



РОСНЕФТЬ

Годовой отчет 2018



Технологии,
формирующие
БУДУЩЕЕ

Содержание

Обращение Председателя Совета директоров ПАО «НК «Роснефть»	3
Обращение Главного исполнительного директора, Председателя Правления ПАО «НК «Роснефть»	5
Активы и регионы деятельности	7
Миссия и ценности Компании	9
Бизнес-модель	11
Структура компании	13

Стратегия



1.1 Стратегия «Роснефть – 2022»	17
1.2 Долгосрочная программа развития и отчет о ее выполнении	27
1.3 Структура системы показателей эффективности	28
1.4 Ключевые производственные и финансовые показатели	31
1.5 Реализация Инвестиционной программы в 2018 году	35

Результаты деятельности



2.1 Геологоразведка и восполнение запасов Компании	45
2.2 Добыча жидких углеводородов	51
2.3 Краткий обзор производства по регионам деятельности	54
2.4 Разработка новых месторождений	65
2.5 Внутренний сервис	75
2.6 Шельфовые проекты Компании	79
2.7 Газовый бизнес	83
2.8 Развитие зарубежных проектов в перспективных нефтегазовых регионах	91
2.9 Переработка, коммерция и логистика	97

Обзор рынка и конкурентная среда



3.1 Макроэкономическая ситуация в 2018 году	133
3.2 Обзор нефтегазовой отрасли	139
3.3 Конкурентный анализ	147
3.4 Обзор основных изменений налогообложения Российской Федерации, оказавших наибольшее влияние на производственную и финансовую деятельность Компании	159

Устойчивое развитие



4.1 Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды	163
4.2 Персонал и социальные программы	172
4.3 Социально-экономическое развитие регионов и благотворительная деятельность в 2018 году	187
4.4 Спонсорская деятельность Компании	189
4.5 Повышение энергоэффективности и энергосбережение	191
4.6 Локализация и развитие промышленных кластеров	195
4.7 Взаимоотношения с поставщиками и подрядчиками	199
4.8 Наука, проектирование, инновации	201

Система корпоративного управления



5.1 Основные принципы корпоративного управления и совершенствование системы корпоративного управления в 2018 году	210
5.2 Общее собрание акционеров	215
5.3 Состав Совета директоров ПАО «НК «Роснефть»	216
5.4 Исполнительные органы	229
5.5 Вознаграждение членов Совета директоров	239
5.6 Вознаграждение менеджмента	240
5.7 Страхование ответственности членов Совета директоров и менеджмента Компании	241
5.8 Регулирование возможных конфликтов интересов	241
5.9 Ревизионная комиссия	245
5.10 Система управления рисками и внутреннего контроля	246

Информация для акционеров и инвесторов



6.1 Акционерный капитал	259
6.2 Дивидендная политика	260
6.3 Работа с акционерами, основные события в 2018 году	262
6.4 Взаимодействие с институциональными инвесторами	264
6.5 Облигации и кредитные рейтинги Компании	268
6.6 Раскрытие информации, информационная политика и прозрачность	270

Приложение 1 Консолидированная финансовая отчетность ПАО «НК «Роснефть» 31 декабря 2018 г. с аудиторским заключением независимого аудитора	272
Приложение 2 Основные риски	325
Приложение 3 Отчет о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления	329
Приложение 4 Информация о выполнении поручений и указаний Президента Российской Федерации и поручений Правительства Российской Федерации	345
Приложение 5 Информация о базовых внутренних нормативных документах, являющихся основанием для формирования текущего Годового отчета, включая ключевые внутренние нормативные документы, регламентирующие функцию внутреннего аудита и вопросы деятельности СУРиВК	360
Приложение 6 Бухгалтерская (финансовая) отчетность и аудиторское заключение	362

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ С ЭЛЕМЕНТАМИ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» за 2018 год содержит элементы интегрированной отчетности в соответствии с определениями, которые включены в Международный стандарт интегрированной отчетности, опубликованный Международным советом по интегрированной отчетности (МСИО).

Он направлен на представление финансовых и нефинансовых результатов и достижений в области устойчивого развития Компании, подчеркивая существующие взаимосвязи между конкурентной средой, Стратегией Компании, бизнес-моделью, системой управления рисками и четкой структурой корпоративного управления.

С 2017 года ПАО «НК «Роснефть» принимает участие в работе бизнес-сети МСИО, целью которой является разработка основ практики интегрированной отчетности и другая деятельность с целью эффективной реализации и развития Системы Международной Интегрированной отчетности.



Посетите наш сайт:
www.rosneft.ru

Обращение Председателя Совета директоров ПАО «НК «Роснефть»



Герхард ШРЁДЕР

Председатель Совета директоров
ПАО «НК «Роснефть»

Уважаемые акционеры и инвесторы!

Как Председатель Совета директоров я **придаю повышенное внимание стратегическим приоритетам Компании и их выполнению**. В 2018 году Компания продолжила реализацию Стратегии «Роснефть – 2022». Стратегия нацелена на качественные изменения, в первую очередь за счет активного внедрения новых технологий во всех сферах деятельности: от разведки и добычи до переработки и сбыта.

В прошедшем году состоялось первое заседание Технологического совета Компании – консультативно-совещательного органа, призванного содействовать реализации Стратегии. **«Роснефть» продолжает уделять значительное внимание вопросам безопасности, внедрению лучших практик контроля рисков, методик обучения работников Компании и контрагентов.**

Одним из стратегических приоритетов Компании является устойчивое развитие. В этом контексте значимой **вехой для «Роснефти» в 2018 году стало одобрение Советом директоров Стратегии в части приверженности 17 Целям устойчивого развития ООН**. В ее рамках были определены пять приоритетных Целей, достижению которых Компания способствует в ходе своей деятельности. «Роснефть» нацелена на рациональное освоение природных богатств, реализует масштабные проекты в области добычи нефти и газа, модернизирует производ-

ственные и нефтеперерабатывающие мощности для снижения воздействия на окружающую среду и выпуска современных, экологичных видов топлива.

Компания уделяет большое внимание экологической ответственности бизнеса. Стратегия «Роснефть – 2022» предусматривает достижение лидерских позиций в области минимизации воздействия на окружающую среду и экологичности производства. До конца 2022 года «Роснефть» намерена войти в первый квартал международных нефтегазовых компаний по показателям промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды. **Развитие экологических программ повышает инвестиционную привлекательность Компании и является важным показателем для инвесторов.**

В 2018 году завершилось формирование структуры стратегических акционеров Компании. Государство с долей более 50 % осталось контролирующим акционером и **основным бенефициаром выплачиваемых дивидендов**, в то время как партнеры из суверенного фонда Катара (QIA) увеличили прямую долю владения до 18,93 %, став вторым после ВР (19,75 %) крупнейшим стратегическим акционером «Роснефти». Переход к прямому владению акциями свидетельствует о том, что QIA доверяет выбранному курсу развития Компании и считает вложения в нее инвестиционно привлекательными.

Фактором инвестиционной привлекательности «Роснефти» также является дивидендная политика, в соответствии с которой выплаты производятся два раза в год и составляют не менее 50 % от чистой прибыли по МСФО. Только за первое полугодие 2018 года было выплачено 155 млрд руб., что почти в 1,4 раза выше, чем за весь 2017 год. Успешные годовые результаты также обеспечат высокий уровень итоговых дивидендов, существенно повысив значения доходности для акционеров.

Как гражданин и бывший канцлер Германии я с большим интересом слежу за успехами «Роснефти» на немецком рынке. За последний год Компания существенно укрепила здесь свои позиции: была собрана профессиональная международная команда специалистов, налажены ключевые бизнес-процессы и собственная клиентская база в ФРГ и соседних странах. Также в 2018 году Rosneft Deutschland начала продажи битума, который был поставлен в адрес более 130 предприятий Германии. Кроме того, уже с 1 января 2019 года Компания приступила к прямым продажам нефтепродуктов в стране. **Уверен, что выbranная Стратегия позволит «Роснефти» и дальше развивать свой бизнес на европейском рынке.**

Обращение Главного исполнительного директора, Председателя Правления ПАО «НК «Роснефть»



**Игорь Иванович
СЕЧИН**

Председатель Правления,
Главный исполнительный директор ПАО «НК «Роснефть»

Уважаемые акционеры и инвесторы!

В 2018 году «Роснефть» не только сохранила мировое лидерство среди публичных нефтяных компаний по объему добычи нефти и жидких углеводородов, но и **задала новые ориентиры в отрасли. Компания поставила рекорд по добыче углеводородов** – 285,5 млн т н. э., превысив уровень 2017 года на 1,3 %. Такого результата удалось достичь за счет совершенствования методов эксплуатации и использования новых технологий на зрелых месторождениях, а также запуска четырех новых крупных проектов – Тагульского, Русского, Куюмбинского и второй очереди Среднебобинского.

«Роснефть» остается лидером среди крупнейших международных нефтегазовых компаний с точки зрения доказанных запасов. Их объем в 2018 году по классификации SEC вырос на 4 %, составив 41,4 млрд барр. н. э., а коэффициент замещения добычи доказанными запасами достиг 173 %. За 2018 год проходка в эксплуатационном бурении составила более 12 млн м, при этом объем строительства сложных многоствольных и многозабойных высокопродуктивных скважин был увеличен в два раза. В результате геологоразведочных работ (ГРП) в прошлом году открыто 230 новых залежей и 23 новых месторождения с запасами в объеме 250 млн т н. э.

По итогам года объем нефтепереработки Компании вырос на 2 %, составив 115 млн т. **«Роснефть» продолжила активно вкладывать средства в развитие собственных НПЗ** – общий объем инвестиций составляет порядка 1,4 трлн руб., из них более 60 % уже профинансировано.

«Роснефть» продолжает обеспечивать новую стабильность и надежное снабжение внутреннего рынка России нефтепродуктами с долей более 40 % всех поставок. В 2018 году Компания увеличила объем реализации моторных топлив на внутреннем рынке на 3,7 %, до 28,1 млн т. Норматив биржевой реализации по автомобильным бензинам был перевыполнен более чем в два раза, по дизельному топливу – более чем в полтора раза.

В прошедшем году «Роснефть» продемонстрировала сильные финансовые результаты. Выручка Компании увеличилась на 37 % – до рекордных 8,2 трлн руб., показатель операционной прибыли до амортизации – на 49 %, до 2,1 трлн руб. Чистая прибыль, относящаяся к акционерам «Роснефти», достигла 549 млрд руб., что в 2,5 раза превышает уровень 2017 года. Кроме того, свободный денежный поток по итогам года увеличился в 4,6 раза и составил 1,13 трлн руб., он остается положительным уже на протяжении 27 кварталов подряд.

Успешные результаты «Роснефти» в прошедшем году стали основой для роста рыночной капитализации Компании, которая за 2018 год выросла более чем на 48 %. Благодаря этому **«Роснефть» впервые вошла в мировой топ-10 нефтяных компаний мира по капитализации.**

Несмотря на внешнее давление, «Роснефть» остается эффективным каналом интеграции России в мировую экономику за счет активной работы на зарубежных рынках и сотрудничества

с крупнейшими нефтяными компаниями мира. **Компания ведет свою деятельность в 25 странах мира, является партнером семи из десяти мировых мейджоров.**

«Роснефть» продолжает укреплять позиции на международном рынке. Компания в 2018 году нарастила поставки сырья в восточном направлении – они выросли на 24,1 %, составив 59,2 млн т. Успешная работа продолжается также и на традиционных рынках сбыта: в прошедшем году были заключены договоры на поставку нефти в Польшу общим объемом до 12,6 млн т и в Германию – до 10,9 млн т.

В 2018 году «Роснефть» подтвердила статус крупнейшего российского налогоплательщика и системообразующей компании для государственного бюджета Российской Федерации. **Налоговые выплаты по результатам года достигли рекордного значения за всю историю Компании и составили 4 трлн руб.** – в полтора раза больше, чем в 2017 году. По итогам года акционерам также был выплачен рекордный объем дивидендов – 225 млрд руб., в том числе свыше 112 млрд руб. в доле государства.

Итоги года являются результатом успешной реализации одобренной в декабре 2017 года Стратегии «Роснефть – 2022», направленной на повышение эффективности бизнеса и максимизацию отдачи от существующих активов. В 2019 году Компания продолжит работу в этом направлении.

Активы и регионы деятельности

25

стран присутствия

78

регионов присутствия
в России

6 %

доля в мировой добыче нефти

13

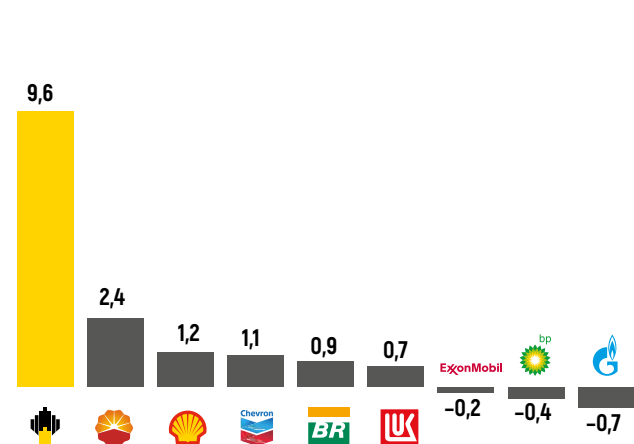
НПЗ в России

70 %

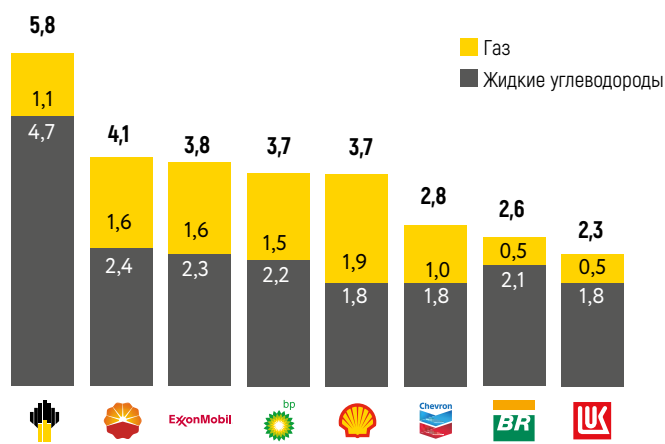
прогнозируемый уровень
локализации производства
иностранного оборудования
на территории Российской
Федерации к 2025 году



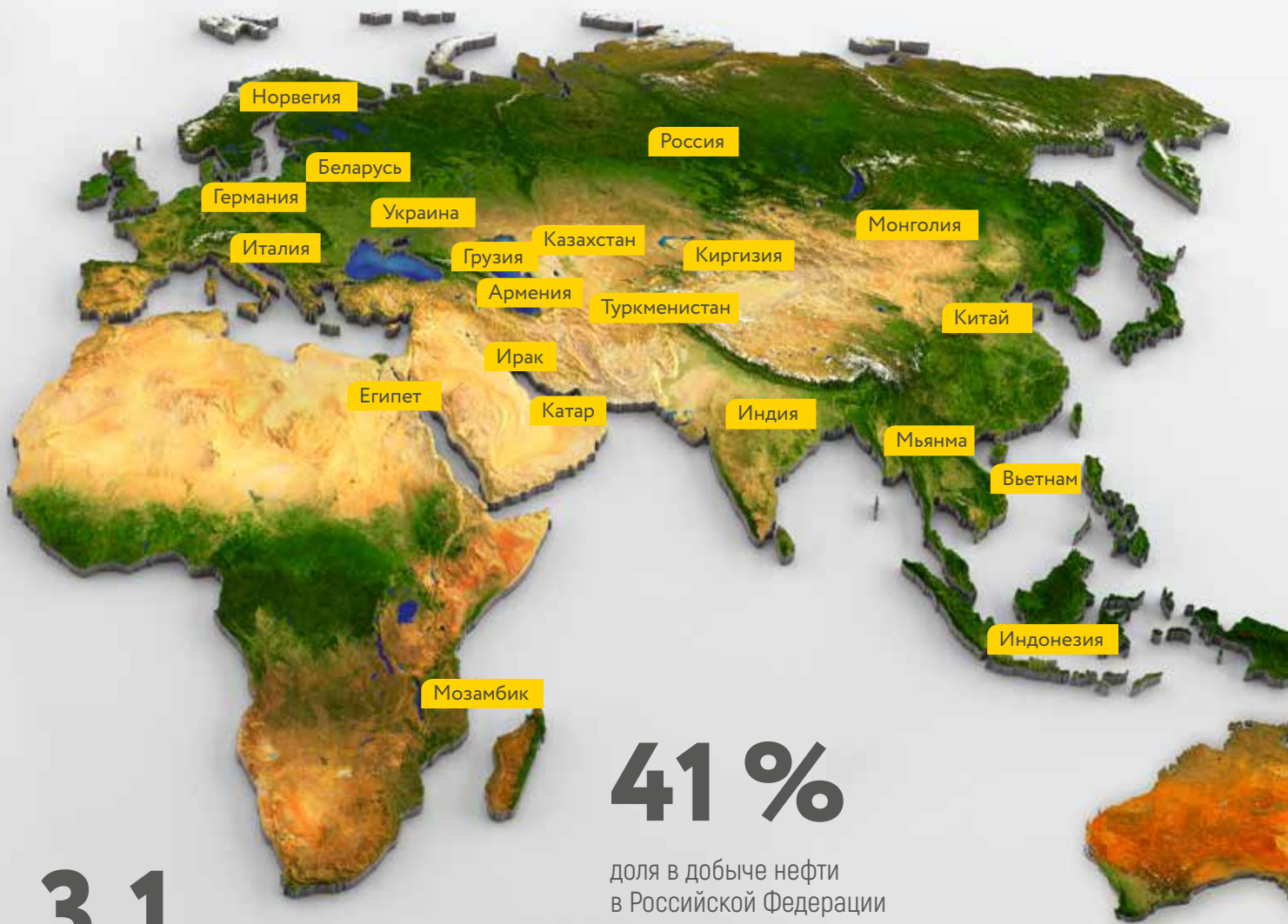
Средний темп прироста добычи
углеводородов в 2008–2018 годах, %



Добыча углеводородов в 2018 году, млн барр. н. э. / сут.



Источники: отчетность компаний, Газпром – Wood Mackenzie



3,1
долл. США /
барр. н. э.

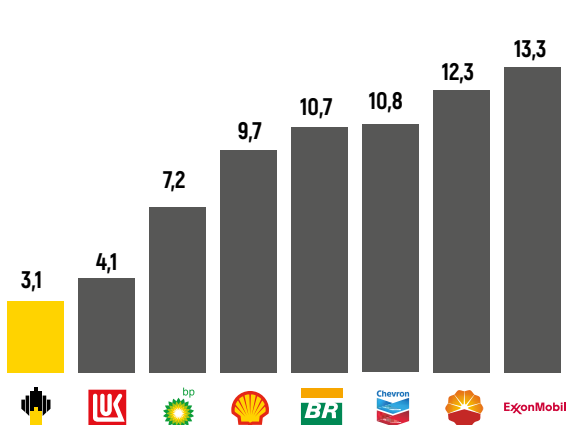
«Роснефть» является лидером по уровню удельных операционных затрат на добычу углеводородов среди публичных компаний

41 %

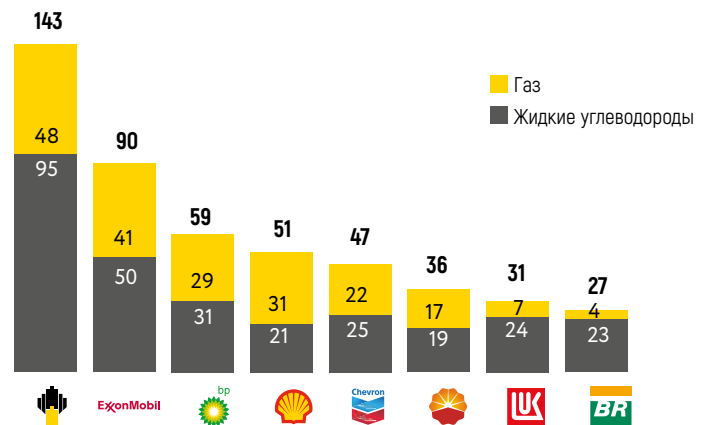
доля в добыче нефти в Российской Федерации

В ПАО «НК «Роснефть» функционирует **интегрированная система управления** промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды


Расходы на добычу углеводородов в 2018 году, долл. США / барр. н. э.



Запасы углеводородов в категории АВ1С1 + В2С2, млрд барр. н. э. на 01.01.2019



Запасы ПАО НК «Роснефть» приведены по российской классификации АВ1С1 + В2С2 на 1 января 2019 года, запасы по остальным компаниям приведены на основании оценки запасов Wood Mackenzie, включая коммерческие и технические (sub-commercial) запасы.



Миссия и ценности Компании

Устойчивое развитие

- Приверженность 17 целям ООН в области устойчивого развития с определением пяти приоритетных
- Достижение мирового лидерства в области обеспечения безаварийной производственной деятельности, безопасных условий труда работников, сохранения здоровья населения в районах деятельности Компании, а также в минимизации воздействия на окружающую среду

Финансы и инвестиции

- Усиление качества инвестиционного/ проектного управления
- Удержание лидерства по операционной эффективности
- Обеспечение высокого уровня доходности акционеров

Корпоративное управление

- Развитие организационных компетенций и людских ресурсов
- Приверженность высоким этическим принципам ведения бизнеса

Развитие технологий

- Цифровизация по всему периметру бизнеса
- Создание устойчивого технологического преимущества
- Локализация производства
- Технологические партнерства
- Развитие собственного научно-проектного комплекса

Миссией ПАО «НК «Роснефть» является эффективная реализация энергетического потенциала в рамках проектов в России и за рубежом, обеспечение энергобезопасности и бережное отношение к природным ресурсам.



ИНВЕСТОРЫ И АКЦИОНЕРЫ

Акционерная стоимость

50 %

чистой прибыли по МСФО направляется на дивиденды

+48 %

рост капитализации

-14 млрд долл. США

сокращение долговой нагрузки

ОБЩЕСТВО

Экология

>240 млрд руб.

«зеленых» инвестиций за последние пять лет

Запуск нового экологичного бизнеса:

10 станций реализации компримированного природного газа введено в 2018 году

Экологичные виды топлива:

выпуск на российский рынок нового высокооктанового топлива Pulsar-100, «Евро-6» на базе топлива АИ-95, а также новой линейки топлив с технологией ACTIVE

Рабочие места

325,6 тыс. сотрудников

один из крупнейших работодателей России

Поддержка малого и среднего бизнеса

35 млрд руб.

объем контрактов с малым и средним бизнесом

Социальные программы

33 млрд руб.

затраты на социальные программы

ГОСУДАРСТВО

Налоги

4 трлн руб.

налогов и таможенных пошлин

936 млрд руб.

капитальных затрат, обеспечивающих значительный мультипликативный эффект для экономики России

Доходы от приватизации

1 трлн руб. за три года

Привлечение иностранных инвестиций

25 млрд долл. США

в 2014–2018 годах

Поддержка приоритетов развития России

Принятие дополнений к Стратегии по ключевым направлениям

ПОТРЕБИТЕЛИ

Поставки нефти и нефтепродуктов

129,1 млн т нефти

113,1 млн т нефтепродуктов

62 млрд куб. м газа

Бизнес-модель



Геологоразведка и добыча

1 121
лицензия
на территории
Российской Федерации

+2,1 %
рост добычи жидких
углеводородов в 2018

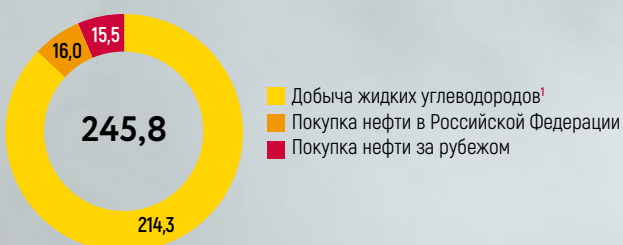
84 %
успешность поисково-
разведочного бурения
на суше Российской
Федерации

5 новых
месторождений
запущены в 2018 году

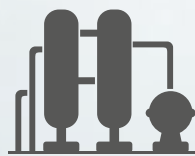
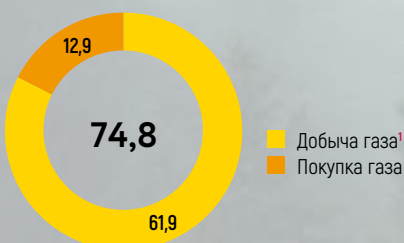
23 года
обеспеченность
запасами углеводородов
по классификации PRMS

3,1
долл. США / барр. н. э.
расходы на добычу углеводородов –
самые низкие в отрасли

Ресурс нефти, млн т



Ресурс газа, млрд куб. м



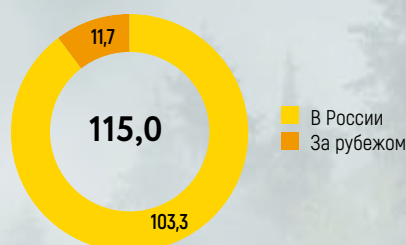
Нефтепереработка и нефтехимия

13 НПЗ
на территории России

Доли в **6** НПЗ за рубежом

75,1 %
глубина переработки на российских НПЗ

Переработка нефти, млн т



Ресурс нефтепродуктов и продуктов нефтехимии, млн т



¹ Добыча дочерними и пропорционально консолидируемыми предприятиями.

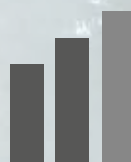


Коммерция и логистика

138 нефтебаз

2 963 АЗС

1 933 магазина



Экономический эффект

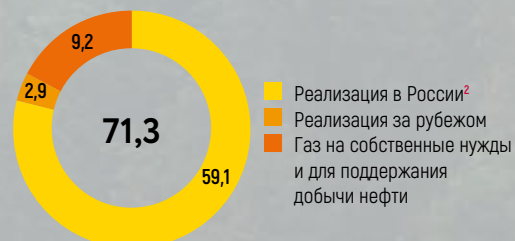
Реализация нефти, млн т



Реализация нефтепродуктов и продуктов
нефтехимии, млн т



Реализация газа, млрд куб. м



² Без учета внутригрупповых оборотов.

³ С учетом дивидендов по итогам первого полугодия 2018 года и дивидендов, рекомендованных Советом директоров для утверждения на Общем собрании акционеров в июне 2019 года.

Структура Компании

Геологоразведка и добыча

Геологоразведка



Российская Федерация

ООО «РН-Эксплорейшн»
 ООО «РН-Шельф-Арктика»
 ООО «Ермак Нефтегаз»
 ООО «РН-Ендырнефтегаз»

Бразилия

Rosneft BRASIL E&P LTDA

Норвегия

RN Nordic Oil AS

Венесуэла

Petromiranda S.A.
 Petrovictoria S.A.

Ирак

Bashneft International B.V.

Иракский Курдистан

RN-Qasrok Pte. Ltd.

Мьянма

Bashneft International B.V.

Вьетнам

Rosneft Vietnam B.V.

Мозамбик

RN Angoche Pte. Ltd.
 RN Zambezi North Pte. Ltd.
 RN Zambezi South Pte. Ltd.

Сервис



Российская Федерация

ООО «РН-Сервис»
 ООО «РН-Бурение»
 ООО «РН-ГРП»
 АО «Таргин»
 ООО «Башнефть-Петротест»

Венесуэла

Precision Drilling de Venezuela, C.A.
 Perforosven, S.A.

Добыча



Тимано-Печора

ООО «РН-Северная нефть»
 ООО «Башнефть-Полюс»

Дальний Восток (шельф)

Сахалин-1
 АО «РН-Шельф-Дальний Восток»

Западная Сибирь

ООО «РН-Юганскнефтегаз»
 ООО «РН-Пурнефтегаз»
 АО «Томскнефть» ВНК
 ООО «РН-Уватнефтегаз»
 АО «Самотлорнефтегаз»
 АО «Роспан Интернешнл»
 АО «РН-Няганьнефтегаз»
 АО «ННП»
 АО «Сибнефтегаз»
 ООО «Кыинско-Часельское
 нефтегаз»
 ООО «Харампурнефтегаз»
 АО «Тюменнефтегаз»
 АО «Мессояханефтегаз»
 ПАО «Варьеганнефтегаз»
 ПАО «НГК «Славнефть»»
 ООО «Соровскнефть»
 АО «Корпорация Югранефть»

ООО «Северо-Варьеганское»

АО «НК «Конданефть»»

ООО «СевКомНефтегаз»

Восточная Сибирь и Дальний Восток (суша)

АО «ВЧНГ»
 АО «Ванкорнефть»
 АО «Востсибнефтегаз»
 ООО «РН-Ванкор»
 ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»
 ООО «Таас-Юрях
 Нефтегазодобыча»
 АО «Сузун»
 ООО «Тагульское»
 АО «Братскэкогаз»

Урало-Поволжье

АО «Самаранефтегаз»
 ОАО «Удмуртнефть»
 АО «Оренбургнефть»
 ООО «Башнефть-Добыча»
 АО «Инзернефть»

Юг России

ООО «РН-Краснодарнефтегаз»
 ОАО «Грознефтегаз»

ООО «РН-Ставропольнефтегаз»

ПАО «НК «Роснефть»-Дагнефть»

АО «Дагнефтегаз»

ОАО «РН «Ингушнефть»»

ООО «НК «Приазовнефть»»

Египет

Upstream Project Pte. Ltd.

Венесуэла

Grupo Rosneft C.A.
 Petroperija S.A.
 Boqueron S.A.
 Petromonagas S.A.

Вьетнам

Rosneft Vietnam B.V.

Канада

RN Cardium Oil Inc.

Иракский Курдистан

RN-Batil Pte. Ltd.
 RN-Zawita Pte. Ltd.
 RN-Harir-Bejil Pte. Ltd.
 RN-Darato Pte. Ltd.

Переработка и сбыт

Переработка



Российская Федерация

АО «АНХК»
АО «АНПЗ ВНК»
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»
АО «НК НПЗ»
АО «КНПЗ»
АО «СНПЗ»
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»
ПАО «Саратовский НПЗ»
АО «РНПК»
ООО «ННПО»
ОАО «Славнефть-ЯНОС»
Единый Уфимский НПЗ
(«Башнефть-Уфанефтехим»,
«Башнефть-Новойл»
и «Башнефть-УНПЗ»)

ООО «Красноленинский НПЗ»
ООО «Пурнефтепереработка»

Заводы масел

ООО «НЗМП»
ПАО «НК «Роснефть»-
«МЗ Нефтепродукт»

Нефтехимия и катализаторы

АО «АЗП»
АО «АЗКИОС»
АО «ННК»
ООО «НЗК»
ПАО «Уфаоргсинтез»

Газопереработка

АО «Отраденский ГПЗ»
АО «Нефтегорский ГПЗ»
ООО «Туймазинское ГПП»
ООО «Шкаповское ГПП»
ООО «РН-Бузулукское ГПП»

Германия

Rosneft Deutschland GmbH
PCK Raffinerie GmbH

Республика Беларусь

ОАО «Мозырский НПЗ»

Украина

ЧАО «ЛИНИК»

Сбыт



ООО «РН-Морской терминал
Находка»
ООО «РН-ВНП»
ООО «РН-
Архангельскнефтепродукт»
ООО «РН-Морской терминал
Туапсе»
ООО «РН-
Красноярскнефтепродукт»
ООО «РН-
Новосибирскнефтепродукт»
ООО «РН-Чеченнефтепродукт»
ПАО «НК «Роснефть»-
Алтайнефтепродукт»
ПАО «НК «Роснефть»-
Кубаньнефтепродукт»
ПАО «НК «Роснефть»-
Курганнефтепродукт»
ПАО «НК «Роснефть»-
Смоленскнефтепродукт»
ПАО «НК «Роснефть»-КБТК»
ОАО «НК «Роснефть»-Артаг»
ООО «Башнефть-Розница»
ПАО «НК «Роснефть»-
Мурманскнефтепродукт»
АО «РН-Москва»

АО «Брянскнефтепродукт»
АО «Воронежнефтепродукт»
АО «Липецкнефтепродукт»
АО «Ульяновскнефтепродукт»
АО «Самаранефтепродукт»
ПАО «БНП»
АО «Тамбовнефтепродукт»
АО «Хакаснефтепродукт ВНК»
АО «РН-Тверь»
АО «НК «Роснефть»-
Ставрополье»
ПАО «НК «Роснефть»-
Карачаево-
Черкесскнефтепродукт»
ООО «РН-Ингушнефтепродукт»
ПАО «НК «Роснефть»-
Ямалнефтепродукт»
ООО «РН-Северо-Запад»
АО «Белгороднефтепродукт»
АО «Иркутскнефтепродукт»
АО «Орелнефтепродукт»
АО «Пензанефтепродукт»
АО «Томскнефтепродукт» ВНК
ООО «РН-Волгоград»
ООО «РН-Аэро»
ПАО «Туланефтепродукт»

АО «РН-Ростовнефтепродукт»
ООО «РН-Бункер»
АО «Калуганефтепродукт»
ПАО «Рязаньнефтепродукт»
АО «Карелиянефтепродукт»
ПАО «Саратовнефтепродукт»
АО «РН-Ярославль»
ООО «РН-Черноземье»
АО «Уралсевергаз»

Республика Беларусь

ИООО «РН-Запад»

Монголия

КОО «Роснефть-Монголия»
КОО «Мэргэван»

Киргизия

ЗАО «РН-Кыргызнефтепродукт»

Армения

ООО «ПЕТРОЛ МАРКЕТ»
ЗАО «Роснефть-Армения»

Грузия

Petrocas Energy International
Limited





01

Стратегия

Новое качество Компании

- Интенсификация технологического прорыва
- Переход к новым формам управления и организации бизнеса
- Увеличение маржинальности по цепочке создания стоимости
- Фокус на повышении эффективности и оптимизации затрат

Стратегия «Роснефть – 2022»

1

УВЕЛИЧЕНИЕ ДОХОДНОСТИ БИЗНЕСА

И ПОВЫШЕНИЕ
ЭФФЕКТИВНОСТИ
СУЩЕСТВУЮЩИХ АКТИВОВ

2018

ЕВИТДА

+49%

2

РЕАЛИЗАЦИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПРОЕКТОВ

В СРОК И В РАМКАХ БЮДЖЕТА,
ДОСТИЖЕНИЕ ЦЕЛЕВЫХ
СИНЕРГИЙ

2018

5

НОВЫХ
месторождений¹

3

ПРЕОБРАЗОВАНИЕ КУЛЬТУРЫ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО
УСИЛЕНИЯ КОНКУРЕНТНЫХ
ПРЕИМУЩЕСТВ

2018

Создан
технологический
фундамент
цифровизации

¹ включая Соровское месторождение в пределах Восточно-Салымского лицензионного участка

20 декабря 2018 года Совет директоров Компании рассмотрел результаты реализации Стратегии «Роснефть – 2022» и отметил успешность в достижении ее целей по итогам 2018 года, отдельно подтвердив актуальность утвержденных стратегических задач на перспективу. В частности, в 2018 году был достигнут прогресс по всем ключевым приоритетам Стратегии: увеличение доходности бизнеса, обеспечение высокого качества проектного управления, развитие корпоративной культуры и технологических возможностей бизнеса.

Кроме того, в 2018 году Советом директоров Компании были одобрены мероприятия по усилению позиций Компании в области экологической и социальной ответственности (ESG) с утверждением публичной позиции «Роснефти» в части приверженности 17 целям устойчивого развития ООН.



Игорь Сечин

Главный исполнительный директор ПАО «НК «Роснефть»



Компания нацелена на рациональное освоение природных богатств, выпуск современных, экологических видов топлив и снижение воздействия на окружающую среду. В рамках Стратегии «Роснефть – 2022» мы реализуем инициативы, которые позволят нам войти в первый квартиль международных нефтегазовых компаний в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, а также развивать кадровый потенциал и способствовать комплексному социально-экономическому развитию регионов, в полной мере отвечая Целям устойчивого развития ООН.

Дополнения к Стратегии в 2018 году

В 2018 году дополнительно расширен ряд направлений Стратегии с учетом приоритетов России:

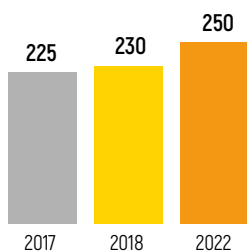
- Социальное развитие
- «РН – Город будущего»
- Кадровый потенциал
- Региональное развитие
- Окружающая среда
- Цифровая «Роснефть»

Стратегические цели и приоритеты

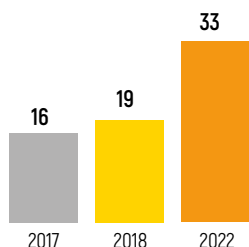


РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

Добыча жидких углеводородов всего, млн т



Добыча из трудноизвлекаемых запасов, млн т



100%-НОЕ ВОСПОЛНЕНИЕ ДОБЫЧИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИРОСТОМ ЗАПАСОВ И ОРГАНИЧЕСКИЙ РОСТ

Рост успешности поисково-разведочного бурения на суше России

142 поисковые скважины

завершены испытанием на суше Российской Федерации с успешностью 84 %

Максимально быстрое вовлечение запасов в разработку с учетом рентабельности

>15 млн т

суммарная добыча на новых проектах, запущенных в 2016–2018 годах

Оптимизация системы разработки месторождений на суше России (рост доли новых горизонтальных скважин)

51 %

доля новых горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта

>20 млн т

дополнительная добыча от вновь введенных скважин

48 %

доля горизонтальных скважин

Ввод крупных проектов в рамках бюджета и установленных сроков

5 новых месторождений

введены в эксплуатацию Русское, Таас-Юрях (второй этап), Тагульское, Куюмбинское и Соровское месторождения в пределах Восточно-Салымского лицензионного участка

Сокращение темпов падения базовой добычи

1,1 %

снижение добычи нефти на Самотлорском месторождении после нескольких лет сокращения на 3–5 % в год

12,3 млн т

восстановленная базовая добыча

+9,5 %
на скважину

рост эффекта от мероприятий на восстановление базовой добычи



РАЗВИТИЕ ЭФФЕКТИВНОГО СЕРВИСА

Снижение непроизводительного времени

5 %

снижение непроизводительного времени за счет повышения надежности работы оборудования, проведения своевременного техобслуживания, ремонта и его замены

Сокращение сроков строительства скважин на 10 %

9 %

сокращение сроков бурения горизонтальных скважин до 32 суток в среднем по Компании

Увеличение времени полезного использования буровых установок (на 20-30 %)

+3 суток (+1 %)

рост времени полезного использования буровых установок

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Оптимизация капитальных затрат (-10 % стоимости сопоставимых скважин, -10 % стоимости линейных объектов в 2020-2022 годах)

6 %

снижение стоимости строительства эксплуатационных скважин с начала реализации Стратегии

Оптимизация операционных затрат (-2-3 % в год в сопоставимых условиях)

>3 %

сокращение операционных затрат в сопоставимых условиях

Привлечение технологических партнеров к капиталоемким рисковым проектам

BP: совместная реализация проекта по разработке Харампурского и Фестивального лицензионных участков

Интенсификация добычи на Самотлорском месторождении – повышение эффективности заводнения благодаря применению наночастиц

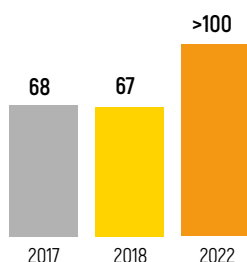
Расширение проекта «Ермак Нефтегаз» на Среднененском и Олекминском участках

Equinor: изучение запасов доманиковых отложений в Самарской области, разработка Северо-Комсомольского месторождения



ГАЗ

Добыча газа, млрд куб. м



РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТОВ В РАМКАХ БЮДЖЕТОВ И СРОКОВ

Добыча свыше 100 млрд куб. м

Опережающими темпами ведется освоение стратегического месторождения Зохрана на шельфе Египта. Менее чем через год после запуска производственные мощности месторождения увеличены до

~57 млн куб. м газа в сутки¹

Реализация основных проектов по добыче газа, включая «Роспан» и «Харампур»

Завершается строительство ключевых производственных объектов инфраструктуры проекта «Роспан» с запуском в 2019 году

Во 2-м квартале 2018 года Компания в партнерстве с ВР приступила к активной фазе разработки Харампурского и Фестивального лицензионных участков в Ямало-Ненецком автономном округе с общими извлекаемыми запасами порядка

1 трлн куб. м

ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА

Освоение залежей турона

Бурение и испытание новых скважин с целью определения оптимальной конструкции и заканчивания скважин Харампурского месторождения

Повышение уровня полезного использования попутного нефтяного газа (ПНГ), в том числе за счет развития собственной генерации и нефтегазохимии

19 новых объектов

по использованию ПНГ (завершено строительство). Уровень полезного использования ПНГ составил 89,7 %.²

Развитие производства сжиженных углеводородных газов, широкой фракции легких углеводородов

Реализация проекта по строительству Майского газоперерабатывающего комплекса в Западной Сибири – разработана проектная документация

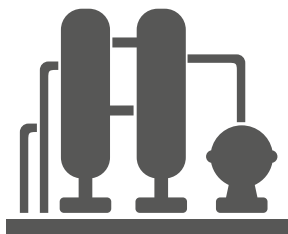
В ДОЛГОСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ

Монетизация запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока

Совместно с Beijing Enterprises Group осуществляется разработка Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения в Иркутской области; подписано индикативное соглашение об основных условиях поставок газа в Китай

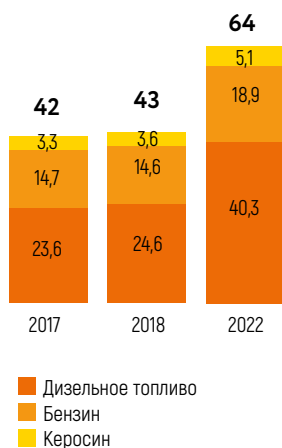
¹ В доле 100 %.

² Без учета месторождений, находящихся на ранней стадии разработки.



НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕГАЗОХИМИЯ

Производство моторных топлив,
соответствующих Техрегламенту³,
млн т



ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ РОСТ ПРИБЫЛЬНОСТИ

Завершение проектов развития НПЗ в России – существенное улучшение доходности

- Продолжалась реализация проектов развития НПЗ в Российской Федерации
- Основная часть оборудования закуплена, ведутся строительно-монтажные работы
- Продолжена работа над проектами расшивки узких мест на НПЗ Компании

Повышение эффективности и оптимизация операционных затрат

>3 %

снижение затрат в сопоставимых условиях

17,2 млрд руб.

совокупный эффект от программы повышения
операционной эффективности в 2018 году

ОПЦИИ ДОЛГОСРОЧНОГО РАЗВИТИЯ

Строительство в России современных комплексов по конверсии мазута в светлые нефтепродукты

Завершена предварительная технико-экономическая проработка по проектам переработки тяжелых нефтяных остатков на двух НПЗ Компании в Российской Федерации

Укрепление позиций на быстрорастущих рынках Азии

Начата реализация проекта по максимизации добавленной стоимости на установке каткрекинга и производству нефтехимической продукции на НПЗ Вадианар (Индия)

Строительство крупных нефтегазохимических проектов в трех кластерах Российской Федерации (при наличии проектного финансирования)

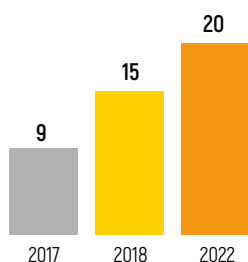
Продолжается работа по монетизации собственных сырьевых ресурсов Компании и привлечению партнеров для совместной реализации нефтехимических проектов

³ Моторные топлива, соответствующие Техрегламенту, – автобензин и дизтопливо класса «Евро-5» и авиакеросин.



КОММЕРЦИЯ, ЛОГИСТИКА И РОЗНИЧНЫЕ ПРОДАЖИ

Доля сопутствующих товаров
и услуг в валовой марже
розничного бизнеса, %



В КОММЕРЦИИ И ЛОГИСТИКЕ

Повышение эффективности реализации продукции и выход на конечных потребителей (внутренний рынок / экспорт)

25 %

рост отгрузок смазочных материалов в адрес конечных потребителей по прямым договорам

11 %

рост реализации топлива в аэропортах Московского авиационного узла

Расширение и диверсификация сбытовых каналов (авиатоплива, судовые топлива, смазочные материалы)

Организовано производство битумных материалов на сторонних площадках из дополнительных объемов гудрона производства заводов Компании

84 %

рост реализации высокотехнологичного продукта полимерно-битумного вяжущего

Изменение продуктового портфеля в соответствии с рыночными трендами – новые марки продукции (битум, судовые топлива)

На Комсомольском НПЗ поставлено на производство судовое дистиллятное топливо DMF III с новыми качественными характеристиками

Увеличены производство и реализация битума по новому ГОСТу.

В РОЗНИЧНОМ БИЗНЕСЕ

Сильные бренды и высокие стандарты обслуживания на АЗС

142 АЗС/АЗК

ребрендировано в бренд «Роснефть» (на конец 2018 года ребрендировано 50 % АЗС, включенных в программу ребрендинга)

Расширение нетопливного бизнеса (внедрение новых категорий товаров, рост количества кафе)

Увеличена выручка от продаж сопутствующих товаров и услуг на **6 %**, кафе – на **14 %**

Проведена оптимизация ассортиментной политики, запуск продуктов под собственной торговой маркой

Повышение эффективности и оптимизация затрат

3 %

сокращение операционных затрат

Развитие клиентского предложения на АЗС (развитие программы лояльности, фирменного топлива)

- Продолжено наращивание базы участников программ лояльности – за время реализации программы привлечено более 10 млн человек
- Выпущены в обращение новые виды топлив с улучшенными характеристиками: Pulsar 100, АИ-95 «Евро-6», топлива ACTIVE
- Завершен переход на фирменное топливо Pulsar на 451 АЗС в 13 регионах Российской Федерации

Развитие мелкого опта – дифференцированные каналы продаж

23 %

рост объема продаж по долгосрочным контрактам

Приоритет цифровизации и технологий

РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

«Цифровое месторождение», центры удаленного управления бурением и добычей, промышленный интернет, big data

- Запуск корпоративного центра обработки данных с платформой промышленного интернета GE Predix, цифрового интегрированного двойника месторождений «ИРМА» и цифрового пространства по обработке геолого-физических данных «ГеоПАК» (совместно с General Electric)
- Испытания применения искусственного интеллекта при разработке месторождений и планировании геолого-технических мероприятий, применение технологии машинного обучения для оптимизации работы добывающего актива в реальном времени, а также уникальной технологии автономного мониторинга производственных объектов при помощи дронов и машинного зрения
- Аprobация технологии компьютерного зрения для мониторинга соблюдения HSE при бурении
- Первый в российской нефтегазовой индустрии центр геологического сопровождения бурения, под чьим контролем пробурено ~8 тыс. горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов
- Введен в промышленную эксплуатацию корпоративный модуль моделирования ГРП («РН-ГРИД»)
- Тестовые полевые испытания системы мониторинга ледовой обстановки для бурения на шельфе

Развитие корпоративных технологических компетенций, применение бескабельной сейсмики, многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) с большим количеством стадий, создание технопарка для тестирования технологий

- Совместно с BP и WesternGeco ведется разработка системы регистрации сейсмических данных, аналогов которой нет в мире
- Продолжена реализация опытно-промышленных работ по бурению горизонтальных скважин с увеличенной длиной и количеством стадий гидроразрыва пласта (>8)
- Запущена в тираж технология бурения горизонтальных скважин с комбинированной колонной

РОЗНИЧНЫЕ ПРОДАЖИ

«Цифровая АЗС», «цифровая цепочка поставок»

- Сервис «Виртуальная топливная карта» для сегмента B2B запущен в коммерческую эксплуатацию в Московском регионе
- Реализован пилотный проект по запуску виртуальной карты в рамках программы лояльности
- Разработана технология оплаты нефтепродуктов на АЗС из мобильного приложения

Совершенствование систем учета – снижение потерь

3 %

сокращение потребления топлива на собственные нужды

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕГАЗОХИМИЯ

«Цифровой завод», промышленный интернет, глобальная система управления надежностью – увеличение межремонтного пробега, автоматизация 2.0 и роботизация

- Системы вибродиагностики, предиктивной аналитики и комплексные индикаторы «здоровья» высококритичного динамического оборудования
- Реализация шаблонного решения системы комплексного управления техобслуживанием и ремонтом оборудования на базе «Меридиум АРМ»
- Развертывание систем усовершенствованного управления технологическими процессами НПЗ
- Пилотные проекты:
 - применение тепловизоров для мониторинга оборудования НПЗ
 - очистка нефтяных резервуаров роботизированными средствами
 - внедрение систем мониторинга персонала с помощью носимых устройств и меток
- Реализация проектов создания, единых операторных, облачной системы сбора, хранения и обработки информации на базе GE Predix

Совершенствование систем учета – снижение потерь и потребления топлива на собственные нужды

- Внедрение системы мониторинга и контроля энергоэффективности
- Проект контроля периметра НПЗ и утечек нефтепродуктов на базе дронов

Автоматизация и роботизация

24 нефтебазы

оснащены автоматическими системами налива

46 нефтебаз

оснащены автоматическими системами измерения в резервуарах

1 тыс. АЗК

оснащена современными системами учета нефтепродуктов, которые охватывают 70 % материальных потоков



ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

63 %

сокращение фугитивных выбросов метана

93 %

доля оборотной и повторно используемой воды

Снижение на 9 %

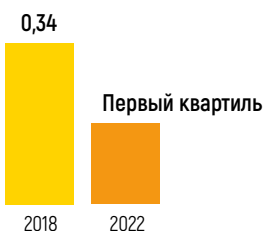
прямых выбросов парниковых газов по downstream

Частота происшествий с оборудованием первого уровня (PSER-1)



Стратегическая цель – достижение лидерских позиций в мире в области обеспечения безаварийной производственной деятельности, безопасных условий труда работников, сохранения здоровья населения, проживающего в районах деятельности Компании, а также в минимизации воздействия на окружающую среду.

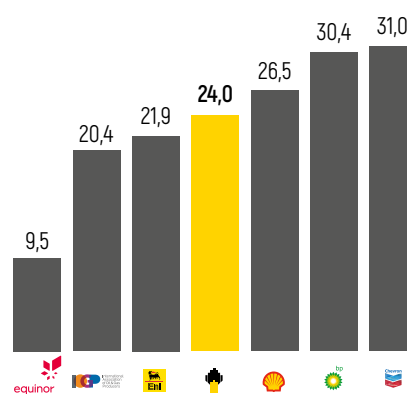
Производственный травматизм с потерей трудоспособности (LTIF)



Приоритетные направления стратегии ПБОТОС

- Лидерство и культура безопасности
- Компетенции
- Система управления безопасностью
- Управление рисками и целостность
- Система контроля
- Отчетность и анализ результатов

Показатель выбросов парниковых газов (GHG), upstream, т CO₂-эквивалента / тыс. барр. н. э.¹



Удельные выбросы парниковых газов (GHG), upstream, т CO₂-эквивалента / тыс. барр. н. э.



По показателям выбросов парниковых газов (GHG) Компания демонстрирует результаты, сравнимые с ведущими мировыми нефтегазовыми компаниями.

¹ Показатель отражает отношение объема выбросов парниковых газов (прямых и косвенных) к объему производства, тонн CO₂-эквивалента / тыс. барр. н. э. за 2017 год по всем компаниям.

Приоритет устойчивого развития

«Роснефть» одобрила стратегические принципы и публичную позицию по вкладу в реализацию 17 целей ООН в области устойчивого развития.

Из них мы выбрали пять стратегически приоритетных для деятельности Компании.



Сохранение окружающей среды для будущих поколений – неотъемлемая часть корпоративной культуры и принципов ведения деятельности «Роснефти». Мы нацелены на достижение лидерских позиций в области минимизации воздействия на окружающую среду и экологичности производства.



Применяются передовые методы утилизации отходов бурения



Функционирует специализированный институт по экологии



Сокращение объема рассеивания газа при газлифтной добыче



Реализуются программы, способствующие:



Разрабатываются технологии по переработке нефтесодержащих отходов с повышенным содержанием природных радионуклеидов

- снижению выбросов загрязняющих веществ
- сохранению биоразнообразия
- энергосбережению
- увеличению доли оборотной и повторно используемой воды

ДОСТИЖЕНИЯ

>240
млрд руб.

объем «зеленых» инвестиций за пять лет

~1 млн
саженцев

высадили Общества Группы в рамках мероприятий по сохранению лесов

10
станций

реализации компримированного природного газа построено в 2018 году

ЦЕЛИ

4,4
млн т у. т.

сокращение потребления энергоресурсов к 2022 году

8 млн т
CO₂-эквивалента

предотвращение выбросов парниковых газов до 2022 года

170 станций

реализации компримированного природного газа будет построено к завершению проекта

1.2

Долгосрочная программа развития и отчет о ее выполнении

Долгосрочная программа развития (ДПР) была впервые разработана в 2014 году в соответствии с поручением Президента Российской Федерации В. В. Путина от 27 декабря 2013 года № Пр-3086 и утверждена Советом директоров ПАО «НК «Роснефть» 9 декабря 2014 года (протокол № 12).

В соответствии с положениями директив Правительства Российской Федерации от 17 июля 2014 года № 4955-П13, ДПР ПАО «НК «Роснефть» подлежит ежегодной актуализации.

ДПР была актуализирована в 2018 году с учетом положений утвержденной Стратегии «Роснефть – 2022» в части детализации отдельных мероприятий по достижению стратегических целей, а также актуализации мероприятий, разработанных в соответствии с требованиями директив Правительства Российской Федерации¹. Актуализированная ДПР была утверждена Советом директоров Компании (протокол № 12 от 20 декабря 2018 года).

ДПР детализирует стратегические направления развития Компании, целевые показатели и ориентиры по всем бизнес-направлениям и корпоративным функциям, включает перечень основных инициатив, направленных на достижение стратегических целей и реализацию Стратегии в среднесрочной перспективе.

Основные направления, ключевые показатели эффективности (КПЭ) и меро-

приятия действующей версии Программы инновационного развития (раздел 4.8 «Наука, проектирование и инновации»), Программы импортозамещения и локализации производства оборудования (раздел 4.6 «Локализация и развитие промышленных кластеров»), Программы энергосбережения (раздел 4.5 «Повышение энергоэффективности и энергосбережение») разработаны с учетом положений ДПР и интегрированы в текущую версию документа.

В перечень ключевых показателей ДПР включен интегральный показатель инновационной деятельности. Инвестиционная программа ПАО «НК «Роснефть» направлена на выполнение стратегических задач Компании, отраженных в Стратегии и ДПР по ключевым направлениям бизнеса (раздел 1.8 «Реализация Инвестиционной программы в 2018 году»).

Запланированные в ДПР ключевые мероприятия на 2018 год по основным бизнес-направлениям и функциональным блокам исполнены. Результаты реализации ДПР за 2018 год приведены в разделе 2 «Результаты деятельности».

Независимым аудитором ООО «Эрнст энд Янг» проведен аудит реализации ДПР. По результатам независимой аудиторской проверки дано заключение о достоверности отражения в отчете о выполнении ДПР ПАО «НК «Роснефть» результатов деятельности Компании по выполнению ДПР за 2018 год и корректности указанных в нем причин изменений фактиче-

ских значений показателей результатов деятельности Компании от запланированных на 2018 год. Заключение получено 16 апреля 2019 года.

ДПР предусматривает восполнение запасов на уровне не менее 100 %, эффективную добычу на зрелых месторождениях и рост добычи за счет реализации новых проектов, увеличение добычи газа, обеспеченное высокоэффективным долгосрочным портфелем продаж, рост прибыльности нефтеперерабатывающих активов, увеличение маржинальности по всей цепочке создания стоимости.

При реализации ДПР Компания руководствуется принципами обеспечения эффективности бизнеса, ставит перед собой цели по достижению плановых показателей эффективности по всем ключевым направлениям.

С целью повышения эффективности и прозрачности процесса актуализации ДПР в Компании утверждено положение ПАО «НК «Роснефть» «Порядок актуализации долгосрочной программы развития ПАО «НК «Роснефть»».

¹ № 4955п-П13 от 17 июля 2014 года, № 7558п-П13 от 12 ноября 2014 года, № 1346п-П13 от 5 марта 2015 года, № 2303п-П13 от 16 апреля 2015 года, № 7389п-П13 от 31 октября 2014 года, № 1472п-П13 от 3 апреля 2016 года, № 4531п-П13 от 28 июня 2016 года, № 4750п-П13 от 4 июля 2016 года, № 830п-П13 от 6 февраля 2017 года.

1.3

Структура системы показателей эффективности



Целями системы показателей эффективности Компании являются декомпозиция Стратегии развития Компании и ДПР ПАО «НК «Роснефть» в форму конкретных показателей эффективности и каскадирование их на все уровни управления Компании, оценка текущего состояния их достижения и создание факторов мотивации для принятия эффективных управленческих решений.

Система показателей эффективности Компании обеспечивает:

- ориентированность на выполнение Стратегии Компании, показателей ДПР Компании;
- ориентированность на постоянное улучшение финансовых и производственных (отраслевых) результатов Компании;
- выполнение директив и поручений федеральных органов исполнительной власти, включая ежегодное снижение затрат;
- сбалансированность и комплексность показателей, обеспечивающих мотивацию на достижение приоритетных целей Компании;
- прозрачность, измеримость, минимальную достаточность и непротиворечивость показателей эффективности;
- каскадирование и декомпозицию показателей эффективности сверху вниз.

Система показателей эффективности Компании предусматривает как финансово-экономические показатели, такие как операционная прибыль до амортизации (ЕБИТДА), доходность на задействованный капитал (ROACE), совокупный доход акционеров (TSR), коэффициент долговой нагрузки (чистый долг / ЕБИТДА), показатели сокращения затрат, так и отраслевые показатели эффективности (объем добычи углеводородов, замещение запасов, выход светлых нефтепродуктов, интегральный показатель эффективности инновационной деятельности и т. д.).

Система показателей эффективности Компании включает в себя:

- коллективные показатели эффективности, перечни которых формируются на базе основных финансово-экономических и отраслевых показателей консолидированного бизнес-плана Компании и бизнес-планов бизнес-блоков;
- индивидуальные показатели эффективности, перечни которых формируются на основе задач стратегического характера, стоящих перед конкретным руководителем Компании.

Перечни и целевые значения показателей эффективности топ-менеджеров ПАО «НК «Роснефть» устанавливаются решением Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» с предварительным

обсуждением в профильном комитете Совета директоров на ежегодной основе.

Так, показатели эффективности топ-менеджеров ПАО «НК «Роснефть» на 2018 год разработаны на основе бизнес-плана, утвержденного в декабре 2017 года, и обновлены решением Совета директоров от 20 марта 2018 года, протокол № 14.

В перечень коллективных показателей эффективности Компании и индивидуальных показателей эффективности Главного исполнительного директора ПАО «НК «Роснефть» на 2018 год включены такие показатели, как:

- доходность на средний задействованный капитал (ROACE);
- объем добычи и производства углеводородов;
- показатель травматизма;
- производительность труда;
- сохранение совокупной доходности акционеров ПАО «НК «Роснефть» (TSR) не ниже среднеотраслевого уровня компаний Российской Федерации;
- снижение затрат отчетного периода относительно прошлого периода в сопоставимых условиях;
- коэффициент долговой нагрузки (чистый долг / ЕБИТДА);
- интегральный показатель эффективности инновационной деятельности;
- коэффициент выполнения поручений Совета директоров и Правления.



Оценка достижений показателей эффективности

Анализ выполнения показателей эффективности для целей годового премирования руководителей и работников Компании осуществляется после подведения итогов деятельности Компании за год на основании управленческой и аудированной публичной отчетности.

Служба внутреннего аудита Компании ежегодно проводит аудит выполнения коллективных и индивидуальных показателей эффективности, установленных для целей годового премирования на отчетный период руководителей ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы. Результаты аудита выполнения показателей эффективности топ-менеджеров выносятся на рассмотрение Комитетом Совета директоров по кадрам и вознаграждениям.

Оценка деятельности топ-менеджеров рассматривается Комитетом Совета директоров по кадрам и вознаграждениям. Решение о выплате и размерах годовых

премий топ-менеджеров за отчетный период, которые зависят от выполнения установленных им показателей эффективности, утверждает Совет директоров ПАО «НК «Роснефть».

Нормализация плановых КПЭ с учетом изменения факторов, неподконтрольных менеджменту, таких как курсы валют и цены на международных рынках, производится в соответствии с Положением Компании «Порядок нормализации показателей эффективности при анализе и оценке деятельности менеджмента Компании за отчетный период для целей годового премирования» (Положение утверждено решением Совета директоров ОАО «НК «Роснефть», протокол от 6 апреля 2015 года № 27) и методическими указаниями Компании «Нормализация показателей эффективности при анализе выполнения бизнес-плана Компании» (утверждены приказом ОАО «НК «Роснефть» от 18 мая 2015 года № 218).

По итогам 2018 года показатели с учетом нормализации были выполнены.

Фактическое выполнение КПЭ Компании

Показатель	2018 год, факт	Степень достижения планового значения в 2018 году	2017 год, факт
ROACE (%)	17,4	Лучше плана	11,5 ⁴
Коэффициент долговой нагрузки (чистый долг / EBITDA) ¹	1,4	Лучше плана	2,1
Показатель травматизма по Компании (LTIF и FAR), %	95,8	Лучше плана	н/д
Сохранение совокупной доходности акционеров ПАО «НК «Роснефть» (TSR) не ниже среднеотраслевого уровня компаний Российской Федерации, % ²	27,1	Не ниже среднеотраслевого уровня компаний Российской Федерации	9,3
Интегральный ключевой показатель эффективности инновационной деятельности, % ³	100	План выполнен	100

¹ В рублевом выражении. В долларовом выражении коэффициент долговой нагрузки за 2018 год составил 1,2.

² Расчет показателя за 2018 год включает данные за четыре предыдущих года.

³ На основании отчетов менеджмента.

⁴ Показатель скорректирован в связи с уточнением финальной справедливой стоимости активов, приобретенных в 2017 году.

1.4

Ключевые производственные и финансовые показатели

Основные производственные показатели

	2018	2017	Доля	2016
Доказанные запасы углеводородов ¹ по классификации SEC (млн барр. н. э.)	41 431	39 907	4 %	37 772
Доказанные запасы углеводородов ¹ по классификации PRMS (млн барр. н. э.)	47 045	46 520	1 %	46 075
Доказанные запасы рыночного газа по классификации SEC (млрд куб. м)	2 065	1 949	6 %	1 714
Доказанные запасы рыночного газа по классификации PRMS (млрд куб. м)	2 420	2 309	5 %	2 273
Обеспеченность запасами углеводородов по классификации PRMS (лет)	23	23		24
Добыча жидких углеводородов (млн т)	230,2	225,5	2 %	210,0
Добыча газа (млрд куб. м)	67,3	68,4	-2 %	67,1
Реализация нефти за рубежом (млн т)	123,7	121,8	2 %	114,9
Переработка нефти (млн т)	115,0	112,8	2 %	100,3
Производство нефтепродуктов и нефтехимии (млн т)	111,7	109,1	2 %	98,2
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии за рубежом (млн т)	73,7	71,9	3 %	67,4
Розничная реализация нефтепродуктов в России (млн т)	13,6	11,7	16 %	10,9

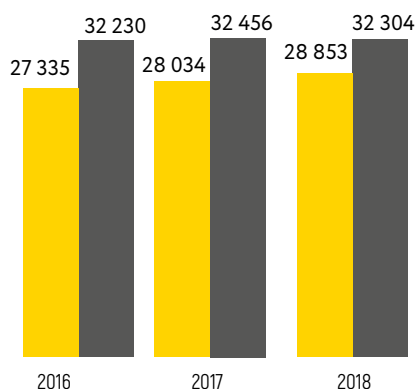
Основные финансовые показатели

	2018	2017	Доля	2016
Выручка от реализации и доход от зависимых компаний (млрд руб.)	8 238	6 011	37 %	4 988
ЕБИТДА (млрд руб.)	2 081	1 400	49 %	1 278
Маржа ЕБИТДА	24,8 %	22,6 %	2,2 п. п.	25,0 %
Налоги и таможенные пошлины (трлн руб.)	4,0	2,6	54 %	2,0
Чистая прибыль (млрд руб.)	649	297	119 %	192
Маржа чистой прибыли	7,9 %	4,9 %	3 п. п.	3,8 %
ROACE	17,4 %	11,5 %	5,9 п. п.	13,9 %
ROAE	12,3 %	5,6 %	6,7 п. п.	5,2 %
Капитальные затраты (млрд руб.)	936	922	2 %	709
Удельные капитальные расходы на разведку и добычу (долл. США / барр.н. э.)	6,8	7,1	-4 %	5,0
Удельные операционные затраты на добычу в расчете (долл. США / барр.н. э.)	3,1	3,2	-3 %	2,5
Свободный денежный поток (млрд руб.)	1 133	245	362 %	439
Дивиденды на акцию (руб.)	25,91 ²	10,48	147 %	5,98
Общий объем начисленных дивидендов (млрд руб.)	274,6 ²	111,1	147 %	63,4

¹ Включая топливный газ.

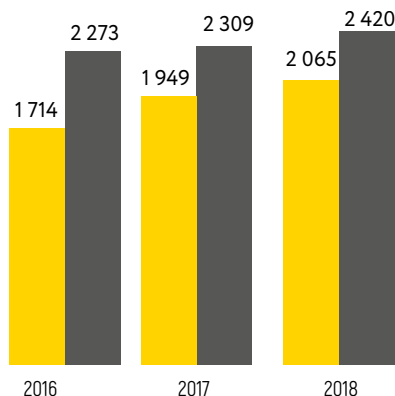
² С учетом дивидендов по итогам первого полугодия 2018 года и дивидендов, рекомендованных Советом директоров для утверждения на Общем собрании акционеров в июне 2019 года.

Доказанные запасы жидких углеводородов, млн барр.



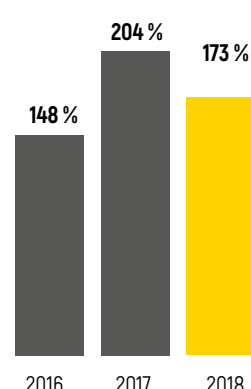
- Доказанные запасы жидких углеводородов по классификации SEC (млн барр.)
- Доказанные запасы жидких углеводородов по классификации PRMS (млн барр.)

Доказанные запасы газа, млрд куб. м



- Доказанные запасы газа по классификации SEC (млрд куб. м)
- Доказанные запасы газа по классификации PRMS (млрд куб. м)

Коэффициент замещения запасов нефти и газового конденсата, SEC²



Добыча нефти и газового конденсата, млн т



По итогам 12 месяцев 2018 года добыча нефти и жидких углеводородов Компании достигла 4,67 млн барр. в сутки (230,2 млн т), что на 2,1 % выше уровня 12 месяцев 2017 года. Ключевыми факторами роста стали: достижение рекордных показателей производства на крупнейшем активе Компании «РН-Юганскнефтегаз», запуск новых

крупных месторождений (второй очереди Среднеботуобинского, Тагульского, Русского и Куямбинского месторождений) и продолжение активной разработки действующих проектов в условиях выполнения в течение года договоренностей по ограничению добычи в рамках Соглашения ОПЕК+.

Добыча газа, млрд куб. м



Снижение добычи газа за 12 месяцев 2018 года на 1,7 % по сравнению с аналогичным периодом 2017 года, в основном, обусловлено сокращением добычи ПНГ на месторождениях с развивающейся

инфраструктурой, а также на ряде прочих активов, исходя из условий экономической эффективности разработки и с учетом внешних ограничений.

² Коэффициент замещения рассчитан в тоннах нефтяного эквивалента (т н. э.). Коэффициент замещения в баррелях нефтяного эквивалента (барр. н. э.) составил 175 %.

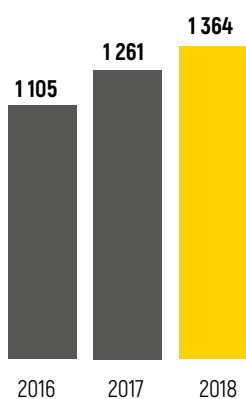
Операционные расходы сегмента «Разведка и добыча» на баррель добываемого нефтяного эквивалента, руб. / барр. н. э.



За 2018 год рост удельных операционных затрат год к году составил 4,9 % (со 185 до 194 руб. на барр. н. э.), что значительно ниже темпа промышленной инфляции в Российской Федерации (11,9 %).

Увеличение связано, главным образом, с ростом затрат на ремонт и обслуживание растущего фонда скважин, нефтепромысловые услуги, а также ростом тарифов естественных монополий.

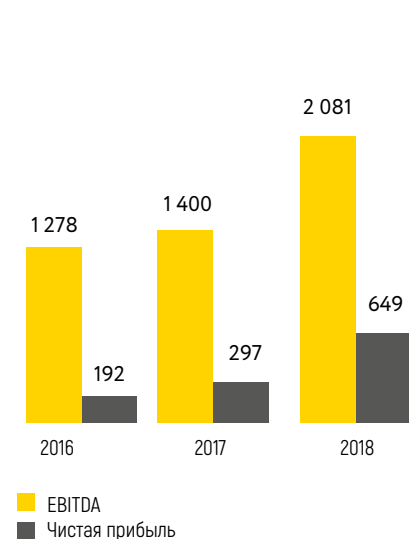
Операционные расходы заводов Российской Федерации на тонну переработанной нефти, руб / т



По сравнению с 2017 годом операционные расходы НПЗ, находящихся в Российской Федерации, а также удельные операционные затраты на тонну переработанной нефти НПЗ в 2018 году увеличились на 11,3 % и 8,2 %

соответственно, что связано с ростом тарифов естественных монополий, индексацией заработной платы и плановым увеличением объемов ремонтов.

ЕБИТДА и чистая прибыль, млрд руб.



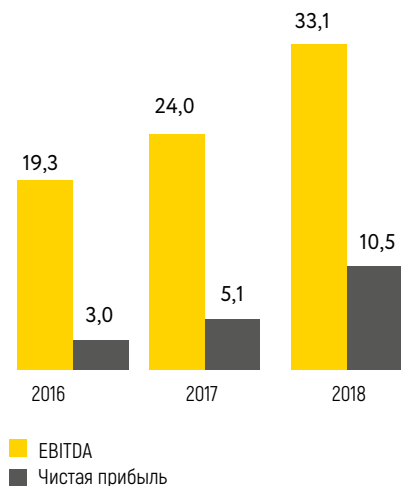
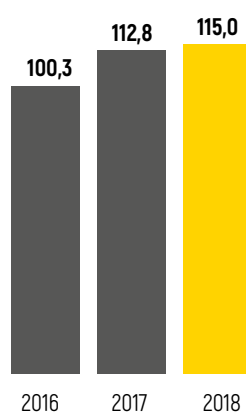
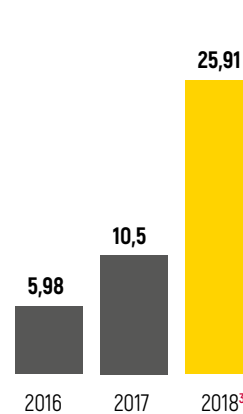
Показатель ЕБИТДА за 2018 год составил 2 081 млрд руб. (33,1 млрд долл. США), что в полтора раза превышает уровень 2017 года. Росту показателя способствовало повышение эффективности деятельности, а также благоприятная внешняя конъюнктура рынка и смягчение ограничений в рамках соглашения ОПЕК+.

За 2018 год чистая прибыль, относящаяся к акционерам Компании, превысила уровень показателя за аналогичный период

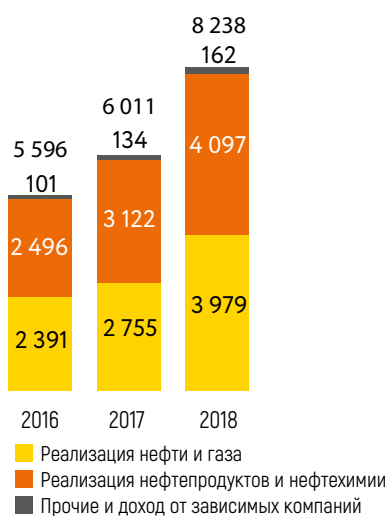
2017 года в 2,5 раза и составила 549 млрд руб. (8,9 млрд долл. США), несмотря на признание ряда обесценений². Рост чистой прибыли, помимо увеличения операционной прибыли, обусловлен положительным эффектом курсовых разниц, а также признанием единовременного дохода от приобретения доли в СП по разработке месторождений с иностранным партнером и справедливой оценки ранее имевшейся доли в СП.

¹ Исключая затраты новых приобретенных активов «Башнефти», операционные затраты на барр. н. э. составили 163 и 177 руб. / барр. н. э. в 2016 и 2017 годах соответственно.

² Примечания 13, 24, 25 к Приложению № 1.

EBITDA и чистая прибыль,
млрд долл. СШАОбъем переработки нефтяного сырья,
млн тДивиденды на акцию,
руб/акция

Выручка, млрд руб.



Факторами роста выручки в 2018 году стали положительное изменение ценового тренда на рынке (рост цены на нефть марки Urals на 10 % в рублевом выражении), увеличение объемов реализации

нефти и нефтепродуктов за счет интеграции новых активов и органического роста добычи и роста поставок на внутренний рынок.

³ С учетом дивидендов по итогам первого полугодия 2018 года и дивидендов, рекомендованных Советом директоров для утверждения на Общем собрании акционеров в июне 2019 года.

1.5

Реализация Инвестиционной программы в 2018 году

Инвестиционная программа ПАО «НК «Роснефть» 2018+ утверждена в составе бизнес-плана на 2018–2019 годы на заседании Совета директоров 18 декабря 2017 года (протокол № 8 от 21 декабря 2017 года). Инвестиционная программа ПАО «НК «Роснефть» 2019+ утверждена в составе бизнес-плана на 2019–2020 годы на заседании Совета директоров 20 декабря 2018 года (протокол № 12 от 20 декабря 2018 года).

При неизменности стратегических приоритетов и преемственности бизнес-планов ключевые цели Инвестиционной программы ПАО «НК «Роснефть» сохраняются, включая рост добычи углеводородов и запуск новых масштабных проектов с фокусом на инвестиционную и операционную эффективность. Гибкость Инвестиционной программы, которая достигается за счет управления инвестиционным портфелем и ранжирования проектов по экономической эффективности с учетом материалности по добычке, влиянию на денежный поток и готовности проектов к реализации, позволяет оперативно реагировать на все изменения макро-

экономической среды или среднесрочных задач Компании.

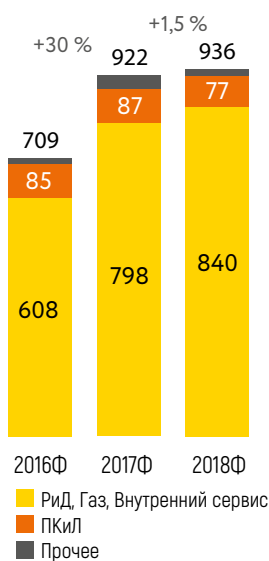
Фактический объем капитальных вложений 2018 года составил 936 млрд руб., что примерно на уровне факта 2017 года. Рост относительно 2017 года в рублевом

выражении – 1,5%, при этом в долларовом выражении с учетом влияния курса Инвестиционная программа 2018 года ниже на 5%.

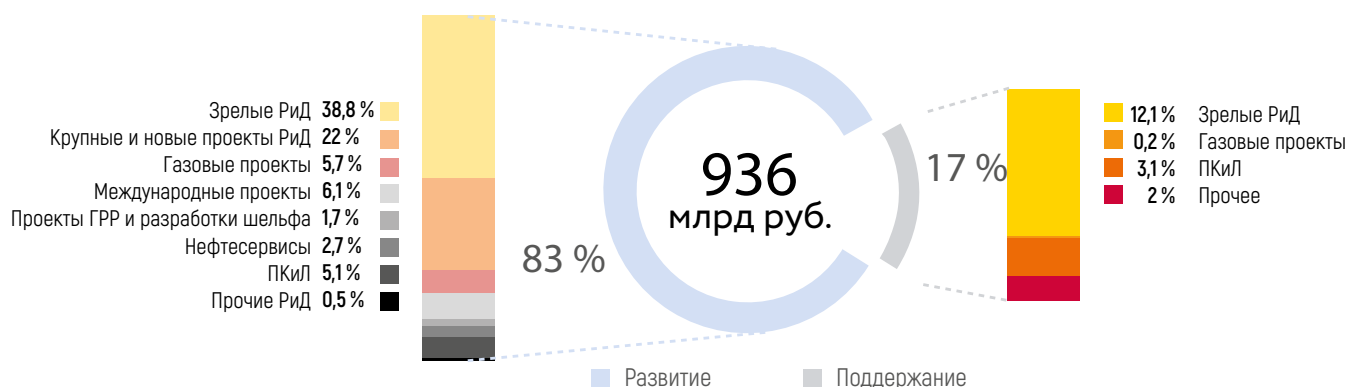
Инвестиционная программа Компании направлена на реализацию высокоэффективных проектов разведки и добычи нефти и газа для их последовательного запуска и вывода на полку добычи, проектов на НПЗ по строительству и реконструкции технологических установок и комплексов для повышения глубины переработки и выхода светлых нефтепродуктов, развитие собственного нефтесервиса и поддержание действующих активов в рамках утвержденного бизнес-плана и Стратегии Компании.

В основном инвестиции Компании сосредоточены в России с долей от общего объема более 92%, из них порядка 20% приходится на проекты Восточной Сибири и Дальнего Востока. В 2018 году порядка 90% инвестиций направлено в сегмент разведки и добычи (включая газовые проекты) и 8% – в сегмент переработки, коммерции и логистики. В целом более 80% Инвести-

Финансирование капитальных вложений 2016–2018 годов, млрд руб.



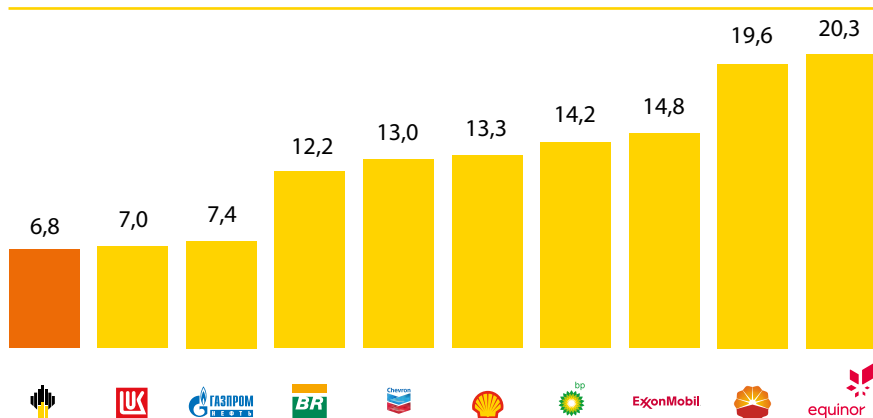
Структура инвестиционной программы в 2018 году



ционной программы Компании составляют проекты развития.

При реализации интенсивной Инвестиционной программы Компания удерживает лидерские позиции по удельной эффективности капитальных вложений в разведку и добычу (6,8 долл. США на барр. н. э. за 2018 год) с учетом выполнения цели по росту добычи углеводородов и постоянной оптимизации инвестиционного портфеля.

Удельные капитальные вложения Блока «Разведка и добыча»
долл. США / барр. н. э.



Зрелые нефтяные месторождения

Зрелые месторождения являются основным источником добычи жидких углеводородов (более 90 %) и генерируют стабильный положительный денежный поток Компании, создавая базу для дальнейших инвестиций в развитие и доходов акционеров. Для поддержания стабильного уровня добычи увеличивается

объем бурения и ввода новых скважин, проводится комплекс геолого-технических мероприятий (ГТМ) на зрелых месторождениях при сохранении высокой инвестиционной эффективности.

В 2018 году объем инвестиций (капитальных вложений) в зрелые месторождения

достиг порядка 480 млрд руб. Инвестиции в зрелые активы составляют более 50 % от инвестиций Компании, из них более 75 % составляют проекты развития, обеспечивающие максимизацию возврата на вложенный капитал.

Новые нефтяные месторождения

Компания реализует значительный портфель крупных проектов в разведке и добыче нефти, находящихся в активной фазе разработки. Объем капитальных вложений в такие проекты в 2018 году составил свыше 200 млрд руб., или порядка 22 % от инвестиций Компании.

В результате развития новых месторождений формируются крупные центры добычи углеводородов с добычей в 2018 году уже более 20 млн т н. э.:

- в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке: в Красноярском крае (Сузунское, Тагульское, Лодочное, Юрубчено-Тохомское, Курумбинское месторождения), в Якутии (Среднеботуобинское месторождение);

- на севере Западной Сибири: Восточно-Мессояхское, Русское месторождения;
- в традиционных регионах добычи в синергии со зрелыми месторождениями: Эргинский кластер (Эргинский лицензионный участок, Кондинское, Чапроевское, Западно-Эргинское месторождения, Южно-Эргинский лицензионный участок и Ендырское месторождение) и Восточно-Салымский лицензионный участок вблизи лицензионных участков ООО «РН-Юганскнефтегаз», Северо-Комсомольское месторождение в непосредственной близости к месторождениям ООО «РН-Пурнефтегаз» и Даниловский кластер (Северо-Даниловское месторождение) в синергии с Верхнечонским месторождением.

В период 2019–2022 годов Компания ставит цели по вводу ряда месторождений Эргинского кластера, а также Северо-Комсомольского, Лодочного и Северо-Даниловского месторождений.

При последовательном запуске и выводе на полку добычи всех новых месторождений, включая месторождения-спутники, находящиеся в настоящее время на этапе геологоразведки, в 2022 году добыча по этим проектам достигнет порядка 20 % от общей добычи жидких углеводородов (ЖУВ) Компании с потенциалом дальнейшего роста по результатам геологоразведочных работ (ГРР).

Компания эффективно управляет реализацией портфеля новых проектов, включая темпы реализации, гибко реагируя

на вызовы внешней среды и фискальные изменения. При этом ключевым приоритетом является достижение запланированных показателей эффективности, выполнение проектов в плановые сроки и бюджет с достижением запланированных технико-экономических показателей.

По результатам 2018 года введены следующие проекты:

- Таас-Юрях: введены в эксплуатацию основные объекты второй очереди обустройства месторождения (нефтепровод, центральный пункт сбора, приемо-сдаточный пункт), обеспечивающие мощность подготовки

и сдачи нефти до 5 млн т в год. Объем добычи на Среднеботубинском месторождении за 2018 год составил 2,9 млн т.

- Тагульское: завершен этап опытно-промышленной эксплуатации. Месторождение введено в эксплуатацию, объем добычи за 2018 год с применением мобильных установок подготовки нефти составил 1,3 млн т, что соответствует уровню утвержденной технологической схемы разработки месторождения.
- Русское: месторождение введено в эксплуатацию с применением новейших технологий бурения многоствольных и многозбойных скважин. Обеспечена добыча за 2018 год

в объеме 0,3 млн т, что соответствует действующему проектному документу.

- Куюмбинское: месторождение введено в эксплуатацию, осуществлен технологический запуск основного объекта обустройства месторождения – центрального пункта сбора. Добыча нефти за 2018 год составила 0,5 млн т¹ в соответствии с утвержденным проектно-технологическим документом.
- Восточно-Салымский лицензионный участок: промышленная разработка Восточно-Салымского лицензионного участка ООО «РН-Юганскнефтегаз» начата запуском в эксплуатацию Сорковского месторождения с добычей нефти за 2018 год в объеме 0,5 млн т.

Проекты на шельфе

Капитальные вложения Компании в проекты на шельфе России за 2018 год в объеме более 15 млрд руб. направлены как в действующие добычные проекты, так и в проекты геологоразведки в целях воспроизводства и развития ресурсной базы.

В 2018 году Компания акцентировала внимание на анализе, обработке

и интерпретации значительного объема сейсморазведочных данных по шельфовым проектам, полученным за 2016–2017 годы.

Наиболее крупными действующими добычными проектами Компании на шельфе Российской Федерации являются проект «Сахалин-1» и проект

по разработке Северной оконечности месторождения Чайво.

Компания также участвует в реализации шельфовых проектов за рубежом. В числе наиболее приоритетных зарубежных проектов в сфере разведки и добычи на шельфе можно назвать проекты Компании в Египте и Вьетнаме.

Газовые проекты

В 2018 году объем капитальных вложений, направленных в газовые проекты, составил 55 млрд руб.

В 2018 году продолжилась активная фаза строительства ключевых производственных объектов инфраструктуры Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков проекта «Роспан», полномасштабная разработка которых в ближайшей перспективе обеспечит Компании материальный прирост добычи не только газа, газового конденсата, но и углеводородов в целом.

Во 2-м квартале 2018 года Компания в партнерстве с ВР приступила к активной фазе разработки Харампурского и Фестивального лицензионных участков.

Реализация основных газовых проектов с фокусом на достижении запланированных показателей эффективности, выполнении проектов в плановые сроки и в рамках бюджета позволит ПАО «НК «Роснефть» достигнуть стратегической цели по увеличению добычи газа свыше 100 млрд куб. м в год. Запуск проектов «Роспан» и «Харампур» планируется в период 2019–2020 годов.

Рост добычи природного газа на 2,4 % на фоне некоторого снижения добычи ПНГ в 2018 году обеспечен реализацией с опережающими темпами проекта по разработке месторождения Зохрана на шельфе Египта в составе международного консорциума с Eni, BP, Mubadala и египетской государственной нефтегазовой компанией EGAS. Менее чем за год после запуска месторождения был достигнут уровень добычи газа ~57 млн куб. м в сутки¹. В 2019 году планируется продолжить строительство объектов инфраструктуры и достичь проектной мощности к концу года.

¹ В доле 100 %.

Лидерство по запуску новых проектов



● Площадь круга соответствует «полке» добычи, цифры в круге – по нефтяным проектам в млн т в год, по газовым проектам (Зохран, Роспан и Харампур) в млн т н. э. в год. Показатели по проектам приведены в доле 100 %.

27%

доля инвестиций
Компании
в 2018 году
в новые проекты
добычи нефти
и газа
на территории
Российской
Федерации

>20 млн т

добыча на новых
месторождениях
в 2018 году

Проект «Роспан»



Развитие внутреннего сервиса

Компания продолжает реализовывать стратегию по развитию собственных нефтесервисов, поддерживая долю внутреннего сервиса по бурению на уровне 50 %. Объем инвестиций, направленных на развитие собственного внутреннего

сервиса, составил в 2018 году порядка 25 млрд руб. Основные направления капитальных затрат – приобретение буровых установок и применение новых технологических решений. Компания обеспечила испытание и применение

новейших перспективных технологий (бурение горизонтальных скважин с МГРП, оригинальная конструкция скважин) и повысила эффективность работы добывающего сегмента.

Переработка, коммерция и логистика

Общий объем инвестиций в переработку, коммерцию и логистику в 2018 году составил 77 млрд руб.

Основные инвестиции в нефтепереработку и нефтегазохимию направлены на строительство и реконструкцию технологических установок и комплексов на НПЗ для повышения глубины переработки и увеличения выпуска высококачественных нефтепродуктов с учетом потребностей рынка, а также реализацию программы поддержания активов.

Основные направления инвестиций в сбытовые и логистические активы Компании в 2018 году – поддержание и развитие объектов розничной сети, нефтебазового хозяйства, морских терминалов и авиа-топливо-заправочных комплексов.

Ключевые результаты 2018 года в нефтепереработке

- На Рязанской НПК начат выпуск высокооктанового бензина АИ-100, а также завершены масштабные работы по реконструкции комплекса установки ЛЧ-24/7, что позволит значительно улучшить технико-экономические показатели работы установки.
- На Ангарской НХК завершены монтажные работы по замене колонны на газофракционирующей установке.
- На Новокуйбышевском НПЗ внедрена инновационная экологичная технология водоочистки, которая обеспечивает высочайшую степень очистки сточных вод.
- Центральная заводская лаборатория Сызранского НПЗ и операторная цен-

тра управления производства Комсомольского НПЗ оснащены передовым техническим оборудованием.

- На Уфимской группе НПЗ и Саратовском НПЗ начато производство улучшенных высокооктановых автомобильных бензинов АИ-95 «Евро-6».



Организация инвестиционного процесса

Делегирование полномочий: инвестиционные органы и лимиты полномочий

Лимиты полномочий

Иерархия инвестиционных органов

>1 500 МЛН ДОЛЛ. США	СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ¹	10 % от объема инвестиций 1 % от количества проектов
500–1 500 МЛН ДОЛЛ. США	ПРАВЛЕНИЕ	7 % от объема инвестиций 2 % от количества проектов
200–500 МЛН ДОЛЛ. США	ИНВЕСТИЦИОННЫЙ КОМИТЕТ	36 % от объема инвестиций 4 % от количества проектов
0–200 МЛН ДОЛЛ. США	ПРОФИЛЬНЫЕ ПОДКОМИТЕТЫ	47 % от объема инвестиций 93 % от количества проектов
	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">Разведка и добыча</div> <div style="text-align: center;">Переработка, коммерция и логистика</div> <div style="text-align: center;">Газ</div> <div style="text-align: center;">Корпоратив- ный центр</div> </div>	

Процесс управления инвестициями ПАО «НК «Роснефть» выстроен в соответствии с лучшими мировыми стандартами и практиками, включая инициирование, экспертизу, утверждение, мониторинг инвестиционных проектов, управление инвестиционным портфелем Компании. Инвестиционный процесс интегрирован со всеми смежными процессами, включая стратегическое и бизнес-планирование, бюджетирование, отчетность и финансовый контроль, проектное и корпоративное управление.

Рациональное распределение капитала с фокусом на обеспечении денежного потока, снижении долга, повышении отдачи на акционерный капитал формирует уникальный потенциал роста стоимости Компании на основе первоклассной ресурсной базы как действующих зрелых активов с низкими удельными затратами и уровнем риска, так и новых высокодоходных проектов, конкурентных в мировом масштабе.

¹ Статистика по % от объема инвестиций и от количества проектов не включает инвестиции по приобретению и продаже активов, решения по которым принимаются на уровне Совета Директоров



В рамках реализации инвестиционного процесса Компания продолжает следовать основным целям:

- повышение эффективности Компании по всем направлениям деятельности за счет тщательно выверенного определения потребностей Компании в инвестициях, повышения квалификации и компетентности персонала, задействованного в процессе управления инвестициями, качественного управления, мониторинга и контроля бизнес-проектов;
- устойчивый рост бизнеса за счет направления инвестиций в наиболее эффективные и конкурентоспособные бизнес-проекты, увеличения инвестиционных доходов, систематической оптимизации портфеля бизнес-проектов и минимизации инвестиционных рисков;
- повышение инвестиционной дисциплины за счет качественной проработки бизнес-проектов, совершенствования системы их идентификации и классификации;
- соблюдение принципов высокой социальной ответственности Компании в сфере экологической и промышленной безопасности, обеспечения безопасных условий труда, охраны здоровья, улучшения качества жизни работников и их семей, поддержки образования, вклада в социально-экономическое развитие регионов.

Задачи по организации инвестиционного процесса 2018 года и будущих лет направлены на поддержание и усовершенствование действующих процессов с целью повышения зрелости Компании в области управления инвестициями.

- **Дисциплина и ответственность:** процесс утверждения бизнес-проектов через систему делегирования полномочий по принятию решений (в соответствии с установленными лимитами инвестиционных полномочий) по результатам проведенной в установленном порядке всесторонней экспертизы.
- **Инвестиционные решения:** качественные инвестиционные решения, сокращение сроков согласования и рассмотрения инвестиционных меморандумов, ответственность исполнителей и кураторов инвестиционных проектов по выполнению проектов в срок, в рамках бюджета с надлежащим качеством и показателями эффективности.
- **Мониторинг и контроль:** процессы регулярного и качественного мониторинга проектов на всех уровнях Компании, процесс управления изменениями; автоматизированный контроль наличия инвестиционных решений при вступлении в финансовые обязательства («режим двух ключей»¹) на всех этапах планирования и реализации проектов.
- **Портфельный анализ:** формирование сбалансированного и гибкого портфеля инвестиционных проектов Компании; применение принципов комплексного ранжирования проектов на базе экономической эффективности с учетом материалности, готовности к реализации, влияния на денежный поток и иных факторов, в увязке со Стратегией Компании и текущими приоритетами; использование инструментов сценарного анализа портфеля.
- **Развитие информационных технологий и автоматизация:** автоматизация процесса управления портфелем инвестиционных проектов Компании и процессов ведения плановых, фактических и прогнозных данных о реализации проектов в разрезе бизнес-сегментов и объектов капитальных вложений.

¹ «Режим двух ключей» включает контроль наличия инвестиционных решений и средств в утвержденном бизнес-плане.



Процесс управления портфелем проектов

УПРАВЛЕНИЕ ПОРТФЕЛЕМ ПРОЕКТОВ

Инструмент стратегического управления и максимизации бизнес-выгод путем отбора, оптимизации и реализации инвестиционных проектов в соответствии с целями Компании.







02

Результаты деятельности

Планомерная реализация стратегии

Прогресс по всем ключевым приоритетам Стратегии «Роснефть – 2022»: увеличение доходности бизнеса, обеспечение высокого качества проектного управления, развитие корпоративной культуры и технологических возможностей бизнеса

2.1

Геологоразведка и восполнение запасов Компании¹

По итогам 2018 года «Роснефть» подтвердила лидирующие позиции по объему ресурсной базы и эффективности проведения геологоразведочных работ (ГРП). «Роснефть» продолжила наращивать добычу углеводородов, полностью замещать добычу новыми запасами.

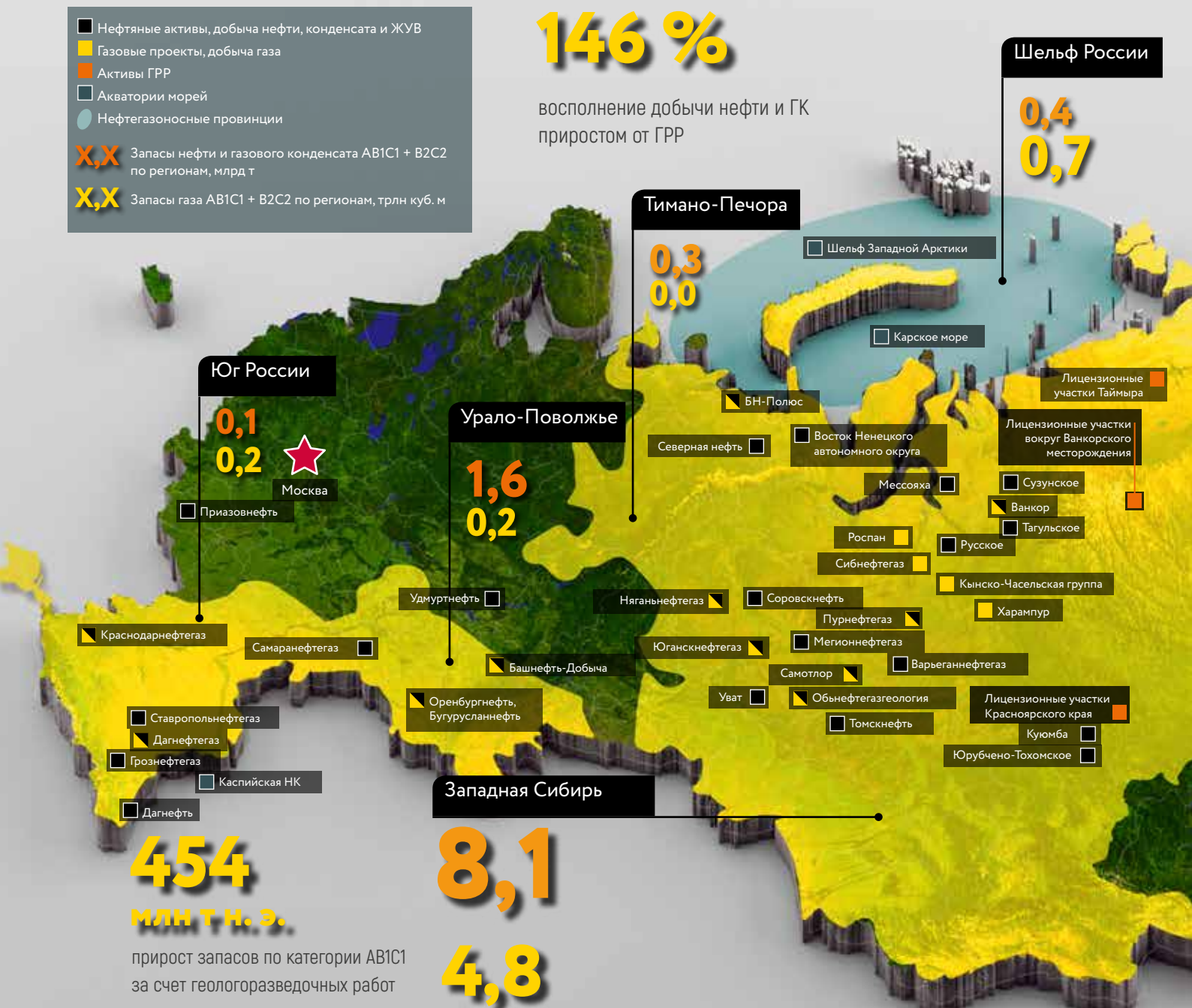
- Нефтяные активы, добыча нефти, конденсата и ЖУВ
- Газовые проекты, добыча газа
- Активы ГРП
- Акватории морей
- Нефтегазоносные провинции

X,X Запасы нефти и газового конденсата АВ1С1 + В2С2 по регионам, млрд т

X,X Запасы газа АВ1С1 + В2С2 по регионам, трлн куб. м

146 %

восполнение добычи нефти и ГК приростом от ГРП



¹ Для целей указанного раздела данные по регионам представлены по территориальной принадлежности месторождений / лицензионных участков.

Ресурсная база «Роснефти»

12,9 млрд т
суммарные запасы нефти
и конденсата на территории
Российской Федерации

7,9 трлн куб. м
суммарные запасы газа
на территории Российской
Федерации

3,2 млрд т
ресурсы нефти и конденсата
на суше

1,1 трлн куб. м
ресурсы газа на суше

22,2 млрд т
ресурсы нефти и конденсата
на шельфе

23,2 трлн куб. м
ресурсы газа на шельфе



143 млрд барр. н. э.
(19,4 млрд т н. э.) – объем запасов
углеводородов Компании категории
AВ1С1 + В2С2 по итогам 2018 года

393 млн т н. э.
замещение запасов углеводородов
по категории AВ1С1 с учетом
приобретений

138 %
восполнение добычи приростом
запасов углеводородов
по российской классификации

23 месторождения
и 230 новых залежей с суммарными
запасами 250 млн т н.э. открыто

1 121 лицензия
на территории Российской
Федерации (в том числе
55 на шельфе)

26 участков недр
приобретены
из нераспределенного фонда
и завершено оформление
24 лицензий

**142 поисково-
разведочные скважины**
завершены испытанием на суше
Российской Федерации

84 %
успешность поисково-разведочного
бурения на суше Российской
Федерации

Геологоразведочные работы на суше Российской Федерации

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ЦЕЛИ ПРОГРАММЫ ГРР КОМПАНИИ

Обеспечение 100 % восполнения запасов жидких углеводородов (ЖУВ).

Повышение успешности поисково-разведочного бурения до 95 % к 2022 году за счет развития технологий и инновационных решений.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГРР

Компания «Роснефть» совместно с BP и WG ведет разработку уникальной системы регистрации сейсмических данных, аналогов которой нет в мире. Впервые в мире в России были проведены зимние тестовые работы 3D в Западной Сибири, на Ай-Яунском лицензионном участке. Съёмка проводилась параллельно с производственными работами по стандартной методике. Обработка полученных данных полностью завершена. Результаты превзошли ожидания: значительно повысилась геологическая информативность, производительность, дока-

зана возможность проведения работ в эксклюзивных зонах.

Для повышения успешности поисково-разведочного бурения продолжилось поэтапное внедрение передовых технологий обработки и интерпретации сейсмических данных. В частности, использованы инновационные подходы учета неоднородностей верхней части разреза для минимизации погрешности прогноза структур. На этапе проектирования проводится конечно-разностное моделирование волнового поля с целью выбора оптимальных параметров сейсмической съёмки.

Развитие ресурсного потенциала и рациональное освоение недр при строгом соблюдении норм экологической безопасности и широком внедрении современных технологий является одним из ключевых приоритетов Компании.

По итогам 2018 года на суше Российской Федерации завершены испытания 142 поисково-разведочные скважины

с высоким уровнем успешности – 84 %. Выполнено около 5 тыс. пог. км сейсморазведочных работ 2D и 10 тыс. кв. км сейсморазведочных работ 3D.

В результате успешного проведения ГРР открыто 23 месторождения и 230 новых залежей с суммарными запасами 250 млн т н. э.

В Компании разработан и реализуется комплекс научно-исследовательских и опытных работ, а также мероприятия по созданию собственного геофизического сервиса. Внедрены методы моделирования полевых сейсморазведочных работ, позволяющие получить оптимальные системы наблюдения для ряда Обществ Группы.

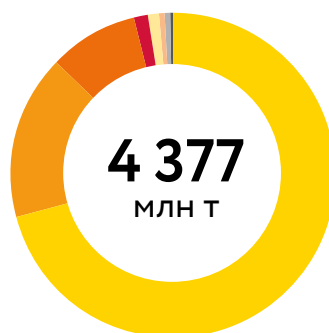
Независимый международный аудит запасов

Доказанные запасы углеводородов ПАО «НК «Роснефть» на 31 декабря 2018 года по классификации SEC составили 41 431 млн барр. н. э. (5 597 млн т н. э.). Запасы углеводородов по сравнению с запасами на конец 2017 года увеличились на 1 524 млн барр. н. э. (202 млн т н. э.), или на 4 %. Аудит, предусматривающий оценку запасов до конца срока рентабельной разработки месторождений, проведен компанией DeGolyer & MacNaughton.

Обеспеченность Компании доказанными запасами углеводородов по итогам 2018 года составила более 20 лет по классификации SEC. Коэффициент замещения доказанных запасов углеводородов в 2018 году по классификации SEC составил 173 %¹.

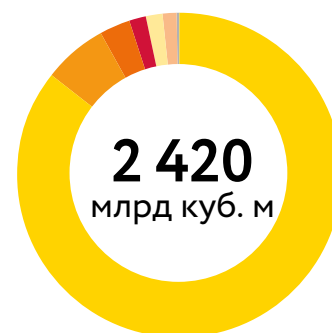
На протяжении ряда лет ПАО «НК «Роснефть» с заметным отрывом лидирует среди крупнейших публичных международных нефтегазовых компаний по уровню обеспеченности доказанными запасами по классификации SEC и коэффициенту замещения доказанных запасов. При этом Компания демон-

Структура доказанных запасов углеводородов (нефть, конденсат, ЖУВ) по классификации PRMS, млн т



■ Западная Сибирь	3 103
■ Урало-Поволжье	716
■ Восточная Сибирь	399
■ Тимано-Печора	55
■ Зарубежные страны	48
■ Юг России	27
■ Шельф (кроме Арктики)	21
■ Дальний Восток	8

Структура доказанных запасов рыночного газа по классификации PRMS, млрд куб. м



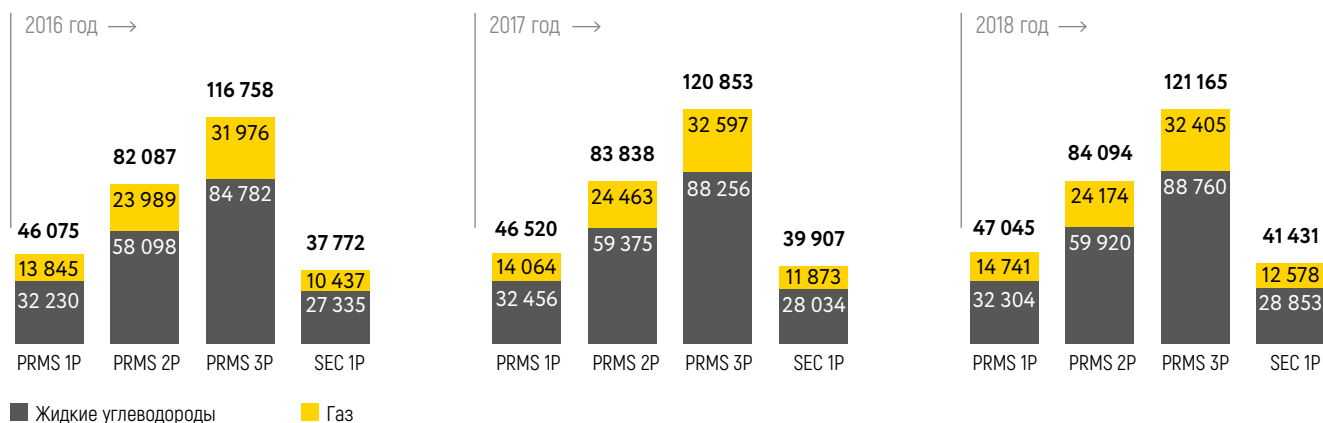
■ Западная Сибирь	2 075
■ Восточная Сибирь	154
■ Урало-Поволжье	70
■ Юг России	42
■ Шельф	41
■ Зарубежные страны	35
■ Тимано-Печора	2
■ Дальний Восток	1

стрирует самые низкие издержки на поиск и разработку запасов углеводородов среди международных энергетических компаний.

По классификации PRMS (Система управления углеводородными

ресурсами) по оценке компании DeGolyer & MacNaughton запасы углеводородов по категории 1P на 31 декабря 2018 года составили 47 045 млн барр. н. э. (6 368 млн т н. э.), 2P – 84 094 млн барр. н. э. (11 388 млн т н. э.), 3P – 121 165 млн барр. н. э. (16 426 млн т н. э.).

Запасы углеводородов по международным классификациям, млрд барр. н. э.



¹ Коэффициент замещения рассчитан в тоннах нефтяного эквивалента. Коэффициент замещения в баррелях нефтяного эквивалента составил 175 %.

Восполнение запасов по регионам



Западная Сибирь

В 2018 году на новом, сформированном в 2017 году Эргинском нефтегазовом кластере в Западно-Сибирском регионе по результатам переиспытания поисково-оценочной скважины № 16 Новоендырской, из которой после гидроразрыва пласта (ГРП) получен приток нефти дебитом 26,9 куб. м / сут., открыто Иртышское месторождение с запасами нефти и растворенного газа 22,5 млн т н. э. (НИЗ С1 + С2).

ООО «РН-Уватнефтегаз» последовательно реализует стратегию освоения Уватского проекта, в том числе по ежегодному увеличению темпов прироста извлекаемых запасов. Как показывают результаты работы в 2018 году, геологи по-прежнему разведывают существенно больше нефтяных запасов, чем извлекают из недр. Так, по итогам деятельности ООО «РН-Уватнефтегаз» в 2018 году превышение прироста запасов категорий АВ1С1 (25,2 млн т) над объемами добычи (добыча 10,6 млн т нефти) составило 238 %.

Основным достижением программы ГРП ООО «РН-Уватнефтегаз» является открытие двух новых месторождений на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (ХМАО – Югры) на Юганском-11 и Юганском-12 лицензионных

участках по результатам бурения первых поисковых скважин.

Компания активно продолжает развивать газовый бизнес. По газовым активам Компании в 2018 году выполнены ГРП в объеме: сейсморазведка 3D – 280 кв. км, завершено испытаниями две скважины. Прирост запасов газа Компании в Западной Сибири в 2018 году составил 107,7 млрд куб. м. Продолжается работа по изучению нетрадиционного газонасыщенного коллектора Березовской свиты на территории Западной Сибири. В 2018 году по результатам испытания скважин в интервале Березовской свиты на Харампурском месторождении были открыты новые газовые залежи в пластах ВБ1 и НБ1.

Прирост извлекаемых запасов газа категории В1 + В2 в пределах Харампурского лицензионного участка составил 79,9 млрд куб. м газа.

С 1996 года Компания ведет работы на Русско-Реченском лицензионном участке, расположенном в Тазовском районе ЯНАО, на границе с Красноярским краем. По результатам ГРП 2018 года при испытании скважины 749 Русско-Реченской получен рекордный фонтанный дебит нефти с растворенным газом 903 куб. м / сут.

В рамках продолжения работ по изучению Гыданского полуострова в 2018 году АО «Роспан Интернешнл» завершена интерпретация сейсморазведочных работ 3D Минховского лицензионного участка, подтверждены перспективы месторождения, уточнены местоположения поисковых и разведочных скважин.



Восточная Сибирь и Дальний Восток

Технологическое развитие Компании в части повышения эффективности ГРП касается не только полевых сейсморазведочных работ, но и методик их интерпретации. В результате всестороннего анализа геолого-геофизических материалов была разработана методика прогноза областей развития улучшенных коллекторов в пластах, приуроченных к выступам фундамента и рифогенным постройкам в осинском горизонте. Применение современных высокотехнологичных подходов к интерпретации геолого-геофизических данных (сейсмическая инверсия, расчет сейсмических атрибутов, комплексный анализ результатов) и совершенствование геологической концепции привело к высокой успешности ГРП.

В 2018 году по результатам сейсморазведочных работ уточнена геолого-геофизическая модель строения Даниловского, Санарского лицензионных участков и Верхнеичерского месторождения, определены приоритетные объекты для постановки поисково-оценочного и разведочного бурения в 2019 году в пределах выполненных съемок 3D. Согласно материалам обработки и экспресс-интерпретации сейсморазведочных данных 2018 года,

222,8 млн т нефти и конденсата
107,7 млрд куб. м газа –
прирост запасов

Открыты два новых месторождения
и **76 новых залежей**
с суммарными запасами АВ1С1 + В2С2
193,2 млн т н. э.

52 поисково-разведочные скважины
с успешностью 87 % завершены испытаниями

Выполнено **3,6 тыс. кв. км**
сейсморазведочных работ 3D

39,4 млн т нефти и конденсата
и **34,4 млрд куб. м** газа – прирост
запасов в Восточной Сибири и на Дальнем
Востоке

Открыты две новые залежи с запасами
АВ1С1 + В2С2 **1,1 млн т н. э.**

на Западно-Чонском и Средне-Кочемском лицензионных участках подтверждаются перспективы участков, предварительно ооконтурены интересующие объекты. По результатам поисково-оценочного и разведочного бурения уточнена модель строения Верхнечонского, Северо-Даниловского, Южно-Даниловского, Верхнеичерского месторождений и месторождения им. Савостьянова на Могдинском лицензионном участке. При этом в скважине Даниловская-82 Южно-Даниловского месторождения получен рекордный для объекта Б5 дебит нефти – 320 куб. м / сут. Прирост запасов по итогам ГРП 2018 года составил 19 млн т н. э. по категории В1С1.

На Хатангском кластере Компании на полуострове Таймыр в 2018 году завершены масштабные сейсморазведочные работы 2D 4 476 пог. км, в том числе в 2018 году – 1 827 пог. км (Владимирский, Кунгасалахский, Купчихтасский лицензионные участки).

На проектах Красноярского края с целью подтверждения продуктивности для сложнопостроенных трещиноватых карбонатных коллекторов и увеличения площади запасов в 2018 году продолжают работы по бурению многоствольных разведочных скважин. Усложнение конструкции разведочных скважин в сложных геологических условиях позволило достичь плановых уровней приростов запасов, актуализировать геологическую модель, снять геологические риски для эксплуатационного бурения. Принято решение о тиражировании технологии для сложнопостроенных карбонатных коллекторов в Восточной Сибири и Тимано-Печоре.



Урало-Поволжье, Тимано-Печора и юг России

На юге Российской Федерации по активам Компания продолжает планомерно выполнять ГРП с целью восполнения ресурсной базы региона. В 2018 году выполнены сейсморазведочные работы 2D в объеме 68 пог. км, завершена испытанием одна скважина в старейшем нефтегазодобывающем регионе России на территории Республики Дагестан. Для поиска перспективных объектов в условиях сложной геологии, больших глубин, высокой плотности объектов инфраструктуры и сельского хозяйства были применены современные технологии ведения сейсморазведочных работ 2D и обработки полевых материалов. По результатам работ наиболее перспективной была определена структура на Западно-Избербашском лицензионном участке, на которой и было рекомендовано бурение скважины.

Результат бурения скважины № 1 Западно-Избербашская подтвердил возможности новых открытий в старых нефтегазодобывающих регионах. В настоящее время на территории Республики Дагестан Компания продолжает ГРП в пределах Карланюртовского, Каратюбинского, Карабудахкентского, Димитровского лицензионных участков, осуществляется анализ нераспределенного фонда недр с целью последующего лицензирования.

11 поисково-разведочных скважин с успешностью 73 % завершены испытанием

Выполнено **4,8 тыс. пог. км** сейсморазведочных работ 2D и **1,7 тыс. кв. км** сейсморазведочных работ 3D

67,9 млн т нефти и конденсата и **7,9 млрд куб. м** газа – общий прирост запасов в Волго-Уральском регионе, Тимано-Печоре и на юге России

Открыто **21 месторождение** и **152 новые залежи** с суммарными запасами АВ1С1 + В2С2 всех открытий 55,4 млн т н. э.

79 скважин с успешностью 84 % завершены испытаниями

Выполнен значительный объем сейсморазведочных работ методом общей глубинной точки (МОГТ) 3D – **4,6 тыс. кв. км** и **68 пог. км 2D**

2.2

Добыча жидких углеводородов

Добыча углеводородов ПАО «НК «Роснефть» в 2018 году составила 285,5 млн т н. э. (5,80 млн барр. н. э. / сут.), что на 1,3 % выше уровня 2017 года.

В 2018 году добыча Компании составила 230,2 млн т жидких углеводородов (4,67 млн барр. / сут.), превысив среднесуточный объем производства 2017 года на 2,1%. Среди ключевых факторов роста – достижение рекордных объемов производства на крупнейшем активе Компании «РН-Юганскнефтегаз», запуск новых крупных месторождений и гибкое маневрирование разработкой действующих месторождений в условиях выполнения Компанией договоренностей по ограничению добычи в рамках Соглашения ОПЕК+.

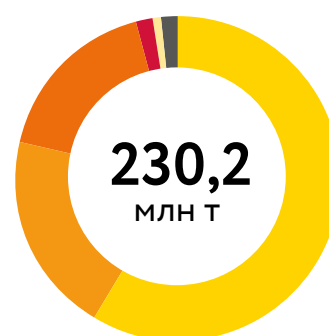
После снятия ограничений Компании удалось оперативно нарастить добычу благодаря корректности стратегического выбора активов и подготовленному потенциалу дополнительной добычи. За счет применения технологически оптимального режима управления фондом высокообводненных и низкоэффективных скважин на зрелых месторождениях в условиях улучшения рыночной конъюнктуры Компании удалось полностью восстановить объемы добычи до уровня начала реализации Соглашения ОПЕК+ (октябрь 2016 года) и нарастить добычу на новых проектах.

За время действия Соглашения ОПЕК+ ПАО «НК «Роснефть» внесло наибольший вклад в объем сокращения добычи со стороны Российской Федерации. В декабре Компания продемонстрировала рост среднесуточной добычи нефти и газового конденсата в Российской Федерации на 4,7% по сравнению с декабрем 2017 года.

За 2018 год проходка в эксплуатационном бурении сохранилась на уровне 2017 года и составила более 12 млн м, при этом в два раза увеличен объем строительства сложных многоствольных и высокопродуктивных многозабойных скважин (МЗС).

Число вновь введенных скважин по итогам года увеличилось на 3,5% – до свыше 3,4 тыс. единиц. Доля горизонтальных скважин выросла до 48%, а количество новых горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) увеличилось на 51%. Доля собственного бурового сервиса в общем объеме проходки поддерживается на уровне более 50%.

Добыча нефти, газового конденсата и ЖУВ, млн т



■ Западная Сибирь	135,0
■ Урало-Поволжье	46,4
■ Восточная Сибирь и Дальний Восток	39,4
■ Тимано-Печора	4,1
■ Юг (включая Краснодарский край и «Приазовнефть»)	1,9
■ Зарубежные проекты	3,4

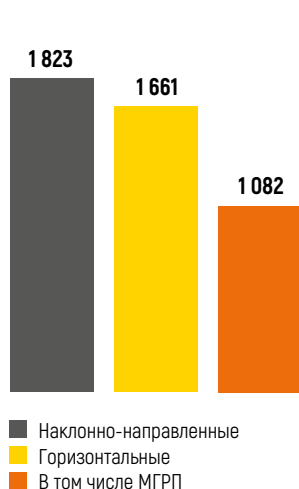


В начале августа был установлен отраслевой рекорд по суточной проходке бурения – 56 708 м, превысив предыдущее достижение практически на 7%. Рост показателей бурения стал возможен благодаря совершенствованию системы планирования и управления бурением, а также эффективному внедрению новых технологий.

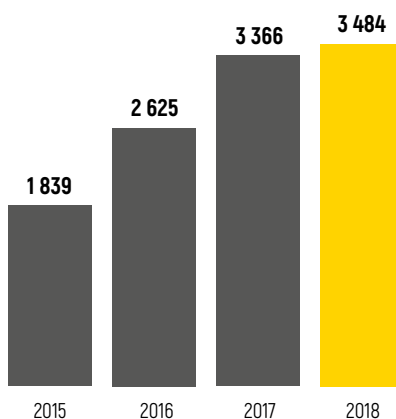
В соответствии с намеченными планами продолжено развитие пула новых активов. Суммарная добыча жидких углеводородов за 2018 год на Сузунском, Восточно-Мессояхском, Юрубчено-Тохомском и Кондинском месторождениях, запущенных с 2016 года,

составила более 75 млн барр. В 2018 году Компания обеспечила поэтапный ввод в эксплуатацию Тагульского, Русского, Куymbинского месторождений и второй очереди Среднеботуобинского месторождения с полкой добычи более 140 млн барр.

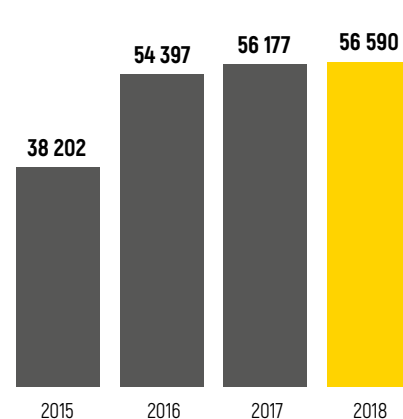
Ввод новых скважин по типам (шт.)



Ввод новых скважин из бурения (шт.)



Действующий фонд нефтяных скважин (шт.)



Применение новых технологий

В ПАО «НК «Роснефть» применяются самые передовые технологии внутрискважинных работ, предлагаемые высокотехнологичными компаниями, предоставляющими внутренний и внешний сервис и являющимися лидерами в предоставлении нефтесервисных услуг в Российской Федерации.

Одним из наиболее эффективных видов геолого-технических мероприятий (ГТМ) является ГРП. Учитывая значительное многообразие горно-геологических условий в регионах деятельности Компании, для обеспечения максимальной технологической успешности и экономической эффективности проводимых работ необходимо применение разнообразных технологических решений.

Активно внедряются технологии МГРП. Выполнено тестирование и развитие технологии по ГРП для возможности проведения селективных и повторных ГРП на новых скважинах и скважинах, находящихся в эксплуатации, с целью сокращения времени на ввод скважины в работу.

Ежегодно в Компании выполняется около 10 тыс. операций ГРП, для которых требуется моделирование дизайнов и анализ фактически достигнутых показателей в специализированном программном обеспечении. С целью обеспечения технологической независимости в области программного обеспечения для проектирования ГРП в «Роснефть» разработан, прошел

опытно-промышленные испытания в ООО «РН-Юганскнефтегаз», АО «Самотлорнефтегаз», ПАО «Варьеганнефтегаз», АО «РН-Няганьнефтегаз» импортозаменяющий корпоративный симулятор ГРП «РН-ГРИД». В этих обществах внутренний сервис ООО «РН-ГРП» перешел на 100 % применение «РН-ГРИД» при выполнении всех операций ГРП. С момента внедрения «РН-ГРИД» разработано более пяти тыс. дизайнов ГРП, по которым проведено более 2,5 тыс. скважино-операций с полным циклом проектирования в корпоративном симуляторе.

Применение современных технологий для поддержания уровня добычи

Ключевую роль в поддержании уровней добычи нефти и конденсата играет выполнение ГТМ, в первую очередь бурение и ввод новых скважин. Успешное применение технологии горизонтальных скважин с МГРП на зрелых активах, а также активное разбуривание новых проектов горизонтальными скважинами, включая технологии МЗС, позволили в 2018 году увеличить ввод новых скважин из эксплуатационного бурения Компании на 3,5 % по сравнению с 2017 годом (с 3 366 до 3 484 скважин) и дополнительную добычу от ввода новых скважин с 19,5 млн т до 20,4 млн т, в том числе:

- АО «Самотлорнефтегаз» ввод в эксплуатацию новых скважин увеличен на 44 %, а дополнительная добыча – на 34 % к 2017 году за счет эффективного применения ГС с МГРП и в результате получения инвестиционных стимулов;
- АО «РН-Няганьнефтегаз» ввод в эксплуатацию новых скважин увеличен на 24 %, а дополнительная добыча – на 56 % к 2017 году за счет оптимизации технологии заканчивания ГС с МГРП.

Технология ГС с МГРП существенно повышает продуктивность скважин, охват запасов разработкой, а также позволяет сократить фонд скважин и повысить экономическую эффективность проектов. В 2018 году с целью повышения эффективности извлечения запасов проведена оптимизация системы разработки Кондинского месторождения, в результате доля горизонтальных скважин в АО «НК «Конда-нефть» возросла с 23 % в 2017 году до 42 %, что привело к увеличению среднегодового дебита на 55 %.

Кроме того, в ходе дальнейшей реализации ранее принятых решений в области разработки количество ГС с МГРП в целом по Компании увеличилось на 51 % по сравнению с 2017 годом (в 2018 году

введено свыше 1 тыс. скважин), а доля всех горизонтальных скважин в общем объеме увеличилась с 36 % в 2017 году до 48 %.

Помимо роста объемов новых ГС с МГРП, в Компании проводятся опытно-промышленные работы по оптимизации конструкций за счет увеличения длины горизонтальной секции и количества стадий ГРП с целью повышения продуктивности скважин и увеличения охвата запасов разработкой.

В ООО «РН-Юганскнефтегаз» введено более 30 скважин с увеличенной длиной горизонтальной секции (свыше 1,2 тыс. м) и с восемью и более стадиями ГРП. Средний пусковой дебит данных скважин в полтора раза выше скважин с обычной длиной и обычным количеством стадий.

В АО «Самотлорнефтегаз» введено более 20 скважин с увеличенной длиной горизонтальной секции (свыше 1,2 тыс. м) и с восемью и более стадиями ГРП. Средний пусковой дебит данных скважин на 16 % выше скважин с обычной длиной и обычным количеством стадий.

Продолжается опробование и внедрение технологии МЗС на объектах разработки со сложным геологическим строением, в частности на пластах с подстилающей водой и/или газовой шапкой. В 2018 году введено в эксплуатацию более 70 новых МЗС, в том числе 39 МЗС на месторождениях Ванкорского кластера.

В ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» на Среднеботуобинском месторождении завершено строительство шести МЗС, в том числе скважины с суммарной длиной в целевом пласте свыше 5,2 тыс. м. Начальная продуктивность данной скважины в пять раз превышает продуктивность традиционных горизонтальных скважин.

В АО «Томскнефть» ВНК реализуется программа МЗС на пластах со сложным геологическим строением. В 2018 году введено 19 МЗС со средним пусковым дебитом 39 т/сут, что более чем на 40 % выше обычных скважин с горизонтальным заканчиванием.

В 2018 году в ООО «РН-Юганскнефтегаз» выполнено около 400 резезок боковых стволов (ЗБС), в том числе с горизонтальным закачиванием (ЗБГС) – более 250 мероприятий. Активно реализуется программа на зрелых месторождениях: например, на объекте БС10 Мамонтовского и Южно-Балыкского месторождений получаемые запускные дебиты превышают 200–300 т/сут по отдельным скважинам. Кроме того, на низкопроницаемых залежах выполняются ЗБГС с проведением МГРП, в частности, на Приобском месторождении в отдельных случаях достигались дебиты до 100 т/сут.

Рост ввода новых горизонтальных скважин с МГРП

на **51 %**

в 2018 году

>20

млн т

добыто из новых скважин, введенных в 2018 году

2.3

Краткий обзор производства по регионам деятельности

Западная Сибирь



Западная Сибирь – основной регион добычи нефти Компании. В 2018 году на долю западносибирских активов приходилось 59 % добычи жидких углеводородов Компании. Главные добывающие активы Компании в Западной Сибири – ООО «РН-Юганскнефтегаз» (30 % от общей добычи жидких

углеводородов «Роснефти»), АО «Самотлорнефтегаз» (8 % от общей добычи жидких углеводородов «Роснефти») в ХМАО – Югре и ООО «РН-Уватнефтегаз» (5 % от общей добычи жидких углеводородов «Роснефти») на юге Тюменской области.

Для повышения эффективности извлечения запасов месторождений Западной Сибири в Компании была проведена масштабная оптимизация существующих систем разработки за счет перехода с традиционных наклонно-направленных скважин на горизонтальные скважины с МГРП (ГС с МГРП). Данная технология существенно повышает

продуктивность скважин, охват запасов разработкой, а также позволяет сократить фонд скважин и повысить экономическую эффективность проектов. ГС с МГРП активно применяются на таких предприятиях Западной Сибири, как ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «РН-Пурнефтегаз», АО «Самотлорнефтегаз», АО «РН-Няганьнефтегаз» и ПАО «Варьеганнефтегаз».

Также Западная Сибирь является крупнейшим регионом добычи газа. Объем добычи газа за 2018 год составил 47,45 млрд куб. м.

ООО «РН-Уватнефтегаз»

С 2004 по 2016 год ежегодная добыча нефти на месторождениях Уватского проекта выросла практически в 10 раз: с 1,2 млн до 11,6 млн т. Снижение в 2017–2018 годах связано с ограничением добычи по активу в рамках выполнения Соглашения ОПЕК+.

В сентябре 2018 года ООО «РН-Уватнефтегаз» добыло юбилейную 90-миллионную тонну нефти с начала освоения Уватского проекта.

Наибольший рост добычи жидких углеводородов в течение 2018 года – более 80 % – зафиксирован на месторождениях Центрального Увата. Здесь в 2018 году запущено в эксплуатацию перспективное месторождение – Тальцийское. На сегодняшний день на нем добывается более 2,8 тыс. т нефти в сутки.

В прошедшем году на месторождениях Уватского проекта было введено в добы-

чу 78 новых скважин. Запускной дебит новых скважин из бурения вырос на 31 % относительно 2017 года и превысил отметку в 100 т/сут на скважину.

В 2018 году ООО «РН-Уватнефтегаз» добыло первый миллион тонн нефти на Южно-Гавриковском месторождении. В настоящее время 20 нефтяных скважин обеспечивают среднесуточную добычу на уровне 1 тыс. т нефти.

20

лицензионных участков на территории Тюменской и Омской областей, а также ХМАО – Югры

70 %

доказанных запасов сосредоточены на Усть-Тегусском, Западно-Эпасском, Урненском, Северо-Тяжкинском и Протозановском месторождениях

10,8

млн т н. э.
добыча углеводородов

10,6

млн т
добыча жидких углеводородов

ООО «РН-Юганскнефтегаз»

2,3

млрд т нефти

накопленная добыча с начала освоения

35

лицензионных участков

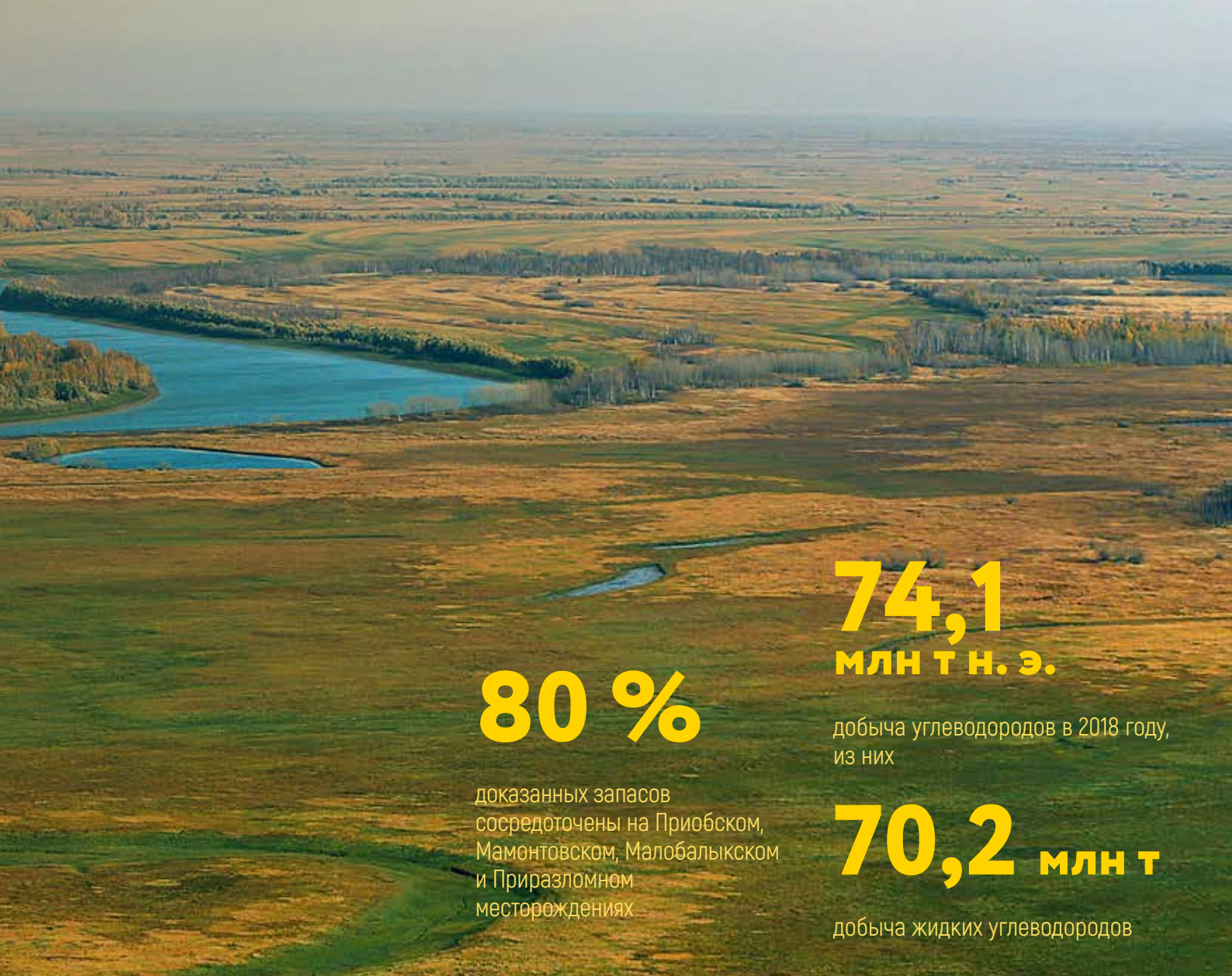
Несмотря на длительную историю общества, тренд по добыче ООО «РН-Юганскнефтегаз» устойчиво положительный: 17 октября 2018 года ООО «РН-Юганскнефтегаз» установило очередной абсолютный исторический рекорд суточной добычи нефти – 197,5 тыс. т, что является самым высоким показателем за всю историю развития общества начиная с 1964 года. Годовой уровень добычи вырос на 5,5 % относительно 2017 года, впервые в истории новой России превысив порог в 70 млн т.

Высоких производственных показателей ООО «РН-Юганскнефтегаз» достигло благодаря совершенствованию методов разработки трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) Среднего Приобья, применению передовых технологий бурения и заканчивания скважин, системной

работе по расширению ресурсной базы, вводу новых производственных объектов инфраструктуры и вкладу трудового коллектива предприятия.

В 2018 году с запуском в эксплуатацию Соровского месторождения начата добыча на Восточно-Салымском лицензионном участке. В рамках проекта реализована синергия в области совместного использования инфраструктуры подготовки нефти на Центральном пункте сбора «Соровский» (ЦПС «Соровский») с последующей сдачей товарной продукции в систему магистральных нефтепроводов «Транснефти». На месторождении введено 15 новых скважин с суммарным запускным дебитом более 10 тыс. т / сут.

ООО «РН-Юганскнефтегаз» продолжило устанавливать рекордные для отрасли



80 %

доказанных запасов сосредоточены на Приобском, Мамонтовском, Малобалыкском и Приразломном месторождениях

74,1

млн т н. э.

добыча углеводородов в 2018 году, из них

70,2

млн т

добыча жидких углеводородов

показатели по проходке и вводу новых скважин из эксплуатационного бурения – за 2018 год пробурено более 5 млн м горных пород, введено в эксплуатацию более 1,6 тыс. новых скважин, из которых 25 % составили скважины горизонтальной конструкции. Были продолжены опытно-промышленные работы по бурению горизонтальных скважин с увеличенной длиной горизонтального участка и количеством стадий МГРП, свыше 50 горизонтальных скважин построены по технологии двухколлонной конструкции. За 13,4 суток построена горизонтальная скважина с уникальной комбинированной эксплуатационной колонной глубиной более 4,7 тыс. м с длиной горизонтального участка более 1,5 тыс. м.

В рамках реализации принятых решений по оптимизации систем разработки на месторождениях ООО «РН-Юганскнеф-

тегаз» в 2018 году доля горизонтальных скважин в эксплуатационном бурении возросла с 14 % в 2017 году до 25 %, а доля ГС с МГРП – с 12 % до 22 %. Введено 368 новых горизонтальных скважин с МГРП, а общее их количество с учетом ЗБГС с МГРП превысило 500 скважин в год.

С целью повышения продуктивности скважин и увеличения охвата запасов разработкой в ООО «РН-Юганскнефтегаз» введено более 30 скважин с увеличенной длиной горизонтальной секции (свыше 1,2 тыс. м) и с восемью и более стадиями ГРП. Средний пусковой дебит данных скважин в полтора раза выше скважин с обычной длиной и обычным количеством стадий.

Суммарное количество операций ГРП составило около 5,5 тыс., в том числе

проведены работы по ГРП в скважине с 20-стадийной компоновкой заканчивания.

Значимым направлением в работе ООО «РН-Юганскнефтегаз» стала интенсификация разработки ТРИЗ, бурение скважин на которые ранее считалось нерентабельным. Предприятие проводит испытания и внедряет новые технологии заканчивания горизонтальных скважин с МГРП, проводит опытно-промышленные работы по увеличению длины горизонтальной части скважины и количества стадий ГРП. Кроме того, реализуются различные технические решения, направленные на повышение эффективности эксплуатации горизонтальных скважин, внедряются новые и оптимизируются существующие системы разработки месторождений.

АО «Самотлорнефтегаз»

Промышленная добыча на Самотлорском месторождении ведется с 1969 года, пиковая добыча нефти на месторождении превышала 150 млн т в год в 1980-е годы.

В связи с естественным истощением остаточных запасов и высоким содержанием воды в добываемой продукции (96 %), текущая добыча нефти на месторождении сопровождается вынужденной добычей больших объемов воды. Основными задачами по поддержанию добычи месторождения являются применение новейших технологий и ввод в освоение новых неразработанных запасов.

В соответствии с Федеральным законом от 27 ноября 2017 года № 335-ФЗ «О внесении изменений в части первую

и вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации», с 1 января 2018 года к Самотлорскому месторождению Компании применимы инвестиционные стимулы в форме ежегодного снижения НДПИ в размере 35 млрд руб. сроком на 10 лет.

В результате предоставления инвестиционных стимулов по Самотлорскому месторождению и заблаговременного пересмотра программы освоения Компании удалось реализовать программу по стабилизации добычи и существенно сократить ее снижение до 1,1% в 2018 году после нескольких лет падения на 3–5%. По итогам 2018 года ввод новых скважин в добычу превысил уровень 2017 года на 122 еди-

ницы, а реализация ГТМ – на 197 единиц. Дополнительная добыча нефти и газового конденсата за счет ГТМ выросла до 2,3 млн т, в том числе за счет бурения новых скважин – 1,2 млн т.

В Компании продолжают опытно-промышленные работы по оптимизации конструкций за счет увеличения длины горизонтальной секции и количества стадий ГРП с целью повышения продуктивности скважин и увеличения охвата запасов разработкой. В АО «Самотлорнефтегаз» введено более 20 скважин с увеличенной длиной горизонтальной секции (свыше 1,2 тыс. м) и с восемью и более стадиями ГРП. Средний пусковой дебит данных скважин на 16% выше скважин с обычной длиной и обычным количеством стадий.

11 лицензионных участков

>98 %

доказанных запасов сосредоточено на Самотлорском месторождении

24,3 млн т н. э.

добыча углеводородов¹ в 2018 году, из них

>19,4 млн т

добыча жидких углеводородов

¹ С учетом данных по АО «Корпорация Югранефть».



Восточная Сибирь и Дальний Восток (суша)



В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке находятся крупные добывающие активы Компании. В 2018 году достигнуты высокие показатели добычи углеводородов Ванкорского кластера и Верхне-чонского месторождения, суммарно на уровне более 36,3 млн т н. э.¹

В 2018 году рост добычи жидких углеводородов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке достиг 8,1% к уровню 2017 года и составил 35,7¹ млн т. Основную долю в добыче обеспечивают месторождения Ванкорского кластера (60% от общей добычи регионов) и ПАО «Верхне-чонск-нефтегаз» [23% от общей добычи].

В результате разработки новых проектов добыча АО «Востсибнефтегаз» и ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» в 2018 году была увеличена более чем в два раза относительно 2017 года. В соответствии с утвержденными планами Компания обеспечила поэтапный ввод в эксплуатацию Тагульского, Куюмбинского месторождений и второй очереди Среднеботуобинского месторождения.

Ванкорский кластер

ООО «РН-Ванкор» является оператором по освоению месторождений Ванкорского кластера – Ванкорского (крупнейшего из открытых за последние 20 лет), Сузунского, Тагульского и Лодочного, расположенных в Туруханском и Таймырском

муниципальных районах на севере Красноярского края.

С начала промышленной эксплуатации Ванкорского месторождения в августе 2009 года накопленная добыча нефти и конденсата превысила 169 млн т в результате реализации программы ГТМ на действующем фонде и бурения новых скважин.

На Ванкорском месторождении, впервые на территории Российской Федерации, успешно реализованы опытно-промышленные испытания по наклонно-направленному бурению секций под кондуктор на обсадной колонне диаметром 245 мм. Данная технология позволяет снизить риски осложнений в процессе бурения, сократить количество технологических операций и цикл бурения скважин. Начато тиражирование технологии на других активах.

На новых месторождениях Ванкорского кластера продолжается эксплуатационное бурение, строительство первоочередных объектов и обустройство инфраструктуры.

На Сузунском месторождении реализуется вторая очередь обустройства, предусматривающая строительство объектов газовой программы (установка подготовки газа с компрессорной станцией, межпромысловый газопровод «Сузун-Ванкор», кусты газовых скважин). Добыча на месторождении стабильно превышает 4 млн т.

В результате успешного завершения этапа опытно-промышленной разработки было введено в эксплуатацию Тагульское месторождение. Объем добычи за 2018 год с применением мобильных установок подготовки нефти составил 1,3 млн т, что соответствует уровню утвержденной технологической схемы разработки месторождения.

35,7

млн т

рост добычи жидких углеводородов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, +8,1% к уровню 2017 года

60 %

от общей добычи регионов обеспечили месторождения Ванкорского кластера

>2

раза

рост добычи АО «Востсибнефтегаз» и ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» в 2018 году

¹ Без учета добычи на Лодочном месторождении.

ПАО «Верхнечонскнефтегаз»

ПАО «Верхнечонскнефтегаз» занимается разведкой и разработкой Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, второго крупнейшего месторождения в Восточной Сибири, расположенного в Иркутской области. Кроме того, общество выступает оператором на 13 лицензионных участках недр ПАО «НК «Роснефть» в Иркутской области и Красноярском крае.

Добыча углеводородов АО «Верхнечонскнефтегаз» в 2018 году составила 9,0 млн т н. э., в том числе 8,2 млн т жидких углеводородов. Освоение Верхнечонского месторождения ведется с применением передовых технологий – операций ГРП и МГРП. Также проводятся мероприятия, направленные на оптимизацию строительства и заканчивания скважин, мониторинга параметров работы продуктивного пласта, а также выбора оптимального режима эксплуатации объектов инфраструктуры. Дополнительная добыча нефти и газового конденсата за счет ввода новых скважин и ГТМ увеличилась на 7 % относительно уровня 2017 года.

В целях расширения ресурсной базы АО «Верхнечонскнефтегаз» осуществляет пробную эксплуатацию Северо-Даниловского месторождения в качестве оператора.

АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» («Востсибнефтегаз»)

АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» ведет деятельность на пяти (на двух – как недропользователь) лицензионных участках на территории Красноярского края. Общество реализует проект по освоению расширенного первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения, расположенного в Эвенкийском районе Красноярского края.

Благодаря оптимальному выбору подходов по вводу новых мощностей, оперативному строительству производственной инфраструктуры и внедрению передовых технологий в бурении добыча углеводородов на месторождении в 2018 году выросла более чем в три раза и достигла 2,3 млн т н. э. С начала разработки Юрубчено-Тохомского месторождения, одного из крупнейших на территории Красноярского края, накопленная добыча составила более 4 млн т.

На проекте активно применяются инновационные технологии, что позволяет повысить охват продуктивной залежи и увеличить коэффициент извлечения нефти. Компания рассматривает методики и подходы, отработанные на объектах Юрубчено-Тохомского месторождения, как базовые и планирует их тиражирование на аналогичных проектах.

ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»

ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» ведет деятельность на 10 (на двух – как недропользователь) лицензионных участках на территории Республики Саха (Якутия).

В настоящее время общество ведет разработку Центрального блока и Курунгского лицензионного участка Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение входит в тройку самых крупных активов «Роснефти» в Восточно-Сибирском нефтяном кластере.

ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» по итогам 2018 года увеличило добычу углеводородов до 3 млн т н. э., что более чем в два раза превышает уровень 2017 года. Рост добычи был достигнут за счет ввода в эксплуатацию объектов второй очереди обустройства месторождения (нефтепровод, центральный пункт сбора, приемо-сдаточный пункт), обеспечивающих подготовку и сдачу нефти до 5 млн т в год. Продолжается работа по строительству объектов инфраструктуры и обустройства, реализуется программа бурения горизонтальных скважин и МЗС, в том числе по технологии fishbone.

9

млн т н. э.

добыча углеводородов АО «Верхнечонскнефтегаз» в 2018 году

2,3

млн т н. э.

рост добычи более чем в три раза в 2018 году

до 3

млн т н. э.

увеличилась добыча ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» углеводородов в 2018 году

Урало-Поволжье



В 2018 году суммарная добыча углеводородов Компании в регионе составила 48,4 млн т н. э. (в том числе 46,4 млн т жидких углеводородов, или 20 % от общей добычи ПАО «НК «Роснефть»). Основные добывающие активы в регионе – ООО «Башнефть-Добыча», АО «Оренбургнефть», АО «Самаранефтегаз» и ОАО «Удмуртнефть».

В обществах региона, где преимущественно эксплуатируются карбонатные коллекторы, внедрена уникальная для России технология проведения пропантного ГРП на кислотном геле, позволяющая доставить кислоту на значительное расстояние от ствола скважины, создать и закрепить пропантом систему трещин.

АО «Самаранефтегаз»

АО «Самаранефтегаз» ведет деятельность на 171 (на 170 – как недропользователь) лицензионном участке, которые расположены в Самарской и Оренбургской областях. Около половины всех доказанных запасов сосредоточено на 10 крупнейших месторождениях, среди которых Мухановское, Кулешовское, Бариновско-Лебяжинское, Михайловско-Коханское, Покровское, Неклюдовское и другие.

В 2018 году добыча углеводородов составила 12,5 млн т н. э., при этом добыча жидких углеводородов составила 12,1 млн т в условиях выполнения Компанией договоренностей в рамках Соглашения ОПЕК+.

В обществе проводятся работы по вводу новых скважин, применению передовых технологий и эффективной реализации комплекса ГТМ, позволяющие поддерживать высокий потенциал по добыче нефти.

Накопленная добыча нефти с начала деятельности предприятия в 1936 году составила более 1,2 млрд т.

ПАО «Оренбургнефть»

ПАО «Оренбургнефть» ведет деятельность на 130 (на 128 – как недропользователь) лицензионных участках, расположенных на территории Оренбургской, Саратовской и Самарской областей. Более половины всех доказанных запасов сосредоточено на 10 крупнейших месторождениях, среди них Росташинское, Сорочинско-Никольское, Гаршинское, Покровское и другие.

В 2018 году добыча углеводородов составила 16,0 млн т н. э., в том числе добыча жидких углеводородов составила 14,9 млн т в условиях выполнения Компанией договоренностей в рамках Соглашения ОПЕК+.

Основными задачами по поддержанию добычи углеводородов являются применение современных ГТМ, а также оптимизация режимов работы скважин и системы поддержания пластового давления (ППД). Среднегодовой дебит новых скважин из бурения вырос на 30 % по сравнению с 2017 годом.

В ПАО «Оренбургнефть» в результате работ по системному анализу ресурсной базы вводятся успешные разведочные и зависимые от разведочных эксплуатационные скважины на открытых структурах. В том числе, в 2018 году введено шесть добывающих скважин на Бахтияровском месторождении со среднегодовым дебитом более 100 т/сут.

ООО «Башнефть-Добыча»

ООО «Башнефть-Добыча» ведет деятельность на 254 (недропользователь – ПАО АНК «Башнефть») лицензионных участках, расположенных на территории Республики Башкортостан, Республики Татарстан, Оренбургской области и ХМАО – Югры. Более половины всех доказанных запасов сосредоточено на шести крупнейших месторождениях, среди которых Арланское, Югомашевское и Туймазинское.

В 2018 году добыча углеводородов составила 16,8 млн т н. э., в том числе жидких углеводородов – 16,4 млн т.

Компания обеспечивает проведение эффективных ГТМ и программы бурения новых скважин, которые позволяют сохранить уровень добычи нефти на зрелых месторождениях на высоком уровне.

48,4

млн т н. э.

добыча Компании
в Центральной России
в 2018 году

20 %

жидких углеводородов
Компании добывается
в Центральной России

Юг России



ООО «РН-Краснодарнефтегаз»

ООО «РН-Краснодарнефтегаз» ведет деятельность на 30 (недропользователь – ПАО «НК «Роснефть») лицензионных участках в Краснодарском крае, старейшем центре нефтедобычи на европейской части Российской Федерации.

Основная часть доказанных запасов ООО «РН-Краснодарнефтегаз» (80 %) сосредоточена на Анастасиевско-Троицком месторождении.

В 2018 году добыча углеводородов составила 2,4 млн т н. э., при этом добыча жидких углеводородов составила 0,7 млн т.

Тимано-Печорская провинция



ООО «РН-Северная нефть»

ООО «РН-Северная нефть» – основное добывающее предприятие ПАО «НК «Роснефть» в Тимано-Печоре, которое ведет деятельность на 17 (недропользователь – ПАО «НК «Роснефть») лицензионных участках, расположенных в Республике Коми и Ненецком автономном округе. Основная часть доказанных запасов ООО «РН-Северная нефть» (более 70 %)

сосредоточена на пяти месторождениях: Лабаганском, Наульском, Хасырейском, Среднемакарихинском и Черпаюском.

В 2018 году добыча углеводородов составила 3,2 млн т н. э., при этом добыча жидких углеводородов превысила 3 млн т в условиях выполнения Компанией договоренностей в рамках Соглашения ОПЕК+.

Предприятие продолжает работы по увеличению добычи на Наульском месторождении. В 2018 году было пробурено 40 эксплуатационных скважин, с начала разработки – 60 эксплуатационных скважин. Добыча нефти за 2018 год составила более 0,5 млн т, с начала разработки – более 0,9 млн т.

ООО «Башнефть-Полюс»

ООО «Башнефть-Полюс» ведет деятельность в рамках реализации проекта освоения месторождений им. Р. Требса и А. Титова, расположенных в Ненецком автономном округе.

В 2018 году добыча жидких углеводородов составила 1,1 млн т н. э. в условиях выполнения Компанией договоренностей в рамках Соглашения ОПЕК+.



Разработка трудноизвлекаемых запасов

В Компании ведется планомерная работа по вовлечению в активную разработку ТРИЗ. Объем добычи, обеспеченный льготами в соответствии с действующим законодательством¹, в 2018 году вырос до 18,7 млн т, что на 15 % превышает добычу за 2017 год и более чем в два раза – уровень 2014 года. Доля добычи ТРИЗ от общего объема добычи Компании² в 2018 году выросла до 8,4 % с 7,5 % в 2017 году. За 2018 год на залежи ТРИЗ пробурено более 820 скважин.

Крупнейшим активом ТРИЗ Компании является ООО «РН-Юганскнефтегаз» с объемом ТРИЗ более 1,0 млрд т. Значительный объем ТРИЗ также числится на балансе таких предприятий, как АО «РН-Няганьнефтегаз», АО «Верхнечонскнефтегаз», ООО «РН-Уватнефтегаз», АО «НК «Конданефть». Вместе с ООО «РН-Юганскнефтегаз» эти предприятия на текущий момент обеспечивают более 90 % ресурсной базы ТРИЗ Компании.

Извлекаемые запасы высоковязкой³ нефти Компании на территории Российской Федерации составляют более 550 млн т, из них более 400 млн т сосредоточено на уникальном по величине

запасов Русском месторождении, на котором в 2018 году продолжена реализация программы бурения (пробурено 78 горизонтальных скважин, в том числе 15 горизонтальных МЗС), введено в эксплуатацию 53 горизонтальные скважины, в том числе МЗС.

Рост ресурсной базы ТРИЗ Компании в 2018 году произошел также за счет проведения обширной программы исследований на пластах с ТРИЗ, что позволило уточнить параметры пластов с низкопроницаемыми коллекторами и увеличить оцениваемый объем ТРИЗ Компании дополнительно на более чем 40 млн т. Проведенные исследования позволят нарастить активность на этих проектах.

В соответствии с текущим прогнозом добычи, основной объем льготированной добычи из залежей ТРИЗ и высоковязкой нефти планируется на месторождениях Западной Сибири – низкопроницаемые пласты тюменской свиты, ачимовских залежей, а также пласты группы ПК с нефтью повышенной вязкости. Прогнозный уровень добычи нефти из залежей ТРИЗ после 2020 года существенно зависит от снятия геологических и техно-

логических неопределенностей, для которых выполняется поиск оптимальных технико-экономических решений. Существует возможность значительного увеличения ресурсной базы Компании за счет реализации потенциала нетрадиционных запасов нефти (бажен, абалак, хадум, доманик) и высоковязкой нефти. Дополнительный потенциал возможен в случае успешной реализации опытно-промышленных работ в рамках совместных проектов с международными партнерами.

18,7 млн т (8,4 %)

добыча углеводородов
из ТРИЗ в 2018 году

¹ Согласно Федеральному закону от 23 июля 2013 года № 213-ФЗ.

² Процент добычи жидких углеводородов на суше Российской Федерации (без учета газовых активов).

³ Вязкость выше 200 МПа · с, согласно Федеральному закону от 27 июля 2006 года № 151-ФЗ.

>2,5 млрд т

на 138 месторождениях –
суммарные извлекаемые
запасы ТРИЗ Компании

>550 млн т

извлекаемые запасы
высоковязкой нефти Компании
в России

В рамках выполнения стратегической цели Компании по двукратному увеличению добычи ТРИЗ за период 2017–2022 годов была продолжена работа по совершенствованию технологий разработки. Основным направлением развития технологий является интенсификация добычи нефти из низкопроницаемых пластов, в частности усложнение конструкции и увеличение длины горизонтальных скважин, увеличение количества стадий ГРП в горизонтальных скважинах. За 2018 год на пласты с ТРИЗ в Компании было успешно введено около 100 скважин с увеличенным количеством стадий МГРП (от восьми до десяти), а также скважин с длиной горизонтального участка более 1 тыс. м (рост по сравнению с 2017 годом – 45 % скважин). Увеличение количества стадий МГРП и длины горизонтальных скважин позволяет экономически эффективно вовлекать в разработку ранее нерентабельные участки.

Значительное внимание уделяется совершенствованию технологий управления разработкой низкопроницаемых пластов. Опробуются и реализуются различные технологические решения по повторным ГРП (рефракам). По итогам проведенных опытных работ отработана технология «слепых» рефраков по всей длине ствола, не требующих дополнительных вложений на технологическую оснастку. Проведено 10 таких операций с планами массового тиражирования в ближайшем будущем. Также проведено более 30 операций по рефракам с переориентацией трещин ГРП на основе геомеханического моделирования, показавших высокую эффективность в части охвата новых пластов и восстановления и повышения продуктивности скважин. В планах расширение масштабов применения мероприятий. В планах 2019–2020 годов – опробование управляемых рефраков с выбором интервалов повторных ГРП за счет дополнительных адресных закачек вязких «подушек» в интервалы, не требующие воздействия, либо за счет применения

технологий заканчивания, обеспечивающих повторную временную изоляцию таких интервалов.

Компания продолжает опытно-промышленные работы по освоению продуктивных отложений баженовской свиты. По итогам 2018 года пробурены две наклонно-направленные и две горизонтальные скважины, получены притоки нефти. Работы по проведению МГРП на баженовской свите будут продолжены в 2019 году.

В 2018 году начато разбуривание залежи сверхвысоковязкой нефти Карабикуловского месторождения АО «Самаранефтегаз». Пробурены три пары горизонтальных скважин для реализации технологии парогравитационного воздействия (SAGD). В планах 2019–2021 годов – строительство необходимой инфраструктуры и ввод месторождения в опытную разработку. Дополнительно к реализуемой технологии планируется опробование технологии трехскважинного SAGD.

Кроме совместных проектов, направленных на поиск, апробацию и внедрение технологий разработки ТРИЗ, Компания реализует собственную программу исследований и пилотных проектов по разработке низкопроницаемых пластов, высоковязкой нефти и баженовской свиты в рамках целевых инновационных проектов.

Разработка технологий освоения песчано-алевритистых залежей (сверхнизкая проницаемость, высокая неоднородность) на основе геологически адаптивной системы разработки и развития технологий заканчивания скважин – вовлечение запасов нефти в добычу составит до 1 млрд т.

Разработка технологий локализации и разработки запасов сложнопостроенных низкопроницаемых, недонасыщенных коллекторов с потенциалом вовлечения в эффективную разработку до 420 млн т нефти.

Разработка технологии вовлечения в добычу нефти из отложений баженовской свиты на основе специальных исследований керна, локализации перспективных зон под бурение и технологий заканчивания скважин – вовлекаемые в добычу запасы нефти составят около 100 млн т.

Разработка технологий теплового воздействия для условий месторождений сверхвысоковязкой нефти Самарской области – вовлекаемые в добычу запасы нефти могут составить около 40 млн т.

Разработка технологий выработки запасов высоковязкой нефти пластов ПК Западной Сибири – вовлечение в разработку дополнительно до 70 млн т извлекаемых запасов нефти Русского месторождения. Данные технологии также могут быть актуальны для разработки запасов месторождений Мессояхского проекта и покурской свиты Северо-Комсомольского месторождения.

Реализация программы по повышению рационального использования попутного нефтяного газа

В 2018 году ПАО «НК «Роснефть» продолжило работу по повышению уровня полезного использования попутного нефтяного газа (ПНГ). По итогам года данный показатель составил 89,7 % без учета месторождений, находящихся на ранних этапах развития. С учетом ввода новых месторождений и месторождений, находящихся на ранней стадии разработки, уровень использования ПНГ составил 84,4 %.

В 2018 году завершено строительство 19 объектов по использованию ПНГ, включая:

- комплекс сооружений системы закачки газа в пласт Верхнечонского месторождения;
- объект энергогенерации: ГТЭС Кондинского месторождения 36 МВт;

- АО «НК «Конданефть»;
- объекты подготовки и использования газа: установка очистки ПНГ ДНС «Метели» ООО «Башнефть-Добыча», малогабаритная установка подготовки газа «Украинская» ООО «РН-Краснодарнефтегаз», аппарат воздушного охлаждения газа Тананыкской установки подготовки нефти (Тананыкской УПН), блоки нагрева жидкости на установках по предварительному сбросу воды «Родниковская», «Тарханская», «Саврушинская» АО «Оренбургнефть»;
- объекты газотранспортной инфраструктуры: компрессорные станции на ДНС-2 и ДНС-3 Северо-Варьеганского месторождения ПАО «Варьеганнефтегаз», компрессорная станция ЦППН-5 ЦСПТИГ-3 Правдинского месторожде-

ния ООО «РН-Юганскнефтегаз», газопровод ДНС-5 – ДНС Талинской площади Красноленинского месторождения АО «РН-Няганьнефтегаз», газопровод НСП «Кереметово» – НСП «Шушнур» ООО «Башнефть-Добыча».

34,93

млрд куб. м

добыча ПНГ за 2018 год

Ванкорский кластер

5,4 млрд куб. м

добыча ПНГ за 2018 год

Повышение уровня рационального использования ПНГ на Ванкорском месторождении до 97,8 %

ООО «РН-Пурнефтегаз»

4,0 млрд куб. м

добыча ПНГ за 2018 год

Увеличение производства ШФЛУ¹ из ПНГ относительно 2017 года на 15 % до 111 тыс. т за счет проработки дополнительной схемы извлечения ШФЛУ на Тарасовской установке подготовки конденсата и на установке подготовки газа на Комсомольской дожимной компрессорной станции

ПАО «Варьеганнефтегаз»

3,8 млрд куб. м

добыча ПНГ за 2018 год

Рост добычи газа составил 2,3 % относительно 2017 года за счет увеличения поставок газа через Тюменскую компрессорную станцию после ее реконструкции

АО «Самотлорнефтегаз»

5,9 млрд куб. м

добыча ПНГ за 2018 год

Поддержание уровня полезного использования ПНГ 97 % на Самотлорском месторождении

ООО «РН-Юганскнефтегаз»

4,8 млрд куб. м

добыча ПНГ за 2018 год

Рост добычи составил 2,8 % относительно 2017 года в связи с увеличением использования ПНГ на топливные нужды Приразломной ГТЭС

АО «РН-Няганьнефтегаз»

1,8 млрд куб. м

добыча ПНГ за 2018 год

Обустройство и ввод новых скважин Ем-Еговского месторождения позволил сохранить поставку газа на переработку на уровне 2017 года

¹ ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов.

2.4

Разработка новых месторождений

Ванкорский кластер

Ванкорский кластер формируют Ванкорское, Сузунское, Тагульское и Лодочное месторождения.

Сузунское месторождение



Проект реализуется в синергии с уже введенным в эксплуатацию Ванкорским месторождением в части общего электроснабжения, транспорта нефти (через ЦПС Ванкорского месторождения в неф-

тепровод «Ванкор – Пурпе» и далее – в систему АК «Транснефть») и монетизации газа (через Ванкорское месторождение в газотранспортную систему в АО «Газпром»).

2016 год

запуск первого этапа освоения

44

скважины

эксплуатационный фонд скважин на конец 2018 года

4,1

млн т нефти

добыча нефти в 2018 году

ДОСТИЖЕНИЯ 2018 ГОДА

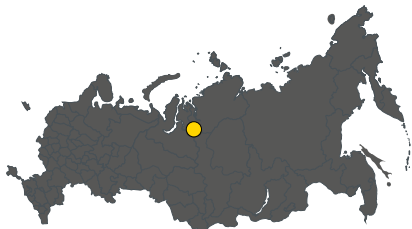
- Пробурено 22 скважины, в том числе семь МЗС.
- Начато строительство газопровода «УПГ Сузунского месторождения – Ванкорское месторождение».
- Продолжено строительство ВЛ 110 кВ «Ванкор – Сузун» и ПС 110/35 кВ «Сузун».
- Продолжены строительно-монтажные и пусконаладочные работы

на основных объектах инфраструктуры: первом и втором пусковых комплексах установки подготовки нефти проектной мощностью 5,2 млн т в год и нефтепроводе «УПН Сузун – УПН Ванкор», объектах внешнего энергоснабжения, продолжается обустройство 11 кустовых площадок и сопутствующей инфраструктуры.

Реализация проекта осуществляется в два этапа:

- первый этап – в сентябре 2016 года выполнен запуск месторождения в режиме комплексного технологического опробования объектов добычи, подготовки и транспорта углеводородов: пять кустовых площадок, УПН-1ПК, обеспечен транспорт нефти, введены объекты малой генерации;
- второй этап – реализация газовой программы, обеспечивающей подготовку и транспорт газа на Ванкорское месторождение, начиная с 2020 года, а также объектов внешнего электроснабжения и вспомогательной инфраструктуры.

Разработка Тагульского месторождения



1,3 млн т

объем добычи нефти за 2018 год с применением мобильных установок подготовки нефти

64 скважины

эксплуатационный фонд на конец 2018 года

Запуск месторождения в 2018 году

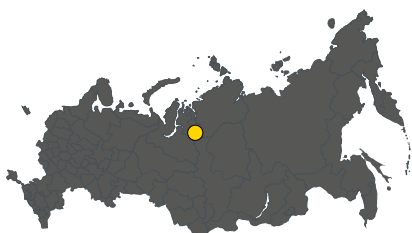
ДОСТИЖЕНИЯ 2018 ГОДА

- В результате успешного завершения этапа опытно-промышленной разработки Тагульское месторождение введено в эксплуатацию.
- Закончено бурением 52 скважины (в том числе 16 МЗС), что на 44 % выше показателя 2017 года.
- Актуализирована стратегия разработки месторождения и программа мероприятий по уточнению геологического строения объектов с дальнейшим вовлечением их в разработку.
- Уточнены прогнозные показатели разработки с учетом особенностей геологического строения.

Планы на ближайшее будущее

Продолжение строительно-монтажных работ на первом пусковом комплексе установки подготовки нефти (УПН) проектной мощностью 2,3 млн т в год, а также на других объектах обустройства месторождения (кустовые площадки, нефтепроводы и прочие).

Разработка Лодочного месторождения



Месторождение многозалежное, относится к крупным по величине извлекаемых запасов и к сложным по геологическому строению.

С целью оценки добычных возможностей основных объектов разработки в наиболее перспективных зонах в 2017 году начата опытно-промышленная эксплуатация месторождения.

ДОСТИЖЕНИЯ 2018 ГОДА

- Закончены бурением десять эксплуатационных скважин (в том числе две МЗС), из них четыре скважины введены в эксплуатацию.
- Добыча нефти за 2018 год в рамках этапа опытно-промышленной разработки составила 0,3 млн т.
- Проведено строительство автодорог к КП № 1, КП № 2, УПН и ПСП, инженерная подготовка площадок КП № 1, КП № 2 и УПН, обустройство КП № 1, ВЛ 6 и 35 кВ, ПС 35/6 кВ.

Планы на ближайшее будущее

- В рамках подготовки к вводу в промышленную эксплуатацию на месторождении будет продолжено эксплуатационное бурение и строительство объектов инфраструктуры (установка подготовки нефти, газокompрессорная станция, высоковольтные линии электропередач и др.).
- Проведение программы исследовательских работ.

Эргинский кластер

В основе создания нового стратегического кластера – интеграция инфраструктуры Эргинского лицензионного участка и Кондинской группы месторождений с развитой инфраструктурой крупнейшего в Российской Федерации Приобского нефтяного месторождения (оператор – ООО «РН-Юганскнефтегаз»).



Планируется совместное использование единой системы транспорта нефти и общей системы энергоснабжения нового кластера. Обустройство месторождений и лицензионных участков будет выполняться по единой схеме с учетом общего плана развития. Применение проектируемых технологий и подходов к использованию ПНГ позволит в будущем достичь

95 % рационального, экономически эффективного использования в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации № 1148 от 8 ноября 2012 года «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и/или рассеивании попутного нефтяного газа».

ДОСТИЖЕНИЯ 2018 ГОДА

- Произведен запуск ГТЭС 36 МВт на Кондинском месторождении.
- Эффективное управление программой эксплуатационного бурения и последовательная реализация программы исследовательских работ по уточнению геологического строения залежей.
- Применение технологий геонавигации в процессе бурения – управление траекторией скважины в режиме реального времени, что позволяет увеличить эффективность проходки по продуктивной части пласта.
- Проведение геофизических исследований скважин с использованием ядерно-магнитных, акустических и других методов, применение современных способов гидродинамического и геомеханического моделирования с целью оптимизации процесса заканчивания горизонтальных скважин и планирования МГРП.
- На Западно-Эргинском месторождении закончено бурением 37 скважин, на конец 2018 года продолжаются работы по строительству и обустройству скважин.
- Завершено строительство нефтепровода протяженностью 50 км от ДНС Западно-Эргинского месторождения до ЦПС Кондинского месторождения. Готовится к вводу в эксплуатацию дожимная насосная станция с установкой предварительного сброса воды, газотурбинная электростанция и опорная база промысла, на которой создаются комфортные условия для вахтовиков.

Планы на ближайшее будущее

- В период 2019–2021 годов будет обеспечен последовательный ввод Эргинского, Западно-Эргинского, Чаповского и Ендырского месторождений, на которых проводится комплекс ГРП с целью доизучения месторождений.
- На Южно-Эргинском лицензионном участке запланирована программа ГРП для оценки ресурсного потенциала.

299 млн т нефти

извлекаемые запасы месторождений Эргинского кластера по категории АВ1С1 + В2С2

>5 тыс. кв. км

общая площадь лицензионных участков

1,6 млн т нефти

добыча на Кондинском месторождении в 2018 году

Запуск Кондинского месторождения

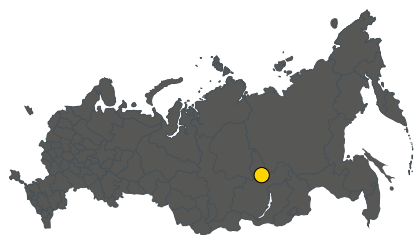
в 2017 году

210 скважин

эксплуатационный фонд на конец 2018 года на Кондинском месторождении

Новый кластер на базе Северо-Даниловского месторождения

Северо-Даниловское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в северной части Даниловского лицензионного участка на территории Катангского района Иркутской области, в 300 км от г. Усть-Кута, в 190 км севернее г. Киренска. Оператором по разработке месторождения является АО «Верхнечонскнефтегаз».



Разработка Северо-Даниловского месторождения является первым этапом в создании нового нефтедобывающего кластера, образованного в результате открытия четырех месторождений в рамках Даниловского, Преображенского и Верхнеичерского лицензионных участков. Компактное расположение лицензионных участков, а также близость Верхнечонского месторождения позволит

получить значимый синергетический эффект в результате совместного использования наземной инфраструктуры.

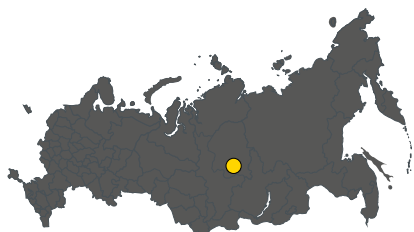
В рамках подготовки к вводу месторождения в полномасштабную разработку в прошедшем году была получена проектная документация и положительное заключение ФАО «Главное управление государственной экспертизы» на объекты первого пускового комплекса. Продолжены работы по изучению геологического строения месторождения – пробурено две гидрогеологические скважины. Начаты строительные работы по отсыпке автодорог и кустовых оснований КП-1 и КП-2. Отсыпана площадка первого этапа УПСВ.

Планы на ближайшее будущее

- Подтверждение запасов разведочным и эксплуатационным бурением, бурение дополнительных семи кустов скважин, расширение инфраструктуры для обеспечения проектного уровня добычи (2,0 млн т в год).



Освоение расширенного первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения



редного участка Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (наиболее продуктивная часть Юрубченской залежи). По результатам реализации данного этапа будут приняты решения о дальнейшем развитии актива (второй и третий этапы).

Наиболее крупной и подготовленной к разработке является Юрубченская залежь в пределах Юрубченского лицензионного участка. Проект освоения месторождения включает три основных этапа. В рамках первого этапа запланировано комплексное обустройство расширенного первооче-

редного участка Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (наиболее продуктивная часть Юрубченской залежи). По результатам реализации данного этапа будут приняты решения о дальнейшем развитии актива (второй и третий этапы).

редного участка Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (наиболее продуктивная часть Юрубченской залежи). По результатам реализации данного этапа будут приняты решения о дальнейшем развитии актива (второй и третий этапы).

Планы на ближайшее будущее

Продолжение эксплуатационного бурения, дальнейшее строительство и ввод объектов обустройства месторождения

и сопутствующей инфраструктуры, последовательная реализация этапов освоения Юрубченской залежи.

Достижения 2018 года

- 31 скважина с горизонтальным окончанием завершена бурением.
- >350 т/сут – рекордные дебиты по ряду скважин на режиме фонтанирования.
- Введены в эксплуатацию УПН-1 проектной мощностью 2,5 млн т в год, приемно-сдаточный пункт и нефтепровод «ПСП – НПС-2».
- Начато комплексное опробование установки подготовки нефти № 2, которая позволит обеспечить объем добычи на месторождении 5 млн т в год.
- Продолжается дальнейшая реализация газовой программы и развитие производственной и сопутствующей инфраструктуры.
- Успешно пробурено две МЗС с общей длиной горизонтальных стволов более 2,5 тыс. м с использованием технологии бурения на депрессии.

2,3 млн т

добыча в 2018 году, рост в три раза к предыдущему году

87
СКВАЖИН

эксплуатационный добывающий фонд

Запуск месторождения

в 2017
году

Развитие Куюмбинского месторождения



2018 год

запуск первого пускового
комплекса

0,5 млн т

составила добыча нефти
за 2018 год (100 % проекта)

Проект освоения Куюмбинского месторождения включает несколько этапов.

В рамках первого этапа проводилось обустройство месторождения с запуском в 2018 году в эксплуатацию первого

пускового комплекса Куюмбинского лицензионного участка с наиболее изученными запасами. На следующих этапах предусматривается ввод в разработку остальных залежей Куюмбинского месторождения.

Основными акционерами ОАО «НГК «Славнефть» являются компании ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром нефть». В настоящее время операционное управление проектом осуществляет ПАО «НК «Роснефть».

Планы на ближайшее будущее

- Продолжение эксплуатационного бурения.
- Расширение объектов подготовки нефти, генерации электроэнергии.
- Проектирование и строительство объектов утилизации ПНГ в соответствии с проектным документом.

72

СКВАЖИНЫ

эксплуатационный
добывающий фонд на конец
2018 года

Достижения 2018 года

- Завершены опытно-промышленные работы, по результатам которых оптимизирована конфигурация первого пускового комплекса в пользу приоритетных зон, определены приоритетные зоны для разбуривания и подтверждена эффективность новой технологии проводки скважин.
- Начал работу первый пусковой комплекс посредством технологического запуска основного объекта обустройства – ЦПС.
- Завершено строительством 34 км внутрипромысловых трубопроводов, продолжаются строительно-монтажные работы по расширению мощности ЦПС и нефтесборного трубопровода «Правый берег р. Подкаменная Тунгуска – ЦПС».
- Закончено бурением 33 скважины (включая две разведочные), более 95 % из которых пробурено с горизонтальным окончанием.

В ИЮЛЕ 2018 ГОДА

добыта миллионная тонна нефти с начала разработки Куюмбинского месторождения.

Разработка Среднеботуобинского месторождения (вторая очередь)



ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» владеет лицензиями на право пользования недрами Центрального блока Среднеботуобинского месторождения и Курунгского лицензионного участка, а также ведет деятельность на восьми лицензионных участках (недропользователь – ПАО «НК «Роснефть»).

Участники проекта, %



■ ПАО «НК «Роснефть»	50,1%
■ BP Russian Investments Limited	20%
■ Таас Индия Пте. Лтд.	29,9%

2,9 млн т

добыча нефти и газового конденсата в 2018 году, что более чем в два раза выше уровня 2017 года

Планы на ближайшее будущее

- Продолжение эксплуатационного бурения, в том числе с применением технологии fishbone.
- Реализация программы обратной закачки ПНГ в пласт для целей ППД, строительство источников собственного энергоснабжения объектов нефтегазодобычи месторождения.

Достижения 2018 года

- Введена в эксплуатацию вторая очередь обустройства месторождения и ключевые объекты инфраструктуры (нефтепровод, ЦПС, ПСП), обеспечивающие подготовку и сдачу нефти до 5 млн т в год. Продолжается работа по строительству объектов инфраструктуры и обустройства, реализуется программа бурения горизонтальных скважин и МЗС.
- Введено в эксплуатацию 58 скважин.
- Завершено строительство шести МЗС по технологии fishbone, в том числе скважины с рекордной для Компании протяженностью суммарной проходки стволов в продуктивном пласту 5 211 м. Начальная продуктивность данной скважины в пять раз превышает продуктивность традиционных горизонтальных скважин.
- Разработана и реализована программа оптимизации системы заводнения, впервые с начала разработки достигнута 100%-ная компенсация отборов жидкости по водонефтяной зоне, что в свою очередь позволило обеспечить стабилизацию и рост текущего пластового давления.

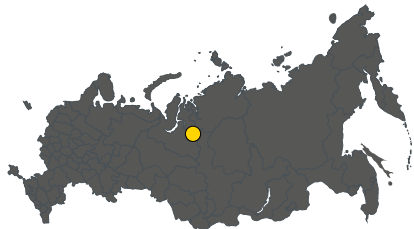
2018 год

запуск второй очереди обустройства месторождения

185 единиц

эксплуатационный фонд скважин на конец 2018 года

Разработка Русского месторождения



0,3 млн т

добыча в 2018 году

148

единиц

эксплуатационный фонд
скважин на конец 2018 года

Планы на ближайшее будущее

- Ведется подготовка объектов ПСП «Заполярье» к началу комплексного опробования и сдаче нефти в систему магистральных нефтепроводов «Заполярье – Пурпе».
- Продолжение строительно-монтажных работ по ключевым промышленным и вспомогательным объектам месторождения и прочим площадочным объектам.
- Продолжение бурения на кустовых площадках, в том числе многоствольных скважин и с применением технологии fishbone.

2018

год

запуск месторождения

Достижения 2018 года

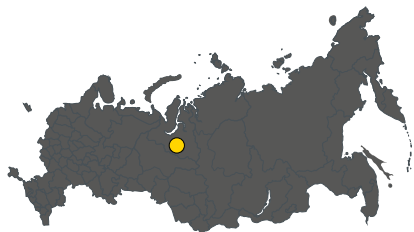
- Пробурено более 190 скважин с потенциалом добычи нефти более 11 тыс. т/сут.
- Пробурено 15 МЗС.
- Введено в добычу 53 скважины со среднегодовым дебитом 92 т/сут.
- Успешно проведены испытания нефтепровода «ЦПС Русское – ПСП Заполярье».
- Введен в работу энергокомплекс по выработке электроэнергии на ПНГ.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ВВЕДЕНО В ЭКСПЛУАТАЦИЮ В 2018 ГОДУ

с применением современных технологий добычи ВВН, таких как бурение МЗС, в том числе с применением технологии fishbone, использование теплоизолированных НКТ и других.



Развитие Северо-Комсомольского месторождения



Близость Северо-Комсомольского месторождения к объектам инфраструктуры ООО «РН-Пурнефтегаз» и другим объектам Компании предполагает получение синергетического эффекта от совместного использования наземной инфраструктуры.

Планы на ближайшее будущее

- Планируется транспортировка и сдача нефти в систему ПАО «АК «Транснефть» совместно с нефтью Ванкорского кластера на КНПС «Пурпе» ООО «РН-Ванкор». Данное решение позволит минимизировать набор сооружений в точке сдачи нефти.
- На этапе проведения опытно-промышленных работ подготовка нефти Северо-Комсомольского месторождения будет осуществляться на ЦПС Барсуковского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз».
- Подготовка концепции полномасштабной разработки пласта ПК1.

Достижения 2018 года

- Завершены бурением пять горизонтальных эксплуатационных скважин с большим отходом от вертикали и длиной горизонтальных участков от 1,5 до 2 км.
- Выполнены строительные-монтажные работы по устройству автомобильной дороги, объектов подготовки нефти и газа и обустройству кустовых площадок.
- С октября 2018 года начата добыча и автовывоз нефти с участка опытно-промышленных работ. Полученные начальные дебиты нефти (до 200 т/сут) подтверждают возможность вовлечения в разработку запасов вязкой нефти месторождения.
- Начато проведение расширенных опытно-промышленных работ на пласте ПК1.
- Осуществляются работы по опережающему бурению и длительной отработке скважин для уточнения геологической модели.

БОЛЕЕ 70 %

всех извлекаемых запасов нефти сосредоточены в пласте ПК1 (основной объект). Нефть пласта ПК1 обладает повышенной вязкостью и плотностью, разработка осложнена наличием массивной газовой шапки и подстилающего водоносного горизонта.

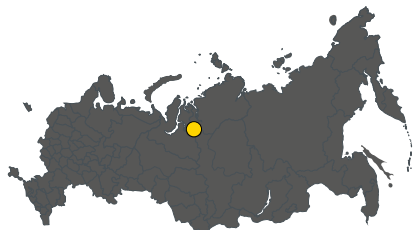
1 369

КВ. КМ.

площадь лицензионного участка

Разработку месторождения осуществляет ООО «СевКомНефтегаз» в партнерстве с Equinor.

Разработка Восточно-Мессояхского месторождения



АО «Мессояханефтегаз» реализует проект по освоению Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского лицензионных участков, участники: ПАО «НК «Роснефть» (50 %) и ПАО «Газпром нефть» (50 %). Операционное управление осуществляет ПАО «Газпром нефть».

Восточно-Мессояхское месторождение введено в полномасштабную разработку 21 сентября 2016 года, запущены в эксплуатацию ключевые объекты инфраструктуры. Объем добычи нефти и газового конденсата на Восточно-Мессояхском месторождении в 2018 году составил 4,5 млн т (100 % проекта), 2,2 млн т в доле Компании.

В 2018 году осуществлялось плановое расширение объектов подготовки нефти в соответствии с растущими объемами добычи. В 4-м квартале 2018 года произведен запуск второй очереди установки предварительного сброса газа.

Продолжаются работы по строительству объектов газовой инфраструктуры (компрессорной станции для закачки газа в пласт и газопровода). Выполняется плановое обустройство новых кустовых площадок, построены и запущены в работу объекты внутрипромысловой инфраструктуры (нефтепроводы, водоводы и ВЛ). За 2018 год 131 скважина закончена бурением.

С целью увеличения продуктивности скважин и охвата пласта разработкой на месторождении активно применяется технология бурения МЗС (в том числе по конструкции fishbone), за 2018 год введено в добычу 65 МЗС.

В рамках опытно-промышленных работ на трех скважинах проведены МГРП с целью интенсификации добычи, принято решение о тиражировании данной технологии на активе. В рамках промыслово-геофизических исследований начаты опытные работы по полимерному заводнению пластов для увеличения нефтеотдачи.

2016 год

запуск месторождения

320 единиц

эксплуатационный фонд
скважин на конец 2018 года
(100 % проекта)

4,5 млн т

добыча за 2018 год
(100 % проекта)

2.5

Внутренний сервис

Компания продолжает развивать и совершенствовать внутренний сервис для обеспечения высокого качества услуг и условий рыночного ценообразования.

Бурение

В 2018 году собственным буровым сервисом всего пробурено 6 431 тыс. м горных пород на объектах Компании (1 919 скважин, в том числе 33 разведочные скважины). При этом доля горизонтального бурения достигла 48 % (+13 % по отношению к 2017 году).

Действующий парк буровых установок внутреннего сервиса в 2018 году составил 274 единицы, средний возраст установок – 11 лет. Количество буровых бригад – 253 единицы.

КЛЮЧЕВЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ

Успешно продолжилась реализация программы по тиражированию технологии бурения горизонтальных скважин двухколонной конструкции с применением растворов на углеводородной основе.

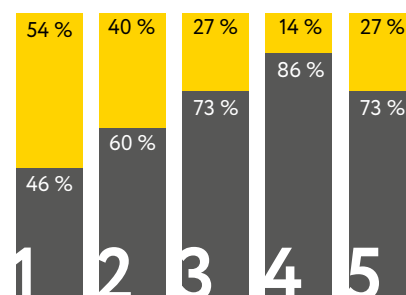
В рамках реализации программы перевооружения поставлены и введе-

ны в эксплуатацию 11 новых буровых установок в Волго-Уральском регионе, а также для расширения производственных мощностей введены три буровые установки на объекты Ванкорского кластера, две буровые установки на объекты ООО «РН-Юганскнефтегаз», одна буровая установка на объект АО «Конданефть».

ООО «РН-БУРЕНИЕ» СТАЛО ПОБЕДИТЕЛЕМ

конкурса Министерства энергетики Российской Федерации на лучшую социально ориентированную компанию нефтегазовой отрасли в 2018 году в номинации «Мотивация работников, повышение лояльности у работников».

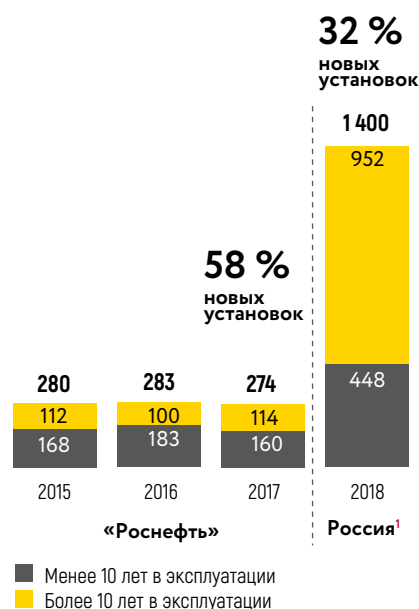
Доля внутреннего сервиса, %



■ Внутренний сервис
■ Сторонние подрядчики

- 1 Эксплуатационное бурение
- 2 Текущий и капитальный ремонт скважин
- 3 Гидроразрыв пласта
- 4 Технология ГНКТ
- 5 Изготовление, ремонт и сервисное обслуживание нефтепромыслового оборудования

Буровые установки Компании, шт.



¹По данным аналитической компании RPI.

Текущий и капитальный ремонт скважин

ООО «РН-Сервис» на сегодняшний день является крупнейшим предприятием по текущему и капитальному ремонту скважин с филиальной сетью в 13 регионах России. В 2018 году предприятие оказывало услуги по ремонту скважин 20 добывающим обществам ПАО «НК «Роснефть» и занимает рыночную долю 40 % в объеме текущего и капитального ремонта скважин (ТКРС) ПАО «НК «Роснефть» и 23 % в России.

В 2018 году выполнено 39 206 текущих и капитальных ремонтов скважин, что на 1 047 ремонтов превысило показатель бизнес-плана (103 %). Фактическая выработка на одну бригаду капитального ремонта скважин (КРС) составила 35,4 ремонтов в год и 113,0 ремонтов в год

на одну бригаду текущего ремонта скважин (ТРС), что составляет к бизнес-плану 115,0 и 101,3 % соответственно. Средняя продолжительность ремонтов относительно плановой снижена на 15 % по капитальному и на 3,7 % по текущему ремонту скважин.

В соответствии с заключенным между ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «КАМАЗ» Соглашением о стратегическом партнерстве, в 2018 году завершена поставка подъемных агрегатов АПР-60/80 для бригад капитального ремонта скважин в ООО «РН-Сервис» в общем количестве 249 единиц. За период действия соглашения в 2017–2018 годах обновление парка подъемных агрегатов составило более 30 %.

689
бригад

текущего и капитального
ремонта скважин

23 %

рыночная доля
ООО «РН-Сервис» в России



Гидроразрыв пласта

В 2018 году получено и введено в эксплуатацию три новых флота ГРП.

Общее количество ГРП, выполненных в 2018 году на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» силами ООО «РН-ГРП», составляет 4 430 опера-

ций. 18 флотов ООО «РН-ГРП» полностью задействованы для выполнения производственной программы Обществ Группы.

В рамках внедрения корпоративного симулятора ГРП, способного заменить западные аналоги, ООО «РН-ГРП» полно-

стью перешло на 100%-ное применение «РН-ГРИД» по всем выполняемым операциям ГРП во всех регионах деятельности. По состоянию на 31 декабря 2018 года выполнено более 4 тыс. операций с применением «РН-ГРИД». Договор на импортный аналог расторгнут.

Ремонт нефтепромыслового оборудования

Холдингом в 2018 году проведено сервисное обслуживание нефтепромыслового оборудования в количестве 2 518 293 суток и 4 701 360 шт., выполнен ремонт нефтепромыслового оборудования и НКТ в количестве 874 869 шт., изготовлено 536 440 единиц запчастей и прочей продукции. Доля услуг, оказываемых внутренним сервисом по обслуживанию установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН), сохраняется на уровне 10 %, ремонт насосно-компрессорных труб вырос на 5 % и составил 55 %, ремонт нефтепромыслового оборудования – 45 %.

В 2018 году освоены дополнительные виды услуг:

- услуги по контролю качества ремонта и оценки эффективности эксплуатации насосного оборудования (УЭЦН);
- услуги по капитальному ремонту автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ);
- услуги по капитальному ремонту теплообменников;
- услуги по очистке вертикального стального цилиндрического резервуара (РВС) комплексом «МегаМАКС»;
- услуги по поставке блочного оборудования для добывающих обществ Компании.

ООО «РН-Ремонт НПО» осуществляет производственную деятельность на территории Сахалинской области, Красноярского края, Томской области, ХМАО – Югра, ЯНАО, Республики Коми, Республики Башкортостан, Самарской области, Оренбургской области, Ставропольского и Краснодарского края.



Транспортные услуги

В марте 2018 года на базе ООО «Таргин Логистика» сформирован специализированный транспортный холдинг ООО «РН-Транспорт» путем присоединения восьми транспортных предприятий ООО «РН-Сервис». В апреле 2018 года

принято в управление ООО «Технологический транспорт», г. Ижевск (ранее управлялся ООО «РН-Сервис»).

В рамках повышения эффективности эксплуатации подвижного состава вывезено

более 500 единиц невостребованной техники из эксплуатации, внедрена комплексная система управления предприятием – КСАУП «Лексема» (ERP-система), тиражирована на все филиалы.

КЛЮЧЕВЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ 2018 ГОДА

7 640 единиц

среднесписочное
количество техники

21 366

тыс. машино-часов
объем оказанных услуг

89 %

коэффициент
технической готовности
подвижного состава

6 %

обновление
действующего парка

451

единица автотранспорта
и спецтехники поставлена

69 %

коэффициент
использования парка



2.6

Шельфовые проекты Компании

Одним из главных стратегических направлений развития ПАО «НК «Роснефть» является освоение углеводородных ресурсов континентального шельфа.



«РОСНЕФТЬ» – КРУПНЕЙШИЙ ДЕРЖАТЕЛЬ ЛИЦЕНЗИЙ НА УЧАСТКИ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА

активно выполняет полный комплекс геологоразведочных работ в акваториях арктических, дальневосточных и южных морей Российской Федерации. Работы Компании на шельфе имеют первостепенное значение для будущего современной России, обеспечения устойчивого социально-экономического развития страны, поддержки модернизации промышленности и организации производства высокотехнологичного роботизированного оборудования, обновления прибрежной и транспортной инфраструктур, развития кадрового потенциала.

Результаты геологоразведочных работ на российском шельфе

В 2018 году ПАО «НК «Роснефть» в соответствии с лицензионными обязательствами продолжило выполнение работ по геологическому изучению и поискам нефти и газа на участках арктического, дальневосточного шельфов и в акваториях южных морей.

Сейсморазведочные работы 2D/3D

В 2018 году ПАО «НК «Роснефть» на Дерюгинском лицензионном участке сахалинского шельфа выполнило сверхлицензионные сейсморазведочные работы 2D в объеме 700 пог. км и 3D в объеме 50 кв. км. Результаты сейсморазведочных исследований позволяют принять оптимальное решение по дальнейшим геологоразведочным работам на лицензионном участке.



9 участков

на шельфе морей
Восточной Арктики

20 участков

на шельфе Дальнего
Востока

Поисковое бурение

1 мая 2018 года завершено строительство скважины «Центрально-Ольгинская-1» на Хатангском лицензионном участке недр на шельфе моря Лаптевых – первой поисковой скважины на российском шельфе Восточной Арктики. Подготовку к бурению Компания провела в рекордно короткие сроки, осуществив сложную логистическую операцию по доставке буровой установки, необходимых материалов и оборудования к месту бурения. По результатам бурения поисковой скважины «Центрально-Ольгинская-1» на шельфе Восточной Арктики Государственная комиссия по запасам в октябре 2017 года подтвердила факт открытия Центрально-Ольгинского месторождения с извлекаемыми запасами (по категории ABC1 + C2) более 80 млн т нефти.

В марте 2018 года ПАО «НК «Роснефть» с использованием полупогружной установки завершила бурение первой сверхглубоководной поисково-оценочной скважины «Мария-1» на лицензионном участке «Западно-Черноморская площадь» на шельфе Черного моря. Глубина моря в точке бурения – 2 109 м. Фактическая глубина скважины составила 5 265 м. На текущий момент проводится анализ результатов бурения, который позволит уточнить геологическую модель шельфа Черного моря и спланировать продолжение поисково-разведочных работ на лицензионных участках Компании.

Полевые геологические экспедиции

С целью снижения геологических рисков по всем элементам нефтегазовых систем (нефтегазоматеринским породам, породам-коллекторам и покрышкам) лицензионных участков Компании на шельфах Черного моря, Дальнего Востока и Арктики были организованы три наземные полевые геологические экспедиции – на Кавказе, Сахалине и в Тимано-Печорском регионе. Собран представительный каменный материал для лабораторно-аналитических исследований, результаты которых учитываются при обновлении геологической модели региона и участков.

Инженерно-геологические изыскания

Завершены инженерно-геологические изыскания на площадке, выбранной для бурения поисковой скважины на Западно-Приновоземельском лицензионном участке в акватории Баренцева моря.

Результаты морских комплексных изысканий позволили получить полные данные для проектирования и строительства скважин на лицензионном участке, в том числе для обеспечения инженерной защиты и охраны окружающей среды. Детальная информация о составе грунтов на участке позволит специалистам спрогнозировать развитие геологических и инженерно-геологических процессов, а также учесть риски, которые могут возникнуть при бурении.

Экологический мониторинг

В рамках исполнения лицензионных обязательств в части мероприятий по охране окружающей среды проведены следующие виды работ:

- обследованы устья ранее пробуренных скважин в акваториях Печорского, Баренцева, Охотского, Черного, Азовского и Каспийского морей. Все работы проведены с соблюдением требований законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды (ПБОТОС). Техническое состояние обследованных устьев скважин удовлетворительное, утечек углеводородов не обнаружено;
- проведен ежегодный экологический мониторинг морской экосистемы на Медыньско-Варандейском лицензионном участке. Содержание загрязняющих веществ в морской воде и донных отложениях не превышает установленные нормативы, акватория характеризуется средними показателями биологического разнообразия.

Добыча нефти и газа на российском шельфе

1 Проект «Сахалин-1»

Проект «Сахалин-1» включает в себя освоение трех морских месторождений: Чайво, Одопту-море и Аркутун-Даги, разработка которых осуществляется с применением самых современных технологий. Добыча нефти на месторождении Одопту-море осуществляется с береговой площадки (буровая установка «Кречет») с помощью горизонтальных скважин со сверхдальним отходом от вертикали; на месторождении Чайво – с береговой площадки (буровая установка) «Ястреб» и с платформы «Орлан», скважинами рекордной протяженности по стволу; на месторождении Аркутун-Даги – с уникальной буровой платформы «Беркут». Нефть с месторождений

проекта направляется на береговой комплекс подготовки Чайво (о. Сахалин), затем перекачивается по трубопроводу на нефтеотгрузочный терминал в Де-Кастри в Хабаровском крае.

В августе 2018 года объем нефти проекта «Сахалин-1», отгруженной на экспорт со времени начала добычи в 2005 году, достиг 100 млн т.

Доли участников проекта, %



11,6 млн т

фактическая добыча нефти и конденсата за 2018 год [в доле ПАО «НК «Роснефть» 2,3 млн т]

2,5 млрд куб. м

суммарный объем поставленного потребителям газа в 2018 году [в доле ПАО «НК «Роснефть» 0,5 млрд куб. м]

2 Северная оконечность месторождения Чайво

Добыча нефти на Северной оконечности месторождения Чайво ведется из пяти скважин. Скважины проекта являются уникальными по сложности конструкции с большим отходом от вертикали. На скважинах применены инновационные высокотехнологичные системы заканчивания с устройствами контроля притока для ограничения прорывов газа и обеспечения максимальной добычи. С начала разработки в 2014 году на месторождении добыто 6,6 млн т нефти. На месторождении, как и по проекту «Сахалин-1», добывается легкая нефть марки «Сокол», отличающаяся высоким качеством, что позволяет реализовывать нефть этой марки с премией к сортам Dubai и Oman.

0,7 млн т

фактическая добыча нефти и конденсата за 2018 год

0,1 млрд куб. м

суммарный объем поставленного потребителям газа в 2018 году



Сахалин

3 Месторождение Одопту-море (Северный купол)

Месторождение Одопту-море (Северный купол) – первое введенное в разработку шельфовое месторождение России, добыча нефти на котором началась в 1998 году. Оператором по добыче нефти и газа на месторождении является ООО «РН-Сахалинморнефтегаз».

В 2018 году с целью поддержания добычи на месторождении пробурена и введена в эксплуатацию одна добывающая скважина.

0,4 млн т

фактическая добыча нефти за 2018 год

0,1 млрд куб. м

фактическая добыча газа за 2018 год

4 Лебединское месторождение

Добываемая на Лебединском месторождении нефть по качеству близка к нефти марки «Сокол».

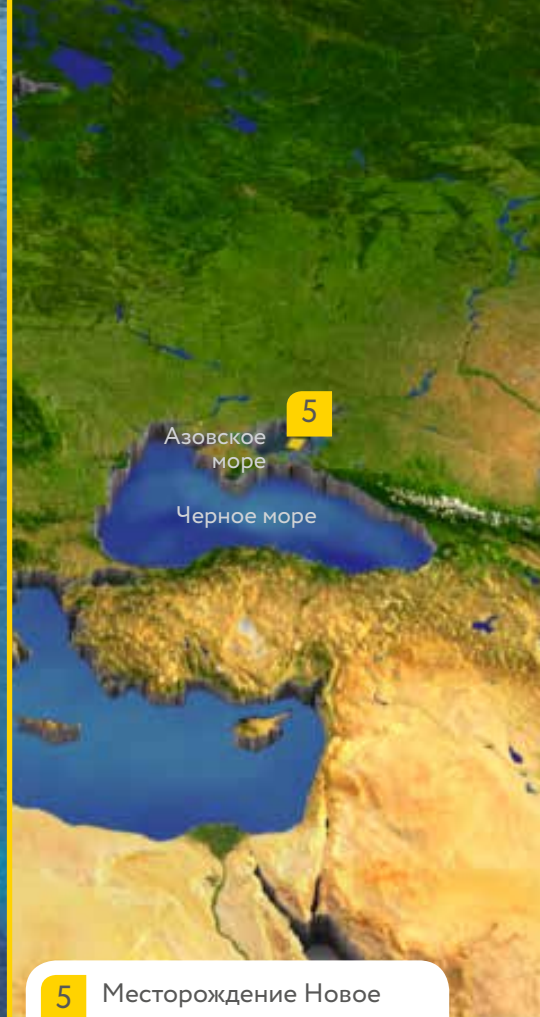
Добыча нефти на Лебединском месторождении (шельф Охотского моря) ведется из четырех скважин с 2014 года. Оператор – ООО «РН-Сахалинморнефтегаз».

0,3 млн т

фактическая добыча нефти за 2018 год

0,1 млрд куб. м

фактическая добыча газа за 2018 год



5 Месторождение Новое

ПАО «НК «Роснефть» ведет разработку месторождения Новое на Азовском море. Пробная эксплуатация месторождения ведется с 2016 года.

Оператором по добыче нефти и газа на месторождении является ООО «НК «Приазовнефть» с долей участия ПАО «НК «Роснефть» 51 % и ПАО «ЛУКОЙЛ» 49 %.

На протяжении 2018 года велась подготовка к бурению разведочной скважины № 2, начало бурения запланировано на 2019 год.

24,8 тыс. т

фактическая добыча нефти за 2018 год (в доле ПАО «НК «Роснефть» 12,6 тыс. т)

35,6 млн куб. м

фактическая добыча газа за 2018 год (в доле ПАО «НК «Роснефть» 18,1 млн куб. м)

2.7

Газовый бизнес

В 2018 году Компания в партнерстве с ВР приступила к активной фазе реализации второго крупнейшего проекта в области развития газового бизнеса – разработке Харампурского и Фестивального лицензионных участков.

Компания разрабатывает значительные запасы газа в Западной и Восточной Сибири и обладает уникальным портфелем лицензий на разработку

углеводородных ресурсов российского континентального шельфа.

ПАО «НК «Роснефть» осуществляет добычу газа силами более чем 35 дочерних обществ и совместных пред-

приятий в Западной и Восточной Сибири, Центральной России, на юге европейской части России, на Дальнем Востоке, а также в Египте, Вьетнаме, Венесуэле и Канаде.

19 %

доля газа в общем объеме добычи углеводородов Компании в 2018 году

67,26

млрд куб. м

общий объем добычи газа за 2018 год¹

7,9

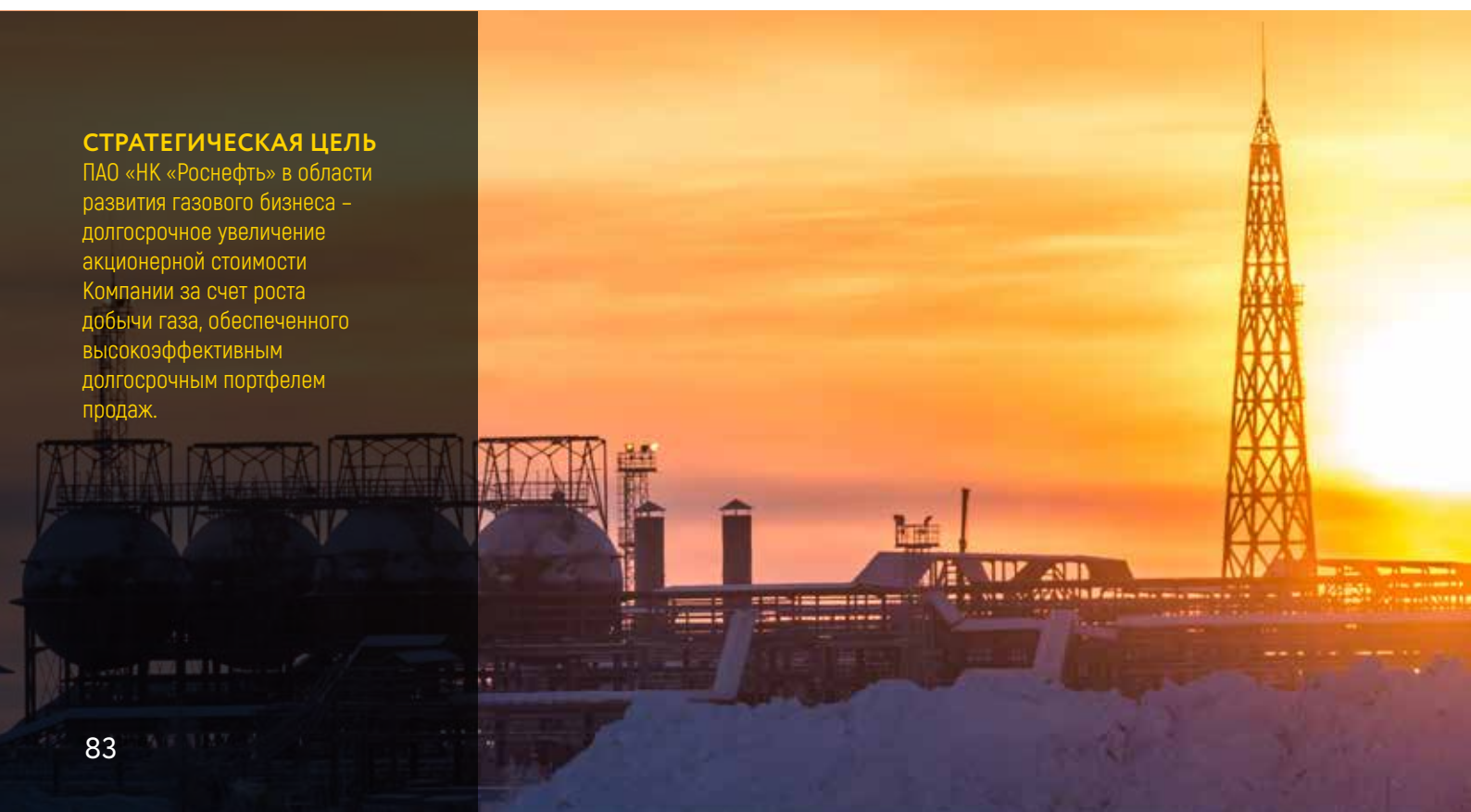
трлн куб. м

извлекаемые запасы газа на 1 января 2019 года по категории АВ1С1 + В2С2

¹ Извлеченный объем газа за минусом газа, сожженного на факеле, а также газа, направленного на производство жидких углеводородов.

СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ЦЕЛЬ

ПАО «НК «Роснефть» в области развития газового бизнеса – долгосрочное увеличение акционерной стоимости Компании за счет роста добычи газа, обеспеченного высокоэффективным долгосрочным портфелем продаж.



Стратегические задачи газового бизнеса

В СТРАТЕГИИ «РОСНЕФТЬ – 2022» ПО ГАЗОВОМУ БИЗНЕСУ ОПРЕДЕЛЕНЫ СЛЕДУЮЩИЕ ЗАДАЧИ

- Реализация основных проектов по добыче газа, включая Роспан и Харампур, в рамках бюджета и установленных сроков, что позволит увеличить добычу газа до показателей свыше 100 млрд куб. м в год.
- Повышение экономической эффективности реализации газа в Российской Федерации, в том числе за счет формирования благоприятной регуляторной среды, включая равные условия по доступу к инфраструктурным мощностям и потребителям.
- Повышение технологичности производства и расширение технологических компетенций, что обеспечит:
 - освоение запасов туронской залежи;
 - развитие производства сжиженного углеводородного газа (СУГ) и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ);
- повышение уровня полезного использования ПНГ, в том числе за счет развития собственной генерации и нефтегазохимии;
- в перспективе монетизацию запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока.

В декабре 2018 года Советом директоров Компании был рассмотрен статус реализации Стратегии «Роснефть – 2022» по итогам 2018 года, в части газового бизнеса была подтверждена актуаль-

ность утвержденных стратегических задач и целевых показателей.

Решение перечисленных задач позволит увеличить положительный свободный

денежный поток в 2019–2022 годах, занять долю в 20 % на газовом рынке Российской Федерации и обеспечить увеличение долгосрочной акционерной стоимости Компании.



Проект Зохран



ДОСТИЖЕНИЯ В РАЗВИТИИ ГАЗОВОГО БИЗНЕСА

- В декабре 2017 года «Роснефть» и компания BP объявили о реализации проекта по разработке недр на базе дочернего общества Компании ООО «Харампурнефтегаз» (доля BP Plc – 49 %). В соответствии с достигнутыми договоренностями во 2-м квартале 2018 года стороны приступили к активной фазе реализации проекта, запуск планируется в 2020 году.
- В декабре 2017 года ПАО «НК «Роснефть» в составе международного консорциума начала добычу газа в рамках проекта по разработке месторождения Зохран на шельфе Египта. В 2018 году освоение месторождения велось опережающими темпами, что позволило увеличить добычу природного газа по Компании в целом по сравнению с 2017 годом на 2,4 %. Реализация проекта такого масштаба совместно с зарубежными партнерами позволяет расширить опыт в освоении шельфовых месторождений и укрепить позиции Компании на стратегически важном рынке Египта.
- В октябре 2018 года ПАО «НК «Роснефть» совместно с партнером ExxonMobil подписали Концессионные соглашения на разведку и добычу углеводородов по трем участкам – А5-В, Z5-С и Z5-D – на шельфе Республики Мозамбик. В настоящее время начаты геологоразведочные работы с перспективой значительных газовых открытий.
- Компания и Beijing Gas Group Company Limited подписали Соглашение по созданию совместного предприятия по строительству и эксплуатации в России сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) на базе ООО «Ванкорское УТТ». Согласно условиям Соглашения, Beijing Gas Group Company Limited получит долю 45 %. Стороны планируют построить в России около 170 АГНКС, а также рассмотрят возможности использования СПГ в качестве моторного топлива.
- В мае 2018 года ПАО «НК «Роснефть» и правительство Курдского региона Республики Ирак подписали соглашение, закрепляющее намерения сторон провести подготовку комплексного плана развития газовой отрасли в Курдистане. По результатам и с учетом оценки эффективности возможного сотрудничества в разведке и добыче, транспортировке и трейдинге ПАО «НК «Роснефть» определит целесообразность участия в интегрированном газовом проекте в регионе.

Добыча газа

Показатели добычи за текущий год

Общий объем добычи газа Компании за 2018 год как на территории России, так и за ее пределами составил 67,26 млрд куб. м¹, в том числе природного газа – 32,33 млрд куб. м, ПНГ – 34,93 млрд куб. м. При этом 2,96 млрд куб. м из общего объема добычи газа (2,93 млрд куб. м – природного газа) приходится на добычу в рамках реализации Компанией зарубежных проектов, преимущественно в Египте, Вьетнаме и Венесуэле, а 64,3 млрд куб. м – на добычу в России. Помимо этого, часть добываемого в России газа направляется на производство жидких углеводородов. Объем добычи газа Компанией в России за 2018 год, включая газ, направленный на производство жидких углеводородов, составил 64,68 млрд куб. м.

При некотором снижении добычи ПНГ на ряде месторождений, обусловленном изменением экономической эффективности разработки и с учетом внешних ограничений, добыча природного газа в 2018 году выросла на 2,4 % по отношению к 2017 году и была преимущественно обеспечена ростом добычи газа на месторождении Зохран на шельфе Египта. Освоение месторождения идет опережающими темпами. Менее чем за год после запуска месторождения был достигнут уровень добычи газа порядка 57 млн куб. м² в сутки благодаря вводу в эксплуатацию пяти очередей завода по подготовке газа и запуску двух ниток транспортного трубопровода. Достижение проектной мощности 76 млн куб. м газа в сутки планируется уже до конца 2019 года.

В соответствии с утвержденной стратегией Компания сосредоточила усилия на реализации проектов с высоким уровнем отдачи на вложенный капитал. Основной задачей является запуск таких проектов в рамках бюджета и в запланированные сроки, что позволит достичь уровня валовой добычи газа в 100 млрд куб. м и увеличить долю газа в общем объеме добычи углеводородов.

9 %

доля Компании в общем
объеме добычи газа в России

¹ Извлеченный объем газа за минусом газа, сожженного на факеле, а также газа, направленного на производство жидких углеводородов.

² В доле 100 %.



Основные активы и перспективные проекты газового бизнеса

Роспан

Важным шагом в реализации обозначенных выше задач является запуск проекта «Роспан» – крупнейшего газового актива в портфеле Компании. Полномасштабная разработка месторождений АО «Роспан Интернешнл» обеспечивает Компанию в ближайшей перспективе основной прирост добычи не только газа, но и углеводородов в целом.

Суммарные извлекаемые запасы АВ1С1 + В2С2 на 1 января 2019 года:

- 1 трлн куб. м природного газа;
- 157 млн т газового конденсата;
- 45 млн т нефти.

Добыча в среднесрочной перспективе в год:

- >21 млрд куб. м газа;
- >5 млн т - газового конденсата и нефти;
- до 1,3 млн т – производство пропан-бутана технического.

Достижения 2018 года

В 2018 году продолжилась активная фаза строительства ключевых производственных объектов инфраструктуры:

- установки комплексной подготовки газа и конденсата Восточно-Уренгойского лицензионного участка;
- установки подготовки нефти, установки стабилизации конденсата;
- установки очистки пропан-бутана от метанола;
- газотурбинной электростанции Восточно-Уренгойского лицензионного участка, наливного железнодорожного терминала на станции Коротчаево;
- магистральных и внутрипромысловых трубопроводов, объектов энергообеспечения.

Планы

- Завершение строительства и запуск объектов.

Харампур

Вторым важнейшим проектом для развития газового бизнеса является проект разработки Харампурского месторождения, который реализуется Компанией в партнерстве с ВР. При этом планируется как разработка традиционных запасов газа Сенюманской залежи, так и опытно-промышленная эксплуатация с последующим переходом к полномасштабной разработке запасов Туронской залежи. Компания обладает необходимыми компетенциями и опытом для эффективной реализации таких сложных проектов.

Суммарные извлекаемые запасы природного газа по классификации АВ1С1 + В2С2 на 1 января 2019 года составляют около 1 трлн куб. м.

Добыча в год при выходе на проектную мощность составит 11 млрд куб. м газа с потенциалом роста до 24 млрд куб. м.

Достижения 2018 года

Впервые в Компании поставлены на баланс запасы газа по березовской свите: прирост геологических запасов на Харампурском месторождении в 2018 году по категории АВ1С1 + В2С2 составил 80 млрд куб. м.

Завершается выполнение проектно-изыскательских работ (ПИР), осуществляется бурение эксплуатационных скважин, ведутся строительные-монтажные работы по газопроводу внешнего транспорта газа, в завершающей стадии находятся подготовительные работы по строительству установки комплексной подготовки газа.

Планы

- Обустройство газового промысла Сенюманской залежи.
- Строительство установки комплексной подготовки газа.
- Подготовка предварительного технико-экономического обоснования полномасштабной разработки объектов Туронской залежи.

Запуск проекта запланирован на 2020 год.

Сибнефтегаз

Крупнейший в настоящий момент газодобывающий актив Компании.

В текущем году добыто 11,96 млрд куб. м природного газа.

Накопленная добыча газа на конец 2018 года составила 114 млрд куб. м.

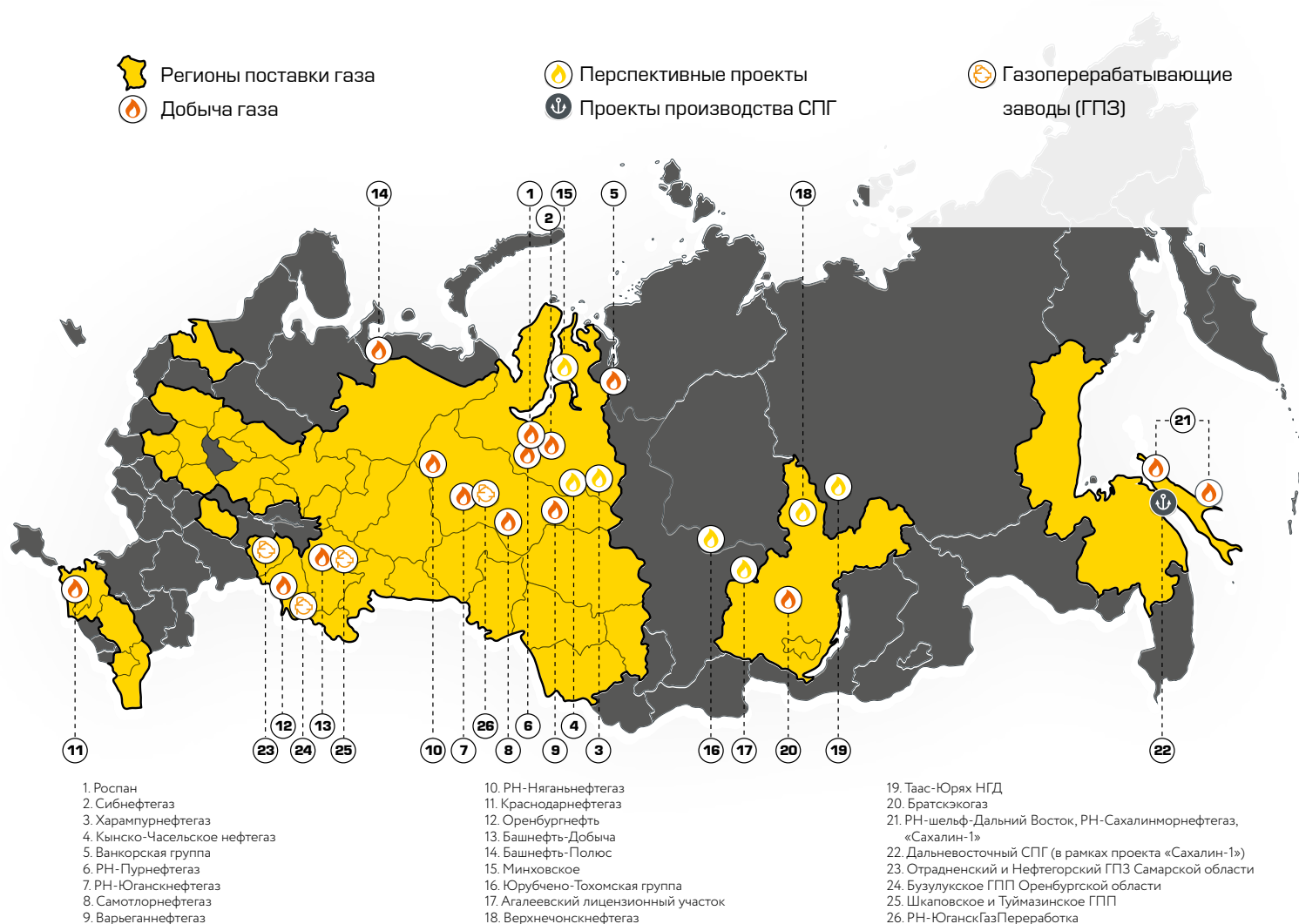
Суммарные извлекаемые запасы природного газа по классификации АВ1С1 + В2С2 на 1 января 2019 года составляют около 613 млрд куб. м, 32,7 млн т нефти и газового конденсата.

Достижения 2018 года

- Осуществлено эксплуатационное бурение и строительство кустов скважин.
- Велось строительство новых значимых производственных объектов инфраструктуры:
 - установки комплексной подготовки газа и конденсата и сопутствующих инфраструктурных объектов для разработки нижних горизонтов Берегового НГКМ;
 - дожимной компрессорной станции на Береговом НГКМ для компримирования всего объема добываемого газа.

Планы

В горизонте до 2022 года за счет проектов по поддержанию добычи на действующих месторождениях и разработки нижних горизонтов Берегового месторождения, не требующих больших капиталовложений, добыча газа превысит 16 млрд куб. м.



Прочие проекты

В 2018 году продолжилась работа по развитию перспективных центров газодобычи на базе месторождений ПАО «НК «Роснефть» в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия).

ВЧНГ

Ведется совместная с Beijing Enterprises Group Company Limited¹ разработка Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения в Иркутской области. В рамках проекта планируется создание нового центра газодобычи, а также транспортно-инфраструктуры. Стратегическое партнерство открывает новые перспективы монетизации запасов газа востока России. В 2018 году подписано индикативное соглашение об основных условиях поставок газа в Китай. Соглашение позволило сторонам подтвердить намерение осуществлять поставки газа в Китай, зафиксировать ключевые параметры поставок, такие как объемы и предварительные сроки поставок.

Таас-Юрях

На территории Республики Саха (Якутия) ПАО «НК «Роснефть» в партнерстве с BP и консорциумом индийских компаний Oil India Limited, Indian Oil Corporation Limited и Bharat PetroResources Limited продолжает разработку Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения, на базе которого в долгосрочной перспективе планируется реализовать крупный проект по добыче газа.

Кынско-Часельский лицензионный участок

В долгосрочной перспективе на юго-востоке ЯНАО на базе инфраструктуры Кынско-Часельского лицензионного участка планируется формирование нового центра газодобычи. В том числе планируется вовлечение в разработку семи приобретенных ранее лицензионных участков, а в перспективе – близлежащих участков в восточной зоне нераспределенного фонда.

При этом проект предусматривает добычу до 15 млрд куб. м с потенциалом роста до 19 млрд куб. м в год.

¹ Доля Beijing Enterprises Group Company Limited в ПАО «Верхнечонскнефтегаз» составляет 20 %.

Газопереработка и повышение эффективности использования ПНГ

В 2018 году в Компании продолжилась полномасштабная работа, направленная на повышение эффективности использования ПНГ. Построены и реконструированы 19 объектов наземной инфраструктуры. В ряде обществ уровень полезного использования ПНГ достиг 94–97 %.

В целях дальнейшего развития газопереработки и газохимии реализуется проект строительства Майского газоперерабатывающего комплекса в Западной Сибири. В 2018 году проведены инженерные изыскания, разработана проектная документация, в том числе для проведения экологической и государственной экспертиз.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОГРАММЫ

по рациональному использованию ПНГ способствует снижению техногенной нагрузки на окружающую среду, улучшению экологической обстановки в регионах добычи, рациональному использованию ПНГ.



Подробнее читайте в разделе 2.3.

СПГ-проекты

В целях монетизации газа Дальнего Востока в составе консорциума «Сахалин-1» Компания участвует в проекте

«Дальневосточный СПГ». В 2018 году выполнены сезонные литодинамические и гидрологические исследования на пло-

щадке Де-Кастри, начаты изыскания на береговом комплексе Чайво. Проект подготовлен к переходу на стадию FEED.

Добыча газа по регионам

Западная Сибирь является крупнейшим регионом добычи газа ПАО «НК «Роснефть». Добыча газа в регионе в 2018 году составила 47,45 млрд куб. м, или более 70 % от всей добычи газа Компании. В том числе объем добычи природного газа составил 25,35 млрд куб. м и был в основном обеспечен на месторождениях АО «Сибнефтегаз», АО «Роспан Интернешнл» и ООО «РН-Пурнефтегаз». Добыча ПНГ осуществлялась преимущественно на месторождениях АО «Самотлорнефтегаз», ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «РН-Пурнефтегаз» и ПАО «Варьеганнефтегаз» и составила 22,1 млрд куб. м.

Добыча газа в Восточной Сибири осуществляется на месторождениях Ванкорской группы – крупнейших в данном регионе. Объем добычи ПНГ за 2018 год составил 6,23 млрд куб. м, природного газа – 1,97 млрд куб. м.

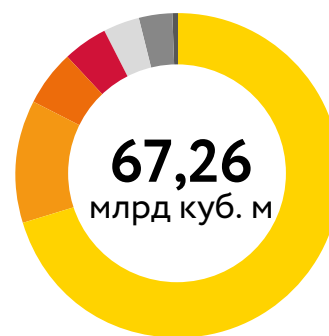
Основная добыча региона Дальний Восток – ПНГ и природный газ месторождений, расположенных на суше и на шельфе острова Сахалин. Добыча газа в 2018 году составила 3,7 млрд куб. м и в основном была обеспечена АО «РН-Шельф-Дальний Восток».

Основной объем добычи газа в Центральной России за 2018 год был обеспечен на месторождениях АО «Оренбургнефть», АО «Самаранефтегаз», ООО «Башнефть-Добыча» и составил 2,40 млрд куб. м.

На юге России основным газодобывающим активом является ООО «РН-Краснодарнефтегаз», ведущее добычу как природного, так и ПНГ. В 2018 году добыча в регионе составила 2,31 млрд куб. м.

Добыча газа за рубежом была обеспечена в рамках реализации зарубежных проектов в Египте, Вьетнаме, Венесуэле и Канаде.

Добыча газа по основным регионам деятельности в России и за рубежом, млрд куб. м




Западная Сибирь	47,45
Восточная Сибирь	8,2
Дальний Восток	3,7
Зарубежные проекты	2,96
Центральная Россия	2,4
Юг России	2,31
Тимано-Печора	0,24

Развитие международного газового бизнеса

ПАО «НК «Роснефть» рассматривает выход на зарубежные газовые рынки и становление в качестве глобального игрока мирового рынка СПГ в качестве своих приоритетных задач. Участие в между-

народных газовых проектах обеспечит Компанию экономически эффективный, существенный прирост запасов природного газа и создание сбалансированного по риск-профилю портфеля активов.

 Подробнее читайте в разделе 2.8.

ГАЗОВЫЕ АКТИВЫ ЗА РУБЕЖОМ

Египет: 30 % участия в уникальном проекте по разработке газового месторождения Зохран, реализуемом совместно с Eni, BP, Mubadala и египетской государственной нефтегазовой компанией EGAS. С момента запуска месторождения в декабре 2017 года производственные мощности увеличены до порядка 57¹ млн куб. м в сутки. Предполагается, что проектный уровень полки добычи в 76¹ млн куб. м в сутки будет достигнут до конца 2019 года.

Мозамбик: 20 % участия в трех ГРП блоках (A5-B, Z5-C и Z5-D) на шельфе страны с перспективой крупных газовых открытий.

Венесуэла: 100 % участия в проекте разработки месторождений Патао и Мельхионес. Компания – оператор с правом экспорта газа.

Бразилия: 100 % участия в ГРП блоках в бассейне Солимойнс. Компания – оператор. В 2018 году пробурены две поисково-разведочные скважины, подтвердившие газоносность бассейна.

Вьетнам: 35 % участия в проекте по добыче газа и конденсата на блоке 06.1 (Компания – оператор), 100 % участия в ГРП блоке 05.3/11 и 32,67 % в газопроводе Нам Кон Сон.

Латвия: 10 % участия в AS Latvijas Gaze – одной из крупнейших компаний, реализующих газ на рынках стран Балтии.

¹ В доле 100 %.

Проект Зохран



2.8

Развитие зарубежных проектов в перспективных нефтегазовых регионах

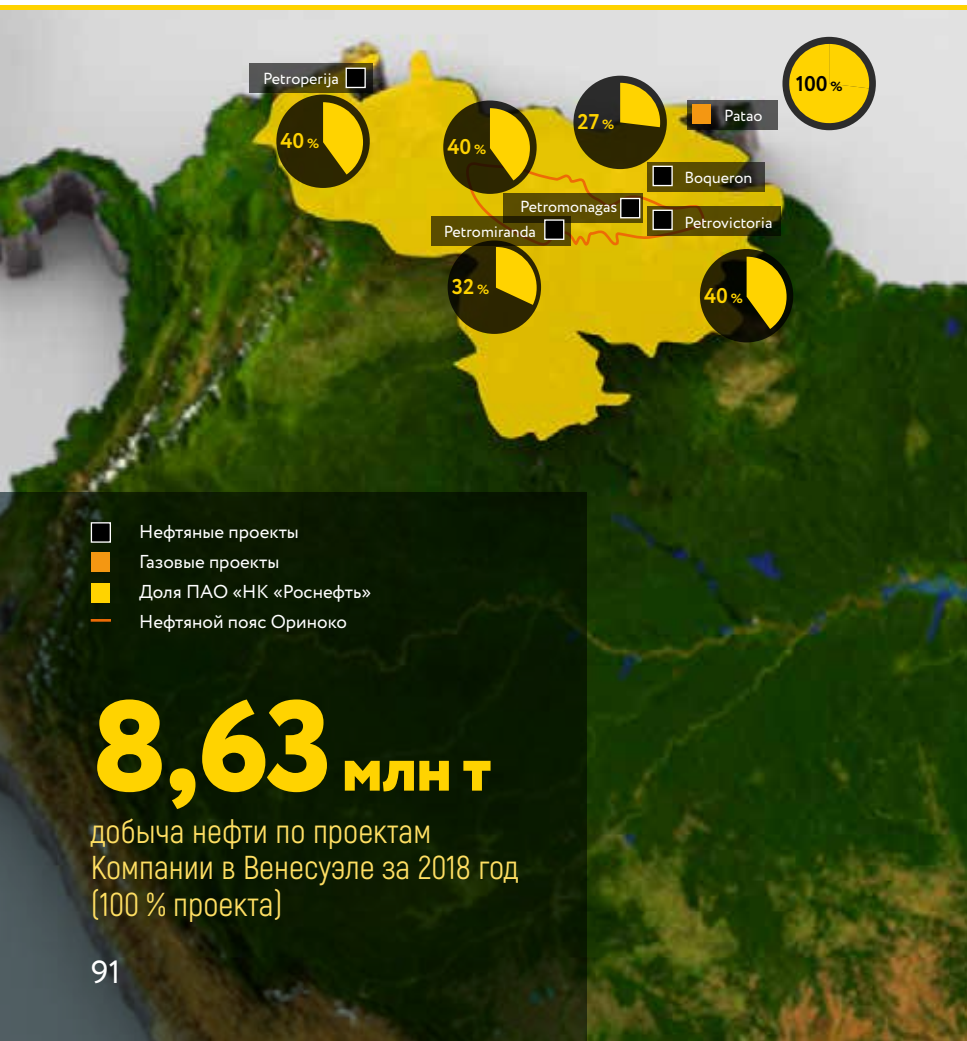
ПАО «НК «Роснефть» – глобальная энергетическая компания с диверсифицированным портфелем международных активов. В среднесрочной перспективе стратегической целью Компании в развитии международной деятельности является эффективное управление текущим портфелем активов. В долгосрочной перспективе Компания стремится к расширению международного присутствия в наиболее перспективных нефтегазовых

регионах мира, увеличению ресурсной базы и повышению эффективности.

Ключевая цель построения устойчивого и прибыльного международного присутствия Компании – создание дополнительной стоимости для акционеров и расширение знаний для более эффективной разработки месторождений в России и за рубежом.

Целевые направления присутствия – Южная Америка, Северная и Восточная Африка, Ближний Восток и Азиатско-Тихоокеанский регион. В данных регионах Компания ведет деятельность и активно развивает сотрудничество с местными партнерами, нацеленное на взаимовыгодную реализацию проектов.

Венесуэла



8,63 млн т

добыча нефти по проектам Компании в Венесуэле за 2018 год (100 % проекта)

ПАО «НК «Роснефть» является одним из крупнейших мировых инвесторов в Боливарианской Республике Венесуэла (БРВ). Компания продолжает сотрудничество с венесуэльской государственной компанией *Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA)* в сфере нефтегазодобычи. ПАО «НК «Роснефть» успешно реализует совместно с PDVSA пять проектов.

Добыча нефти по проектам Компании в Венесуэле за 2018 год составила 8,63 млн т. В доле Компании добыча достигла 3,36 млн т, что на 7 % больше показателя 2017 года. Росту добычи способствовало начало опытно-промышленной добычи на проекте «Карабобо 2/4» (СП Petrovictoria S.A.).

ДОСТИЖЕНИЯ

СП Petromonagas S.A.

Компания участвует в трех добычных СП (Petromonagas S.A., Petroperija S.A., Voquegon S.A.), занимающихся разработкой зрелых месторождений. Крупнейшим из СП является Petromonagas S.A.

- 35 горизонтальных скважин закончено строительством и введено в эксплуатацию.
- 249 операций ТКРС, более 65 % из которых силами сервисного СП Perforosven S.A. (доля владения ПАО «НК «Роснефть» составляет 51 %).
- Две дополнительные подъемные установки успешно введены в эксплуатацию в 2018 году.
- Проведены опытно-промышленные испытания по применению химических присадок для сокращения объемов потребляемого разбавителя (планируемый потенциал – сокращение до 50 % объемов разбавителя).
- Проведены пилотные работы по испытанию четырехфазного расходомера на 10 скважинах, которые показали высокую надежность замеров в режиме реального времени и позволяют повысить эффективность добычи за счет оперативного контроля и регулирования режимов работы скважин.
- Завершены работы по проектированию строительства горизонтальных скважин с интеллектуальным заканчиванием. Подготовлена программа реализации технологии, позволяющей осуществлять контроль и управление добычей в сложных условиях с потенциальной возможностью повышения производительности скважин и снижения обводненности.

СП Petromiranda S.A.

Создано в 2010 году для реализации проекта на блоке «Хуин-б», расположенном в поясе тяжелой нефти бассейна реки Ориноко.

С 2013 года ведется добыча нефти в рамках программы ускоренной ранней добычи.

- В настоящее время продолжается реализация фазы 1, предусматривающей доразведку месторождения и проектирование объектов инфраструктуры.
- Проводится опытно-промышленная разработка первоочередного участка в целях определения характеристик продуктивного пласта.

Petrovictoria S.A.

Для реализации проекта «Карабобо 2/4» в 2014 году создано СП Petrovictoria S.A.

- В 2018 году получено временное разрешение на добычу, ведется эксплуатационное бурение.
- Ведется бурение в рамках программы доразведки, выполняется работа по обновлению геологической и гидродинамической моделей. Ожидается завершение базового проектирования постоянной инфраструктуры месторождения.
- В 2018 году выполнялось строительство наземной инфраструктуры для доразведки и ранней добычи (строительство площадок, обустройство кустов скважин, строительство ЛЭП и подстанции).

Мехильонес и Патао

Роснефть владеет 100%-ной долей в проекте с возможностью экспортировать добываемый газ за вычетом роялти, выплачиваемого в натуральной форме.

- В декабре 2017 года министерством нефти и энергетики Венесуэлы выдана лицензия на разведку и добычу природного газа на месторождениях Мехильонес и Патао проекта «Марискаль Сукре» на шельфе Венесуэлы.
- Начаты работы по концептуальному проектированию разработки месторождений.
- Проведен расчет оптимизации профилей добычи, графика строительства скважин и стоимости бурения. Актуализированный подсчет запасов месторождений представлен в министерство

нефти и энергетики Венесуэлы в соответствии с требованиями лицензии.

- В 2019 году планируется определить вариант обустройства месторождений.

Социальные проекты и обучение специалистов

- В декабре 2017 года был завершен социальный проект с участием Компании по строительству Института наследия Уго Чавеса в г. Сабанете. Объект принят и передан мэрии города. В настоящее время институт работает под управлением Фонда Уго Чавеса.
- С сентября 2015 года по июнь 2018 года 15 представителей PDVSA прошли обучение в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина по магистерской программе нефтегазового направления. В июне 2018 года студенты успешно защитили дипломные диссертации и завершили обучение.
- В рамках заключенного в 2017 году трехстороннего договора между ПАО «НК «Роснефть», PDVSA и РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина 27 новых студентов приступили к обучению по магистерским программам нефтегазового профиля в сентябре 2018 года.

ПАО «НК «Роснефть» принимает активное участие в выполнении планов совместных предприятий по бурению. Привлечение дочернего предприятия ПАО «НК «Роснефть» Precision Drilling de Venezuela для строительства скважин на совместных предприятиях позволило повысить эффективность бурения вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважин. Сроки строительства скважин с привлечением Precision Drilling de Venezuela являются минимальными по сравнению с другими подрядчиками, оказывающими услуги бурового сервиса на совместных предприятиях ПАО «НК «Роснефть».

Проекты на шельфе Вьетнама

3,28
млрд куб. м

фактическая добыча газа
(100 % проекта)

0,06
млн т

фактическая добыча
конденсата (100 % проекта)

В Социалистической Республике Вьетнам ПАО «НК «Роснефть» участвует в совместном проекте по добыче газа и конденсата и проектах ГРП на Блоке 06.1 (Rosneft Vietnam B.V. (оператор проекта) – 35 %, ONGC – 45 %, PVN – 20 %). Проект реализуется на основе Соглашения о разделе продукции (СРП). На участке Блока 06.1 расположено три газоконденсатных месторождения – Лан Тай, Лан До и PLD («Дикая Орхидея»). Месторождения находятся в 370 км от берега в бассейне Нам Кон Сон.

В 2013 году Компания подписала СРП на разработку Блока 05.3/11 (в настоящее время проект находится на стадии ГРП). Лицензионный участок расположен в регионе с доказанной нефтегазоносностью и развитой инфраструктурой и граничит с разрабатываемыми месторождениями на Блоке 06.1.

Кроме того, ПАО «НК «Роснефть» является участником проекта морского трубопровода Нам Кон Сон, который осуществляет транспортировку газа и газового конденсата, добываемых с шельфовых блоков в бассейне Нам Кон Сон, на береговой комплекс по подготовке газа и конденсата, далее продукция поступает на комплекс газотурбинных электростанций для произ-

водства электроэнергии (Rosneft Vietnam Pipelines B.V. – 32,67 %, Perenco – 16,33 %, PVN – 51 %).

Блок 06.1

22 июня 2018 года Rosneft Vietnam B.V., одно из Обществ Группы, ведущее деятельность на территории Вьетнама, достигло важного показателя производственной деятельности – 16 лет безаварийности морских работ без потери трудоспособности персонала.

В июле 2018 года путем резки бокового ствола на скважине PLD-1X была успешно закончена бурением эксплуатационная скважина PLD-1P, которая подтвердила наличие продуктивных залежей на месторождении PLD.

Кроме того, в рамках работ по уплотняющему бурению на месторождении Лан До в июне 2018 года была пробурена скважина LD-3P. Обе новые скважины успешно запущены в работу 28–29 октября 2018 года.

Руководство Вьетнама высоко оценивает результаты деятельности Компании на территории страны. Rosneft Vietnam B.V. 29 ноября 2018 года награждено орденом

Труда I степени, одной из наиболее высоких государственных наград Вьетнама.

Фактическая добыча за 2018 год (100 % проекта) составила 3,28 млрд куб. м газа и 0,06 млн т конденсата (в доле «Роснефти» – 0,78 млрд куб. м газа и 0,01 млн т конденсата).

Блок 05.3/11

В июне 2018 года закончено бурение второй поисковой скважины TTN-1X на Блоке 05.3/11. Скважина подтвердила наличие продуктивных залежей. В адрес корпорации нефти и газа «Петровьетнам» 3 декабря 2018 года Компания направила уведомление о принятом решении приступить ко второй фазе ГРП.

Трубопровод Нам Кон Сон

При пропускной способности 7,7 млрд куб. м в год прокачка за 2018 год составила около 6,4 млрд куб. м (прокачивается продукция Блока 06.1 и других операторов бассейна Нам Кон Сон).

Проект «Зохран» в Арабской Республике Египет

ПАО «НК «Роснефть» является участником проекта с долей участия 30 %.

Месторождение Зохран было открыто Eni S.p.A. в 2015 году. Площадь месторождения – 231 кв. км, глубина моря – 1,2–1,7 тыс. м, газовой залежи – 3,4–4 км. Месторождение является одним из крупнейших на шельфе Средиземного моря. Добыча газа на месторождении Зохран началась в декабре 2017 года.

В 2018 году в эксплуатацию были введены семь новых добывающих скважин, четыре технологические линии установок комплексной подготовки газа (УКПГ) и второй транспортный газопровод от месторождения до УКПГ, что позволило удовлетворить запрос на поставку газа со стороны государственных органов Египта раньше срока, в сентябре

2018 года, увеличив объем добычи газа до ~57 млн куб. м в сутки. Ввод объектов инфраструктуры и очередей УКПГ идет с опережением графика.

Добыча углеводородов за 2018 год в доле «Роснефти» – 2,2 млрд куб. м газа и 0,02 млн т конденсата.

До конца 2019 года планируется нарастить объем добычи газа до проектных мощностей – 76 млн куб. м в сутки.

Весь газ, добываемый на месторождении Зохран, поставляется в национальную газовую сеть Египта.

12,2
млрд куб. м
газа

и 0,1
млн т
конденсата

фактическая добыча
за 2018 год (100 % проекта)



Менее чем за год после
запуска месторождения был
достигнут уровень добычи газа

~57
млн куб. м
в сутки

(100 % проекта)

В декабре
2017 года
начата добыча
газа

Бразилия



ПАО «НК «Роснефть» через дочернее общество Rosneft Brasil E&P Ltd. реализует проект разведки углеводородов на лицензионных участках в бассейне р. Солимоинс (штат Амазонас, Бразилия), владеет 100%-ной долей на эти участки и является оператором проекта.

В 2018 году пробурены две поисково-разведочные скважины на структурах Бурити и Тамборил. По результатам работ подтверждена газоносность бассейна и уточнены запасы. В 2018 году также выполнено 114 кв. км сейсморазведочных работ 3D и 257 пог. км 2D, определена точка заложения следующей поисковой скважины, бурение которой запланировано в 2019 году.

114 кв. км сейсморазведочных работ 3D
257 пог. км сейсморазведочных работ 2D

100 %
доля участия Компании в проекте

Ирак



Bashneft International B.V. является оператором проекта и владеет 100%-ной долей в контракте на разведку и добычу углеводородов на Блоке 12.

В феврале 2018 года Компания завершила испытания первой поисковой скважины на Блоке 12 в юго-западной части Ирака. При испытаниях получены фонтанные притоки безводной нефти из нескольких формаций. Результаты испытаний дают основание рассчитывать на открытие промышленных запасов нефти. Иракская сторона признала открытие нового месторождения и присвоила ему название «Салман». В 2019 году будут продолжены работы по доразведке месторождения и изучению остальной части контрактной территории.

По результатам испытания первой поисковой скважины на Блоке 12 открыто
новое месторождение «Салман»

100 %
доля Компании в разведке и добыче углеводородов на Блоке 12

Ирак (Курдистан)



ПАО «НК «Роснефть» и правительство Курдского автономного региона Республики Ирак в 2017 и 2018 годах подписали ряд соглашений о сотрудничестве в сфере разведки и добычи углеводородов, в том числе СРП в отношении пяти блоков в Иракском Курдистане. Компания является оператором проектов с долей участия в СРП 80 %.

В 2018 году начаты ГРП в соответствии с обязательствами. В 2019 году планируется выполнение сейсморазведки и бурение поисково-разведочных скважин.

В 2018 году начаты ГРП в соответствии с обязательствами СРП

80 %
доля Компании в СРП

Проекты на шельфе Республики Мозамбик



В рамках развития стратегического сотрудничества ПАО «НК «Роснефть» с компанией ExxonMobil сформирован консорциум для совместного участия в проекте ГРП на глубоководных участках на шельфе Республики Мозамбик.

В октябре 2018 года с правительством Республики Мозамбик подписаны концессионные контракты на разведку и добычу углеводородов на блоках А5-В, Z5-С и Z5-Д, в соответствии с результатами тендера, проведенного в октябре 2015 года. Доля Компании в проектах составляет 20 %.

В 2018 году подписаны концессионные контракты на разведку и добычу углеводородов на блоках А5-В, Z5-С и Z5-Д

20 %

доля Компании в проектах в Мозамбике

Мьянма



Bashneft International B.V. является оператором проекта на Блоке EP-4 с долей участия в СРП 90 %.

По результатам работ определен ряд перспективных структур. В 2019 году планируется бурение первой поисковой скважины.

В 2018 году были выполнены сейсморазведочные работы 2D в объеме **336 пог. км.**

90 %

доля Компании в СРП

2.9

Переработка, коммерция и логистика

«Роснефть» – № 1 в России по мощностям и объемам нефтепереработки. В состав Компании входят 13 крупных нефтеперерабатывающих заводов¹, на которых в 2018 году переработано более 103 млн т нефти.

75,1 %

глубина переработки за 2018 год

58,1 %

выход светлых нефтепродуктов



ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ КОМПАНИИ

в области нефтепереработки в 2018 году была направлена на обеспечение потребности рынка в качественных нефтепродуктах.

Ключевые показатели по переработке нефти и газового конденсата по Компании в Российской Федерации

Показатели	2016 ²	2017	2018	Изменение 2017/2018, % ⁴
Мощности по первичной переработке (млн т в год)	100,9	118,4	118,4 ³	-
Объем переработки за год (млн т)	875	100,6	103,3	2,8 %
Коэффициент использования имеющихся мощностей (%)	86,7	85,0	87,2	2,2 п. п.
Производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции (млн т)	84,8	96,9	99,7	2,9 %
Глубина переработки (%)	72,0	75,2	75,1	-0,1 п. п.
Выход светлых нефтепродуктов (%)	56,6	58,4	58,1	-0,3 п. п.

¹ С учетом ОАО «Славнефть-ЯНОС».

² Включая эффект от приобретения активов ПАО АНК «Башнефть» в октябре 2016 года.

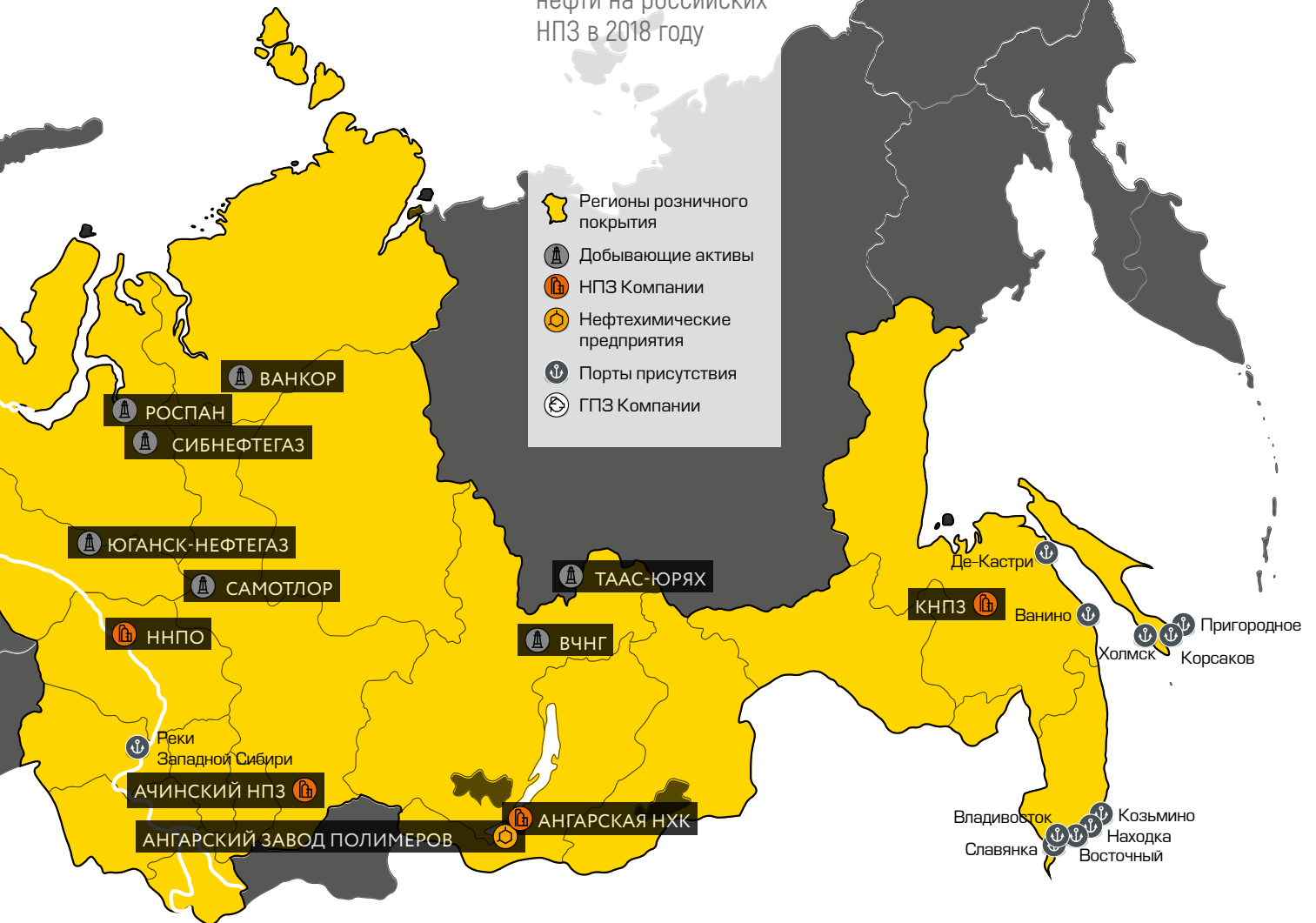
³ По состоянию на 1 января 2019 года, без учета недействующих мощностей, находящихся на капитальном ремонте, с учетом мини-НПЗ.

⁴ Посчитано от неокругленных данных.

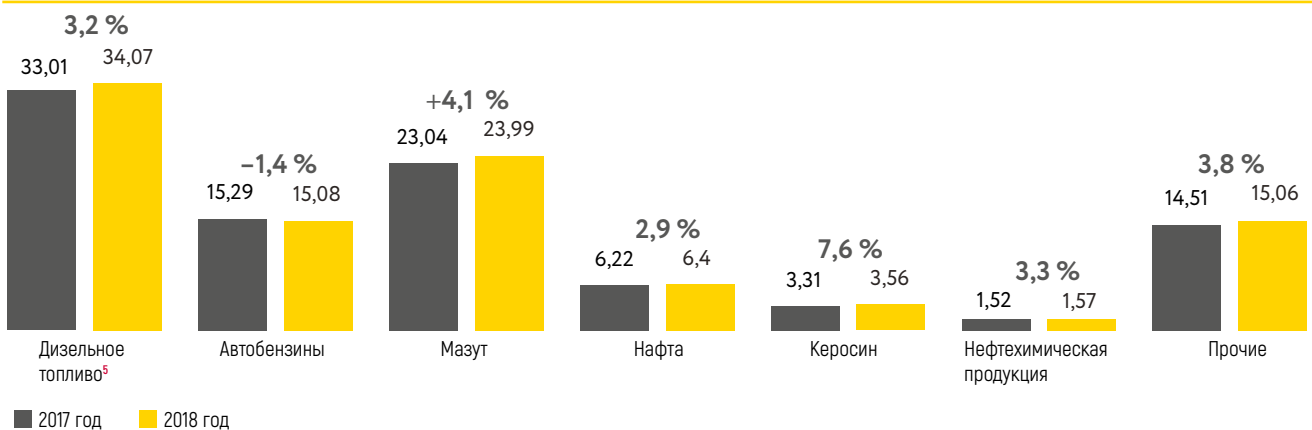
103,3 **+2,8 %**

млн т

объем переработки
нефти на российских
НПЗ в 2018 году



Структура товарной продукции НПЗ Российской Федерации, млн т



⁵ С учетом судового топлива.

Основные достижения

1 В апреле 2018 года началось промышленное производство улучшенного высокооктанового бензина АИ-95 «Евро-6» на Уфимской группе НПЗ Компании, превосходящего по экологическим и эксплуатационным показателям выпускаемое в Российской Федерации в настоящее время топливо класса «Евро-5».

На Саратовском НПЗ приступили к промышленному производству высокооктановых бензинов АИ-95 «Евро-6». Топливо получило положительные отзывы потребителей в регионах его реализации – Республике Башкортостан и Краснодарском крае.

3 Операторная центра управления производства на Комсомольском НПЗ была оснащена передовым цифровым оборудованием, которое позволило наладить контроль за параметрами работы основных технологических установок предприятия: двух установок первичной переработки нефти, гидроочистки дистиллятов, установки серы. Внедрение современных информационных решений позволило Компании повысить эффективность технологических процессов, обеспечить стабильность работы оборудования, усилить систему контроля качества продукции, значительно повысить уровень промышленной безопасности, а также эффективность работы инженерного персонала.

4 На Ангарской НХК завершены монтажные работы по замене колонны на газофракционирующей установке, производящей компоненты бензиновых фракций и топливных газов, что позволит повысить надежность производства, уровень экологической и промышленной безопасности.

5 Обеспечена переработка бензиновых компонентов с Уфимской группы НПЗ на других заводах «Роснефти», что позволило оптимизировать загрузки установок на НПЗ и увеличить выпуск топлива.

2 На Сызранском НПЗ реализованы масштабные программы технического переоснащения Испытательного центра нефти и нефтепродуктов – центральной заводской лаборатории.

ПАО «НК «Роснефть» продолжает реализацию проектов поддержания действующих мощностей и развития НПЗ. Общий объем финансирования по блоку «Нефтепереработка» в проекты поддержания и развития составил в отчетном году 43,6 млрд руб. по МСФО. Приоритетными направлениями деятельности являлись

также проработка и реализация высокоэффективных проектов «расшивки узких мест» конфигурации активов (преодоление производственных и технических ограничений) и развития битумных производств, проведение мероприятий по повышению операционной эффективности и сокращению эксплуатационных затрат.



Нефтепереработка

РОССИЯ

Компания является крупнейшим переработчиком нефти в России и контролирует в ключевых регионах страны нефтеперерабатывающие заводы, объем переработки нефти на которых составил в 2018 году 103 млн т. Средний индекс Нельсона российских НПЗ Компании составляет порядка 7,0.

ЗАРУБЕЖНЫЕ ПРОЕКТЫ

В Германии Компания через дочернее предприятие Rosneft Deutschland GmbH владеет долями (от 24 до 54 %) в трех НПЗ, контролирует более 12 % нефтеперерабатывающих мощностей страны и занимает третье место по объемам нефтепереработки в Германии, перерабатывая до 12,5 млн т нефти в год. Средний индекс Нельсона по мощностям Германии – 9,1.

В Беларуси ПАО «НК «Роснефть» косвенно владеет 21 % акций ОАО «Мозырский НПЗ».

Также Компания владеет 49%-ной долей во втором по размеру в Индии высокотехнологичном НПЗ Вадиар, имеющем общую мощность переработки 20 млн т нефти в год и индекс Нельсона 11,8.

Совместно с партнерами в Азиатско-Тихоокеанском регионе Компания ведет проработку проектов строительства новых НПЗ с комплексами нефтехимических производств в Индонезии и Китае.

~7,0

средний индекс Нельсона российских НПЗ Компании

115,0^{+2,0 %}

млн т

объем переработки нефти Компанией в 2018 году



Направления работы в 2018 году

Реализация программы развития российских НПЗ



Продолжается реализация проектов развития НПЗ в Российской Федерации, предполагающих строительство и реконструкцию технологических установок и комплексов для повышения глубины переработки, выхода светлых нефтепродуктов, а также объемов выпуска качественного моторного топлива для обеспечения каналов сбыта Компа-

нии нефтепродуктами, соответствующими требованиям технического регламента Таможенного союза.

Завершение проектов развития обеспечит улучшение продуктовой корзины, повышение конкурентоспособности и прибыльности российских НПЗ Компании.

Результаты 2018 года:

- на Рязанской НПЗ завершены масштабные работы по реконструкции комплекса установки гидроочистки дизельного топлива ЛЧ-24/7, что позволит значительно улучшить технико-экономические показатели работы установки;
- на Ярославском НПЗ одобрена предынвестиционная стадия бизнес-проекта «Строительство комплекса глубокой переработки нефти».

Реализация программы поддержания нефтеперерабатывающих активов в Российской Федерации



Продолжена реализация проектов, связанных с устранением предписаний надзорных органов, экологических рисков, приведением к требованиям норм и правил, заменой физически изношенного оборудования, реализацией целевых программ на НПЗ в Российской Федерации.

В 2018 году:

- начата реализация программы устранения предписаний Ростехнадзора по результатам проверок в 2016–2017 годах филиала ПАО АНК «Башнефть-Уфанефтехим»;
- начата реализация программы по обеспечению измерений внутризаводских материальных потоков;
- продолжена реализация проектов по восстановлению после аварий газофракционирующей секции

установки ЛК-6Ус Ачинского НПЗ и установки гидрокрекинга филиала ПАО АНК «Башнефть-Уфанефтехим»;

- продолжена реализация мероприятий, направленных на снижение риска незапланированных остановок производства: замена изношенного оборудования, проекты по обеспечению промышленной и пожарной безопасности, целевые программы по замене и повышению надежности трубопроводов.

Новые продукты



В 2018 году был расширен ассортимент выпускаемой на российских НПЗ продукции с учетом потребностей рынка:

- на Уфимской группе НПЗ и Саратовском НПЗ начат выпуск бензинов АИ-95 «Евро-6», превосходящих по экологическим и эксплуатационным показателям выпускаемое в Российской Федерации в настоящее время топливо класса «Евро-5». Использование бензинов АИ-95 «Евро-6» будет способствовать минимизации воздействия автомобильного транспорта на окружающую среду,

улучшению экологической обстановки, что особенно актуально в крупных городах;

- на Рязанской НПЗ в марте 2018 года была выпущена первая партия высокооктанового бензина Pulsar-100. Топливо позволяет в полной мере раскрыть потенциал и повысить эффективность работы высокофорсированных двигателей, а также обладает повышенными экологическими свойствами. Pulsar-100 является официальным топливом Российской серии кольцевых гонок, а с августа 2018 года

топливо реализуется на большинстве АЗС «Роснефти» в Московском регионе;

- на Уфимской группе НПЗ стартовало промышленное производство дорожных битумов, соответствующих требованиям нового межгосударственного стандарта. Новая технология производства обеспечивает долговечность получаемых дорожных битумных вяжущих материалов.

Экология



Усилия Компании по улучшению экологических и эксплуатационных характеристик производимых топлив дополняются «зелеными инвестициями». В отчетном году Компанией реализованы следующие экологические проекты:

- завершена реконструкция производства изопропилбензола (кумола)

на «Уфаоргсинтез» с увеличением мощности и переходом на технологию, обеспечившую минимизацию воздействия на окружающую среду;

- введен в эксплуатацию блок доочистки с мембранным биореактором на сооружениях биохимической очистки сточных вод на Новокуйбы-

шевском НПЗ. Передовое очистное сооружение обеспечивает высокую степень очистки и возврат воды в производственный цикл, что позволяет свести к минимуму потребление водных ресурсов при полной автоматизации процесса.

Импортозамещение, организация допуска производимой продукции



- В рамках программы импортозамещения Компания продолжает осуществлять переход на использование на НПЗ присадок и катализаторов, производимых отечественными предприятиями, в том числе находящимися в периметре Компании. Так, в 2018 году произведена заменакупаемых катализаторов для установок производства водорода на Куйбышевском НПЗ и Рязанской НПК на катализаторы производства Ангарского завода катализаторов и органического синтеза Компании.
- Проведение сравнительных испытаний присадок различных производителей, направленное на расширение перечня потенциальных поставщиков, в том числе отечественных, позволило на конкурентной основе выбрать для двух дочерних обществ поставщика – производителя депрессорно-диспергирующей присадки, используемого при производстве присадки отечественный компонент.
- Организованы и проведены работы по поставке топлив для реактивных двигателей Джет А-1 и ТС-1 в «Башнефть-Новоил» с альтернативной противоизносной присадкой на основе гидроочищенной фракции, а также моторных топлив модернизированного состава на Ачинском НПЗ ВНК, Комсомольском, Новокуйбышевском, Саратовском и Сызранском НПЗ.
- С целью своевременного обеспечения поставок топлив по государственным заказам организованы и проведены мероприятия по допуску к применению в технике специального назначения модернизированных автомобильных бензинов, дизельных и реактивных топлив производства Сызранского НПЗ, «Башнефть-УНПЗ», «Башнефть-Новоил», «Башнефть-Уфанефтехим», Комсомольского НПЗ, Ангарской НХК, Ачинского НПЗ ВНК, Новокуйбышевского НПЗ, ЯНОС, Рязанской НПК.

Реализация комплексного плана ускоренной цифровизации



- В 2018 году начаты работы по реализации комплексного плана ускоренной цифровизации блока «Нефтепереработка»:
- проведена концептуальная проработка 17 инициатив цифровизации в девяти Обществах Группы;
 - разработана дорожная карта проектов и активностей на 2019–2023 годы;
 - определены фокусные проекты для реализации на НПЗ Компании:
 - внедрение системы усовершенствованного управления технологическим процессом (СУУТП) на девяти НПЗ с общим количеством более 50 установок;
 - повышение надежности технологического оборудования;
 - организация инфраструктуры «Предикс – Предикс сбор»;
 - внедрение решений по мониторингу средств измерений и технологическому мониторингу по всем НПЗ;
 - онлайн-смешение нефтепродуктов.

Повышение эффективности операционной деятельности НПЗ в 2018 году



Реализация плановых и дополнительно разработанных мероприятий программы повышения операционной эффективности позволила получить в 2018 году экономический эффект в размере 17,2 млрд руб.

Реализация мероприятий по программе энергосбережения позволила:

- получить экономический эффект около 1 млрд руб.;
- достичь улучшения индекса энергоёмкости Solomon в 2018 году на 2,9 пункта.

За 2018 год выполнена утвержденная директива по экономии энергоресурсов блока «Нефтепереработка». При плановом эффекте 412,1 тыс. т у. т. фактический эффект составил 445,5 тыс. т у. т.

Направления повышения операционной эффективности	Основные мероприятия, реализованные в 2018 году
Оптимизация мощностей и отборов	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Замена внутренних контактных устройств ▪ Техническое перевооружение систем отгрузки продукции ▪ Оптимизация режима работы эстакад слива/налива нефти и нефтепродуктов ▪ Внедрение систем усовершенствованного управления технологическими процессами на НПЗ
Снижение потребления энергоресурсов	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Реконструкция пароконденсатных и теплофикационных сетей предприятий ▪ Увеличение эффективности котлов-утилизаторов ▪ Повышение КПД технологических печей ▪ Повышение эффективности теплообменного оборудования
Эксплуатационная надежность и готовность	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Мероприятия по оптимизации сроков проведения капитальных ремонтов и технологических операций на установках НПЗ без сокращения объемов работ
Снижение безвозвратных потерь нефти и нефтепродуктов	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Сокращение сброса неочищенного углеводородного газа с установок в факельную сеть ▪ Оснащение резервуаров понтонами



Информация по заводам в Российской Федерации

Основные направления работы в 2018 году

Новокуйбышевский НПЗ



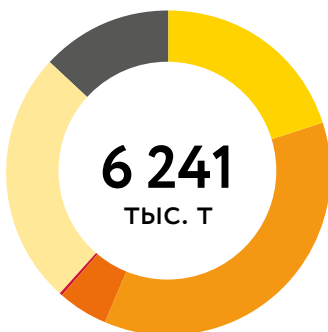
56,5 % **75,2 %**

выход светлых нефтепродуктов глубина переработки



■ Объем переработки, тыс. т
■ Проектная мощность на 1 января 2019 года, тыс. т

Выпуск нефтепродуктов и продукции нефтехимии, тыс. т



Автомобильные бензины	1 251
Дизельное топливо	2 270
Керосины	317
Нафта	14
Мазут	1 587
Прочее	801

Основные направления работы в 2018 году

- Строительство комплекса гидрокрекинга-гидроочистки с объектами общезаводского хозяйства
- Реализация проектов повышения операционной эффективности

Куйбышевский НПЗ



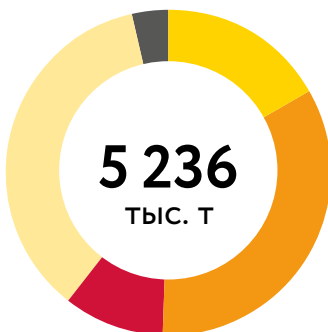
57,9 % **65,1 %**

выход светлых нефтепродуктов глубина переработки



■ Объем переработки, тыс. т
■ Проектная мощность на 1 января 2019 года, тыс. т

Выпуск нефтепродуктов и продукции нефтехимии, тыс. т



Автомобильные бензины	884
Дизельное топливо	1 775
Нафта	514
Мазут	1 884
Прочее	179

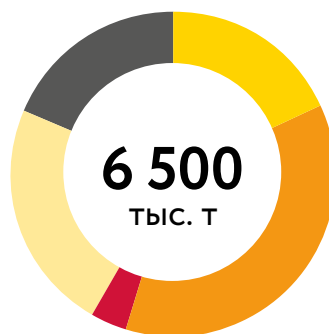
Основные направления работы в 2018 году

- Продолжение строительства объектов комплекса каталитического крекинга (объектов общезаводского хозяйства установки FCC, установки гидроочистки вакуумного газойля, установок производства водорода и серы)
- Реализация проектов повышения операционной эффективности

Сызранский НПЗ



Выпуск нефтепродуктов и продукции
нефтехимии, тыс. т



Автомобильные бензины	1 180
Дизельное топливо	2 383
Нафта	235
Мазут	1 510
Прочее	1 193

Основные направления работы
в 2018 году

- Строительство комплекса каталитического крекинга с объектами общезаводского хозяйства, комплекса гидроочистки дизельного топлива и установки производства МТБЭ
- Реализация проектов повышения операционной эффективности

57,4 % **76,9 %**

выход светлых нефтепродуктов глубина переработки

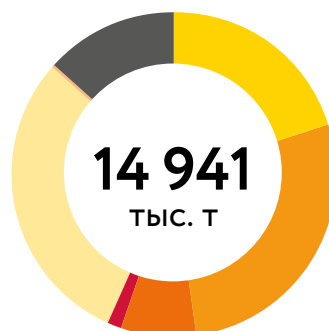


■ Объем переработки, тыс. т
■ Проектная мощность на 1 января 2019 года, тыс. т

Рязанская НПК



Выпуск нефтепродуктов и продукции
нефтехимии, тыс. т



Автомобильные бензины	3 010
Дизельное топливо	4 152
Керосины	1 109
Нафта	222
Мазут	4 459
Нефтехимическая продукция	31
Прочее	1 958

Основные направления работы
в 2018 году

- Организован выпуск автомобильного бензина АИ-100
- Завершены масштабные работы по реконструкции комплекса установки гидроочистки дизельного топлива ЛЧ-24/7, что позволит значительно улучшить технико-экономические показатели работы установки
- Реализация проектов повышения операционной эффективности и ведение проектных работ по другим инвестиционным проектам развития завода

55,9 % **70,7 %**

выход светлых нефтепродуктов глубина переработки



■ Объем переработки, тыс. т
■ Проектная мощность на 1 января 2019 года, тыс. т

Саратовский НПЗ



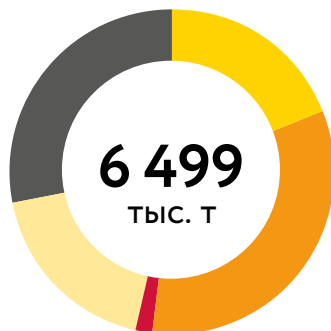
51,7 % **81,2 %**

выход светлых нефтепродуктов глубина переработки



■ Объем переработки, тыс. т
■ Проектная мощность на 1 января 2019 года, тыс. т

Выпуск нефтепродуктов и продукции нефтехимии, тыс. т



■ Автомобильные бензины	1 235
■ Дизельное топливо	2 144
■ Нафта	120
■ Мазут	1 181
■ Прочее	1 818

Основные направления работы в 2018 году

- Организован выпуск автомобильного бензина с улучшенными экологическими и эксплуатационными свойствами АИ-95 «Евро-6»
- Проводились мероприятия по повышению операционной эффективности завода
- Завершена разработка расширенного базового проекта строительства комплекса гидроконверсии вакуумного газойля

Туапсинский НПЗ



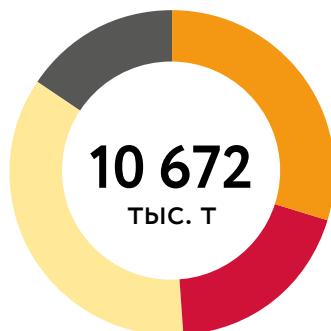
49,3 % **64,7 %**

выход светлых нефтепродуктов глубина переработки



■ Объем переработки, тыс. т
■ Проектная мощность на 1 января 2019 года, тыс. т

Выпуск нефтепродуктов и продукции нефтехимии, тыс. т



■ Дизельное топливо	3 186
■ Нафта	2 055
■ Мазут	3 785
■ Прочее	1 645

Основные направления работы в 2018 году

- Строительство комплекса гидрокрекинга-гидроочистки с объектами общезаводского хозяйства
- Проводились мероприятия по повышению операционной эффективности завода

Ачинский НПЗ



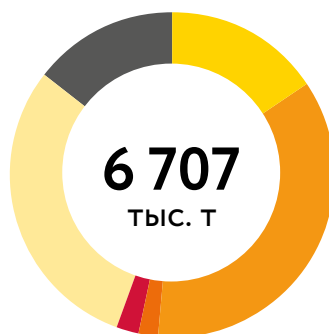
54,5 % **69,6 %**

выход светлых нефтепродуктов глубина переработки



■ Объем переработки, тыс. т
■ Проектная мощность на 1 января 2019 года, тыс. т

Выпуск нефтепродуктов и продукции нефтехимии, тыс. т



■ Автомобильные бензины	1 047
■ Дизельное топливо	2 401
■ Керосины	131
■ Нафта	155
■ Мазут	2 014
■ Прочее	959

Основные направления работы в 2018 году

- Строительство комплекса гидрокрекинга с объектами общезаводского хозяйства и комплекса производства нефтяного кокса
- Реализация проектов повышения операционной эффективности, восстановление газофракционирующей секции установки ЛК-6УС

Ангарская НХК



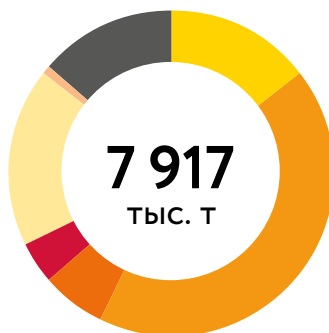
66,7 % **81,8 %**

выход светлых нефтепродуктов глубина переработки



■ Объем переработки, тыс. т
■ Проектная мощность на 1 января 2019 года, тыс. т

Выпуск нефтепродуктов и продукции нефтехимии, тыс. т



■ Автомобильные бензины	1 154
■ Дизельное топливо	3 376
■ Керосины	518
■ Нафта	336
■ Мазут	1 406
■ Нефтехимическая продукция	51
■ Прочее	1 075

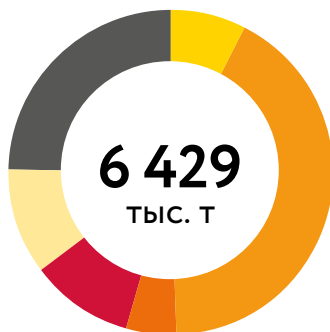
Основные направления работы в 2018 году

- Строительство установок сернокислотного алкилирования, гидроочистки бензина каталитического крекинга и комплекса гидроочистки дизельного топлива с сопутствующими объектами общезаводского хозяйства
- Реализация проектов повышения операционной эффективности

Комсомольский НПЗ



Выпуск нефтепродуктов и продукции нефтехимии, тыс. т



Автомобильные бензины	486
Дизельное топливо	2 695
Керосины	329
Нафта	663
Мазут	681
Прочее	1 575

63,3 % **89,1 %**

выход светлых нефтепродуктов глубина переработки



■ Объем переработки, тыс. т
■ Проектная мощность на 1 января 2019 года, тыс. т

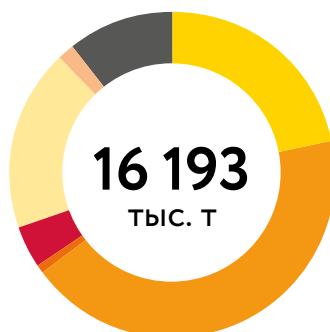
Основные направления работы в 2018 году

- Строительство комплекса гидрокрекинга-гидроочистки с объектами общезаводского хозяйства
- Проекты повышения операционной эффективности

Нефтеперерабатывающий комплекс ПАО АНК «Башнефть»¹



Выпуск нефтепродуктов и продукции нефтехимии, тыс. т



Автомобильные бензины	3 535
Дизельное топливо	6 971
Керосины	130
Нафта	681
Мазут	2 936
Нефтехимическая продукция	231
Прочее	1 709

65,5 % **82,7 %**

выход светлых нефтепродуктов глубина переработки



■ Объем переработки, тыс. т
■ Проектная мощность на 1 января 2019 года, тыс. т

Основные направления работы в 2018 году

- Организован выпуск автомобильного бензина с улучшенными экологическими и эксплуатационными свойствами АИ-95 «Евро-6»
- Приведение к требованиям норм и правил, а также продолжение реализации комплексной программы развития предприятия
- Реализация проектов повышения операционной эффективности

¹ В состав комплекса входят «Башнефть-Новыйл», «Башнефть-Уфанефтехим» и «Башнефть-УНПЗ».

Контроль качества нефтепродуктов

Моторные топлива, выпускаемые в обращение нефтеперерабатывающими предприятиями ПАО «НК «Роснефть», соответствуют требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» к топливам экологического класса К5 и обладают высокими экологическими и эксплуатационными свойствами, что неоднократно подтверждено квалификационными и стендовыми испытаниями в профильных научно-исследовательских институтах.

Системы менеджмента качества, внедренные на НПЗ Компании, соответствуют требованиям международных стандартов серии ISO 9000 и позволяют обеспечить выработку высококачественной продукции и минимизировать риски претензий со стороны потребителей.

На НПЗ Компании осуществляется многоступенчатый контроль качества сырья

и товарной продукции, включая входной контроль качества сырья, реагентов, присадок, поступающих на заводы, а также многоступенчатый мониторинг и контроль качества компонентов и товарной продукции на всех этапах производственного цикла: от поступления на предприятие до выпуска продукции в обращение. Испытательные лаборатории НПЗ оснащены самым современным лабораторным и аналитическим оборудованием, что позволяет гарантировать получение результатов испытаний с высокой точностью и достоверностью.

Подтверждение соответствия продукции осуществляется в форме декларирования соответствия с участием аккредитованных испытательных лабораторий и ведущих научно-исследовательских институтов. На НПЗ Компании с участием специалистов профильных структурных подразделений ПАО «НК «Роснефть» регулярно организуется проведение дней качества, на которых рассматриваются лучшие практики по повышению эффективно-

сти производства и контролю качества, происходит обмен опытом специалистов Компании в области качества и безопасности нефтепродуктов.

Реализация проекта по мониторингу запасов качества товарной продукции на нефтеперерабатывающих предприятиях Компании позволила повысить эффективность переработки углеводородного сырья.

В 2019 году продолжены работы по расширению ассортимента функциональных присадок к моторным топливам, улучшающих их эксплуатационные свойства. Проведенные испытания позволили существенно повысить альтернативность выбора присадок и снизить затраты на их приобретение.

В рамках программы импортозамещения НПЗ Компании полностью перешли на применение отечественных противоизносных присадок, производимых в периметре Компании.



Международные проекты в области нефтепереработки

Мозырский НПЗ

Компания косвенно владеет 21 % акций ОАО «Мозырский НПЗ» (Беларусь) через ПАО «НГК «Славнефть». Объем переработки нефтяного сырья ОАО «Мозыр-

ский НПЗ» в доле ПАО «НК «Роснефть» в 2018 году составил 2,1 млн т, в том числе 0,2 млн т в рамках давальческой схемы по договору процессинга. Общий объем поставок нефти Компанией на данный НПЗ в 2018 году составил 5,1 млн т.

Продолжается реализация инвестиционного проекта по строительству установки гидрокрекинга тяжелого нефтяного остатка, ввод которой запланирован в 2019 году.

Перспективные зарубежные проекты

В целях расширения присутствия на растущих высокомаржинальных рынках «Роснефть» реализует ряд перспективных проектов в области нефтепереработки и нефтехимии на территории Индонезии и Китая.

Проект строительства НПЗ и НХК в г. Тубане

С целью реализации проекта строительства нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса в г. Тубане в провинции Восточная Ява острова Ява (Индонезия) в мае 2016 года ПАО «НК «Роснефть» и индонезийская компания PT Pertamina (Persero) подписали Рамочное соглашение о сотрудничестве, а в октябре 2016 года – Соглашение о создании СП.

28 ноября 2017 года учреждено СП PT Pertamina Rosneft Pengolahan dan Petrokimia («Роснефть» – 45 %, Pertamina – 55 %).

В 2018 году проводились процедуры выбора лицензиаров для технологических процессов, подрядчиков для базового инженерного проектирования (Basic Engineering Design) и расширенного базового проектирования (Engineering Design), а также консультанта по управлению проектом (Project Management Consultant).

Проектная мощность по первичной переработке нефти НПЗ составит около 15 млн т в год. Сырье – импортруемые средние и тяжелые сернистые сорта нефти. Проектом предусмотрено строительство крупной установки каталитического крекинга мазута, а также нефтехимического комплекса мощностью более 1 млн т в год по этилену. Планируется производство моторных топлив, ароматических углеводородов, различных марок полиэтилена, полипропилена, а также мономеров.

«Китайско-российская Восточная нефтехимическая компания», г. Тяньцзинь (СП «Восток-нефтехимия»)

Участниками СП по строительству и эксплуатации Тяньцзиньского НПЗ/НХК являются:

- ПАО «НК «Роснефть» – 49 %;
- Китайская национальная нефтегазовая корпорация (КННК) – 51 %.

Планируемая мощность Тяньцзиньского НПЗ – 16 млн т в год.

В мае 2016 года совет директоров СП «Восток-нефтехимия» утвердил технологическую конфигурацию НПЗ и комплекса ароматических углеводородов. В настоящее время стороны продолжают обсуждение параметров проекта.

Реализация проекта обеспечит выход Компании на оптовый, мелкооптовый и розничный рынки нефтепродуктов Китая, а также на быстрорастущий и дефицитный рынок нефтехимической продукции Китая и стран региона.

Nayara Energy Limited

В августе 2017 года ПАО «НК «Роснефть» закрыло сделку по приобретению 49,13 % акций в индийской компании Essar Oil Limited, 25 мая 2018 года по решению акционеров компания Essar Oil Limited была переименована в Nayara Energy Limited.

ПАО «НК «Роснефть» приобрело долю в одном из самых современных НПЗ Азиатско-Тихоокеанского региона в г. Вадианар, мощностью переработки сырой нефти около 20 млн т в год. По объемам переработки данный НПЗ является вторым в Индии, а по уровню технологической сложности входит в десятку лучших заводов мира

(индекс сложности Нельсона – 11,8). Высокая гибкость НПЗ Вадианар по сырью позволяет перерабатывать тяжелые и сверхтяжелые сорта нефти с общей долей более 90 % от годового объема переработки. НПЗ в последние годы достиг высочайшего уровня операционной эффективности активов: 17 из 28 показателей бенчмаркинга компании Solomon находятся в лучшем первом квартале.

НПЗ Вадианар имеет доступ к собственному глубоководному порту, который может принимать сверхбольшие танкеры класса VLCC, а также покрывает с избытком потребности в электроснабжении за счет собственных электростанций.

В состав бизнеса Nayara Energy Limited входит крупная сеть АЗС в Индии из более 5 тыс. станций, работающих под брендом Essar.

В 2018 году акционерами одобрено начало работ по базовому проектированию в рамках первого этапа программы развития НПЗ Вадианар, предполагающего реконструкцию установки каталитического крекинга, организацию производства нефтехимической продукции, выход на индийский нефтехимический рынок, а также производство высокооктановых компонентов автобензина.





Rosneft Deutschland GmbH (RDG)

Компания вышла на рынок продуктов нефтепереработки Германии в 2011 году с приобретением 50 % СП Ruhr Oel GmbH (ROG). В результате реорганизации ROG, завершившейся в конце 2016 года, «Роснефть» получила прямой контроль над более чем 12 % нефтеперерабатывающих мощностей в Германии с общим объемом переработки около 12,5 млн т в год. «Роснефть» стала акционером и удвоила свои доли участия в НПЗ Bayernoil – до 25 % (с 12,5 %), НПЗ MiRO – до 24 % (с 12 %), НПЗ PCK (Шведт) – до 54,17 % (с 35,42 %). В свою очередь, компания BP Plc (BP) консолидировала 100 % долей в НПЗ Gelsenkirchen.

«Роснефть» стала третьим по величине нефтепереработчиком на немецком рынке и работает с 2017 года в рамках нового дочернего предприятия – Rosneft Deutschland GmbH. ПАО «НК «Роснефть» ежегодно обеспечивает около четверти немецкого импорта сырой нефти – около 23 млн т в год.

В продолжение Соглашения о реструктуризации СП «Роснефть» и BP договорились о постепенных изменениях в цепочке реализации нефтепродуктов в целях обеспечения своевременного выполнения контрактов с клиентами НПЗ на переходном этапе. Данный период завершен в соответствии с планом.

1 января 2019 года Rosneft Deutschland GmbH приступила к прямым продажам нефтепро-

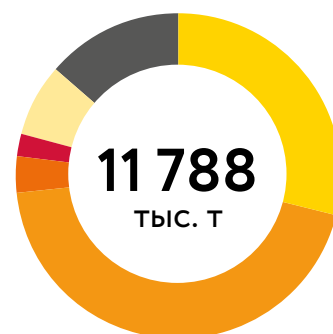
дуктов. Компания осуществляет реализацию всех нефтепродуктов, которые производятся Rosneft Deutschland GmbH на трех немецких НПЗ с долей участия ПАО «НК «Роснефть», включая бензин, дизель, печное топливо, авиатопливо, СУГ, битум, мазут и продукты нефтехимического производства. Компания выступает ведущим оптовым поставщиком нефтепродуктов на рынке Германии.

Компания поставляет нефтепродукты напрямую с НПЗ, а также с более чем 30 отгрузочных терминалов на территории Германии, используя автомобильный, железнодорожный и речной транспорт. Клиентская база компании насчитывает более 500 предприятий в Германии, Польше, Чехии, Швейцарии, Австрии и Франции.

Успешному старту полномасштабной реализации продукции способствовало также то, что в 2018 году были заключены соответствующие контракты по поставке продукции и аренде топливных терминалов. Компания активно развивала логистическую составляющую самостоятельных поставок нефтепродуктов железнодорожным и речным транспортом по всей Германии. В 2018 году Rosneft Deutschland GmbH начала маркетинг и продажи битума в Германии и соседних странах и наладила производственно-сбытовую сеть для полимерномодифицированного битума «Альфабит», изготовленного по собственной технологии «Роснефти». За 2018 год продукция была поставлена более чем 130 предприятиям в Германии.

В рамках стратегии по созданию собственного направления маркетинга Rosneft Deutschland GmbH внедрила информационную систему нового поколения SAP S/4HANA. По объему данных этот проект стал самым крупным в европейской нефтегазовой отрасли и одним из самых масштабных в мире. Данное программное обеспечение представляет собой новейшую разработку для ресурсного планирования предприятий.

Выпуск нефтепродуктов, тыс. т.



Автомобильные бензины	3 434
Дизельное топливо	5 221
Керосины	424
Нафта	258
Мазут	878
Прочее	1 574

>12 %

нефтеперерабатывающих мощностей Германии

Нефтехимия

Нефтехимические активы являются важной частью производственного комплекса ПАО «НК «Роснефть». Высокое качество выпускаемой продукции и постоянное совершенствование производственного процесса позволяют Компании успешно конкурировать с российскими и зарубежными производителями на российском рынке.

В состав нефтехимического комплекса ПАО «НК «Роснефть» входят:

- АО «Ангарский завод полимеров» (АЗП);
- АО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания» (ННК);
- ПАО «Уфаоргсинтез» (УОС).

Кроме того, нефтехимическое производство представлено комплексом ароматики в «Башнефть-Уфанефтехим» и мощностями по производству метанола, бутиловых спиртов, аминов в Ангарской НХК.

Восточная нефтехимическая компания (ВНХК)

Проект предусматривает создание крупнейшего нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса в Дальневосточном федеральном округе. Комплекс ВНХК позволит максимально эффективно использовать конъюнктуру рынка Азиатско-Тихоокеанского региона и экспортировать конечную продукцию с высоким уровнем добавленной стоимости.

В рамках перечня поручений Президента Российской Федерации от 29 декабря 2016 года № Пр-2579 ведется работа по получению государственной поддержки проекта. На территории Партизанского муниципального района создан ТОСЭР «Нефтехимический», постановление Правительства Российской Федерации № 272 от 7 марта 2017 года, якорным резидентом которого является АО «ВНХК».

На заседании Правительственной комиссии по вопросам социально-

экономического развития Дальнего Востока 10 августа 2018 года Минвостокразвития России поручено разработать комплексный план обеспечения инфраструктурой проекта ВНХК.

В 2018 году завершена разработка рабочей документации и получены положительные заключения Главгосэкспертизы России по комплексу нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств, первоочередным объектам внешней инфраструктуры.



Ангарский завод полимеров

Основными видами выпускаемой продукции АЗП являются этилен, полиэтилен высокого давления, пропилен, бензол, бутилен-дивинильная фракция, этилбензол, стирол, полистирол и др.

АЗП на сегодняшний день остается единственным предприятием в Восточной Сибири, выпускающим полистирол и полиэтилен высокого давления. Предприятие ежегодно производит более 200 тыс. т этилена, более 100 тыс. т пропилена и 60 тыс. т бензола. Часть

производимого этилена в качестве сырья направляется на АО «Саянскхимпласт», а часть используется для производства полиэтилена высокого давления и других видов нефтехимической продукции. Сырьем для завода является прямогонный бензин и углеводородные газы, в основном производства Ангарской НХК.

В 2018 году на АЗП переработано 723,9 тыс. т углеводородного сырья и произведено 558,2 тыс. т товарной продукции с высокой добавленной стоимостью.



Новокуйбышевская нефтехимическая компания

ННК – один из крупнейших производителей продукции газопереработки, нефтехимии и органического синтеза на территории России и Восточной Европы. Перечень выпускаемой продукции насчитывает более 30 наименований, в том числе метил-трет-амиловый эфир (МТАЭ), фенол синтетический технический, спирт этиловый синтети-

ческий технический, ацетон технический, сжиженные углеводородные газы, паратретичный бутилфенол.

На предприятии функционирует производство высокооктановой добавки к моторным топливам МТАЭ мощностью 300 тыс. т в год, не имеющее аналогов в России и странах СНГ производство пара-трет-бутилфенола, а также единственное в стране производство синтетического этанола.

В 2018 году объем переработки углеводородного сырья составил 1 005,2 тыс. т, объем выпуска товарной продукции – 939,9 тыс. т.

В 2018 году на ННК реализуется программа повышения операционной эффективности предприятия, предусматривающая

реализацию 79 мероприятий, и ведется мониторинг 71 ранее реализованного мероприятия.

Начата реализация проекта по строительству опытно-промышленной установки получения синтетических высокоиндексных низкокзастывающих полиальфаолефиновых базовых масел (ПАОМ). Производство ПАОМ на сегодняшний день в России отсутствует.

Единственное в стране производство синтетического этанола.



Уфаоргсинтез

ПАО «Уфаоргсинтез» – одно из крупнейших нефтехимических предприятий Российской Федерации, специализируется на производстве фенола, ацетона, полиэтилена высокого давления, полипропилена и его сополимеров, синтетического каучука и другой продукции органическо-

го синтеза. Завод обеспечивает более 30 % выпуска фенола в России, занимает лидирующее положение в производстве ацетона. На долю «Уфаоргсинтеза» приходится более 10 % производимого в стране полипропилена и более 15 % полиэтилена высокого давления. Предприятие способно выпускать более 850 тыс. т нефтехимической продукции в год.

Продукция предприятия широко используется в производстве оргстекла, фенолоформальдегидных смол, алкилфенолов, пленок, товаров технического, сельскохозяйственного назначения, резинотехнических изделий, а также в машиностроении, легкой промышлен-

ности, медицине, электронике и электротехнике.

«Уфаоргсинтез» выпускает ряд уникальных продуктов органического синтеза, которые не имеют аналогов в России. Производимый здесь синтетический этиленпропиленовый каучук используется для изготовления различных резинотехнических изделий, в том числе для нужд военно-промышленного комплекса, а также для изоляции проводов и кабелей в электроприборах.

В 2018 году предприятием переработано 591,7 тыс. т углеводородного сырья. Получено более 533,1 тыс. т товарной продукции.

Газопереработка

Газоперерабатывающие активы перерабатывают ПНГ, добываемый на нефтегазодобывающих предприятиях ПАО «НК «Роснефть», и выпускают продукцию, которая в основном является сырьем для нефтехимических предприятий ПАО «НК «Роснефть».

В состав газоперерабатывающих активов ПАО «НК «Роснефть» входят:

- АО «Отраденский ГПЗ» (ОГПЗ);
- АО «Нефтегорский ГПЗ» (НГПЗ);
- ООО «Туймазинское ГПП» (ТГПП);
- ООО «Шкаповское ГПП» (ШГПП);
- ООО «РН-Бузулукское ГПП» (БГПП).

5

ГПЗ входят в периметр
Компании

Отраденский ГПЗ

На ОГПЗ в 2018 году было переработано 257 млн куб. м ПНГ, добытого на нефтегазовых промыслах АО «Самаранефтегаз» и ПАО «Оренбургнефть». Основной

продукцией являются сухой отбензиненный газ, ШФЛУ, фракция этановая и сера техническая.

В настоящее время на ОГПЗ продолжается реализация комплексной программы

технического перевооружения и замены физически и морально устаревшего оборудования на современные блочные установки, которые позволят улучшить производственную эффективность и повысить уровень автоматизации.

Нефтегорский ГПЗ

На НГПЗ в 2018 году было переработано 429 млн куб. м ПНГ, добытого на нефтегазовых промыслах АО «Самаранефтегаз» и ПАО «Оренбургнефть». Основной продукцией является сухой отбензиненный газ, широкая фракция легких углеводородов, фракция этановая и сера техническая.

В настоящее время на НГПЗ продолжается реализация комплексной программы технического перевооружения и замены физически и морально устаревшего оборудования на современные блочные установки, которые позволят улучшить производственную эффективность и повысить уровень автоматизации.

В 2018 году завершена реализация инвестиционного проекта по восстановлению

участка продуктопровода по транспортировке ШФЛУ до ННК, что позволило осуществлять трубопроводную поставку ШФЛУ, вырабатываемой на НГПЗ и ОГПЗ. Реализация данного проекта позволила исключить риски несвоевременной поставки сырья (ШФЛУ), связанные с транспортировкой железнодорожным транспортом, а также усилила синергетический эффект от интеграции ННК с газоперерабатывающими заводами.

Туймазинское ГПП

ТГПП, входящее в состав ПАО АНК «Башнефть», в октябре 2016 года было интегрировано в операционный периметр ПАО «НК «Роснефть». В 2018 году было переработано 29 млн куб. м ПНГ, добытого на нефтегазовых промыслах

ООО «Башнефть-Добыча» (НГДУ «Туймазанефть»), и 125 тыс. т ШФЛУ (покупной ресурс и собственная выработка). Основной продукцией являются сжиженные газы (смесь пропана и бутана технических, фракция изобутановая, фракция нормального бутана), бензин газовый стабильный и сера техническая.

Шкаповское ГПП

ШГПП, входящее в состав ПАО АНК «Башнефть», в октябре 2016 года было интегрировано в операционный периметр ПАО «НК «Роснефть». В 2018 году было

переработано 52 млн куб. м ПНГ, добытого на нефтегазовых промыслах ООО «Башнефть-Добыча» (НГДУ «Ишимбайнефть» и НГДУ «Уфанефть»), и 118 тыс. т ШФЛУ (покупной ресурс и собственная выработка). Основной продукцией являются

сжиженные газы (смесь пропана и бутана технических, фракция изобутановая, фракция нормального бутана) и бензин газовый стабильный.

Бузулукское ГПП

БГПП было образовано 1 сентября 2017 года путем выделения из ПАО «Оренбургнефть» Зайкинского ГПП. В состав предприятия входят две отдельные

производственные площадки – Покровская УКПГ и Зайкинское ГПП. В 2018 году было переработано 1 244 млн куб. м ПНГ и нестабильного газового конденсата, добытых на нефтегазовых промыслах ПАО «Оренбургнефть». Основной продук-

цией является газ горючий природный сухой отбензиненный, сжиженные газы (пропан-бутан технический, пропан технический, бутан технический), бензин газовый стабильный и сера техническая.

Производство катализаторов

Новокуйбышевский завод катализаторов

В декабре 2018 года окончены строительно-монтажные работы и начата пусконаладка опытно-промышленного

участка производства катализаторов гидропроцессов. Ввод в эксплуатацию опытно-промышленного участка позволит начиная со 2-го квартала 2019 года отрабатывать технологии промышленного производства катализаторов, разра-

батываемых как КНИПИ (ООО «РН-ЦИР» и АО «ВНИИ НП»), так и сторонними НИПИ в лабораторных условиях, оценивать эффективность применения новых катализаторов на НПЗ, отрабатывать их качественные характеристики.

Ангарский завод катализаторов и органического синтеза

В 2018 году АЗКиОС произвел и поставил взамен импортных катализаторы парового риформинга метана для водородных

установок на Куйбышевском НПЗ, РНПК, «Башнефть-Уфанефтехим» и «Башнефть-Новыйл». В результате произведенных замен доля катализаторов АЗКиОС парового риформинга на производствах водорода на НПЗ Компании достигла 77 %.

Коммерция и логистика

Реализация нефти

ПАО «НК «Роснефть» проводит политику, направленную на обеспечение сбалансированности каналов монетизации нефти, в том числе переработки на собственных нефтеперерабатывающих мощностях в России, Германии, Индии, реализации на экспорт по долгосрочным контрактам и на основе спотовых продаж в ходе проводимых тендеров, а также реализации на внутреннем рынке.

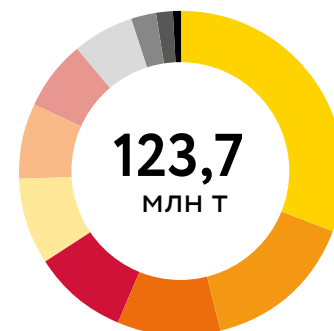
Компания на постоянной основе осуществляет мониторинг экономической эффективности каналов монетизации нефти, что позволяет максимизировать долю высокомаржинальных каналов в общей структуре продаж.

В отчетном году Компания поставила около 103,3 млн т нефти на заводы в России, что выше уровня поставок 2017 года на 3 %.

Помимо поставок нефти на собственные НПЗ в России, Компания в 2018 году поставила 4,6 млн т собственной нефти на заводы с долей участия Компании в Германии, что на 2 % больше объема поставок в 2017 году.

Общий объем реализации нефти третьим лицам в 2018 году составил 129,1 млн т, включая 5,4 млн т нефти, проданной на внутреннем рынке.

Структура экспортных поставок, %



■ Китай (трубопроводный)	30,9 %
■ Центральная и Восточная Европа (трубопроводный)	15,4 %
■ Приморск (морской)	10,1 %
■ Козьмино (морской)	9,5 %
■ Усть-Луга (морской)	8,6 %
■ Международный трейдинг	7,6 %
■ Беларусь (трубопроводный)	7,0 %
■ Новороссийск (морской)	6,0 %
■ Де-Кастри (морской)	2,5 %
■ Железная дорога	1,6 %
■ Варандей (морской)	0,8 %



Реализация нефти в страны дальнего и ближнего зарубежья

Объем реализации нефти в страны дальнего и ближнего зарубежья составил 123,7 млн т. Среди экспортных направлений реализации нефти экономически наиболее привлекательным для Компании является восточное направление – поставки по трубопроводу в Китай, реализация в портах Козьмино и Де-Кастри. Объем поставок в восточном направлении в 2018 году составил 59,2 млн т, что на 24 % превышает аналогичный показатель прошлого года.

Помимо этого, Компания реализовала 55,8 млн т нефти в Северо-Западную, Центральную и Восточную Европу, в страны

Средиземноморья и другие направления дальнего зарубежья. Экспорт в СНГ составил 8,7 млн т.

Основная часть экспортных поставок Компании осуществляется через мощности компании «Транснефть», включая сеть магистральных трубопроводов и порты. В отчетном году экспортные поставки осуществлялись в основном с использованием следующих транспортных маршрутов:

- трубопроводным транспортом – около 108,3 млн т, что составило 87,5 % от общего объема реализации нефти в страны дальнего и ближнего зарубежья. 42,3 млн т из данного объема было экспортировано через порты, а около 66,0 млн т – посредством трубопровода в направлении Китая,

Беларуси, Центральной и Восточной Европы;

- железнодорожным и смешанным транспортом – 1,9 млн т, или 1,6 % от общего объема экспортных поставок без учета эффекта по приобретенным активам. В основном это поставки по нефтепроводу Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), который пролегает от Тенгизского нефтяного месторождения в Западном Казахстане до порта Новороссийск;
- прочее, включая поставки через экспортный терминал Де-Кастри, – 4,1 млн т.

Также в страны дальнего зарубежья было реализовано около 9,4 млн т стороннего ресурса через трейдинговые подразделения Компании.

КЛЮЧЕВЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ

Поставки нефти в восточном направлении выросли на 24 % (до 59,2 млн т) в 2018 году.

Поставки нефти в Китай с учетом международного трейдинга увеличились на 27 % и составили почти 50 млн т.

По долгосрочным контрактам объем поставок в Китай вырос на 33 % – до 40,0 млн т.

ПАО «НК «Роснефть» участвует в проекте КТК с 1996 года через совместное предприятие «Роснефть Шелл Каспиэн Венчурс Лтд.» [доля в проекте – 7,5 %]. Компания владеет 51 % акций в совместном предприятии, компании Shell принадлежит 49 %.



Поставки нефти в рамках долгосрочных контрактов

В рамках Соглашения между правительством Китая и Правительством Российской Федерации о расширении сотрудничества в сфере торговли сырой нефтью от 22 марта 2013 года начиная с 2018 года был увеличен объем поставок нефти в адрес КННК (CNPC) на 10 млн т в год по сравнению с предыдущим периодом.

В 2018 году Компания продолжила поставки в рамках дополнительного соглашения между «Роснефтью» и КННК об увеличении поставок нефти в Китай транзитом через территорию Казахстана и продлении срока действия действующего с 2013 года контракта до конца 2023 года. В соответствии с соглашением, объем поставок в данном направлении достигнет 91 млн т за десятилетний период, что позволит и дальше планомерно осуществлять поставки по одному из стратегических для «Роснефти» направлений. Совокупный объем поставок в адрес КННК в 2018 году составил 40 млн т, включая 10 млн т транзитом через территорию Республики Казахстан.

В рамках долгосрочного контракта с китайской энергетической компанией «Хуасинь» (CEFC) в 2018 году было поставлено более 10 млн т нефти.

Расширение сотрудничества с конечными потребителями нефти и нефтепродуктов

В течение 2018 года Компания продолжила сотрудничество с конечными потребителями. Экспортные поставки нефти в адрес конечных потребителей в 2018 году составили свыше 73 млн т, что больше аналогичного показателя 2017 года на 12 %.

На 2018 год был перезаключен ряд контрактов на поставку нефти по магистральному нефтепроводу «Дружба» в адрес конечных потребителей в Германии (Shell, Eni S.p.A., TOTSA). Данные контракты обеспечили устойчивость Компании в условиях неблагоприятной внешней конъюнктуры.

В рамках заключенного контракта с компанией РТТ (Таиланд) в 2018 году была

осуществлена первая поставка нефти марки «Сокол».

Компания также продолжает развивать сотрудничество с конечными потребителями в рамках поставки нефтепродуктов. Так, в 2018 году в адрес JXTG Nippon было поставлено 0,8 млн т бензина газового стабильного (БГС).

Впервые в Компании заключена сделка на поставку вакуумного газойля на внутреннем рынке Российской Федерации для дальнейшей переработки на НПЗ «ТАНЕКО». Всего за 2018 год по контракту было поставлено 37,4 тыс. т продукта.

+12 %

экспорт нефти в адрес
конечных потребителей
в 2018 году



Реализация нефтепродуктов

Реализация нефтепродуктов в страны дальнего зарубежья

В 2018 году Компания увеличила объемы реализации нефтепродуктов на экспорт до 72,6 млн т, что на 3,4 % выше уровня 2017 года.

В рамках развития сотрудничества с Республикой Куба во исполнение межправительственных соглашений в 2018 году были осуществлены поставки дизельного топлива и базовых масел.

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

В 2018 году объем реализации нефтепродуктов Компании на внутреннем рынке России составил 40,5 млн т, что на 3 % превышает показатель 2017 года.

ПАО «НК «Роснефть» является крупнейшим биржевым продавцом моторных топлив в Российской Федерации. В 2018 году Компания активно принимала участие в реализации нефтепродуктов через биржевой канал. Доля биржевых продаж Компании от суммарной реализации на бирже в основную торговую сессию в 2018 году составила:

- по автобензинам – 47 %;
- по дизельному топливу – 39 %;
- по мазуту – 43 %.

Компания перевыполняет объемные нормативы продаж на бирже, утвержденные совместным приказом ФАС России и Минэнерго России от 30 апреля 2014 года. Так, по результатам 2018 года с НПЗ ПАО «НК «Роснефть» на бирже продано 22,6 % от объема производства автобензинов, 8,3 % дизельного топлива,

14,3 % керосина и 3,0 % мазута при установленных нормативах 10, 5, 10 и 2 % соответственно.

В 2018 году Компания в соответствии с полученными запросами контрагентов в полном объеме и в срок осуществила поставки моторного топлива в рамках программы Северного завоза.

+3,4 %

экспорт нефтепродуктов
в 2018 году

+3 %

рост объемов реализации
нефтепродуктов на внутреннем
рынке



Реализация нефтепродуктов в ближнем зарубежье

ПАО «НК «Роснефть» осуществляет регулярные крупнооптовые поставки светлых и темных нефтепродуктов на рынок Монголии. В рамках XXII Петербургского международного экономического форума Компания заключила долгосрочные контракты на поставку бензинов и дизельного топлива с крупнейшими монгольскими импортерами нефтепродуктов. Подписанные долгосрочные контракты позволят сохранить устойчивые позиции на рынке нефтепродуктов Монголии и укрепить сотрудничество с монгольскими партнерами. В 2018 году объем поставок светлых нефтепродуктов впервые превысил 1 млн т.

В 2018 году Компания продолжила стабильное и бесперебойное снабжение рынка Армении с использованием

танкерной логистики. По результатам года на рынок поставлено 175,4 тыс. т качественных бензинов и дизельного топлива производства российских НПЗ Компании.

Помимо этого, ПАО «НК «Роснефть» осуществляет поставки бензинов и дизельного топлива в Киргизскую Республику, в адрес дочернего сбытового предприятия ЗАО «РН-Кыргызнефтепродукт», для дальнейшей реализации через собственную сеть АЗС, а также оптом. Общий объем поставки нефтепродуктов в 2018 году составил 110,1 тыс. т.

Компания продолжает активную работу над расширением международной географии деятельности и диверсификацией маршрутов поставок. В течение 2018 года были продолжены поставки для розничной сети в Грузии (объем поставок за 2018 год составил 143,5 тыс. т нефтепродуктов), а также поставки в адрес

европейских клиентов, включая компании Demiroren Group (Турция), Mabanaft GMBH (Германия) в общем объеме 1 779,1 тыс. т дизельного топлива.

>1 млн т

поставки нефтепродуктов на рынок Монголии в 2018 году



ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОТРЕБНОСТЕЙ ФЕДЕРАЛЬНЫХ ЗАКАЗЧИКОВ

В соответствии с Политикой ПАО «НК «Роснефть» обеспечение потребности федеральных заказчиков в нефтепродуктах является приоритетным направлением деятельности Компании. В 2018 году группа лиц ПАО «НК «Роснефть», включая дочерние общества, в полном объеме исполнила свои обязательства по снабжению нефтепродуктами федеральных заказчиков. В 2019 году работа в этом направлении с указанной категорией заказчиков будет продолжена.

Реализация газа

Компания осуществляет поставки природного, сухого отбензиненного газа и ПНГ как потребителям Российской Федерации, так и за рубежом.

ПНГ поставляется для переработки как на собственные газоперерабатывающие заводы (ГПЗ) Компании, так и на сторонние газоперерабатывающие предприятия – ПАО «СИБУР Холдинг», ПАО «Сургутнефтегаз».

Природный и сухой отбензиненный газ поставляются потребителям в Российской

Федерации в основном через газотранспортную систему ПАО «Газпром» в рамках договора на транспортировку газа. Поставки осуществляются как конечным потребителям, так и региональным сбытовым компаниям почти в 40 регионах. За рубежом природный газ реализуется преимущественно в Египте и Вьетнаме.

По итогам 2018 года объем реализации газа ПАО «НК «Роснефть» на внутреннем рынке составил 59,1 млрд куб. м, выручка – 200,5 млрд руб.

Крупнейшим по объему реализации газа регионом присутствия ПАО «НК «Роснефть» остается Свердловская область, где Компания продолжает стабильно обеспечивать порядка 90 % потребности региона в газе, осуществляя поставки в адрес как промышленных, так и социальных потребителей.

Объем реализации газа за рубежом составил 2,9 млрд куб. м и был преимуще-

ственно обеспечен реализацией газа с месторождения Зохран.

Выручка от реализации газа в 2018 году выросла на 8,8 % (до 234 млрд руб.) преимущественно за счет наращивания объемов реализации газа за рубежом, а также индексации регулируемой цены на газ, предназначенный для последующей реализации всем группам потребителей, на 3,4 % во втором полугодии 2018 года.

В целях повышения эффективности монетизации газа в Компании разработана система оптимизации товарно-транспортных потоков, используемая при построении оперативного баланса газа.

В течение 2018 года Компания также продолжила участвовать в биржевых торгах природным газом на площадке Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи, запущенных в октябре 2014 года, реализовав 0,99 млрд куб. м газа, что составило 6,5 % от общего объема биржевых торгов.

ДОЛГОСРОЧНАЯ СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ

ПАО «НК «Роснефть» нацелена на достижение лидирующей позиции среди независимых поставщиков газа на внутреннем рынке Российской Федерации.

Объем реализации, млрд куб. м



Выручка от реализации, млрд руб.



■ На территории России 59,13
■ За пределами России 2,9

■ На территории России 200,5
■ За пределами России 33,3

0,99
млрд куб. м

объем реализации газа Компанией на площадке Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи в 2018 году

Розничная реализация

По состоянию на конец 2018 года география розничного бизнеса Компании охватывала 66 регионов России. «Роснефть» является крупнейшей розничной сетью в Российской Федерации с наибольшим географическим покрытием и занимает в большинстве регионов своего присутствия одну из лидирующих позиций. Кроме того, Компания имеет розничную сеть в Абхазии, Беларуси и Киргизии. Бренд АЗС «Роснефть» является одним из лидеров в России по узнаваемости и восприятию качества топлива.

На 31 декабря 2018 года сеть действующих АЗС Компании включала в себя 2 963 станции, в том числе 66 АЗС в Беларуси, на территории Абхазии и в Киргизии. Собственные и арендуемые АЗС располагали 1 933 магазинами. Нефтебазовое хозяйство Компании на 31 декабря 2018 года включало 138 действующих нефтебаз общей емкостью 2,1 млн куб. м, а также около 1 тыс. бензовозов.

Объем реализации нефтепродуктов в розницу в 2018 году составил 13,8 млн т,

что превышает показатели 2017 года на 16 %, при этом реализация нефтепродуктов на одной АЗС составила в среднем 12,8 т/сут.

В рамках развития розничного бизнеса реализованы следующие мероприятия:

- продолжено наращивание базы участников программ лояльности «Семейная команда» и BP-Club, на 31 декабря 2018 года в 58 субъектах Российской Федерации привлечено 10,3 млн человек;
- реализован пилотный проект по запуску виртуальной карты на АЗК «Роснефть» и BP (для программ лояльности «Семейная команда» и BP Club);
- виртуальная топливная карта для сегмента B2B запущена в коммерческую эксплуатацию в Московском регионе;
- Компания получила премию «Товар года» за представленное на рынке топливо Pulsar в номинации «Самая популярная новинка года» в категории «Топливо»;
- Компания выпустила на российский рынок новое высокооктановое топливо Pulsar 100, автомобильный бензин

марки АИ-95 «Евро-6» с улучшенными экологическими и эксплуатационными характеристиками, а также новую линейку топлива с технологией ACTIVE; в ходе ребрендинга АЗС «ТНК» завершено обновление внешнего вида и магазинов 230 станций;

- Компания расширяет предложение кафе при АЗС за счет формирования зоны самообслуживания (кофе-корнеры), а также установки модулей для приготовления хот-догов. На текущий момент сеть располагает 1 138 кафе полного формата, при этом кофе предлагается на 2 352 АЗК/АЗС, хот-доги на 1 275 АЗК/АЗС. Продолжается реализация программы «Активные продажи», на ключевые товарные категории установлены целевые показатели продаж в разрезе каждого АЗК;
- в рамках расширения ассортимента кафе на федеральном уровне внедрена линейка горячих напитков;

13,8
млн т

объем розничной реализации
нефтепродуктов Компанией
в 2018 году

12,8
т/сут

средний объем реализации
нефтепродуктов на одной АЗС

- введен в эксплуатацию первый АЗК нового малого формата ВР. АЗК нового формата открыт на базе ребрендинговой станции ТНК, расположенной на трассе М-5 Москва – Рязань. В формате компактного комплекса реализована концепция «Wild Bean Café – единая зона обслуживания клиентов». 2/3 площади магазина приходится на кафе, ключевым ассортиментом кафе является предложение «с собой», при этом в ассортимент также включены полноценные завтраки и обеды;
- оптимизировано ассортиментное предложение для всей сети, представлен ассортимент товаров под собственной торговой маркой, что обеспечило прирост дохода в следующих категориях: вода – на 7 %, влажные салфетки – на 28 %, злаковые батончики – на 39 %;
- с целью контроля качества топлива с использованием собственных мобильных лабораторий на АЗС и АЗК проведено более 8 тыс. проверок в 47 субъектах Российской Федерации;
- усовершенствована система управления АЗК по недопущению несанкционированного проникновения,

что позволило существенно снизить риски мошенничества, а также повысить точность налива топлива и уверенность клиента в отсутствии недолива.

По итогам 2018 года объем мелкооптовой реализации нефтепродуктов с региональных нефтебаз составил 6,6 млн т, что превышает показатели 2017 года на 1,4 %. Увеличение объемов продаж произошло в результате:

- проведения активной политики привлечения покупателей;
- увеличения объемов поставок в адрес государственных заказчиков по итогам проведенных конкурсных процедур и в качестве единственного поставщика;
- развития биржевых продаж – в 2018 году 23 Общества Группы в 34 регионах Российской Федерации осуществляют реализацию моторных топлив на биржевой площадке Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи (АО «СПбМТСБ»);
- развития программы долгосрочного контрактования в 23 регионах Российской Федерации.

В ноябре 2018 года Компания подписала Соглашение о мерах по стабилизации и развитию внутреннего рынка нефтепродуктов, обязательства по соглашению выполняются в полном объеме.

Повышение эффективности розничного бизнеса

Основной фокус в 2018 году был направлен на поэтапную 100%-ную автоматизацию измерений всех материальных потоков, а также внедрение системы контроля за сохранностью нефтепродуктов в ПНПО. В 2018 году 24 нефтебазы оснащены автоматическими системами налива в бензовозы, 46 нефтебаз оснащены автоматизированными системами измерения в резервуарах. Степень автоматизации измерений и учета на ключевых нефтебазах составляет 95 %, на региональных – 29 %, что охватывает более 70 % материальных потоков.

Основными приоритетами обеспечения устойчивого спроса и лидирующей лояльности клиентов розничной и мелкооптовой сети Компании являются:

6,6 млн т **+1,4 %**

объем реализации нефтепродуктов с региональных нефтебаз

рост объемов мелкооптовой реализации с нефтебаз в 2018 году

- внедрение риск-ориентированной системы управления качеством топлива по всей логистической цепочке от НПЗ до потребителя;
- организация системной работы по противодействию недобросовестным участникам топливного рынка;
- внедрение на бензовозах электронной системы гарантированной доставки нефтепродуктов по количеству и качеству.

Сокращено потребление топлива на собственные нужды в сравнении с 2017 годом на 3 % в натуральном выражении.

Продолжена реализация инициатив по повышению эффективности розничного бизнеса, включающих оптимизацию затрат АЗС, нефтебаз и аппарата управления. В сопоставимых условиях эксплуатационные затраты в 2018 году снизились по отношению к 2017 году на 3 %. Экономия затрат происходит несмотря на рост объемов реализации на 16 %, который влечет увеличение переменных затрат на хранение и транспортировку. В рамках работы по оптимизации и повышению эффективности нефтебазового хозяй-

ства в течение 2018 года были выведены из эксплуатации пять неэффективных нефтебаз, не соответствующих техническим и операционным требованиям Компании. Компанией проводятся мероприятия по снижению операционных затрат на доставку нефтепродуктов за счет оптимизации логистики в части прямых поставок нефтепродуктов бензовозами с НПЗ (увеличение объема прямых поставок в 2018 году по сравнению с 2017 годом составило 20 %), а также планового обновления парка бензовозов.

2 963

действующе АЗС

Компании, в том числе 66 АЗС в Беларуси, на территории Абхазии и Киргизии

Крупнейшая розничная сеть в Российской Федерации:

66

регионов



Авиазаправочный бизнес

Объем реализации авиационного керосина в 2018 году увеличился на 6 % по сравнению с 2017 годом и составил 3,5 млн т, в том числе за счет роста объема пассажиропотока в Российской Федерации.

Структура потребителей в 2018 году:

- 2,3 млн т – авиакомпании и ТЗК (+11 % к 2017 году);

- 1,2 млн т – крупный опт, включая реализацию на бирже (0,5 млн т).

Реализация авиационного топлива на территории Российской Федерации осуществляется через сеть контролируемых ТЗК в 18 аэропортах и сторонние ТЗК в 19 аэропортах. Также Компания осуществляет реализацию в шести аэропортах на территории Германии, Грузии и Монголии.

Основные клиенты Компании: группа «Аэрофлот», группа S7, ОАО АК «Уральские Авиалинии», группа «Пегас», группа «Волга-Днепр», группа «Ютэйр», АО АТК «Ямал», АО АК «НордСтар», Turkish Airlines, группа Lufthansa.

Бункеровочный бизнес

Бункеровочный бизнес ПАО «НК «Роснефть» охватывает все ключевые морские и речные порты России, а также ряд зарубежных направлений. Объем реализации бункерного топлива в 2018 году по сравнению с 2017 годом вырос на 10,7 % – до 3,1 млн т, в том числе за счет успешного сотрудничества в портах Дальнего Востока с крупными иностранными потребителями – операторами трансконтинентальных контейнерных линий.

Структура продаж в 2018 году:

2,5 млн т (80 %) – иностранным судовладельцам, 0,6 млн т (20 %) – на внутреннем рынке.

В 2018 году реализованы инициативы по расширению присутствия Компании на бункеровочном рынке, в том числе:

- увеличены объемы бункеровок в порту Калининград с 18 до 46 тыс. т и в порту Кавказ с 53 до 76 тыс. т;
- на Комсомольском НПЗ поставлено на производство судовое дистиллятное топливо DMF III с новыми качественными характеристиками. В течение года реализовано 31 тыс. т;
- заключены долгосрочные контракты с ключевыми отечественными потребителями – ФГУП «Росморпорт», ООО «Русская Рыбпромышленная Компания», ФГБУ «Морспасслужба».

В преддверии вступления в силу с 1 января 2020 года ограничений МАРПОЛ (Международная конвенция по предотвращению загрязнения окружающей среды) по содержанию серы в судовом топливе Компанией прорабатываются опции по постановке на производство малосернистых видов топлива для обеспечения поставок как на внутренний, так и внешний бункерные рынки.

Структура продаж бункеровочного бизнеса в 2018 году:

3,5

млн т

объем реализации авиационного керосина в 2018 году

2,5

млн т (80 %)

иностранным судовладельцам

0,6

млн т (20 %)

на внутреннем рынке

Реализация битумной продукции

Объем реализации битумных материалов в 2018 году составил 2,6 млн т. Кроме того, по результатам 2018 года увеличены производство и реализация битума по новому ГОСТу. Реализация за 2018 год составила 0,6 млн т, что существенно выше уровня 2017 года (0,03 млн т).

На внутреннем рынке в отчетном периоде было реализовано 95 % от суммарного объема продаж битумных материалов.

«Роснефть» развивает производство и реализацию инновационного полимерно-битумного вяжущего (ПБВ), существенно улучшающего качество дорожного покрытия. Объем продаж ПБВ в 2018 году вырос относительно 2017 года на 84 %, достигнув 76 тыс. т.

2,6
млн т

объем реализации битумных
материалов в 2018 году

>1
млн т

объем реализации смазочных
материалов в 2018 году

Реализация смазочных материалов

Общий объем реализации продукции бизнеса масел Компании в 2018 году составил 1 006 тыс. т. В том числе на внутреннем рынке было реализовано 652 тыс. т (65 % от суммарного объема).

Объем реализации премиальных масел в отчетном периоде составил 84 тыс. т,

что на 21 % выше аналогичного показателя 2017 года.

В 2018 году увеличен объем отгрузок смазочных материалов в адрес конечных потребителей по прямым договорам на 32 тыс. т (+25 %) по сравнению с 2017 годом.



Производственное планирование и логистика

Основные итоги деятельности в 2018 году:

- выполнен план отгрузки нефти и нефтепродуктов Компании;
- производственная программа НПЗ и направления реализации нефтепродуктов были сформированы с учетом максимизации маржи переработки;
- реализованы договоренности с ОАО «РЖД» по предоставлению железнодорожных скидок на перевозку с Комсомольского НПЗ, Саратовского НПЗ, Самарской группы НПЗ и Роспана;
- создано новое направление перевалки для всей гаммы нефтепродуктов и СУГ Компании в порту Тамань;
- реализован пилотный проект синхронизации суточных планов производства и отгрузки с последующим проведением суточного факторного анализа отклонений в филиале АО «РН-Транс» в г. Ангарске и АНХК, в рамках которого уменьшается непроизводительный простой порожних вагонов.

ТЕРМИНАЛ ПО ПЕРЕВАЛКЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ООО «РН-МОРСКОЙ ТЕРМИНАЛ ТУАПСЕ»

Источники поставок:

- Туапсинский НПЗ;
- Саратовский НПЗ;
- Самарская группа НПЗ.

На терминале реализуется программа реконструкции производственных активов, направленная на их приведение в соответствие с новыми требованиями промышленной, экологической и пожарной безопасности, а также программа развития производственных мощностей для обеспечения перспективного грузооборота Туапсинского НПЗ.

Введены в эксплуатацию объекты:

- «Переоборудование резервуаров – 10 тыс. куб. м № 15, 16 (по генеральному плану) для бензина автомобильного и топлива авиационного (установка понтонов);»
- «Резервуарный парк. Модернизация (дооснащение) системы измерения массы (II этап)».

Продолжены работы по проектированию объектов:

- «Модернизация газоулавливающей системы и газоуравнительной системы – вторая очередь»;

- «Оснащение весами эстакад № № 1, 2, 3»;
- «Реконструкция (удлинение) Юго-Восточного (Первомайского) волнолома»;
- «Стационарные системы защиты от падения с высоты».

Выполняются работы по корректировке проектной документации объекта «Очистные сооружения левого берега (III, IV пусковые комплексы)».

15,7 млн т

объем перевалки собственных нефтепродуктов

0,4 млн т

перевалка ресурса третьих сторон

1,2 млн т нефти

перевалка через Туапсинский терминал для нужд Туапсинского НПЗ



Основные стратегические приоритеты:

- оптимизация производственных программ НПЗ и реализация нефтепродуктов по наиболее выгодным направлениям;
- сокращение логистических затрат при транспортировке продукции различными видами транспорта, оптимизация затрат собственных логистических активов Компании;
- выполнение обязательств по отгрузке нефтепродуктов по железной дороге с Саратовского НПЗ, Самарской группы НПЗ, Комсомольского НПЗ и Роспана с целью обеспечения продолжения условий предоставления скидок Компании со стороны ОАО «РЖД» в 2019 году;
- проведение опытно-промышленной эксплуатации системы оперативного учета нефтепродуктов на морских терминалах Компании, что позволит в автоматическом режиме проводить процедуры контроля достоверности учета и мониторинга небалансов, возникающих при приемке, отгрузке, хранении, инвентаризации и внутрискладских перемещениях нефтепродуктов;
- проработка инициатив по повышению маржи переработки, синхронизация суточных планов производства и отгрузки с последующим проведением анализа отклонений;
- организация новых эффективных логистических схем;
- структурирование и развитие шипинговой деятельности Компании в связи с подготовкой к существенному росту количества управляемых судов.

ТЕРМИНАЛ ПО ПЕРЕВАЛКЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ООО «РН-МОРСКОЙ ТЕРМИНАЛ НАХОДКА»

Источники поставок:

- Комсомольский НПЗ;
- Ангарская НХК;
- Ачинский НПЗ;
- сторонние поставщики.

На терминале реализуется программа реконструкции производственных активов, направленная на их приведение в соответствие с новыми требованиями промышленной, экологической и пожарной безопасности. В 2018 году на терминале продолжилась реализация программы реконструкции резервуарного парка, нефтепирса, технологических трубопроводов и инженерных сетей с целью доведения объектов до требований существующего законодательства.

5,3 млн т

объем перевалки собственных нефтепродуктов¹

0,3 млн т

перевалка ресурса сторонних поставщиков

¹ С учетом бункеровки на экспорт и внутренний рынок.

ТЕРМИНАЛ ПО ПЕРЕВАЛКЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ООО «РН-АРХАНГЕЛЬСКНЕФТЕПРОДУКТ»

Источники поставок:

- Самарская группа НПЗ;
- Ангарская НХК;
- сторонние поставщики.

Кроме того, терминал используется для завоза топлива в районы Крайнего Севера и для снабжения оптовых покупателей на территории Архангельской области. В 2018 году закончено проектирование по проекту реконструкции Архангельского терминала.

0,86 млн т

объем перевалки собственных нефтепродуктов через терминал

0,26 млн т

перевалка ресурса сторонних поставщиков





03

Обзор рынка и конкурентная среда

Лидерство по эффективности добычи

Компания лидирует по удельным затратам в добыче нефти среди конкурентов и ставит своей целью удержание этого лидерства

3.1

Макроэкономическая ситуация в 2018 году

Динамика ВВП

Темпы роста мировой экономики в 2018 году (здесь и далее – ВВП по ППС¹ в постоянных ценах 2011 года), по оценке (январь 2019 года) Международного валютного фонда (МВФ), замедлились до 3,7 % (в 2017 году – 3,8 %). В развитых странах темпы роста ВВП снизились с 2,4 % в 2017 году до 2,3 % в 2018 году, в развивающихся странах – с 4,7 до 4,6 %.

Среди развитых стран в 2018 году существенно повысились темпы роста экономики США – до 2,9 % (2,2 % в 2017 году), прежде всего в результате стимулирующей налогово-бюджетной политики², что положительно сказалось на потреблении домашних хозяйств. В 2019 году в США, по прогнозу МВФ, по мере исчерпания эффекта фискальных стимулов ожидается замедление темпов экономического роста до 2,5 %.

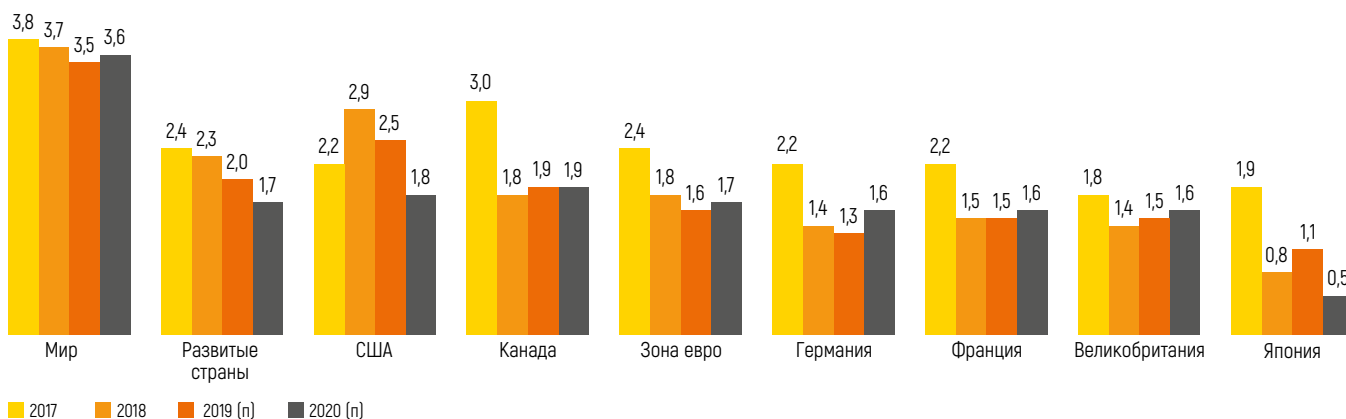
Темпы роста ВВП зоны евро в 2018 году снизились до 1,8 с 2,4 % в 2017 году, что связано с замедлением роста частного потребления и внешнего спроса на европейские товары, обусловленного усилением протекционизма в мировой торговле. Замедление экономической динамики еврозоны также было вызвано перенастройкой автомобильного производства на новые экологические стандарты, что отрицательно сказалось на промышленном производстве.

На экономиках государств, ориентированных на экспорт, в значительной мере сказались изменения торговых соглашений и введение новых экспортных/импортных пошлин в 2018 году. В частности, рост ВВП Германии³ в 2018 году снизился до 1,4 с 2,2 % в 2017 году.

В результате стагнации частного потребления и спроса на экспортируемые товары и услуги в 2018 году замедлились темпы роста ВВП Японии (с 1,9 % в 2017 году до 0,8 % в 2018 году), Канады (с 3,0 до 1,8 %), Франции (с 2,2 до 1,5 %)⁴, Великобритании (с 1,8 до 1,4 %).

По данным ОЭСР, рост ВВП Китая в 2018 году замедлился до 6,6 % (самое низкое значение с 1990 года) с 6,8 % в 2017 году вследствие снижения темпов роста экспорта товаров и услуг и инвестиций в основной капитал. В этих условиях китайские власти предпринимают меры по фискальному и монетарному стимулированию.

Темпы роста ВВП развитых стран



Источники: МВФ, ОЭСР, Евростат

¹ Паритет покупательной способности.

² В 2018 году нижняя пороговая ставка в США для физических лиц уменьшилась с 15 до 10 %, а верхняя – с 39,6 до 37 %. Максимальная ставка в 37,0 % с 2018 года применяется к доходу свыше 500 тыс. долл. США (600 тыс. долл. США для супругов, подающих совместную декларацию).

³ По данным Евростата.

⁴ По данным ОЭСР.



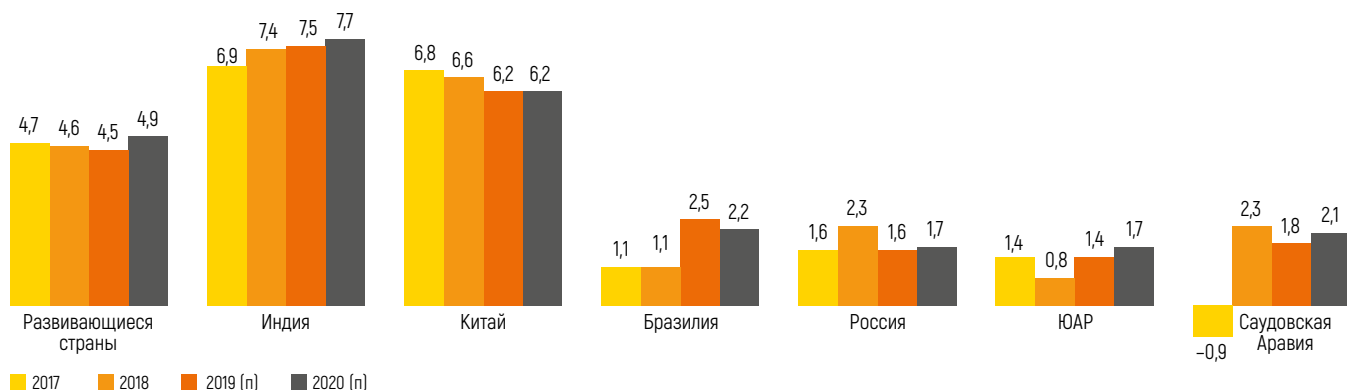
Значительно ускорился экономический рост Индии, где в 2018 году ВВП увеличился на 7,4 % (6,9 % в 2017 году).

В 2018 году ВВП стран Ближнего Востока и Северной Африки увеличился на 2,4 % (в 2017 году – 2,2 %), в том числе в Саудовской Аравии на 2,3 % после сокращения в 2017 году на 0,9 %.

Повысились темпы роста экономики стран Содружества Независимых Государств (СНГ) (без учета России) на 0,3 п. п. – до 3,9 %. Темпы роста ВВП стран Латинской Америки и Карибского бассейна замедлились до 1,1 % г/г (в 2017 году – 1,3 % г/г), развивающихся государств Европы – до 3,8 % г/г (в 2017 году – 6,0 % г/г).

МВФ снизил прогноз (январь 2019 года) роста мировой экономики в 2019 году до 3,5 % (3,7 % в прогнозе октября 2018 года). Темпы роста ВВП развитых стран в 2019 году снизятся до 2,0 %, развивающихся – до 4,5 %. В 2020 году темпы роста мирового ВВП ускорятся до 3,6 %.

Темпы роста ВВП развивающихся стран



Источники: МВФ, ОЭСР, Росстат

Мировая торговля

В 2018 году отмечалось замедление роста международной торговли в результате торговых противостояний и ухудшения условий внешнего финансирования для стран с развивающимися рынками. По оценке МВФ, рост объема международной торговли товарами и услугами в 2018 году снизился до 4,0 с 5,3 % в 2017 году. При этом темпы роста торговли товарами и услугами развитых стран снизились с 4,3 % в 2017 году

до 3,2 % в 2018 году, развивающихся – с 7,1 до 5,4 %.

По прогнозу МВФ, темпы роста мировой торговли в 2019 и 2020 годах составят 4,0 % г/г. Главными факторами замедления мировой торговли в докладе МВФ называются дальнейшее нарастание протекционизма и увеличение базовых процентных ставок ведущими центральными банками (США, Европа, Япония).

Экономика России

В 2018 году рост российской экономики ускорился, ВВП, по данным Росстата (первая оценка), увеличился на 2,3 % (в 2017 году – на 1,6 %). Восстановление внутренней инвестиционной и потребительской активности оказало поддержку обрабатывающей промышленности, оптовой и розничной торговле и строительству, которые внесли наиболее существенный вклад в увеличение ВВП в 2018 году. Совокупный вклад этих видов деятельности в прирост ВВП составил около 0,7 п. п.

В 2018 году продолжился рост валовой добавленной стоимости в секторах посреднических услуг (операции с недвижимым имуществом, финансовые и страховые услуги), транспортировки и хранения, а также услуг в области информации и связи. Совокупный вклад этих видов деятельности в прирост ВВП составил около 0,5 п. п.

Значимый положительный вклад в прирост ВВП в 2018 году, как и годом ранее, внесла добыча полезных ископаемых – около 0,4 п. п.

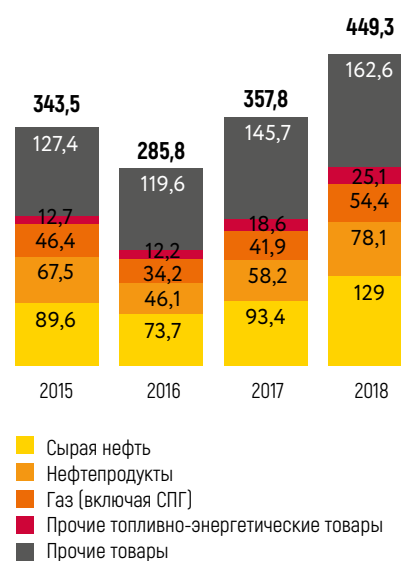
Экспорт российских товаров¹ в 2018 году, по данным Федеральной таможенной службы Российской Федерации (ФТС России), составил 449,3 млрд долл. США. По сравнению с 2017 годом экспорт товаров вырос на 91,5 млрд долл. США, или 25,6 %.

Основной вклад в увеличение экспорта товаров (в стоимостном выражении) внесли топливно-энергетические товары, на которые, по данным ФТС России, пришлось 81,6 % совокупного прироста, преимущественно благодаря росту мировых цен на нефть и природный газ. 7,4 % прироста обеспечили металлы и изделия из них, 4,6 % составил вклад продовольствия и сельскохозяйственного сырья.

Экспорт сырой нефти (в стоимостном выражении) увеличился на 38,2 %, до 129,0 млрд долл. США, нефтепродуктов – на 34,1 %, до 78,1 млрд долл. США, газа (включая СПГ) – на 30,0 % до 54,4 млрд долл. США. Доля углеводородного сырья и нефтепродуктов в общем объеме экспорта товаров в 2018 году составила 58,2 %, что на 4,1 п. п. выше уровня 2017 года.

В условиях экономического роста численность занятого в экономике населения на конец 2018 года (по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года), по данным Росстата, увеличилась на 0,2 млн человек, или на 0,2 % г/г, до 72,6 млн человек. Общая численность безработных на конец 2018 года составила 4,8 % численности экономически активного населения (5,1 % на конец 2017 года).

Экспорт товаров Российской Федерации, млрд долл. США



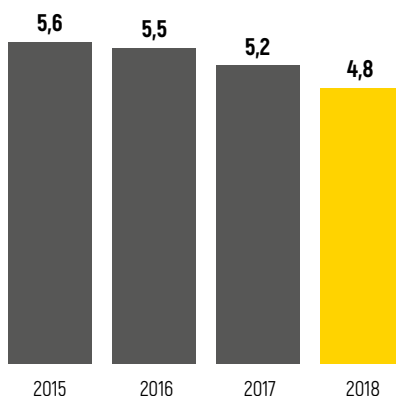
Источник: Федеральная таможенная служба Российской Федерации

¹ По методологии таможенной статистики.

В 2018 году снижение реальных располагаемых денежных доходов составило 0,2 % г/г, несмотря на высокий рост реальной заработной платы (+6,8 % г/г). Одним из факторов, оказывающих негативное влияние на динамику реальных располагаемых денежных доходов населения, являлось масштабное расширение потребительского и ипотечного кредитования населения при достаточно высокой стоимости обслуживания кредитов.

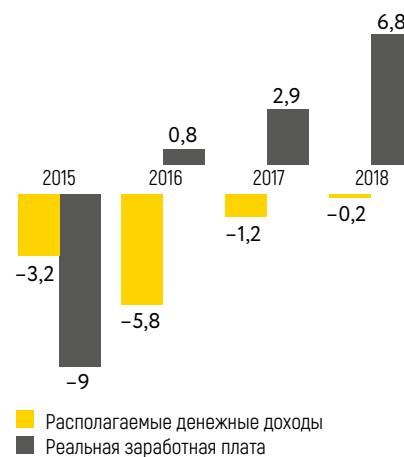
По прогнозу Банка России (от февраля 2019 года), в 2019 году темпы роста ВВП России несколько снизятся и составят 1,2–1,7 % г/г. В 2019 году сдерживающее влияние на динамику внутреннего спроса окажут повышение НДС, замедление роста доходов экономики от экспорта товаров в результате снижения цен на нефть, а также некоторое замедление роста кредитования. В 2020–2021 годах рост российской экономики ускорится

Уровень безработицы в России (на конец года), % экономически активного населения



до 1,8–2,3 и 2,0–3,0 % соответственно. Этому будут способствовать постепенное накопление положительного эффекта

Динамика реальных располагаемых доходов населения и заработной платы в России, % г/г



Источник: Росстат

от запланированных мер налогово-бюджетной политики и структурных реформ при условии их успешной реализации.

Цены на энергоносители. Валютный курс и инфляция в России

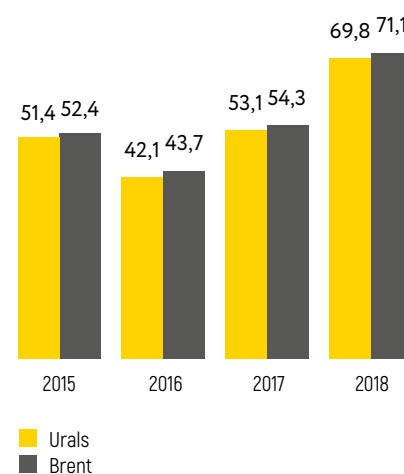
Восходящий тренд цены нефти сохранялся с января до начала октября 2018 года, пока дефицит предложения на рынке нефти не сменился его профицитом. Цена Brent 4 октября достигла максимального в 2018 году значения 86,16 долл. США / барр., после чего началось ее снижение до уровня 50 долл. США / барр. в декабре. Среднегодовая цена Brent в 2018 году составила 71,1 долл. США / барр., что на 31,0 % выше уровня 2017 года (54,3 долл. США / барр.). Среднегодовая цена Urals в 2018 году составила 69,8 долл. США / барр. (53,1 долл. США / барр. – в 2017 году).

В 2018 году на фоне введения новых санкций США против России в апреле и августе, вызвавших отток капитала из Российской Федерации, а также сохранения высокой геополитической напряженности и снижения спроса на финансовые активы развивающихся стран, отмечалось ослабление рос-

сийской национальной валюты. Однако относительно высокие цены на нефть сдерживали обесценение номинального курса рубля. В 2018 году среднегодовой номинальный курс рубля к доллару США, по данным Банка международных расчетов, снизился на 7,1 %, среднегодовой валютный курс составил 62,81 руб. за долл. США.

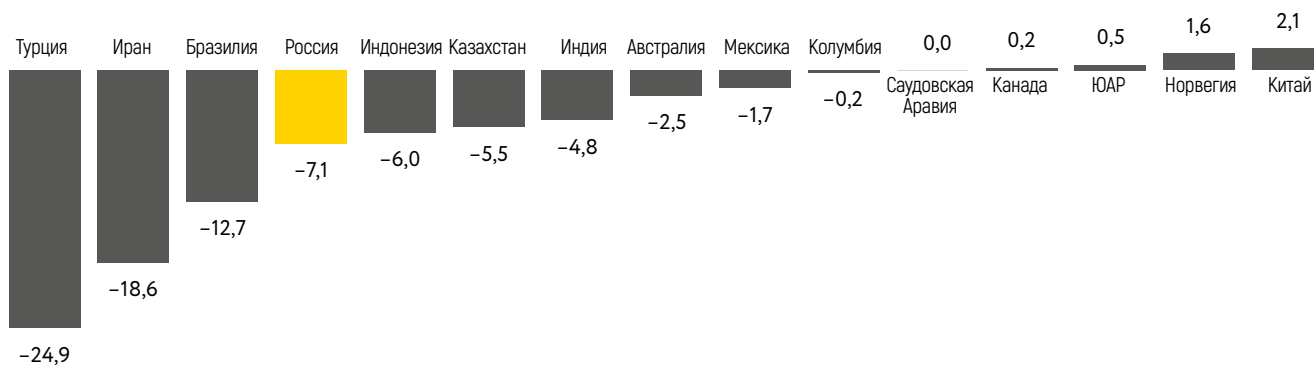
На конец декабря 2018 года, в результате снижения цен на нефть и ухудшения экономической ситуации в развивающихся странах при уменьшении спроса на рискованные активы из-за ужесточения денежно-кредитной политики ФРС США (базовая ставка в 2018 году была повышена с 1,25–1,50 до 2,25–2,5 % на конец декабря 2018 года), номинальный курс рубля по отношению к доллару США, по данным Банка международных расчетов, снизился на 16,9 % г/г, валютный курс составил 69,62 руб. за долл. США на 31 декабря 2018 года.

Среднегодовая цена на нефть Urals и Brent, долл. США / барр.

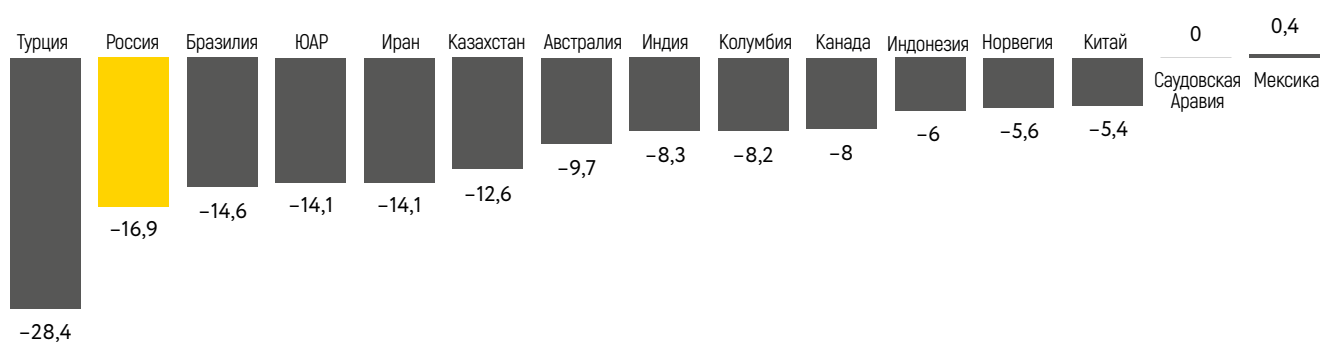


Источник: Platts

Изменение среднегодовых номинальных валютных курсов крупнейших развивающихся и нефтедобывающих стран к доллару США в 2018 году, % г/г



Изменение номинальных валютных курсов крупнейших развивающихся и нефтедобывающих стран к доллару США на конец декабря 2018 года, % г/г



В 2018 году инфляция составила 4,3%² (в 2017 году – 2,5%), что выше целевого ориентира по инфляции на 2018 год (4,0%), установленного в Основных направлениях денежно-кредитной политики Центрального банка Российской Федерации (Банка России) на 2018–2020 годы. Среднегодовой индекс потребительских цен в 2018 году составил 2,9% г/г (3,7% в 2017 году).

Основным фактором ускорения инфляции в 2018 году стало ослабление рубля, учитывая значительную долю импортных товаров в потреблении домашних хозяйств (около 36%). Дополнительным источником усиления инфляционного давления в Российской Федерации в 2018 году, по оценкам Банка России, стало увеличение мировых цен на энергоносители, которое отразилось на ускорении роста цен производителей в добыче и переработке нефти, что привело к повышению потребительских цен на моторное топливо внутри страны.

¹ Укрепление национальной валюты – «+», ослабление национальной валюты – «-». Источник: Банк международных расчетов
² Декабрь к декабрю предыдущего года.



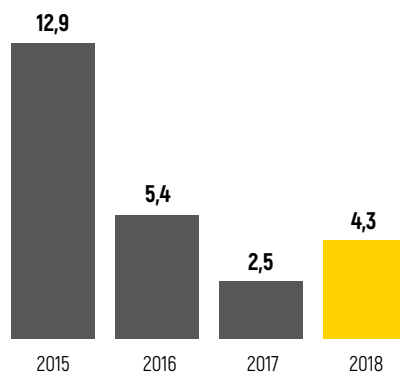
По прогнозу Банка России (от февраля 2019 года), в 2019 году годовая инфляция увеличится до 5,0–5,5 %. Наиболее значимое влияние на динамику потребительских цен в 2019 году окажет повышение ставки НДС, вклад которого в годовую инфляцию составит около 1 п. п., по оценкам Банка России.

К основным рискам ускорения инфляции в 2019 году Банк России относит сохраняющуюся неопределенность внешних условий функционирования российской экономики, связанную с геополитическими факторами, санкциями, оттоком капитала из развивающихся стран.

По прогнозу Банка России, годовая инфляция вернется на уровень 4 % в первой половине 2020 года, когда эффекты произошедшего ослабления рубля и повышения НДС будут исчерпаны.

Цены производителей промышленных товаров на внутреннем рынке в 2018 году повысились на 11,7 % г/г (8,4 % – в 2017 году). Среднегодовой индекс цен производителей промышленной продукции на внутреннем рынке в 2018 году составил 11,9 % (7,6 % в 2017 году).

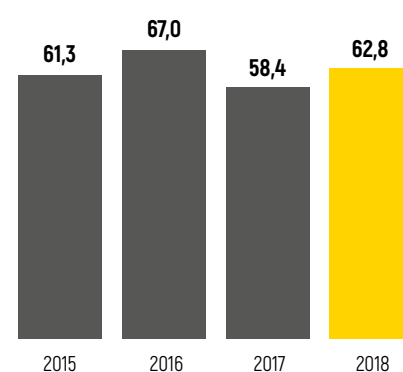
Инфляция в России, % (декабрь к декабрю предыдущего года)



По прогнозу МЭР, цены производителей промышленных товаров на внутреннем рынке в 2019 году повысятся на 2,6 % (декабрь к декабрю).

В 2018 году возросли транспортные расходы нефтяных компаний в России из-за роста тарифов. С 1 января 2018 года индексация ставок тарифов на услуги ПАО «Транснефть» на транспортировку нефти по магистральным нефтепроводам составила 3,95 %.

Среднегодовой номинальный курс доллара США к рублю, руб. / долл. США



Источники: Банк России, Банк международных расчетов

В январе 2018 года железнодорожные тарифы были проиндексированы на 5,4 %. В 2018 году ОАО «РЖД» был принят ряд решений по применению к действующим тарифам понижающих коэффициентов при перевозке грузов ПАО «НК «Роснефть» на определенных направлениях.



3.2

Обзор нефтегазовой отрасли

Мировой рынок нефти

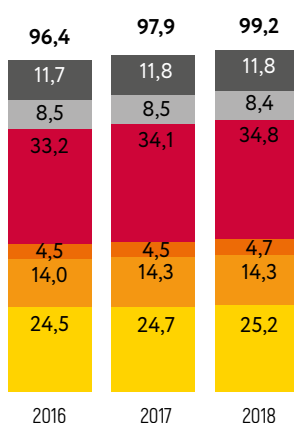
Замедление темпов роста мирового ВВП в 2018 году оказало влияние на мировой спрос на жидкие углеводороды (ЖУВ)¹. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2018 году рост мирового спроса на жидкие углеводороды замедлился до 1,3 % (1,6 % в 2017 году). Мировой спрос составил 99,2 млн барр. / сут. Основной прирост спроса на жидкие углеводороды в 2018 году обеспечили страны Азии (56 % мирового прироста) и Северной Америки (36 %), на которые пришлось 35 % и 25 % мирового спроса на жидкие углеводороды соответственно.

По данным МЭА, мировое производство жидких углеводородов⁵ в 2018 году увеличилось на 2,7 млн барр. / сут. г/г и составило 100,1 млн барр. / сут. Темпы роста производства ускорились с 0,5 % г/г в 2017 году до 2,8 % – в 2018 году.

Лидером по росту производства жидких углеводородов в 2018 году стали США, обеспечив 82 % прироста мирового производства жидких углеводородов. Производство жидких углеводородов в США в 2018 году увеличилось на 16,7 % г/г, до 15,5 млн барр. / сут., в том числе добыча сырой нефти – на 17,1 %, до 11,0 млн барр. / сут. Фактические темпы роста добычи сырой нефти в США в 2018 году оказались выше прогнозируемых МЭА в январе 2018 года (+11,8 % г/г).

Также существенно выросло в 2018 году производство жидких углеводородов в Канаде – на 8,1 % г/г, до 5,2 млн барр. / сут. В то же время

Спрос на ЖУВ, млн барр. / сут



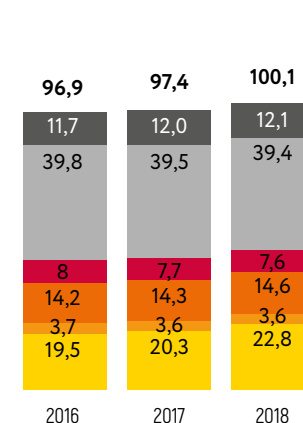
■ Северная Америка
■ Европа ОЭСР
■ Страны бывш. СССР²
■ Азия
■ Ближний Восток
■ Прочие страны

Источник: МЭА

в Мексике производство жидких углеводородов в 2018 году снизилось на 7,0 % г/г, до 2,1 млн барр. / сут. Страна участвует в соглашении о сокращении добычи ОПЕК+ и в 2018 году существенно перевыполнила свои обязательства в рамках соглашения в связи с естественным снижением добычи на основных месторождениях.

В странах Азии в 2018 году продолжилось снижение производства жидких углеводородов, но темпы снижения замедлились до 1,8 % г/г (3,3 % г/г – в 2017 году), по итогам года производство жидких углеводородов в регионе составило 7,6 млн барр. / сут. Производство жидких

Производство ЖУВ, млн барр. / сут.



■ Северная Америка
■ Европа
■ Страны бывш. СССР²
■ Азия
■ ОПЕК³
■ Прочее⁴

углеводородов в Китае в 2018 году сократилось на 0,8 % г/г (на 2,8 % г/г в 2017 году) и составило 3,8 млн барр. / сут.

Суммарное производство жидких углеводородов в странах ОПЕК³ в 2018 году сократилось на 0,2 % г/г до 39,4 млн барр. / сут., в том числе добыча сырой нефти – на 0,4 % г/г, до 32,5 млн барр. / сут. Динамика добычи среди стран ОПЕК была разнонаправленной. Наибольшее снижение добычи в 2018 году произошло в Венесуэле и Иране. Усиление экономического кризиса в Венесуэле стало результатом дальнейшего падения производства жидких углеводородов в стране в 2018 году

¹ Здесь и далее под спросом на жидкие углеводороды подразумевается: потребление нефтепродуктов, выработанных из нефти и газового конденсата; потребление нефти в качестве топлива; потребление углеводородных компонентов, полученных из нетрадиционных источников (биотопливо, GTL, CTL и другие).

² За исключением Эстонии и Латвии.

³ 15 стран-участниц на 31 декабря 2018 года.

⁴ Включает производство в прочих странах, мировое производство биотоплива и объемное расширение углеводородов при переработке.

⁵ Здесь и далее под производством жидких углеводородов подразумевается добыча сырой нефти и газового конденсата, газоконденсатных жидкостей, а также производство углеводородных компонентов из нетрадиционных источников (биотопливо, GTL, CTL и другие). Мировое производство жидких углеводородов включает объемное расширение углеводородов при переработке.

на 28 % г/г до 1,5 млн барр. / сут. (-43 % к уровню 2014 года), в том числе сырой нефти – на 29 % г/г, до 1,4 млн барр. / сут.

В Иране производство жидких углеводородов в 2018 году сократилось на 3,6 % г/г, до 4,6 млн барр. / сут., в том числе добыча сырой нефти – на 6,1 % г/г, до 3,6 млн барр. / сут. Сокращение добычи обусловлено выходом США в мае 2018 года из Совместного всеобъемлющего плана действий (СВПД) по урегулированию вопроса о ядерной программе Ирана и возобновлением в августе и ноябре 2018 года санкций со стороны США в отношении Ирана.

В результате в середине 2018 года отмечалось существенное перевыполнение странами обязательств по сокращению добычи нефти на фоне дефицита предложения и ожиданий сокращения экспорта иранской нефти из-за санкций. В июне 2018 года на очередной встрече представителей стран ОПЕК+ было принято решение стремиться к 100%-му уровню исполнения обязательств по сокращению

добычи. С этой целью предполагалось увеличение добычи сырой нефти странами ОПЕК+ суммарно на 1 млн барр. / сут. Таким образом, производство жидких углеводородов в Саудовской Аравии по итогам 2018 года выросло на 3,1 % г/г до 12,4 млн барр. / сут., в том числе добыча сырой нефти – на 3,7 % г/г, до 10,3 млн барр. / сут.

Вместе с тем, ввиду высоких темпов роста добычи нефти в США (в основном за счет сланцевой нефтедобычи) в сентябре 2018 года на рынке нефти дефицит производства сменился профицитом. Введение менее жестких, чем ожидал рынок, санкций США в отношении Ирана (США предоставили ряду стран (Китай (включая Тайвань), Греция, Индия, Италия, Япония, Южная Корея, Тайвань и Турция) временное (на 180 дней) ослабление действия санкционного режима в части приобретения нефти у Ирана) усилило дисбаланс на мировом рынке нефти. Из-за растущего избытка предложения и падения цен на нефть в декабре 2018 года представители стран ОПЕК+ приняли решение

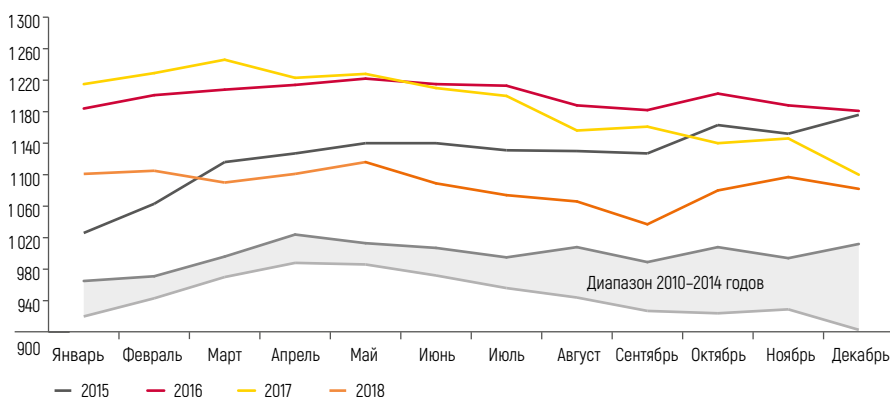
сократить добычу нефти с января по июнь 2019 года суммарно⁷ на 1,2 млн барр. / сут., от уровня⁸ октября 2018 года.

По итогам 2018 года на рынке нефти зафиксирован избыток предложения в объеме 0,9 млн барр. / сут., по данным МЭА. Коммерческие запасы сырой нефти стран ОЭСР⁹ в декабре 2018 года составили около 1,08 млрд барр., что на 1,7 % ниже уровня декабря 2017 года.

По прогнозу МЭА¹⁰, в 2019 году мировой спрос на жидкие углеводороды увеличится на 1,4 % г/г, до 100,6 млн барр. / сут.

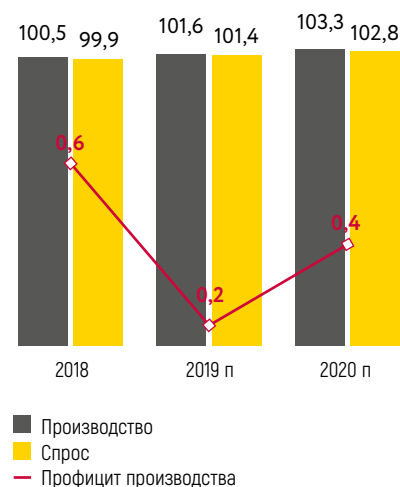
Управление энергетической информации США (EIA) прогнозирует в 2019–2020 годах сохранение небольшого профицита производства жидких углеводородов на мировом рынке. По оценкам EIA, в 2019 году мировой спрос на жидкие углеводороды¹¹ увеличится на 1,5 % г/г, до 101,4 млн барр. / сут., мировое производство жидких углеводородов – на 1,1 % г/г, до 101,6 млн барр. / сут.

Коммерческие запасы сырой нефти в странах ОЭСР, млн барр.



Источник: МЭА

Прогноз EIA мирового спроса и производства ЖУВ, млн барр. / сут.



Источник: прогноз Управления энергетической информации США от марта 2019 года

⁷ С 1 января 2019 года из состава ОПЕК вышел Катар. В соглашении Катар не участвует.

⁸ Для всех стран, за исключением Азербайджана (сентябрь 2018 года), Кувейта (сентябрь 2018 года) и Казахстана (ноябрь 2018 года).

⁹ Официально публикуемые странами данные о запасах согласно МЭА. Расхождение в данных по запасам за 2010–2017 годы по сравнению с предыдущим Годовым отчетом Компании связано с уточнением и пересмотром МЭА данных в течение года.

¹⁰ Прогноз от марта 2019 года.

¹¹ В качестве прогнозных оценок мирового спроса и предложения жидких углеводородов в 2019–2020 годах использовались данные EIA, поскольку в отчете МЭА Oil Market Report представляется оценка только мирового спроса в 2019 году. Данные EIA по спросу и предложению жидких углеводородов в 2018 году отличаются от данных МЭА в связи с использованием различных методик подсчета.

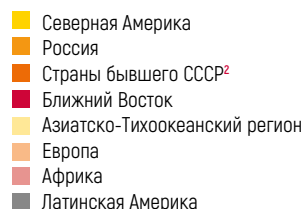
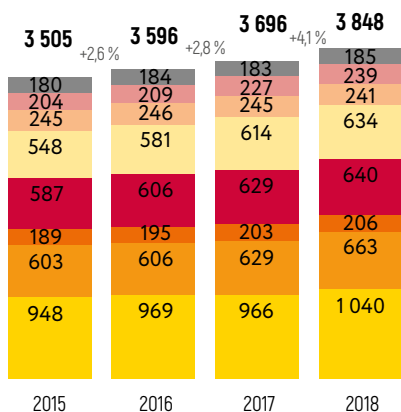
Мировой рынок газа

Мировой спрос на газ в 2018 году вырос на 4,2 % и составил 3,85 трлн куб. м¹. Рост мирового потребления газа поддерживается за счет политики ужесточения экологических норм во многих странах, в том числе в части контроля выбросов CO₂, а также развития газовой инфраструктуры и технологий транспортировки, в том числе в виде сжиженного природного газа (СПГ). Важной тенденцией, способствующей росту спроса на газ, является нарастающая популярность использования газа в качестве моторного топлива.

В 2018 году потребление газа увеличилось во всех регионах за исключением Латинской Америки, где спрос на газ сократился на 0,6 % г/г, до 175,6 млрд куб. м (4,6 % мирового потребления газа). Лидером по приросту спроса на газ стала Северная Америка (+62 млрд куб. м, или +6,5 % г/г – до 1,0 трлн куб. м, 26,5 % мирового потребления газа), главным образом за счет США, где увеличился спрос на газ в электроэнергетике и ЖКХ. В странах Азиатско-Тихоокеанского региона, обеспечивших второй по величине абсолютный прирост потребления газа (+48,1 млрд куб. м г/г, или +6,1 % г/г), спрос достиг 830,6 млрд куб. м (21,6 % мирового объема потребления).

Рост спроса сопровождался ростом мировой добычи газа¹ до 3,85 трлн куб. м. При этом 27 % мировой добычи обеспе-

Добыча газа по регионам, млрд куб. м

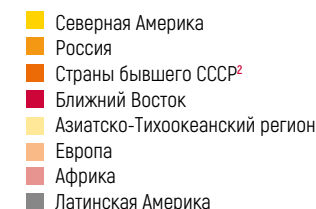
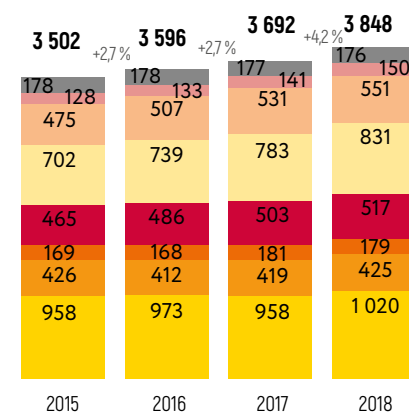


Источник: IHS

чивает Северная Америка, порядка 23 % – Россия и страны СНГ, по 17 % – страны Азиатско-Тихоокеанского региона и Ближнего Востока. В Европе добыча газа снизилась на 1,9 % г/г, до 240,5 млрд куб. м.

Ежегодно около 31 % добываемого в мире газа направляется на экспорт. По оценке Компании³, в 2018 году на экспорт было отправлено около 1,2 трлн куб. м газа. Около 65 % мирового экспорта газа

Потребление газа по регионам, млрд куб. м



Источник: IHS

осуществляется по газопроводам, 35 % – в виде СПГ. Россия, крупнейший экспортер газа в мире, в 2018 году обеспечила около 21 % мировых поставок газа на внешний рынок (247,5 млрд куб. м, +8,3 % г/г).

В 2019 и 2020 годах ожидается некоторое замедление темпов роста мирового спроса на газ⁴ до 2,4 % г/г и 1,8 % г/г соответственно, потребление газа достигнет 3,9 трлн куб. м в 2019 году и 4,0 трлн куб. м в 2020 году.

¹ По предварительной оценке агентства IHS Markit.

² За исключением Эстонии, Латвии и Литвы.

³ На основе данных IHS Markit, МЭА.

⁴ По оценкам агентства IHS Markit.

Рынок сжиженного природного газа

Мировой экспорт СПГ в 2018 году вырос по отношению к 2017 году на 9,5 % г/г и достиг 319,7 млн т (или 441,0 млрд куб. м)⁵. Доля СПГ в мировом потреблении газа в 2018 году составила 11,4 % (11,3 % – в 2017 году)⁶.

При этом ожидаемого перепроизводства и падения цен на СПГ в 2018 году не произошло. Цены оставались высокими большую часть года.

Спрос на СПГ оказался выше прогнозируемого преимущественно благодаря Китаю, резко нарастившему объемы импорта в 2018 году (до 55 млн т, +40,6 % г/г). Южная Корея, несмотря на существенный рост спроса (до 45 млн т, +17 % г/г), не смогла вернуться на второе место в рейтинге крупнейших импортеров. Спрос на СПГ в Японии, являющейся крупнейшим импортером СПГ в мире, снизился на 1,1 % г/г – до 82,9 млн т.

Спрос в Индии вырос на 20,4 % г/г – до 23,2 млн т, в странах Европы – на +7,0 % г/г до 50,1 млн т, в странах

Северной и Южной Америки – на 4,5 % г/г, до 17,9 млн т.

В странах Ближнего Востока и Северной Африки⁷ спрос на СПГ значительно сократился – на 38,9 % г/г – до 9,7 млн т, что связано с открытием и разработкой газовых месторождений в регионе – в Египте и ОАЭ. В результате ввода в эксплуатацию месторождения Зохран Египет вышел на самообеспечение газом и прекратил импорт СПГ с октября 2018 года. Месторождение разрабатывается международным консорциумом, в состав которого входит ПАО «НК «Роснефть» с долей 30 %.

В целом рынок СПГ растет опережающими темпами и, вероятно, сохранит высокие темпы роста и в 2019 году.

Значительную часть роста экспорта обеспечивает ввод в 2018 году новых технологических линий:

- запуск второй линии завода СПГ Wheatstone LNG, а также первой линии завода СПГ Ichthys LNG (мощ-

ность каждой линии – 4,45 млн т / год) в Австралии, которая удерживает лидерство по абсолютному приросту экспорта СПГ с 2015 года (+21,5 % г/г, до 68,5 млн т, 21,4 % мирового экспорта в 2018 году);

- запуск второй и третьей линий завода «Ямал СПГ» суммарной мощностью 11,0 млн т / год⁸ в России (+70,0 % г/г – до 18,9 млн т, 5,9 % мирового экспорта СПГ);
- запуск завода СПГ Cove Point LNG (5,25 млн т / год) в США (+63,7 % г/г – до 21,1 млн т, 6,6 % мирового экспорта СПГ).

Кроме того, Катар восстановил объемы экспорта (+2,3 % г/г – до 78,5 млн т) после его снижения в 2017 году и обеспечил 24,6 % мирового экспорта СПГ.

В 2018 году окончательное инвестиционное решение⁹ приняли три проекта суммарной мощностью 21 млн т: LNG Canada (Канада), Tortue FLNG (Мавритания/Сенегал) и Corpus Christi T3 (США).

Структура прироста экспорта и импорта СПГ в 2018 году по странам, млн т



Источник: IHS

⁵ По предварительной оценке агентства IHS Markit.

⁶ Оценка, рассчитанная на основе данных IHS Markit.

⁷ Египет, Израиль, Иордания, Кувейт, ОАЭ.

⁸ Запуск первой линии завода «Ямал СПГ» мощностью 5,5 млн т / год состоялся в декабре 2017 года.

⁹ Окончательное инвестиционное решение – решение о начале реализации проекта. Как правило, принимается после завершения этапа проектирования, получения необходимых разрешений, заключения EPC контракта, определения источников финансирования и направлений реализации продукции проекта.

Долгосрочный прогноз спроса на углеводороды

Возможности замещения ископаемого топлива возобновляемыми источниками энергии имеют естественные пределы, и по прогнозам ведущих энергетических агентств мира на горизонте до 2040 года углеводороды остаются основными энергоресурсами, их доля в мировом энергетическом балансе существенно не изменится. Сохраняется доминирующая позиция нефти в структуре мирового энергопотребления, хотя ее доля, как и доля угля, снижается за счет увеличения доли газа, атомной энергии и нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

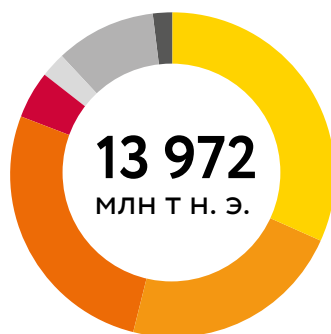
Согласно базовому сценарию прогноза МЭА от ноября 2018 года, к 2040 году мировой спрос на нефть¹ увеличится на 11,5 млн барр. / сут. по сравнению с 2017 годом до 106,3 млн барр. / сут. Основной рост будет обеспечен странами Азиатско-Тихоокеанского региона², на которые придется около 37 % мирового спроса на нефть – 39,5 млн барр. / сут.

Спрос на нефть будет снижаться в странах Северной Америки (до 19,3 млн барр. / сут. в 2040 году) и Европы (до 8,7 млн барр. / сут. в 2040 году). Эти регионы в 2040 году обеспечат около 18 % и 8 % мирового спроса на нефть соответственно.

Мировой спрос на газ³, по прогнозу МЭА, достигнет 5,4 трлн куб. м к 2040 году в базовом сценарии. Рост потребления газа прогнозируется во всех регионах, кроме Европы. Крупнейшим регионом по объему потребления газа в прогнозном периоде станет Азиатско-Тихоокеанский регион, где спрос вырастет на 804 млрд куб. м относительно 2017 года, до 1,6 трлн куб. м, превысив уровень потребления Северной Америки (1,2 трлн куб. м газа в 2040 году, +201 млрд куб. м относительно 2017 года).

Северная Америка останется лидером по объему добычи газа (1,33 трлн куб. м газа в 2040 году, около 25 % мирового объема производства). Наибольший прирост добычи газа (около 25 % мирового прироста) в прогнозном периоде обеспечат страны Ближнего Востока (1,0 трлн куб. м в 2040 году).

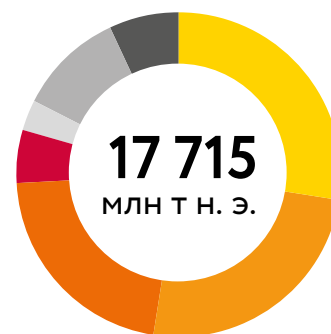
Структура мирового энергопотребления по видам топлива в 2017 году



Нефть	31,8 %
Газ	22,2 %
Уголь	26,9 %
Атомная энергия	4,9 %
Гидроэнергия	2,5 %
Биомасса (вкл. биотопливо)	9,9 %
Прочие ВИЭ	1,8 %

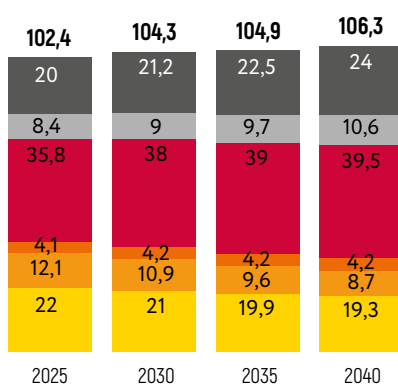
Источник: прогноз МЭА от ноября 2018 года

Структура мирового энергопотребления по видам топлива в 2040 году, базовый сценарий МЭА



Нефть	27,7 %
Газ	25,0 %
Уголь	21,5 %
Атомная энергия	5,5 %
Гидроэнергия	3,0 %
Биомасса (вкл. биотопливо)	10,4 %
Прочие ВИЭ	6,9 %

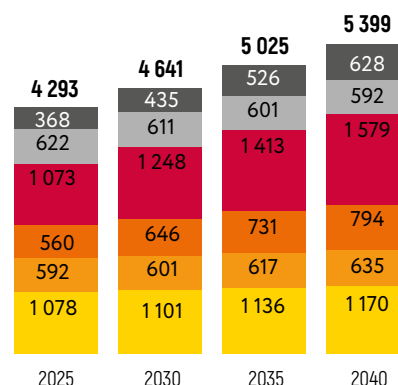
Спрос на нефть по регионам⁴, базовый сценарий МЭА, млн барр. / сут.



Северная Америка
Европа
Евразия
Азиатско-Тихоокеанский регион
Ближний Восток
Прочее ⁵

Источник: прогноз МЭА от ноября 2018 года

Спрос на газ по регионам (базовый сценарий МЭА), млрд куб. м



Северная Америка
Евразия
Ближний Восток
Азиатско-Тихоокеанский регион
Европа
Прочее ⁵

¹ Здесь под спросом на нефть подразумевается потребление нефтепродуктов, выработанных из нефти и газового конденсата, а также потребление нефти в качестве топлива.

² Спрос международной авиации и бункеровки не включен в спрос регионов.

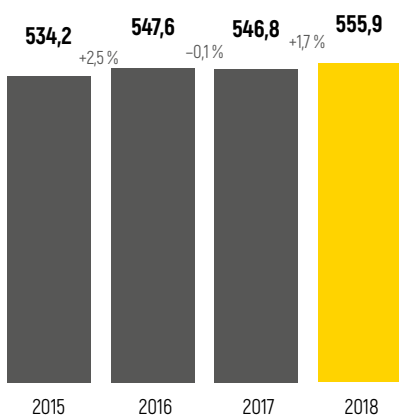
³ Спрос международной бункеровки не включен в спрос регионов.

⁴ Международная авиация (только для нефти) и бункеровка не включены в спрос регионов.

⁵ Включает спрос на нефть прочих стран, а также международную авиацию и бункеровку.

Нефтяная отрасль Российской Федерации

Добыча нефти и газового конденсата
в России, млн т

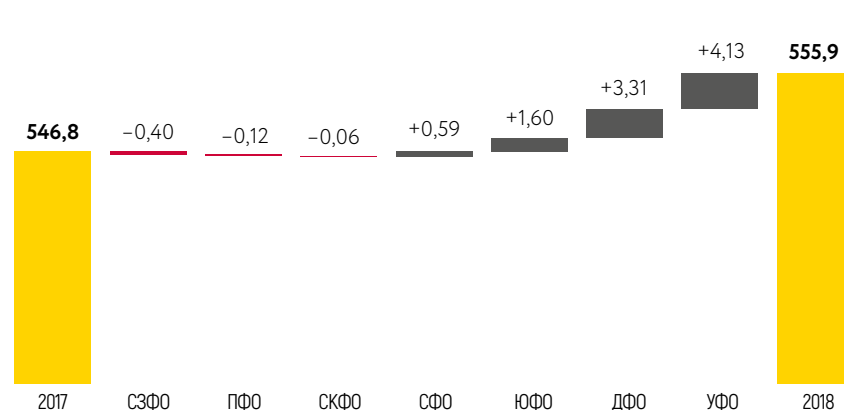


Источник: ЦДУ ТЭК

Россия входит в тройку мировых лидеров (США, Саудовская Аравия) по добыче нефти. Добыча нефти и газового конденсата в России в 2018 году составила 555,9 млн т, что на 1,7 % выше уровня 2017 года. Рост добычи в Российской Федерации был связан с принятым в июне 2018 года решением стран – участниц соглашения ОПЕК+ о частичном увеличении добычи нефти для компенсации недостаточного предложения (и ожидаемых санкций со стороны США в отношении Ирана) на рынке нефти.

Основной рост добычи был обеспечен Уральским федеральным округом (увеличение на 1,4 % г/г – до 307,0 млн т; 55,2 % добычи в Российской Федерации) и Дальневосточным федеральным округом (увеличение на 11,8 % г/г – до 31,5 млн т; 5,7 % добычи в Российской Федерации). В Уральском федеральном округе добыча нефти увеличилась в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре (на 0,5 % г/г – до 236,4 млн т; 42,5 % добычи в Российской Федерации), в Ямало-Ненецком автономном округе (на 2,4 % г/г – до 58,0 млн т; 10,4 % добычи в Российской Федера-

Структура добычи нефти и газового конденсата по округам России, млн т



Источник: ЦДУ ТЭК

ции), в Тюменской области (на 14,5 % г/г – до 12,6 млн т; 2,3 % добычи в Российской Федерации). В Дальневосточном федеральном округе добыча нефти и газового конденсата увеличилась в Сахалинской области, включая шельф (на 8,3 % г/г – до 19,3 млн т; 3,5 % добычи в Российской Федерации), в Республике Саха (на 17,7 % г/г – до 12,2 млн т; 2,2 % добычи в Российской Федерации).

В 2018 году продолжилось снижение добычи в Северо-Западном федеральном округе (-1,2 % г/г – до 31,6 млн т; 5,7 % добычи в Российской Федерации) в основном из-за спада добычи в Ненецком автономном округе (-4,3 % г/г – до 16,6 млн т; 3,0 % добычи в Российской Федерации), а также в Приволжском федеральном округе (-0,1 % г/г – до 117,3 млн т; 21,1 % добычи в Российской Федерации) в основном из-за сокращения добычи в Республике Башкортостан (-1,2 % г/г – до 16,1 млн т; 2,9 % добычи в Российской Федерации), в Самарской области (-5,2 % г/г – до 15,6 млн т; 2,8 % добычи в Российской Федерации), в Республике Удмуртия (-1,7 % г/г – до 10,6 млн т; 1,9 % добычи в Российской Федерации).

Россия входит в тройку мировых лидеров по добыче нефти.

555,9

млн т

добыча нефти и газового конденсата в России в 2018 году

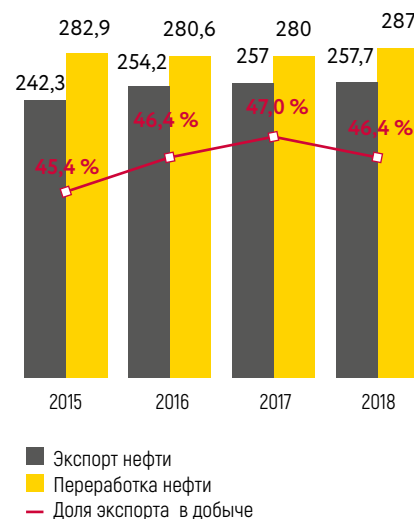
Объем переработки нефти и газового конденсата в 2018 году в России увеличился на 2,5 % г/г к уровню 2017 года – до 287,0 млн т, экспорт нефти увеличился на 0,3 % г/г – до 257,7 млн т. Доля экспорта в добыче нефти и газового конденсата по итогам 2018 года составила 46,4 % [-0,6 п. п. г/г].

Рост экспорта нефти и газового конденсата был связан с увеличением поставок в дальнее зарубежье на 0,3 % г/г – до 239,7 млн т. Почти 61 % экспорта в дальнее зарубежье был обеспечен морским транспортом (около 145,6 млн т), в том числе 16,1 % – через Приморск; 12,7 % – через Морской нефтеналивной терминал Козьмино. Экспорт нефти

и газового конденсата в ближнее зарубежье в 2018 году снизился на 0,2 % г/г – до 18,0 млн т в связи с сокращением поставок в Узбекистан (на 47,2 % г/г – до 36,0 тыс. т).

После введения «большого налогового маневра» добыча увеличилась на 5,5 % к уровню 2014 года, экспорт – на 16,3 %, переработка снизилась на 0,7 %.

Экспорт и переработка нефти и газового конденсата в России, млн т



Источник: ЦДУ ТЭК

Газовая отрасль Российской Федерации

Россия занимает второе место в мире (после США) по объемам добычи газа и первое место по объемам его экспорта.

По итогам 2018 года добыча природного и попутного газа в России увеличилась на 5,0 % г/г и достигла 725,3 млрд куб. м¹. ПАО «НК «Роснефть» обеспечило около 9 % добычи газа в стране – 64,3 млрд куб. м.

Добываемый газ реализуется как на внутреннем рынке Российской Федерации, так и на экспорт.

По данным Федеральной таможенной службы Российской Федерации и ЦДУ ТЭК, экспорт природного газа из России в 2018 году составил 247,5 млрд куб. м, увеличившись на 8,3 % г/г по сравнению с 2017 годом. 220,6 млрд куб. м было экспортировано ПАО «Газпром»² по трубопроводам, из которых экспорт в дальнее зарубежье составил 184 млрд куб. м [+3,1 % г/г], экспорт в ближнее зарубежье составил 36,6 млрд куб. м [+6,6 % г/г].

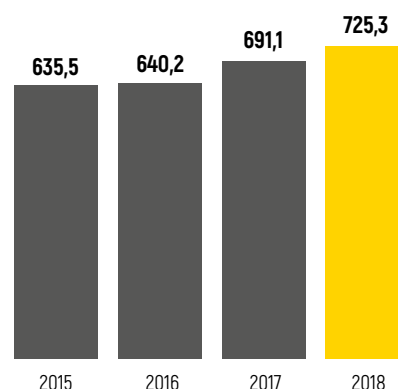
В виде СПГ, в основном участниками СРП³ «Сахалин-2» и «Ямал СПГ», было экспортировано 26,9 млрд куб. м [+71,7 % г/г].

Основными потребителями газа на внутреннем рынке Российской Федерации являются предприятия электроэнергетики, население, жилищно-коммунальное хозяйство, нефтяная промышленность, металлургическая и агрохимическая промышленность. На их долю приходится около 80 % всего потребления газа в Российской Федерации.

ПАО «НК «Роснефть» осуществляет поставки газа в адрес промышленных потребителей, а также в адрес населения и коммунально-бытовых предприятий.

Цены реализации газа ПАО «НК «Роснефть», поставляемого в адрес конечных потребителей, не подлежат государственному регулированию и определяются на основании достигнутых соглашений. В качестве ценового ориентира использу-

Добыча природного и попутного газа в России, млрд куб. м



Источник: ЦДУ ТЭК

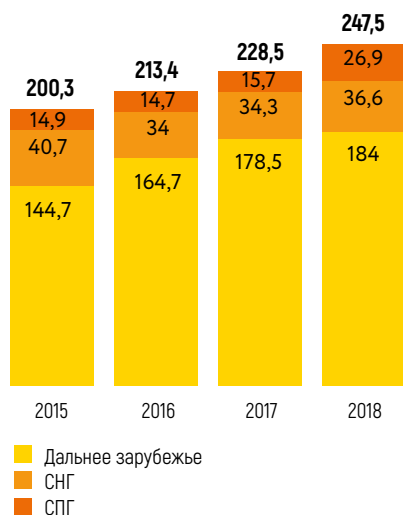
ются оптовые цены на газ, добываемый ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации, устанавливаемые соответствующими приказами Федеральной антимонопольной службы Российской Федерации (далее – регулируемая цена

¹ Данные ЦДУ ТЭК приводятся, исходя из условий: температура 20 °С, давление 101325 Па. Данные международных агентств: температура 15 °С, давление 101325 Па.

² В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 18 июля 2006 года № 117-ФЗ «Об экспорте газа» исключительное право на экспорт природного газа в газообразном состоянии предоставляется организации – собственнику единой системы газоснабжения или ее дочернему обществу со стопроцентной долей участия.

³ СРП – соглашение о разделе продукции.

Экспорт природного газа из России, млрд куб. м



Источник: Федеральная таможенная служба Российской Федерации

на газ). В настоящее время действующие оптовые цены на газ для реализации всем категориям потребителей Российской Федерации (кроме населения) определены в соответствии с приказом Федеральной антимонопольной службы (ФАС России) № 1088/18 от 3 августа 2018 года, оптовые цены на газ для последующей реализации населению определены в соответствии с приказом ФАС России № 609/18 от 11 мая 2018 года. В соответствии с данными приказами индексация цены на газ для всех категорий потребителей составила 3,4 %.

Регулируемая цена на газ дифференцируется между субъектами Российской Федерации. При этом цена, как правило, увеличивается по мере удаления региона от основного центра добычи газа в Ямало-Ненецком автономном округе.

ПАО «Газпром», являясь собственником объектов Единой системы газоснабжения, оказывает услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам для независимых производителей. Стоимость данных услуг определяется приказами ФАС России (ранее – Федеральной службой по тарифам (ФСТ))⁴. Тариф, в соответствии с которым определяется стоимость услуг

по транспортировке газа, является двухставочным и состоит из платы за пользование газопроводами и платы за перемещение газа. Плата за пользование устанавливается для пары «точка входа – точка выхода» и зависит от расстояния между данными точками. Плата за перемещение зависит от товаротранспортной работы, проделанной ПАО «Газпром» при транспортировке газа.

Действующие тарифы утверждены приказом ФСТ России № 216-э/1 от 8 июня 2015 года. В 2016, 2017 и 2018 годах индексация тарифов не производилась.

ПАО «Газпром» также оказывает независимым производителям услуги по хранению газа в подземных хранилищах газа (ПХГ). В настоящее время действуют 25 объектов ПХГ, которые расположены в основных районах потребления газа. Тарифы на пользование ПХГ не регулируются и устанавливаются ПАО «Газпром» самостоятельно для каждого соответствующего ПХГ на сезон хранения (с 1 апреля по 31 марта следующего года). ПАО «НК «Роснефть» использует мощности ПХГ для регулирования неравномерности потребления газа конечными потребителями.

В последние годы для внутреннего рынка газа Российской Федерации характерно

усиление конкуренции за потребителей и постепенный рост доли независимых производителей газа в общем объеме поставок на внутренний рынок.

В 2018 году продолжилось развитие биржевых торгов природным газом на площадке Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи (далее – СПБМТСБ), которые были запущены 24 октября 2014 года в рамках исполнения поручения комиссии при Президенте Российской Федерации по вопросам топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности. Биржевые договоры могут быть заключены на трех балансовых пунктах (КС «Надым», «622,5 км (Локосово)», КС «Парабель»), с поставкой газа на следующий месяц. Поставки природного газа по контрактам, заключенным в рамках биржевых торгов, за 12 месяцев 2018 года составили 15,1 млрд куб. м, начиная с момента запуска – более 60 млрд куб. м.

Ориентиром для уровня индексации регулируемой цены на газ в прогнозном периоде является прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, публикуемый Министерством экономического развития Российской Федерации.

Фактический рост регулируемых цен на газ в Российской Федерации

Показатели	2016	2017	2018
Рост цен для потребителей, исключая население, %	0,0	Июль 3,9	Август 3,4
Рост цен для населения, %	Июль 2,0	Июль 3,9	Июль 3,4

Индексация регулируемых цен (тарифов) на продукцию (услуги) отраслей инфраструктурного сектора на 2019–2021 годы, %

Показатели	2019	2020	2021
	Прогноз		
Индексация оптовых цен для всех категорий потребителей, исключая население, %	Июль 1,4	Июль 3,0	Июль 3,0
Индексация оптовых цен для населения, %	Июль 1,4	Июль 3,0	Июль 3,0

Источник: Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года

⁴ Федеральная служба по тарифам была упразднена указом Президента Российской Федерации от 21 июля 2015 года № 373, правопреемником является ФАС России.

3.3

Конкурентный анализ

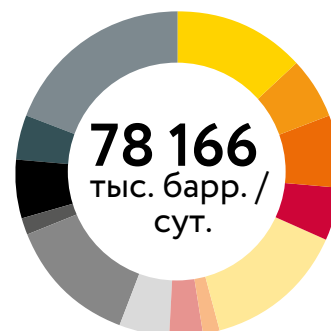
Разведка и добыча углеводородов

«Роснефть» является крупнейшей нефтегазовой компанией в Российской Федерации, крупнейшей в мире по запасам и добыче жидких углеводородов среди публичных нефтегазовых компаний и демонстрирует постоянный рост объемов экономически рентабельных запасов углеводородов. Такой эффект достигается благодаря системной работе по повышению эффективности разработки действующих и запуску новых месторождений и площадей, а также успешной реализации программы геологоразведочных работ (ГРП). В «Роснефти» уделяется особое внимание геологоразведке и стабильному приросту запасов на имеющихся лицензионных площадях, а также интеграции и наращиванию ресурсной базы на новых активах и лицензионных

участках. Доказанные запасы углеводородов ПАО «НК «Роснефть» на 31 декабря 2018 года по классификации SEC составили 41 431 млн барр. н. э. (5 597 млн т н. э.). Запасы углеводородов по сравнению с запасами на конец 2017 года увеличились на 1 524 млн барр. н. э. (202 млн т н. э.), или на 4 %. Аудит, предусматривающий оценку запасов до конца срока рентабельной разработки месторождений, проведен компанией DeGolyer & MacNaughton.

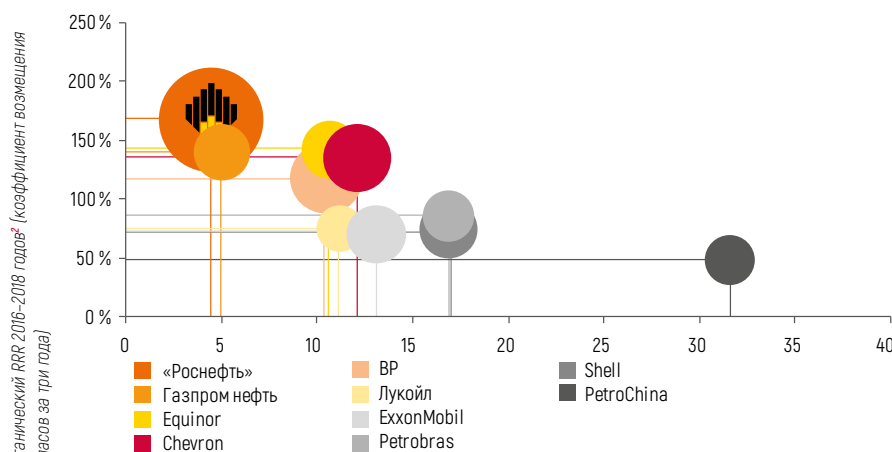
По итогам 2018 года обеспеченность ПАО «НК «Роснефть» доказанными запасами углеводородов по классификации SEC составила более 20 лет. Коэффициент замещения доказанных запасов углеводородов в 2018 году по классификации SEC составил 173 %.

Добыча нефти в мире, тыс. барр. / сут.



Саудовская Аравия	13 %
«Роснефть»	6 %
Россия (без «Роснефти»)	7 %
Канада	5 %
США	14 %
Норвегия	2 %
Бразилия	3 %
Китай	5 %
Прочие ОПЕК	13 %
Венесуэла	2 %
Ирак	6 %
Иран	5 %
Прочие	19 %

Возмещение запасов и затраты на разведку и разработку



Органические F&D Costs 2016–2018 годов² (затраты на открытие и освоение запасов), долл. США / барр. н. э.

Размер круга соответствует органическому приросту запасов в 2016–2018 годах.

41 431
млн барр. н. э.
в 2018 году

лидер среди публичных нефтегазовых компаний по доказанным запасам углеводородов по классификации SEC

¹ Коэффициент замещения рассчитан в тоннах нефтяного эквивалента (т н. э.). Коэффициент замещения в баррелях нефтяного эквивалента (барр. н. э.) составил 175 %.

² Показатели с учетом зависимых обществ. PetroChina - данные за 2015-2017 гг., без учета зависимых обществ.

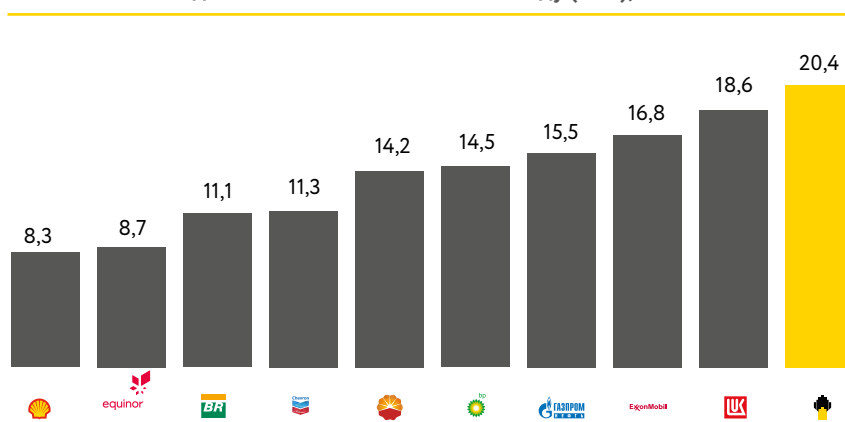
На протяжении ряда лет ПАО «НК «Роснефть» с заметным отрывом лидирует среди крупнейших публичных международных нефтегазовых компаний по уровню обеспеченности доказанными запасами по классификации SEC и среднему за три года коэффициенту замещения доказанных запасов. При этом Компания демонстрирует самые низкие затраты на поиск и разработку запасов углеводородов среди международных компаний – конкурентов.

По классификации PRMS (Система управления углеводородными ресурсами) на 31 декабря 2018 года запасы углеводородов по категории 1P составили 47 045 млн барр. н. э. (6 368 млн т н. э.), по категории 2P – 84 094 млн барр. н. э. (11 388 млн т н. э.), по категории 3P – 121 165 млн барр. н. э. (16 426 млн т н. э.).

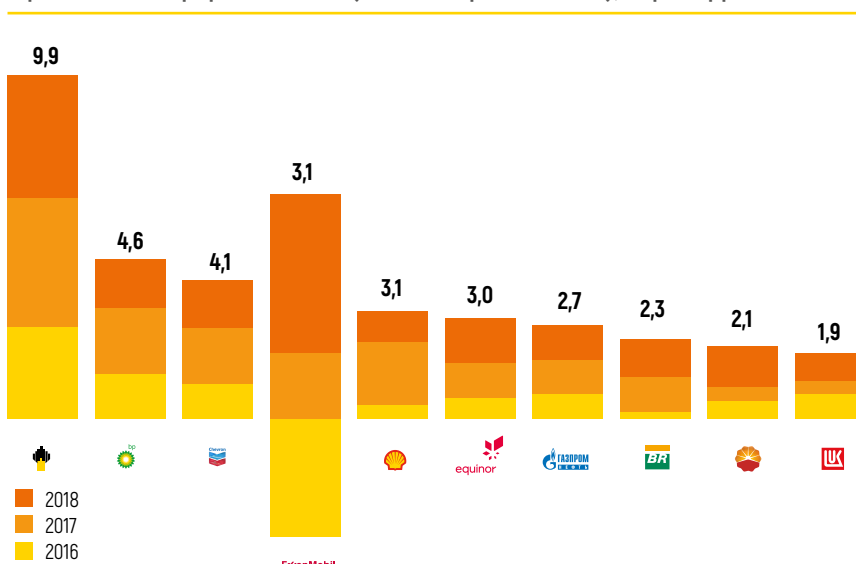
Традиционно демонстрируя высокую эффективность проведения ГРП, «Роснефть» лидирует по объемам и стоимости органического прироста запасов среди крупнейших публичных нефтегазовых компаний как в России, так и за рубежом.

ПАО «НК «Роснефть» в течение многих лет стабильно обеспечивает высокие уровни покрытия текущей добычи приростом запасов (стоимость замещения запасов

Обеспеченность доказанными запасами в 2018 году (SEC), лет³



Органический прирост запасов (по классификации SEC), млрд барр. н. э.⁴



³ Показатели с учетом зависимых обществ. PetroChina – данные за 2017 г., без учета зависимых обществ.

⁴ Показатели с учетом зависимых обществ. PetroChina – данные за 2015-2017 гг., без учета зависимых обществ.



в 2016–2018 годах составила 0,2 долл. США / барр. н. э.). В 2019–2022 годах Компания намерена замещать не менее 100 % добываемых углеводородов. Одновременно предполагается ускоренное вовлечение запасов в разработку с сокращением сроков подготовки проектов, перевод ресурсов в запасы с учетом их рентабельности, повышение успешности поисково-разведочного бурения в Российской Федерации. Доля Компании в добыче нефти в Российской Федерации составляет около 41 %, а в мировой добыче – 6 %.

За 2018 год Компания добыла 230,2 млн т жидких углеводородов (4,67 млн барр. / сут.), превывсив среднесуточный объем производства 2017 года на 2,1 %. Среди ключевых факторов роста – достижение рекордных объемов производства на крупнейшем активе Компании «РН-Юганскнефтегаз», запуск новых крупных месторождений и гибкое маневрирование разработкой действующих месторождений в условиях выполнения Компанией договоренностей по ограничению добычи в рамках Соглашения ОПЕК+.

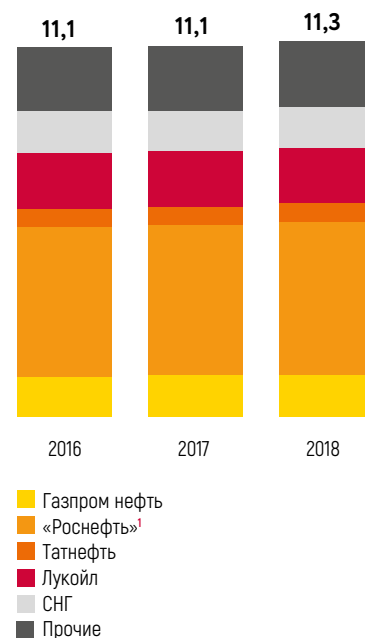
Среднесуточная добыча жидких углеводородов в 4-м квартале 2018 года составила 4,79 млн барр., что на 14 % превышает показатель 3-го квартала 2018 года. При этом, в отличие от большинства конкурентов в Российской Федерации, сразу после снятия вышеуказанных ограничений «Роснефти» удалось оперативно нарастить добычу благодаря подготовленному потенциалу дополнительной добычи. За счет гибкости в оптимизации режимов эксплуатации высокообводненных и низкодебитных скважин на зрелых месторождениях («РН-Няганьнефтегаз», «Варьеганнефтегаз», «РН-Пурнефтегаз», «Оренбургнефть», «Томскнефть») в условиях улучшения рыночной конъюнктуры Компании удалось полностью восстановить объемы добычи до уровня начала реализации Соглашения ОПЕК+ (октябрь 2016 года) и нарастить добычу на новых проектах.

Прирост среднесуточной добычи нефти и газового конденсата в России за 2018 год относительно уровня 2017 года составил 182 тыс. барр., более половины которого было обеспечено «Роснефтью». При этом среднесуточная добыча Компании в Российской Федерации в декабре 2018 года выросла на 4,7 % по отношению к декабрю 2017 года.

«Роснефть» является лидером среди конкурентов по объему текущей добычи углеводородов и среднему темпу прироста добычи углеводородов за 10 лет.

Гарантией перспективного роста добычи Компании является оптимальный набор новых крупных добывающих проектов и использование передовых технологий добычи на действующих месторождениях. Годовая добыча крупнейшего нефтегазодобывающего актива Компании, «РН-Юганскнефтегаз», впервые в новейшей истории России превысила 70 млн т нефти (рост на 5,5 % в сравнении с уровнем 2017 года). В конце 2018 года Компания установила рекорд суточной добычи за всю историю деятельности с 1964 года – 197,5 тыс. т нефти в сутки (1,46 млн барр. / сут.). Высокие производственные показатели были достигнуты благодаря совершенствованию методов разработки трудноизвлекаемых залежей Среднего Приобья, применению передовых технологий бурения и заканчивания скважин, системной работе по расширению ресурсной базы, вводу новых производственных объектов инфраструктуры и вкладу трудового коллектива предприятия. В 2018 году с запуском в эксплуатацию Соровского месторождения начата промышленная разработка Восточно-Салымского лицензионного участка, разрабатываемого «РН-Юганскнефтегаз». «РН-Уватнефтегаз» продолжает успешно удерживать полку добычи на уровне более 10,5 млн т (>213 тыс. барр. / сут.) благодаря реализации комплекса мероприятий, ключевым из которых является вовлечение в разработку запасов новых

Добыча нефти и газового конденсата в Российской Федерации, млн барр. / сут.



Источник: ЦДУ ТЭК

78 166
тыс. барр. / сут.

добыча нефти в 2018 году в мире

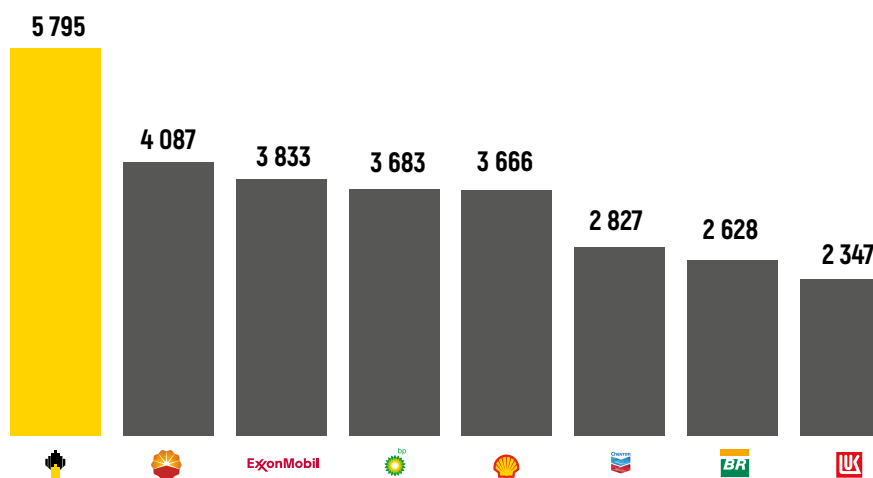
¹ «Роснефть» включает показатели ПАО АНК «Башнефть» с 1 января 2016 года.

месторождений. В 2018 году запущено в эксплуатацию новое месторождение – Тальцийское. На сегодняшний день на нем добывается более 2,8 тыс. т нефти в сутки (~21 тыс. барр. / сут.). В соответствии с намеченными планами продолжено развитие пула новых проектов. Суммарная добыча жидких углеводородов за 2018 год на Сузунском, Восточно-Мессояхском, Юрубчено-Тохомском и Кондинском месторождениях, запущенных после 2016 года, составила более 75 млн барр. В соответствии с утвержденными планами Компания в 4-м квартале 2018 года обеспечила поэтапный ввод в эксплуатацию Тагульского, Русского, Куюмбинского месторождений и второй очереди Среднеботуобинского месторождения.

В среднесрочной перспективе интенсификация добычи на зрелых месторождениях и активная разработка новых перспективных нефтяных и газовых проектов, включая Ванкорский кластер, Эргинский кластер, Русское, Среднеботуобинское, Харампурское, Северо-Комсомольское, Северо-Даниловское, Юрубчено-Тохомское месторождения, Роспан, позволит наращивать объемы добычи Компании за счет органического роста.

Важной вехой в рамках диверсификации портфеля добывающих активов и развития проектов по разведке и добыче Компании за рубежом стало открытие в первом полугодии 2018 года нового месторождения Салман в Ираке на Блоке 12 по результатам бурения первой поисковой скважины. «Роснефть» продолжает развивать сотрудничество с Курдским регионом Республики Ирак. В мае 2018 года ПАО «НК «Роснефть» и правительство Курдского региона Республики Ирак подписали соглашение о развитии газового бизнеса в регионе, включая разработку комплексного плана развития и проведение предварительного проектирования строительства

Добыча углеводородов в 2018 году, тыс. барр. н. э. / сут.



Источники: отчетность компаний

Средний темп прироста добычи углеводородов за 10 лет, %

Роснефть	+9,6 %
PetroChina	+2,4 %
Shell	+1,2 %
Chevron	+1,1 %
Petrobras	+0,9 %
ЛУКОЙЛ	+0,7 %
ExxonMobil	-0,2 %
BP	-0,4 %

и эксплуатации газопровода в Иракском Курдистане. Ранее, 18 октября 2017 года вступили в силу соглашения о разделе продукции (СРП) в отношении пяти добычных блоков, расположенных на территории Иракского Курдистана. Также стороны объявили о начале совместной реализации инфраструктурного проекта по эксплуатации нефтепровода в Курдском регионе Республики Ирак.

Участие в разработке уникального добывающего актива Зохран совместно с мировыми мейджорами и стратегическими партнерами «Роснефти» – Eni (50 %) и BP (10 %) позволило «Роснефти» существенно нарастить добычу газа

за рубежом в короткий срок и выйти на газовый рынок Египта с перспективой дальнейшего развития деятельности в стране и регионе в целом. В июне 2018 года к проекту также присоединилась компания Mubadala Petroleum. В 2018 году «Роснефть» совместно с партнерами и египетскими нефтегазовыми компаниями ввела в эксплуатацию семь добывающих скважин, четыре линии установки комплексной подготовки газа (УКПГ), а также второй транспортный газопровод от месторождения до УКПГ. С учетом достигнутого темпа ввода новых объектов уровень добычи в объеме 76 млн куб. м газа² в сутки может быть достигнут уже в 2019 году.

² В доле 100 %.

Переработка и коммерция

«Роснефть» является крупнейшим переработчиком в Российской Федерации, в состав перерабатывающего блока Компании входят 13 крупных нефтеперерабатывающих заводов, а также нефтехимические, газоперерабатывающие предприятия, расположенные в пяти федеральных округах – Центральном, Приволжском, Южном, Сибирском и Дальневосточном. Деятельность Компании в области нефтепереработки в первую очередь направлена на выполнение стратегической задачи по обеспечению внутреннего рынка высококачественными нефтепродуктами, включая удаленные регионы страны. Так, Ачинский и Комсомольский НПЗ и Ангарская НХК являются ключевыми поставщиками моторных топлив для районов Восточной Сибири и Дальнего Востока, гарантируя бесперебойное снабжение и сдерживая рост цен, который неизбежно наблюдался бы в случае поставок нефтепродуктов с нефтеперерабатывающих заводов Центральной России.

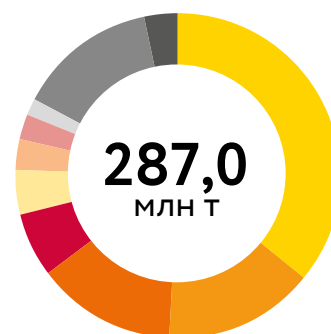
В целом, в отличие от основной части других российских производителей, для нефтеперерабатывающих предприятий Компании характерна значительная в силу географического расположения удаленность от экспортных рынков, что ограничивает экономическую эффективность переработки; в то же вре-

мя продолжается работа по подключению нефтеперерабатывающих заводов Компании к системе магистральных продуктопроводов АК «Транснефть».

Объем переработки нефти на российских нефтеперерабатывающих заводах Компании в 2018 году составил 103,3 млн т (рост на 2,8 % к уровню 2017 года). С учетом зарубежных активов на фоне улучшения рыночной конъюнктуры показатель вырос на 2,0 % – до 115,0 млн т. Объем переработки нефти на российских нефтеперерабатывающих заводах Компании в 4-м квартале 2018 года составил 26,8 млн т (рост на 0,1 % квартал к кварталу и на 5,6 % г/г).

На предприятиях нефтепереработки продолжается реализация проектов развития и поддержания действующих мощностей. В соответствии с ранее утвержденной Стратегией «Роснефть – 2022» в прошедшем году на Сызранском НПЗ были реализованы масштабные программы технического переоснащения испытательного центра нефти и нефтепродуктов – центральной заводской лаборатории. На Комсомольском НПЗ во второй половине 2018 года операторная центра управления производства была оснащена передовым цифровым оборудованием, которое позволило наладить контроль

Структура переработки нефти в Российской Федерации, млн т

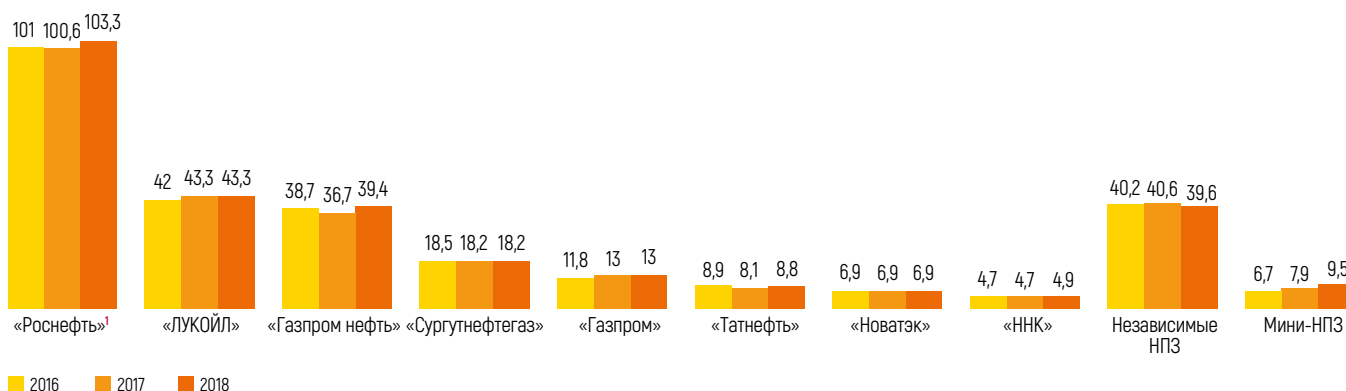


«Роснефть»	103,3
«ЛУКОЙЛ»	43,3
«Газпром нефть»	39,4
«Сургутнефтегаз»	18,2
«Газпром»	13,0
«Татнефть»	8,8
«Новатэк»	6,9
«ННК»	4,9
Независимые НПЗ	39,6
Мини-НПЗ	9,5

Источник: ЦДУ ТЭК, «Роснефть» – данные отчетности

ПАО «НК «Роснефть» последовательно реализует наиболее масштабную программу развития перерабатывающих мощностей в стране.

Динамика переработки нефти в Российской Федерации, млн т



Источник: ЦДУ ТЭК, «Роснефть» – данные отчетности

¹ Данные по «Роснефти» за 2016 год – с учетом объемов ПАО АНК «Башнефть» с 1 января 2016 года.

за параметрами работы основных технологических установок предприятия: двух установок первичной переработки нефти, гидроочистки дистиллятов, установки производства серы. Внедрение современных информационных решений позволило Компании повысить эффективность технологических процессов, обеспечить стабильность работы оборудования, усилить систему контроля качества продукции, значительно повысить уровень промышленной безопасности, а также эффективность работы инженерного персонала. В мае 2018 года на ПАО «Уфаоргсинтез» был завершен инвестиционный проект модернизации установки по производству изопропилбензола (кумола). Новый технологический процесс обеспечивает безопасное, экологически чистое производство, снижает расход сырья и энергоресурсов. В России данная технология применена впервые.

В апреле 2018 года на Уфимской группе НПЗ Компании началось промышленное производство улучшенного высокооктанового бензина АИ-95 «Евро-6», превосходящего по экологиче-

ским и эксплуатационным показателям выпускаемое в Российской Федерации в настоящее время топливо класса «Евро-5». В сентябре 2018 года на Саратовском НПЗ приступили к промышленному производству высокооктановых бензинов АИ-95 «Евро-6». Топливо получило положительные отзывы потребителей в регионах его реализации – Башкортостане и Краснодарском крае. В августе 2018 года была выпущена первая партия высокооктанового бензина Pulsar-100, который на настоящий момент реализуется на большинстве АЗС «Роснефти» в московском регионе.

Во второй половине 2018 года на Новокуйбышевском НПЗ был введен в эксплуатацию экологический объект – блок доочистки с мембранным биореактором на сооружениях биохимической очистки сточных вод. Данный блок обеспечивает высокую степень очистки и возврата воды в производственный цикл, что позволяет свести к минимуму потребление водных ресурсов.

В рамках реализации программы импортозамещения в 2018 году произведена

2018 г. Старт промышленного
производства

«Евро-6»

Выпущена первая партия
высокооктанового бензина

Pulsar-100



замена покупаемых катализаторов для установок производства водорода на Куйбышевском НПЗ и Рязанской НПК на катализаторы производства Ангарского завода катализаторов и органического синтеза Компании.

В декабре прошлого года на Ангарской НХК были завершены монтажные работы по замене колонны на газофракционирующей установке, производящей компоненты бензиновых фракций и топливных газов, что позволит повысить надежность производства, уровень экологической и промышленной безопасности.

Компания – активный участник рынка нефти и нефтепродуктов как в России, так и за ее пределами. «Роснефть» является крупнейшим экспортером нефти в Российской Федерации. Экспорт нефти осуществляется в страны Европы, Азиатско-Тихоокеанского региона и СНГ, нефть реализуется на международном рынке и поставляется на переработку на нефтеперерабатывающие заводы в Российской Федерации и зарубежные нефтеперерабатывающие заводы.

Развитие сотрудничества с ключевыми партнерами по поставке нефти является

базовым компонентом усиления конкурентных позиций Компании на международном нефтяном рынке. В условиях растущей конкуренции на нефтяном рынке Компания уделяет особое внимание увеличению объемов экспортных поставок по долгосрочным контрактам, включая поставки нефти по контрактам с Китайской национальной нефтегазовой корпорацией (CNPC), а также поставки по прямым договорам в Европу. В 2018 году были заключены долгосрочные контракты на поставку нефти в Польшу в объеме от 6,4 млн до 12,6 млн т с компанией Grupa Lotos и в Германию объемом от 4,8 млн до 10,8 млн т с компанией Total Oil Trading. Компания также использует возможности расширения партнерских связей на базе краткосрочных контрактов. ПАО «НК «Роснефть» и Китайская национальная химическая корпорация (China National Chemical Corporation, ChemChina) в ноябре 2018 года подписали контракт, предусматривающий поставку нефти сорта ВСТО в течение года в объеме до 2,4 млн т через порт Козьмино. Заключение контракта дает возможность увеличить прямые поставки нефти на стратегический для Компании рынок КНР. Также были подписаны годовые контракты с Shell и Eni на экспорт сырья в Германию объемом 3,9 млн т и с Socar Trading на поставку нефти в адрес турецкого нефтепера-

батывающего завода в объеме до 1 млн т. В рамках развития сотрудничества с Республикой Беларусь Компания заключила договоры с ОАО «Нафтан», ЗАО «БНК» и ОАО «Мозырский НПЗ» на поставку нефти общим объемом до 8,7 млн т.

Таким образом, Компания продолжает успешно диверсифицировать каналы поставки нефти при общем наращивании экспорта сырья в восточном направлении: в 2018 году поставки составили 59,2 млн т (+24,1% г/г), из которых 16,1 млн т – в 4-м квартале (+2,6% квартал к кварталу).

Обществом Группы в феврале 2017 года заключен контракт с правительством Курдского автономного региона Республики Ирак на покупку и продажу нефти на период 2017–2019 годов. Выполнение этого контракта расширит трейдинговые возможности Компании и позволит увеличить эффективность поставок сырья на зарубежные нефтеперерабатывающие заводы Компании.

Укреплению конкурентных позиций Компании на европейском рынке способствует переработка нефти на нефтеперерабатывающих заводах, расположенных в Германии. С 1 января 2017 года в ре-



в результате реструктуризации СП ROG с BP Plc увеличились косвенные доли участия ПАО «НК «Роснефть» в НПЗ Bayernoil – до 25 % (с 12,5 %); НПЗ MiRO – до 24 % (с 12 %); НПЗ РСК (Шведт) – до 54,17 % (с 35,42 %), контроль над НПЗ Gelsenkirchen полностью перешел к BP Plc. ПАО «НК «Роснефть» последовательно реализует планы по расширению своего присутствия на рынках Азиатско-Тихоокеанского региона. В августе 2017 года «Роснефть» успешно завершила стратегическую сделку по приобретению 49 % акций Essar Oil Limited (с июня 2018 года – Nayara Energy Limited). Приобретение доли в первоклассном активе со значительным потенциалом развития позволило Компании выйти на рынок нефтепереработки Индии – один из наиболее динамично развивающихся мировых рынков. Выходу на новые растущие рынки Азиатско-Тихоокеанского региона будут способствовать установление отношений стратегического партнерства с нефтегазовыми компаниями региона, расширение прямых поставок нефти и нефтепродуктов и реализация новых проектов. В настоящее время разрабатывается программа развития НПЗ Вадианар, включая организацию нефтехимического производства и выход на индийский нефтехимический рынок.

Наряду с ПАО «НК «Роснефть» поставки российской нефти на внешний рынок осуществляют российские вертикально интегрированные нефтяные компании ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Газпром нефть». При этом поставки нефти на экспорт всех российских производителей осуществляются на основании графика транспортировки нефти за пределы территории Российской Федерации, основанного на принципе равнодоступности к системе магистральных нефтепроводов и терминалов в морских портах. Основными конкурирующими поставщиками других сортов нефти на внешних рынках являются международные и национальные нефтяные компании, включая Shell, BP, ExxonMobil, Chevron, Total, Equinor, Saudi Aramco, NIOC и другие.

«Роснефть» является одним из крупнейших участников рынка автомобильных бензинов и дизельного топлива в Российской Федерации. «Роснефть» имеет крупнейшую сеть розничных продаж (2 897 АЗС) в России. Продажа нефтепродуктов на внутреннем рынке проводится во всех федеральных округах Российской Федерации. Компания располагает значительной собственной и привлеченной инфраструктурой нефтепродуктообеспечения (нефтебазы, АЗС, АЗК), которая учитывает емкость

«Роснефть»

является крупнейшим экспортером нефти в Российской Федерации

«Роснефть»

является одним из крупнейших участников рынка автомобильных бензинов и дизельного топлива в Российской Федерации



региональных рынков и наличие платежеспособного спроса. Товарный знак ПАО «НК «Роснефть» является одним из самых узнаваемых на рынке нефтепродуктов в регионах деятельности Компании и ассоциируется у потребителей с высоким уровнем качества топлива, продаваемого на АЗС.

Компания полностью выполняет взятые на себя обязательства по стабильному обеспечению внутреннего рынка нефтепродуктов, действуя в рамках заключенного с Минэнерго России и ФАС России соглашения «О мерах по стабилизации и развитию внутреннего рынка нефтепродуктов». Являясь лидирующим поставщиком нефтепродуктов на внутренний рынок, «Роснефть» в 2018 году увеличила реализацию моторных топлив на внутреннем рынке до 28,1 млн т, что выше уровня 2017 года на 3,7 %. Кроме того, в 2018 году Компания перевыполнила норматив биржевой реализации по автомобильным бензинам более чем в два раза, а по дизельному топливу – более чем в полтора раза.

Экспорт нефтепродуктов, так же, как и нефти, осуществляется в страны Европы, Азиатско-Тихоокеанского региона и СНГ. Конкурентным преимуществом Компании является умение поддерживать стабильные отношения с зарубежными партнерами, включая расширение

и возобновление контрактов по поставке нефтепродуктов. В качестве развития существующих партнерских отношений между Petrocas Energy (компания Группы ПАО «НК «Роснефть») и Motor Oil Hellas (Греция) в 4-м квартале 2017 года подписано трехстороннее соглашение о намерениях в области поставок нефти и нефтепродуктов между ПАО «НК «Роснефть», Petrocas Energy и Motor Oil Hellas Corinth Refineries в течение последующих пяти лет, включая возможность увеличения объемов поставок до 7,5 млн т в год. В процессе расширения сотрудничества с конечными потребителями заключен контракт с японской компанией JXTG Nippon, предусматривающий поставку более 0,7 млн т бензино-газовой смеси в 2019 году.

Расширение географии поставок нефтепродуктов является важным приоритетом Компании. В 1-м квартале 2017 года ПАО «НК «Роснефть» и турецкая Demiroren Group Companies подписали соглашение о поставках нефтепродуктов в период 2018–2020 годов. Соглашение определяет намерения сторон подписать дополнительный контракт на поставку до 4,6 млн т нефтепродуктов до 2020 года, в том числе до 3,6 млн т дизельного топлива со сверхнизким содержанием серы 10 ppm и до 1,0 млн т сжиженного углеводородного газа. Последующее подписание контракта позволит «Роснефти» суще-

ственно укрепить свои позиции на рынке Турции – Компания сможет обеспечить поставки дополнительных 11,3 % импортируемого и около 6 % всего потребляемого дизельного топлива в стране. Кроме того, ПАО «НК «Роснефть» и BA Gas Enerji Sanayi ve Ticaret A.S. подписали соглашение о сотрудничестве с целью организации поставок до 6 млн т нефтепродуктов в год, в том числе производства «Роснефти», конечным потребителям в Турции. В первом полугодии 2018 года подписаны долгосрочные контракты на поставку бензинов и дизельного топлива с крупнейшими монгольскими импортерами нефтепродуктов. Общая стоимость контрактов – 2,1 млрд долл. США. За 10 лет присутствия на монгольском топливном рынке доля ПАО «НК «Роснефть» выросла до 80 %.

В январе 2018 года Rosneft Deutschland начала маркетинг и продажи битума в Германии и соседних странах, предоставляя производственные объемы дорожного битума с НПЗ РСК, Bayernoil и MiRO. Подписан контракт с Bitumina Handel GmbH & Co. KG на производство полимерно-модифицированных битумных продуктов по рецептуре «Роснефти» («Альфабит»). В результате успешно проведенной работы в 2018 году по созданию собственного направления маркетинга дочернее общество Компании Rosneft Deutschland в январе 2019 года в полном объеме начала осуществлять



маркетинг и продажи нефтепродуктов в Германии и теперь выступает не только одним из крупнейших нефтепереработчиков, но и ведущим оптовым поставщиком нефтепродуктов на этом рынке. Таким образом, в соответствии с планом был завершен переходный период, последовавший за расформированием СП ROG. Компания поставляет нефтепродукты напрямую с трех нефтеперерабатывающих заводов в Германии с долей участия ПАО «НК «Роснефть», а также с более чем 30 отгрузочных терминалов на территории Германии, используя автомобильный, железнодорожный и речной транспорт. Клиентская база компании насчитывает более 500 предприятий в Германии, Польше, Чехии, Швейцарии, Австрии и Франции.

Наряду с ПАО «НК «Роснефть» продажи нефтепродуктов на внутреннем рынке осуществляются такими крупными компаниями, как ПАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Татнефть»

и другими. На внешнем рынке основными конкурирующими поставщиками нефтепродуктов являются такие крупнейшие международные нефтегазовые компании, как Shell, BP, Total, ExxonMobil, Chevron и другие.

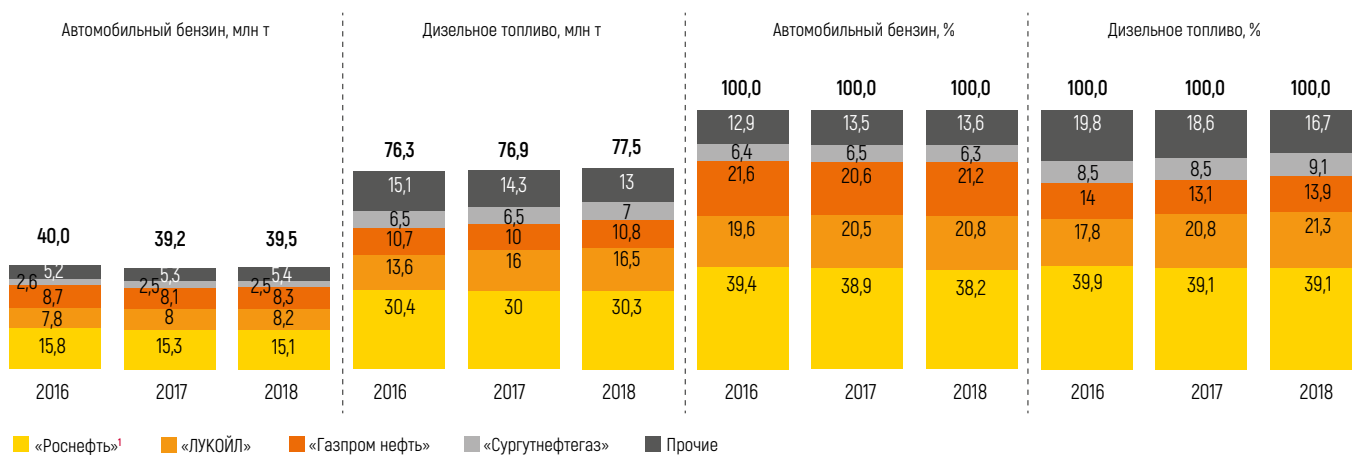
Компания уделяет особое внимание развитию газового бизнеса, в том числе повышению технологичности производства, эффективной монетизации газа, включая формирование долгосрочного портфеля контрактов на поставку, участие в проектах по производству СПГ, программе развития газомоторного топлива в Российской Федерации, а также работе по созданию равных условий по доступу к инфраструктурным мощностям и потребителям.

Развитие сети АГНКС в России является одним из ключевых приоритетов «Роснефти» в розничном бизнесе и одним из важнейших направлений, позволяющих расширить конкурентные преимуще-

ства Компании на внутреннем рынке. ПАО «НК «Роснефть» и Beijing Gas Group Company Limited (далее – Beijing Gas) в ноябре 2018 года заключили соглашение по созданию совместного предприятия по строительству и эксплуатации в России сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) на базе ООО «Ванкорское УТТ». По условиям соглашения Beijing Gas получит долю 45%. Стороны построят в России около 170 АГНКС, а также рассмотрят возможности использования СПГ в качестве моторного топлива.

«Роснефть» также наращивает трейдинговый потенциал и трейдинговые компетенции на международном рынке СПГ.

Производство моторных топлив в Российской Федерации



Источник: ЦДУ ТЭК

¹ Данные отчетности. Объемы дизельного топлива «Роснефти» указаны без учета судового топлива. Данные по «Роснефти» за 2016 год указаны по проформе с учетом объемов ПАО АНК «Башнефть» с 1 января 2016 года.

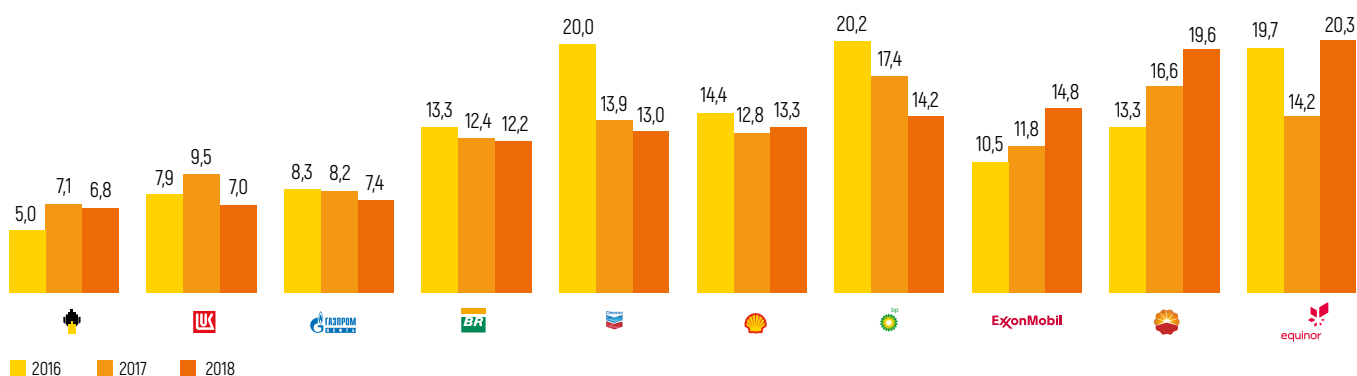
Операционная и финансовая эффективность

Благодаря высокой эффективности и рациональному распределению капитальных вложений в разведку и добычу в 2018 году Компания обеспечила сбалансированный уровень добычи как за счет ввода новых

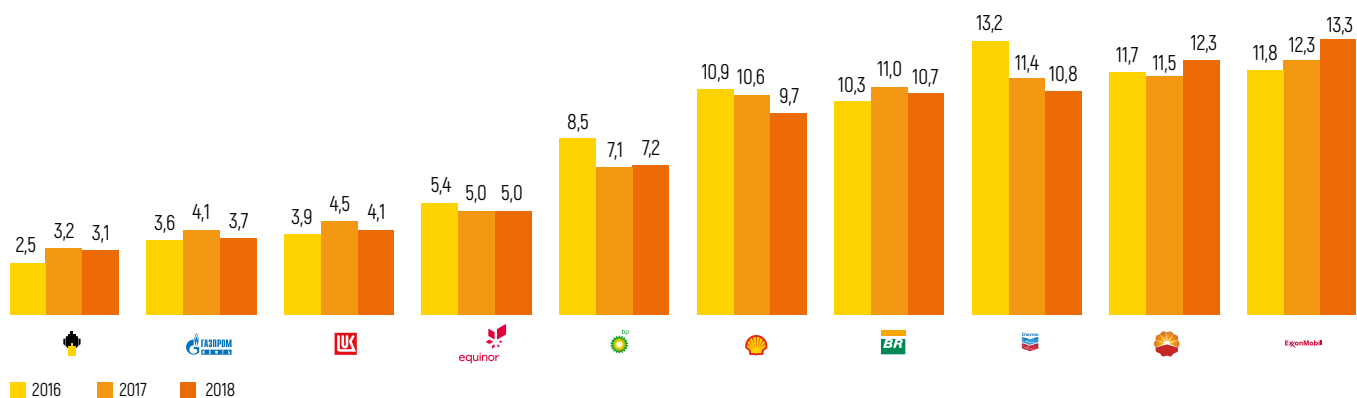
проектов, так и за счет интенсификации добычи на зрелых месторождениях при самых низких в отрасли удельных капитальных затратах на разведку и добычу среди публичных нефтегазовых компаний.

В 2018 году ПАО «НК «Роснефть» сохранило устойчивое лидерство в нефтяной отрасли среди публичных нефтегазовых компаний по удельным затратам на добычу.

Удельные капитальные затраты на разведку и добычу, долл. США / барр. н. э.

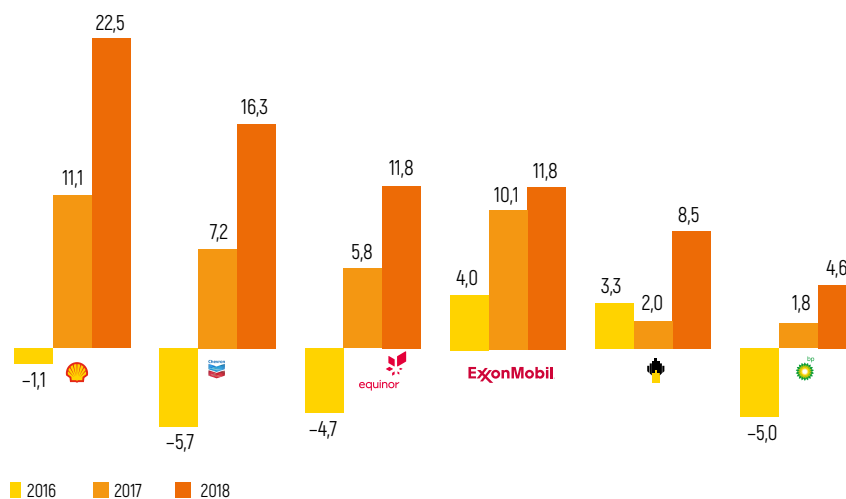


Удельные затраты на добычу, долл. США / барр. н. э.



На протяжении многих лет «Роснефть» стабильно показывает положительный свободный денежный поток, в отличие от большинства конкурентов, показатели которых в период после покупки/продажи активов и в фазе запуска инвестиционных проектов отличаются значительной волатильностью с переходом в отрицательную зону. В 2018 году, находясь в середине инвестиционного цикла, сопровождаемого существенным ростом капитальных затрат в связи со строительством и запуском новых проектов, Компания нарастила свободный денежный поток рекордными темпами. При этом ей удалось преодолеть негативное влияние изменения оборотного капитала, имевшее место в 2016 и 2017 годах.

Свободный денежный поток 2016–2018 годов: сравнительный анализ (мейджоры), долл. США / барр. н. э.¹



На протяжении многих лет «Роснефть» стабильно показывает положительный свободный денежный поток.

¹ На барр. н. э. добычи углеводородов с учетом зависимых обществ.



3.4

Обзор основных изменений налогообложения Российской Федерации, оказавших наибольшее влияние на производственную и финансовую деятельность Компании

Налоговый режим в нефтедобывающей отрасли

Основные параметры налогового режима в отрасли в 2018 году в целом соответствовали параметрам налогообложения нефтяной отрасли 2017 года. В 2018 году произошло запланированное повышение до 357 руб. за тонну коэффициента «Кк»,

увеличивающего ставку НДС на нефть (в 2017 году – 306 руб. за тонну).

Также с января 2018 года в отношении нефти, добываемой на отдельных участках недр в Нижневартовском районе

Ханты-Мансийского автономного округа, применяется налоговый вычет из НДС в размере 2,9 млрд руб. в месяц. Данный вычет применим к участкам недр Самотлорского месторождения, права пользования которыми принадлежат Компании.

Акцизы на нефтепродукты

С 1 января 2018 года были планово повышены ставки акцизов на автомобильный бензин класса «Евро-5», дизельное топливо и средние дистилляты (на 11-13 % по сравнению со ставками 2017 года).

Однако Федеральным законом от 19 июля 2018 года № 199-ФЗ ставки акцизов на указанные товары были значительно снижены на период с 1 июня 2018 года по 31 декабря 2018 года в целях стабили-

зации цен на моторные топлива на внутреннем рынке в условиях роста мировых цен на нефть.

Ставки акцизов на нефтепродукты в 2017–2018 годах, руб/т

Подакцизные товары	с 1 января по 31 декабря 2017 года	с 1 января по 31 мая 2018 года	с 1 июня по 31 декабря 2018 года
Автомобильный бензин			
не соответствующий классу «Евро-5»	13 100	13 100	13 100
соответствующий классу «Евро-5»	10 130	11 213	8 213
Прямогонный бензин	13 100	13 100	13 100
Дизельное топливо	6 800	7 665	5 665
Авиационный керосин	2 800	2 800	2 800
Моторные масла	5 400	5 400	5 400
Бензол, параксилон, ортоксилон	2 800	2 800	2 800
Средние дистилляты	7 800	8 662	6 665

Дальнейшие изменения налогового законодательства

В 2018 году был принят ряд законов, существенно изменяющих фискальный режим в нефтяной отрасли и экономике

в целом. К новациям, имеющим наибольшее значение для Компании, относятся:

ВВЕДЕНИЕ НАЛОГА НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД В НЕФТЕДОБЫЧЕ

С 1 января 2019 года вводится налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД), который взимается по ставке 50 % с дохода от добычи нефти, рассчитываемого как разница между расчетной выручкой и затратами,

связанными с добычей, подготовкой и транспортировкой углеводородного сырья. Для проектов, перешедших на НДД, предусмотрено снижение уровня «рентных» платежей – НДС и вывозных таможенных пошлин.

Режим НДД применяется в отношении участков недр в новых регионах добычи (для них предусмотрен добровольный переход) и ограниченного числа «пилотов» в Западной Сибири (перечень определен законом).

ЗАВЕРШЕНИЕ «НАЛОГОВОГО МАНЕВРА» В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

В соответствии с принятыми в 2018 году законами, с 2019 года происходит постепенное снижение вывозных таможенных пошлин на нефть (вплоть до обнуления с 1 января 2024 года) с эквивалентным увеличением ставки НДС.

Еще одним важным элементом фискального режима в условиях

завершения «налогового маневра» является вводимый с 1 января 2019 года «обратный акциз» на нефтяное сырье – механизм, предполагающий начисление акциза с правом получения вычета в повышенном размере. Механизм «обратного акциза» предусматривает меры дополнительного стимулирования для нефтеперерабатываю-

щих предприятий, расположенных в удалении от экспортных рынков (в наибольшем размере – для предприятий в Красноярском крае и Республике Хакасия), а также специальный «демпфирующий» компонент, введение которого определялось необходимостью стабилизации цен на моторные топлива на внутреннем рынке.

УВЕЛИЧЕНИЕ ОБЩЕПРИМЕНИМОЙ СТАВКИ НДС

Ставка НДС увеличивается с 18 до 20 % (ставки 0 % и 10 % остаются без изменений). При этом новая ставка НДС будет применяться в отношении товаров (работ, услуг), имущественных прав, отгруженных (выполненных, оказанных), переданных начиная с 1 января 2019 года.

ВВЕДЕНИЕ ЛЬГОТЫ ДЛЯ ДВИЖИМОГО ИМУЩЕСТВА

С 1 января 2019 года движимое имущество исключается из объекта налогообложения налогом на имущество организаций.





04

Устойчивое развитие

Лидерство и ответственность

Стратегическая цель Компании – достижение лидерских позиций в мире в области обеспечения безаварийной производственной деятельности, безопасных условий труда работников, сохранения здоровья населения, проживающего в районах деятельности Компании, а также в минимизации воздействия на окружающую среду

4.1

Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды

Компания, осознавая характер и масштабы влияния своей деятельности, понимая свою ответственность, стремится к достижению стратегической цели – лидерству в области обеспечения безаварийной производственной деятельности, безопасных условий труда работников Компании, а также минимизации воздействия на окружающую среду в регионах деятельности Компании.

Интегрированная система управления ПБОТОС

Интегрированная система управления ПБОТОС – часть системы управления Компании, используемая для реализации политики в области ПБОТОС и достижения целей Компании в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды и управления ее рисками и экологическими аспектами.

Системы, входящие в ИСУ ПБОТОС, и регламентирующие их документы



В 2018 году независимым сертификационным органом проведен очередной сертификационный аудит Интегрированной системы управления ПБОТОС Компании на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14001:2015 «Системы экологического менеджмента – требования и руководство по применению» и стандарта OHSAS 18001:2007 «Системы менеджмента безопасности труда и охраны здоровья. Требования». По результатам сертификационного аудита подтверждено соответствие системы управления, выданы сертификаты и расширено количество сертифицированных Обществ Группы с 51 до 57.



ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ПОДРЯДНЫМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ

В договоры на выполнение работ и оказание услуг в обязательном порядке включается стандартное приложение «Требования в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды к организациям, привлекаемым к работам и оказанию услуг

на объектах Компании», и указывается ответственность за их невыполнение. В приложении прописаны обязанности подрядных организаций в области соблюдения требований ПБОТОС, требования к обучению персонала, прохождению обязательных инструктажей, требования к индивидуальным

средствам защиты, требования к эксплуатируемому транспорту, требования в области охраны окружающей среды, исключение допуска работников в состоянии алкогольного, наркотического или токсического опьянения.



Промышленная безопасность

Производственная деятельность, направленная в 2018 году на поддержание промышленной безопасности производственных объектов, включила в себя целевые программы, кроме стандартных ежегодно реализуемых мероприятий по диагностированию, техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту.

В бизнес-блоке «Разведка и добыча» основная программа «Повышение надежности трубопроводов ПАО «НК «Роснефть» обеспечила достижение цели по снижению количества отказов и привела к сокращению загрязнения окружающей среды и увеличению срока безопасной эксплуатации трубопроводов.

Реализация программы позволила обеспечить снижение удельной частоты

отказов трубопроводов в 2018 году на 5,9 % по сравнению с 2017 годом.

В блоке «Нефтепереработка и нефтегазохимия» реализуется комплекс программ по обеспечению целостности оборудования и исключению аварийных ситуаций с неблагоприятными экологическими последствиями. В рамках вышеперечисленных программ в том числе заменено 177 наиболее критичных трубопроводов, устранено 319 тупиковых участков технологических трубопроводов и заменено 2 062 элемента трубопроводов с целью приведения материального исполнения в соответствие с условиями эксплуатации.

В бизнес-блоке «Коммерция и логистика» успешно начата реализация первого этапа целевой программы по ПБОТОС

«Оснащение технологическим оборудованием резервуаров, системами контроля концентрации паров углеводородов в атмосфере, системами вентиляции на объектах нефтебазового хозяйства». Система позволит обеспечить безопасность пространства рабочих зон, более эффективно контролировать технологические процессы. Установка сифонных кранов / зачистных патрубков позволит минимизировать риски возникновения неблагоприятных событий при зачистных работах емкостного оборудования.

В 2018 году в результате комплексной и активной работы Компании в направлении обеспечения промышленной безопасности количество аварий сократилось более чем на 55 % – с 11 до 6.



Охрана труда¹

Руководители на всех уровнях определяют четкие ориентиры в области ПБОТОС в соответствии с едиными Принципами лидерства Компании, приоритетности жизни, здоровья и безопасных условий труда. Сотрудники и подрядчики в своей деятельности должны придерживаться Золотых правил безопасности труда и принимать меры по остановке работ при угрозе жизни или здоровью человека.

«Золотые правила безопасности труда» – это краткая и наглядная инструкция по десяти наиболее опасным видам работ. Правила внедрены в Компании с 2014 года и помогают обеспечить безопасность работников во всех процессах производственной деятельности.

«Роснефть» на постоянной основе организует и проводит мероприятия по обеспечению безопасности дорожного

движения, а также реализует инициативы по профилактике дорожно-транспортных происшествий.

В Компании действует Положение «Система управления безопасной эксплуатацией транспортных средств», которое устанавливает требования к транспортным средствам, оборудованию и водителям и распространяет свое действие на Компанию, а также подрядные и субподрядные организации. В соответствии с требованиями Положения на конец 2018 года 83 % транспортных средств были оборудованы бортовыми системами мониторинга, 71 % – видеорегистраторами.

Знания и компетенции работников в области охраны труда необходимы для обеспечения безопасности работ. Компания организует и строго контролирует процесс обязательного обучения

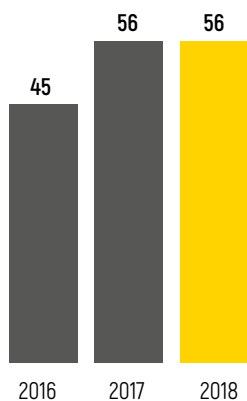
работников, в том числе прохождение курса «Охрана труда».

Кроме обязательного обучения, в Компании активно реализуются программы дополнительного внутреннего обучения в области охраны труда. Внедрена практика обучения силами внутренних тренеров из числа работников Компании, которые разрабатывают курсы по актуальным тематикам в области охраны труда. По состоянию на 2018 год в Компании подготовлено 587 внутренних тренеров. По внутренним корпоративным курсам «Лидерство в области ПБОТ», «Расследование происшествий», «Оценка и управление рисками в области ПБОТОС» в ОГ в отчетном периоде проведен 421 тренинг и обучено 5 622 работника. Общее суммарное количество часов дополнительного внутреннего обучения в области охраны труда в 2018 году составило более трехсот тысяч часов.

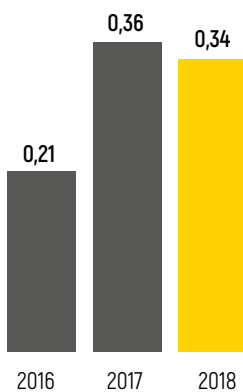
¹ На дату публикации Отчета показатели в области ПБОТ за 2016-2017 годы сформированы в соответствии с периметром Обществ Группы под операционным контролем ПАО «НК «Роснефть»



Затраты в области ПБиОТ, млрд руб.



Производственный травматизм с потерей трудоспособности (LTIF)

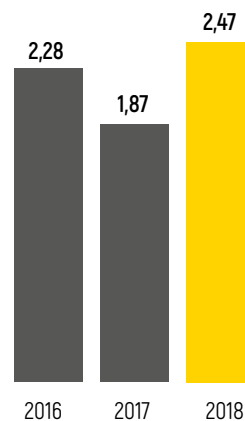


Изменение показателя FAR в 2018 году связано с авиационным происшествием на Ванкорском месторождении при оказании Компанией транспортных услуг подрядной организацией.

Компания принимает ответственность за сохранение жизни и здоровья людей вне зависимости, работают они в Компании или в подрядных/субподрядных организациях. Для усиления контроля за недопущением подобных происшествий в Компании оперативно были разработаны и реализуются следующие мероприятия:

- организуется аэронавигационное обслуживание непосредственно на посадочной площадке «Ванкор», заключен договор об организации полетно-информационного обслуживания;
- внедряется многоуровневая система контроля авиационного обеспечения Компании, включающая авиационно-технический аудит подрядных авиакомпаний.

Производственный травматизм со смертельным исходом (FAR)

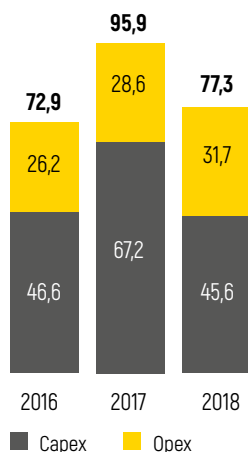


Охрана окружающей среды

Забота об окружающей среде является неотъемлемой частью корпоративной культуры и социальной ответственности Компании. ПАО «НК «Роснефть» соблюдает принцип ответственного отношения к природоохранным вопросам. При управлении производственными процессами Компания учитывает полный объем данных о воздействии планируемых или реализуемых проектов на окружающую среду.

В 2018 году «зеленые» инвестиции составили 45,6 млрд руб. За последние пять лет «зеленые» инвестиции Компании составили более 240 млрд руб.

Затраты в области охраны окружающей среды и рационального природопользования, млрд руб.



>240
млрд руб.

«зеленые» инвестиции
Компании за последние
пять лет



Обращение с отходами и рекультивация земель

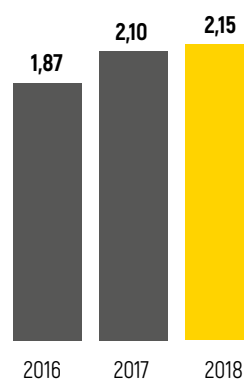
В 2018 году по отношению к предыдущему году на 14 % сократилась площадь накопленных нефтезагрязненных земель, на 7 и 9 % снижены объемы отведения загрязненных стоков и разлитых нефти, нефтепродуктов соответственно, превышение объема переработки нефтесодержащих отходов над их годовым образованием составило 15 %.

90 % накопленных нефтесодержащих отходов являются «историческим наследием»,

т. е. отходами, образованными в прошлом в результате хозяйственной деятельности третьих лиц и находящимися на территориях и (или) объектах, в настоящем эксплуатируемых/используемых Компанией.

Компания совместно с ГК «Росатом» реализует целевой инновационный проект № 140, направленный на разработку технологии по переработке нефтесодержащих отходов с повышенным содержанием радионуклидов.

Водопотребление, млрд куб. м



Регионы присутствия Компании не относятся к регионам с дефицитом водных ресурсов. Все водные объекты, прямо или косвенно используемые в интересах Компании, имеют свободный общий доступ иных лиц к данным водным объектам в соответствии с доступом, обеспечиваемым органами государственной власти. Для всех заинтересованных лиц, а также представителей животного мира водные объекты сохраняют общедоступный характер пользования.

ПАО «НК «Роснефть» соблюдает требования, определенные законодательством в отношении использования водных ресурсов, за счет своевременного ремонта и модернизации инфраструктуры и внедрения наилучших доступных технологий. Компания проводит постоянный мониторинг окружающей среды, что позволяет осуществлять своевременные мероприятия для минимизации воздействия на нее.

В 2018 году доля оборотной и повторно-последовательно используемой воды осталась на уровне предыдущего отчетного периода (около 93 % в общем объеме воды, используемой на производственные нужды).

В рамках Соглашения о взаимодействии с Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации и Федеральной службой по надзору в сфере природопользования Компанией реализуются восемь приоритетных природоохранных проектов. Шесть из них связаны с улучшением качества воды и повышением эффективности ее использования. В данном направлении реализованы следующие проекты:

- комплекс биологических очистных сооружений «Башнефть-Уфанефтехим», не имеющих аналогов в России и странах Евразии, который был введен в эксплуатацию в 2018 году

и предназначен для обработки промышленных, дождевых, бытовых сточных вод НПЗ «Башнефти» и 66 местных предприятий и сокращения забора речной воды в 2,5 раза за счет использования очищенных сточных вод;

- завершено строительство очистного сооружения, включающего мембранный биореактор, на Новокуйбышевском НПЗ для увеличения эффективности очистки и сокращения потребления пресной воды при полной автоматизации процесса.

На реализацию данных проектов в 2018 году Компания направила более 1,2 млрд руб.



Предупреждение и ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов

Компания нацелена на предупреждение, сокращение и минимизацию последствий разливов нефти и нефтепродуктов.

В Компании сформирована и развивается система оперативного реагирования на разливы нефти и нефтепродуктов, их локализации и ликвидации с целью минимизации экологических последствий,

в том числе влияния на водные ресурсы. Выполняются профилактические мероприятия по предупреждению разливов нефти и нефтепродуктов, целенаправленно проводится работа по повышению надежности производственных объектов и оборудования, обеспечению достаточного объема ресурсов для локализации и ликвидации разливов.

Для сокращения количества и объемов разливов нефти и нефтепродуктов Компания реализует программу «Повышения надежности трубопроводов». В частности, объем разлитой нефти и нефтепродуктов в результате отказов трубопроводов в 2018 году сократился и составил 2,81 т на млн т добычи нефти, что на 6% меньше по сравнению с данными 2017 года.

Сохранение биоразнообразия

Утверждена и реализуется программа сохранения биологического разнообразия морских экосистем на лицензионных участках Компании, расположенных в Арктической зоне Российской Федерации. С 2012 года регулярно проводятся комплексные научно-исследовательские экспедиции по изучению состояния морских арктических экосистем, особое внимание уделяется морским млекопитающим (моржи, тюлени), а также популяции белого медведя, реализуются программы мониторинга состояния морской среды на лицензионных участках.

В рамках реализации программы сохранения биоразнообразия в 2018 году:

- разработаны Методические рекомендации по предотвращению конфликтных ситуаций между человеком и белым медведем для компаний, работающих в Арктике;
- выполнены работы по экологическому мониторингу морской экосистемы на лицензионном участке «Медынско-Варандейский» в Печорском море;
- разработана технологическая форма микробного препарата на основе психрофильных микроорганизмов для утилизации нефтяных загрязнений северных морей. Разрабатываемый препарат позволит совершить прорыв в безопасной утилизации нефтепродуктов в морских условиях

при отрицательных температурах и возможен к использованию, в том числе, при обеспечении экологической безопасности процесса бункеровки в море, портовой зоне и нефтяных терминалах в рамках арктических проектов Компании.

В рамках соблюдения международной Конвенции о защите Черного моря от загрязнения (Бухарестская Конвенция), законодательства Российской Федерации и Политики ПАО «НК «Роснефть»

в области охраны окружающей среды с 2017 года «Роснефть» финансирует программу исследований черноморских дельфинов Института океанологии РАН им. П. П. Ширшова. Первые исследования состоялись в сентябре 2018 года. Полученные результаты анализируются и публикуются, и на их основе совершенствуются методические подходы к минимизации воздействия промышленной деятельности на морских млекопитающих.

«Роснефть» реализует проекты по сохранению биоразнообразия в регионах деятельности: проект «Эвенкийский олень» в Красноярском крае, выполнение рыбных ресурсов в реках и водоемах Архангельской, Вологодской, Новосибирской, Тюменской областей, Красноярского и Краснодарского края,

КОМПАНИЯ ПОДНЯЛАСЬ В РЕЙТИНГЕ

экологической ответственности (WWF, Green) с десятого места в 2017 году на седьмое в 2018 году. А в части «Раскрытия информации» место Компании в рейтинге экологической ответственности поднялось на восемь пунктов, с десятого на второе место по сравнению с предыдущим периодом.

Ямало-Ненецкого автономного округа, Республики Карелия, Республики Саха (Якутия), мониторинг численности птиц на территории водно-болотных угодий «Верхнее Двубье» ХМАО – Югры.

В 2018 году выполнены работы по искусственному воспроизводству водных биологических ресурсов в целях возмещения возможного ущерба водным биологическим ресурсам и среде их обитания, в частности выпущено почти 3,6 млн молодых ценных пород рыб, включая молодь пеляди, сибирского осетра, хариуса, нерки, атлантического лосося, кеты и муксуна в Республике Саха (Якутия), Красноярском крае, Камчатском крае, Архангельской области, республике Карелия и ХМАО – Югре.

Противодействие изменению климата

Будучи участником Глобального договора ООН, Компания стремится снизить влияние своей деятельности на изменение климата. Стратегией «Роснефть – 2022» предусмотрено снижение выбросов парниковых газов. Компания реализует Инвестиционную газовую программу и Программу энергосбережения, нацеленные на предотвращение выбросов парниковых газов в объеме свыше 8 млн т CO₂-эквивалента до 2022 года.

Основной задачей Инвестиционной газовой программы является снижение показателя сжигания ПНГ до уровня менее 5 % в соответствии с целевым показателем, установленным Правительством Российской Федерации. Эта задача решается за счет комплексного подхода к обустройству месторождений: создания инфраструктуры для сбора, использования и поставок газа потребителям или обратной закачки газа в пласт.

В рамках реализации пилотного проекта «Отработка скважин после гидроразрыва пласта с очисткой газоконденсатной смеси на Восточно-Уренгойском лицензионном участке» длительность отработок скважин после гидроразрыва пласта в среднем сокращена с десяти до двух суток, что обуславливает значительное сокращение сжигания метана.

В АО «Верхнечонскнефтегаз» введены в эксплуатацию временное подземное хранилище газа и газокompрессорная станция обратной закачки в пласт для утилизации газа в пласт. Объем

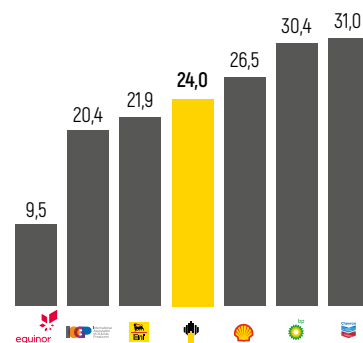
финансирования составил 8 787 млн руб. Функционирование объектов позволит исключить сжигание ПНГ свыше 5 % и обеспечит возможность в дальнейшем полезно использовать закачанные объемы ПНГ.

В направлении сокращения выбросов метана при производстве, транспортировке и распределении природного газа Компания на системной основе реализует следующие мероприятия:

- исключение выбросов в атмосферу без сжигания за счет применения при ремонтных и профилактических работах технологий, обеспечивающих полное и безопасное сжигание всего объема сбрасываемой газоконденсатной смеси;
- проведение газодинамических исследований скважин без выпуска газа в атмосферу (исследования через сепаратор);
- проведение регулярных осмотров оборудования и трубопроводов эксплуатационным персоналом на основании утвержденных графиков и инструкций;
- техническое диагностирование трубопроводов с периодичностью один раз в два года экспертной организацией в целях своевременного обнаружения утечек на оборудовании/трубопроводах.

По показателям выбросов парниковых газов (GHG) Компания демонстрирует результаты, сравнимые с ведущими мировыми нефтегазовыми компаниями.

Показатель выбросов парниковых газов блоком «Разведка и добыча» т CO₂-экв. / тыс. барр. н. э.¹



¹ Показатель отражает отношение объема выбросов парниковых газов (прямых и косвенных) к объему производства, тонн CO₂-эквивалента / тыс. барр. н. э.

4.2

Персонал и социальные программы

Главный актив Компании – это высокопрофессиональный персонал, мотивированный на эффективную работу. За 2018 год среднесписочная численность персонала Обществ Группы ПАО «НК «Роснефть» составила 308,0 тыс. человек. В сравнении с 2017 годом среднесписочная численность увеличилась на 6,0 тыс. человек.

Основные причины увеличения среднесписочной численности Компании – приобретение или включение в периметр бизнес-плана Компании новых активов («Харампурнефтегаз», «СевКомНефтегаз», «ВНИПИНЕФТЬ», ВНИИ НП, ВНИКТИ НХО, ИГиРГИ и других – 1,9 тыс. человек) в 2018 году, ввод персонала из сторонних подрядных сервисных организаций в штат Обществ Группы, увеличение численности обществ в связи с расширением объемов бизнеса.

Средний возраст персонала Компании практически не изменился и составил 40,2 лет (на конец 2017 года – 40,1 лет). Руководящие должности занимали 38,1 тыс. человек (на конец 2017 года – 37,3 тыс. человек). При этом доля работников, относимых к категории «руководители», в 2018 году составила 12,4 % от общей среднесписочной численности, что практически равняется показателю 2017 года (12,3 %).

Среднесписочная численность за 2018 год, %



Разведка и добыча, включая газ	26 %
Внутренний сервис (нефтесервис)	20 %
Коммерция и логистика	19 %
Нефтепереработка и нефтехимия	17 %
Корпоративные сервисы	11 %
Наука	3 %
Центральный аппарат (ПАО «НК «Роснефть»)	1 %
Прочие	2 %

Списочный состав на 31 декабря 2018 года, %



Разведка и добыча, включая газ	26 %
Внутренний сервис (нефтесервис)	19 %
Коммерция и логистика	19 %
Нефтепереработка и нефтехимия	17 %
Корпоративные сервисы	12 %
Наука	4 %
Центральный аппарат (ПАО «НК «Роснефть»)	1 %
Прочие	2 %

Эффективность труда и организационная эффективность

Повышение эффективности труда остается одним из ключевых приоритетов Компании. В рамках реализации этой задачи в 2018 году актуализированы внутрикорпоративные методики расчета показателей производительности труда по Компании в целом, по основным бизнес-блокам и Обществам Группы основ-

ных бизнес-блоков. Целевое значение показателя производительности труда в целом по Компании по итогам 2018 года (в сопоставимых условиях) выполнено. В ПАО «НК «Роснефть» разработан перечень мероприятий по росту производительности труда в Компании. Мероприятия включены в Долгосрочную программу

развития Компании, отчет по исполнению которой происходит на ежегодной основе. Показатели производительности труда по Обществам Группы основных бизнес-блоков учитываются при согласовании плановой численности работников в рамках ежегодной процедуры бизнес-планирования.

В течение 2018 года обеспечена разработка и доведение в Общества Группы четырнадцати типовых организационных структур (ТОС¹) по производственным и функциональным направлениям деятельности Обществ Группы основных бизнес-блоков. Их поэтапное внедре-

ние планируется в период по 2020 год включительно. В 2019 году работа по ТОС будет продолжена.

С целью получения выгод от автоматизации методологически унифицированных кадровых бизнес-процессов обеспечено

продолжение работ по тиражированию методологии «Единого корпоративного шаблона по управлению персоналом, оплате труда и социальному развитию» (ЕКШ) в 34 Обществах Группы на базе двух корпоративных ИТ-платформ: SAP и 1С.

Работа с кадровым резервом

1 В рамках реализации плана по работе с кадровым резервом в 2018 году проведены заседания кадровых комитетов по направлениям деятельности под председательством топ-менеджеров Компании. Актуализирован состав кадрового резерва на целевые позиции первого эшелона управления Компании. Сформирован кадровый резерв в Обществах Группы ПАО АНК «Башнефть». В 2018 году

продолжена работа по автоматизации процесса «Кадровый резерв Компании». В целях обеспечения кадровой защищенности Компании проводится системная работа по развитию управленческого кадрового резерва: организована многоступенчатая система оценки компетенций для отбора, определения приоритетов развития резервистов, формирования индивидуальных планов развития резервистов.

2 В 2018 году с целью отбора в кадровый резерв и развития компетенций резервистов проведены оценочные мероприятия для 10,3 тыс. человек. Обучение прошли более 2,3 тыс. резервистов.

Система обучения и развития персонала

Единая корпоративная система обучения охватывает все направления бизнеса и категории персонала. Через обучение транслируются государственные требования, корпоративные политики и процедуры, лучшие российские и зару-

бежные практики, формируются навыки эффективной работы.

Для проведения обучения привлекаются преподаватели российских и зарубежных вузов, ведущих отечественных и зарубежных обучающих и консалтинговых

компаний. Программы обучения адаптируются под потребности бизнеса Компании.

В 2018 году проведено 534,8 тыс. человеко-курсов обязательного профессионально-технического и управленческого обучения, что на 22 % превышает план 2018 года.

Управленческое обучение

С целью развития управленческих компетенций действующих руководителей и кадрового резерва Компании в 2018 году были реализованы следующие значимые корпоративные программы:

- MBA и mini-MBA – четыре программы на базе МГИМО (У) МИД России в партнерстве с Высшей школой бизнеса Университета Норд (Норвегия) и Политехническим университетом

г. Турин (Италия), СПбГУ и РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина для 125 участников;

- тренинги повышения управленческого потенциала, такие как «Управленческий анализ», «Лидерство», «Управление процессами» для 118 участников;
- тренинги развития личной эффективности, такие как «Переговоры», «Навыки эффективной презентации»,

«Управление стрессом», «Эмоциональный интеллект» для 150 участников;

- «Университет генерального директора» – трехуровневая программа повышения квалификации руководителей Обществ Группы на базе СПбГУ с привлечением преподавателей Университета Nova (Португалия) для 96 участников.

¹ ТОС – типовая организационная структура, включает типовую схему подчиненности, детальное описание функционала, нормативы численности по функции (если применимо и возможно).

Профессиональное обучение по профилям бизнеса

В 2018 году продолжена работа по реализации комплексной программы «Молодые инженеры», в рамках которой происходит планирование карьеры и развитие молодых инженерных кадров блока «Разведка и добыча» по направлениям «Буровой супервайзинг и инжиниринг», «Нефтепромысловая химия», «Морской буровой супервайзинг», «Морское бурение», «Седиментология и секвентная стратиграфия», «Петрофизика», «Седиментология». В программах приняли участие 167 молодых инженеров Компании.

В партнерстве с Высшей школой бизнеса Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова организовано обучение по программе профессиональной переподготовки «Методы повышения производственной эффективности и совершенствования производства» для 40 начальников цехов и кадровых резервистов предприятий добычи.

В Обществах Группы Компании проведено обучение по международным курсам «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях» более 1 650 работников.

Более 100 специалистов блока «Шельфовые проекты» прошли профессиональную подготовку по инновационным программам в области управления шельфовыми проектами, освоения морских нефтяных и газовых месторождений, нефтегазовой геологии шельфов Российской Федерации в РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина и Московском государственном университете им. М. В. Ломоносова.

В 2018 году реализованы семь коротких курсов корпоративного обучения по направлениям «Современные технологии производства нефтепродуктов. Инновации в нефтепереработке»,

«Обеспечение безаварийной и надежной работы всех видов оборудования технологической установки», «Планирование и контроль производственной деятельности НПЗ» и других, программа профессиональной переподготовки «Переработка нефти и нефтехимия». В программах приняли участие более 151 работника Компании.

В рамках выполнения дорожной карты по внедрению Системы энергетического менеджмента и повышению энергоэффективности в ПАО «НК «Роснефть» на 2018–2020 годы организовано обучение 360 работников из 67 Обществ Группы по четырем программам по направлению «Энергоэффективность» на базе ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Организовано 13 корпоративных программ повышения квалификации



по дисциплине «Снабжение», в том числе по следующим тематикам: «Управление запасами», «Основы корпоративных закупок товаров, работ, услуг. Законодательство Российской Федерации в сфере закупок», «Категорийное управление», «Управление переговорами с поставщиками», «Проведение закупок способами аукцион и конкурс», «Лотирование». Реализована программа профессиональной переподготовки «Управление системой снабжения в нефтегазовой отрасли». В указанных программах обучения принял участие 691 работник Компании.

Проведены восемь корпоративных программ обучения в области капитального строительства «Управление строительными проектами», «Изучение опыта реализации крупных инвестиционных проектов», «Современные методы проек-

тирования и организации капитального строительства нефтегазовых объектов», «Организация текущего планирования и учета капитальных вложений» и другие, в которых приняли участие 416 работников Компании.

В соответствии со стратегией развития розничного бизнеса проводится обучение по корпоративным стандартам обслуживания на АЗС/АЗК, маркетингу, реализации сопутствующих товаров.

Организовано проведение совместных программ РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина и Политехнического университета г. Турин «Практический инжиниринг и технологии нефтегазового производства», «Инженерная экономика нефтегазового производства», «Охрана

труда». В обучении приняли участие 114 работников Компании.

Также на базе РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина прошел обязательное обучение 1 671 сотрудник ПАО «НК «Роснефть» по программе «Охрана труда».

В очном и дистанционном формате организовано обучение более 15 тыс. работников Компании в области противодействия коррупции, мошенничеству и комплаенс.

Развитие внутреннего ресурса обучения

47 % общего объема обучения (253 тыс. человеко-курсов) обеспечивается внутренним ресурсом – собственными учебными центрами, внутренними тренерами, экспертами и наставниками на производстве.

В структурах Обществ Группы и на базе образовательных организаций в регионах деятельности Компании созданы и успешно функционируют 62 учебных центра с полигонами / участками практического тренинга, ведущих повышение квалификации, профессиональное и обязательное обучение рабочих и специалистов.

В 2018 году проведено дополнительное оснащение Центра корпоративного обучения и развития ПАО «НК «Роснефть» в МГИМО (Одинцовский филиал), продолжена реализация проекта по созданию Центра технических

квалификаций ПАО «НК «Роснефть» в РГУ им. И. М. Губкина.

В Чеченской Республике начата реализация проекта по созданию в 2018–2020 годах на базе Грозненского ГНТУ им. академика Д. М. Миллионщикова Центра профессионального обучения с участками практического тренинга. В 2018 году завершена первая очередь – реконструкция и оснащение помещений лабораторного корпуса для размещения Центра и обеспечения на его базе начала учебного процесса.

Развивается система внутреннего обучения, обеспечивающая сохранение и передачу знаний внутри Компании.

В 2018 году проведено 537 курсов внутреннего обучения корпоративного уровня для 10 491 работника Компании.

Проведено 150 тренингов по программе подготовки внутренних тренеров Компании. Обучено 1 840 тренеров.

Объем дистанционного обучения в 2018 году – более 53 тыс. человеко-курсов.

В 2018 году 36 наставников Компании приняли участие во Всероссийском форуме «Наставник» и конкурсе лучших наставников, организованном администрацией Президента Российской Федерации. Два наставника – представители АО «Ачинский НПЗ ВНК» и АО «Самаранефтегаз» – стали финалистами Конкурса.

Участие в движении WorldSkills

Компания участвует в мировом движении популяризации рабочих профессий WorldSkills. Обеспечена подготовка и проведение в июле 2018 года в г. Новокуйбышевске корпоративного чемпионата по компетенции «Лабораторный химический анализ» – 30 участников, 32 эксперта. Обеспечено участие

в национальном чемпионате Hi-Tech 2018 в г. Екатеринбурге, принято участие в трех компетенциях – шесть участников, шесть экспертов. В компетенции «Лабораторный химический анализ» – второе призовое место, в компетенции «Охрана труда» – третье призовое место. В ком-

петенции «Электромонтаж» – четвертый результат.

Принято участие в национальном чемпионате по методике WorldSkills 50+ «Навыки мудрых». Представитель АО «РНПК» заняла третье место в компетенции «Лабораторный химический анализ».



Обучение иностранных граждан

ПАО «НК «Роснефть» предлагает зарубежным партнерам рассматривать вопросы подготовки кадров для дальнейшей работы в совместных проектах наряду с бизнес-проектами в топливно-энергетической сфере.

В 2018 году продолжена реализация совместных проектов ПАО «НК «Роснефть» с CUPET (Куба), Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) (Республика Венесуэла) и министерством

образования и науки Монголии в образовательной сфере. Продолжена работа по организации стажировок сотрудников АО НК «КазМунайГаз» на предприятиях ПАО «НК «Роснефть».

В марте 2018 года подписано Соглашение о сотрудничестве в сфере науки и образования между ПАО «НК «Роснефть» и Катарским фондом образования, науки и социального развития (Qatar Foundation), предусматривающее

организацию повышения квалификации и переподготовки российских и катарских специалистов и инженеров в образовательных учреждениях, курируемых Катарским фондом, а также в ведущих российских вузах – партнерах «Роснефти». Ведется совместная работа по организации обучения.

В сентябре 2018 года между ПАО «НК «Роснефть» и КННК подписано Соглашение о сотруд

ничестве в сфере образования и обучения, предусматривающее реализацию совместных образовательных проектов и программ по нефтегазовой тематике, а также обмен опытом по вопросам развития технологий в нефтегазовой сфере.

Во исполнение условий Соглашения:

- в октябре – ноябре 2018 года проведена стажировка работников КННК на базе «РН-Уватнефтегаз» и «РН-ЦЭ-ПитР» (г. Тюмень) по теме «Изучение практических аспектов проектного менеджмента». В стажировке приняли участие руководители производственных подразделений КННК в количестве 20 человек;
- в декабре 2018 года организована стажировка для работников Компании в Китае (г. Дацин, г. Чэнду) по теме «Изучение методов повышения нефтеотдачи, обмен опытом по применению технологий и предоставлению услуг на предприятиях КННК. Обмен лучшими практиками». В стажировке приняли участие 23 руководителя подразделений по разработке, добыче, бурению.

В рамках Соглашения о сотрудничестве в образовательной сфере между

ПАО «НК «Роснефть» и ONGC Videsh Ltd (Индия) в декабре 2018 года проведен курс обучения 20 менеджеров и экспертов направлений «Добыча», «Переработка» и «Сбыт» индийских нефтегазовых компаний в РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина по теме «Интенсификация добычи и повышение отдачи пластов на нефтяных месторождениях» на английском языке.

30 ноября 2018 года подписано трехстороннее Соглашение в области образования между ПАО «НК «Роснефть», Санкт-Петербургским государственным университетом и Университетом Nova. Дан старт реализации совместных программ.

В 2018 году в Компании продолжена работа по внедрению профессиональных стандартов.

Во исполнение Директивы Правительства Российской Федерации от 14 июля 2016 года № 5119п-П13 вопрос «О внедрении профессиональных стандартов в деятельность ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы» дважды рассмотрен Советом директоров ПАО «НК Роснефть».

По данным последнего мониторинга, из более чем 1 тыс. утвержденных в настоящее время профессиональных стандартов в Компании возможно применение более четверти. Из них 38 стандартов являются обязательными к применению в части требований к квалификации (в зависимости от вида деятельности Общества). Обязательность применения стандартов выявлена более чем для 37,5 тыс. работников, из них более 90 % имеют образование, соответствующее требованиям профессиональных стандартов.

Начиная с 2015 года представители «Роснефти» наряду с представителями других нефтяных компаний принимают участие в работе Совета по профессиональным квалификациям в нефтегазовом комплексе. В соответствии с Планом работы Совета, в 2018 году ПАО «НК «Роснефть» с привлечением Общества Группы ЦПК «НК «Роснефть» НКИ» разработано три проекта отраслевых профессиональных стандартов, проведено их профессионально-общественное обсуждение в профессиональном сообществе.



Оценка персонала по компетенциям

Система комплексной оценки персонала Компании задает единые требования к знаниям и навыкам (компетенциям) работников всех сегментов бизнеса Компании, включая персонал Аппарата управления и Обществ Группы Компании.

Оценка персонала проводится в трех направлениях: при планировании обучения (для развития компетенций); при формировании кадрового резерва и экспертных сообществ; при приеме на работу и изменении должности. Критериями оценки являются управленческие, корпоративные и профессионально-технические компетенции. Оценка охватывает все категории персонала: руководителей, специалистов и рабочих.

Оценка компетенций позволяет выявить пробелы в знаниях и определить приоритеты развития работников, оптимизировать расходы на обучение, повысить квалификацию работников и, соответственно, эффективность персонала.

В целях накопления результатов оценки и их интеграции с общей базой данных персонала Обществ Группы и Аппарата управления Компании и обучающими ресурсами Компании в 2018 году продолжена реализация проекта по созданию единой корпоративной информационной системы.

Оценка корпоративных и управленческих компетенций проводится на основе модели корпоративных и управленческих компе-

тенций ПАО «НК «Роснефть», утвержденной Главным исполнительным директором. Модель отражает культуру и ценности Компании, содержит описание компетенций руководителей. С использованием модели компетенций в 2018 году проведена оценка более 17 тыс. работников Компании.

Оценка профессионально-технических компетенций персонала проводится на основе материалов, разработанных в ходе реализации Целевого инновационного проекта «Внедрение компетентностного метода развития персонала во всех сегментах деятельности Компании» (далее – ЦИП).

К работе над проектом привлекаются профильные вузы: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина (проекты «Нефтепереработка», «Снабжение»), Томский политехнический университет (проекты «Нефтегазодобыча» и «Шельф»), а также ведущие отечественные и зарубежные консалтинговые компании.

В 2018 году в рамках ЦИП разрабатываются материалы для блоков бизнеса «Снабжение», «Повышение энергоэффективности», «Экономика, финансы, бухгалтерский и налоговый учет», «Газовые проекты», «Нефтегазопереработка и нефтегазохимия», «Энергетика» корпоративных научно-исследовательских и проектных институтов (КНИПИ).

В рамках ЦИП разработаны и внедрены в деятельность Компании профессиональ-

но-технические компетенции и инструменты оценки и развития персонала блоков бизнеса: «Шельфовые проекты», «Нефтепереработка», «Добыча нефти и газа», «Нефтепродуктообеспечение», «Логистика и транспорт», «Капитальное строительство», «Экономика и финансы», «Снабжение», «Энергоэффективность», «Бурение и реконструкция скважин», «Разработка месторождений».

В 2018 году разработаны комплекты материалов для оценки персонала блоков «Газ» и «Нефтегазопереработка, нефтегазохимия и энергетика КНИПИ». Актуализированы материалы по оценке профессионально-технических компетенций блока «Геология и разработка КНИПИ» и «Проектно-исследовательские работы КНИПИ блока «Добыча».

В 2018 году внедрена оценка профессионально-технических компетенций рабочих по девяти ключевым рабочим профессиям блока «Нефтепереработка и нефтегазохимия» и трем профессиям блока «Добыча». Разработаны материалы для оценки компетенций по шести рабочим профессиям блока «Внутренний сервис». Проект реализуется в контексте государственной политики по развитию национальной системы профессиональных квалификаций. Результаты проекта ложатся в основу профессиональных стандартов Минтруда России. В 2018 году проведена оценка профессионально-технических компетенций руководителей, специалистов и рабочих – более 14 тыс. человек.

Молодежная политика Компании

Молодежная политика «Роснефти» направлена на обеспечение постоянного притока в Компанию профессионально подготовленных молодых специалистов из числа лучших выпускников образовательных организаций высшего образования, их максимально быструю и эффективную адаптацию на предприятиях.

С этой целью «Роснефть» проводит активную работу по формированию молодого внешнего кадрового резерва из числа обучающихся образовательных организаций в регионах своей производственной деятельности. В 2018 году в соответствии со Стратегией развития Компании «Роснефть – 2022» одним из приоритетов молодежной политики стала работа с талантливой молодежью.

Система работы с молодежью охватывает три целевые аудитории: обучающиеся «Роснефть-классов» (10–11 классы с углубленным изучением предметов инженерного профиля); студенты профильных вузов; молодые специалисты Компании. Инструментом реализации молодежной политики является корпоративная система непрерывного образования «Школа – вуз – предприятие».

Довузовская подготовка

Первой ступенью системы непрерывного образования является организация довузовской подготовки школьников через создание «Роснефть-классов» в регионах производственной деятельности Компании на базе лучших образовательных организаций: школ, лицеев, гимназий. Проект «Роснефть-класс» – от школы до предприятия – один из стратегических проектов Компании.

«Роснефть-классы» создаются при поддержке Обществ Группы ПАО «НК «Роснефть» на основании потребности в квалифицированных кадрах с учетом перспективы развития и наращивания мощностей Компании.

Обучение в «Роснефть-классах» ориентировано на получение школьниками качественного общего среднего образования с углубленным изучением технических дисциплин, продолжение обучения в вузах по инженерным специальностям и направлениям подготовки и трудоустройство выпускников на работу в Компанию после получения ими профильного образования.

В 2018 году при поддержке Компании обеспечена деятельность 117 «Роснефть-классов» в 62 общеобразовательных организациях, расположенных в 56 городах и поселках Российской Федерации (26 регионов), в них обучалось 2 762 человека.

География проекта по довузовской подготовке обучающихся в «Роснефть-классах» планомерно расширяется, ежегодно открываются новые «Роснефть-классы».

В 2018 году открыты четыре «Роснефть-класса» в г. Уфе (Республика Башкортостан), Тюмени (Тюменская область), Владивостоке (Приморский край) и п. г. т. Излучинске (ХМАО – Югра). Учитывая активное развитие на территории Дальнего Востока судостроительного кластера, «Роснефть-классы» в г. Владивостоке и Большом Камне ориентированы на подготовку кадров для судостроительной отрасли.

С 2018 года в «Роснефть-классах» развивается система работы с одаренными школьниками: усилено внима-

ние к участию «Роснефть-классов» в олимпиадном движении школьников, организована и проведена совместная с образовательным фондом «Талант и успех» пилотная партнерская программа для одаренных учащихся «Роснефть-классов» на базе ОЦ «Сириус» в г. Сочи. Программа имела профориентационную направленность, образовательный компонент был реализован через проектную деятельность участников при непосредственном участии молодых ученых и инженеров корпоративных НИПИ.

Проект довузовской подготовки имеет высокий репутационный эффект в регионах, поддерживает имидж «Роснефти» как социально ответственного партнера государственной системы образования. Эффективность проекта подтверждается трудоустройством на предприятия Компании выпускников «Роснефть-классов», получивших профильное высшее образование. В 2018 году в 33 Общества Группы трудоустроились 116 выпускников «Роснефть-классов», всего в 52 Общества Группы трудоустроено 678 выпускников «Роснефть-классов».



Работа с молодыми специалистами

В 2018 году в 108 Обществах Группы работало 3 994 молодых специалиста, 1 459 из которых трудоустроились в текущем году.

Работа с молодыми специалистами проводится в соответствии с Положением «Организация работы с молодыми специалистами», которое охватывает все направления работы с названной целевой аудиторией:

- адаптацию молодых специалистов;
- обучение и развитие молодых специалистов;
- выявление и развитие молодых специалистов с лидерским потенциалом;
- оценку эффективности развития молодых специалистов;
- материальную и социальную поддержку молодых специалистов.

Для адаптации молодых специалистов Обществ Группы работают 77 Советов молодых специалистов и действует институт наставничества. Обучение и профессиональный рост молодых специалистов осуществляется в соответствии с их индивидуальными планами развития.

В 2018 году для развития профессионально-технических, корпоративных и управленческих компетенций молодых специалистов:

- реализовано 3 378 человеко-курсов по программам развития профессионально-технических и управленческих компетенций;
- организовано участие 2 391 молодого специалиста в региональных и кустовых научно-технических конференциях. В Межрегиональной научно-технической конференции (МНТК) приняли участие 334 молодых специалиста, 93 из них стали победителями и призерами, 83 проекта рекомендованы к внедрению.

В июне – сентябре 2018 года в целях формирования молодого стратегического резерва проведены деловые оценочные игры для молодых специалистов третьего года работы, количество участников – 360 молодых специалистов из 74 Обществ Группы. По результатам деловых оценочных игр отобран 171 молодой специалист из 56 Обществ Группы с высоким уровнем развития корпоративных и управленческих компетенций, рекомендованный

для рассмотрения в молодой стратегический кадровый резерв и дальнейшего обучения, организуемого для победителей деловых оценочных игр в рамках реализации целевой программы обучения и развития молодых специалистов «Три ступени».

В 2018 году проведено обучение 115 молодых специалистов – победителей деловых оценочных игр в 2017 году.

В целях повышения эффективности деятельности Советов молодых специалистов в декабре 2018 года проведена ежегодная конференция председателей Советов молодых специалистов, количество участников – 71 человек.

В 2018 году работа по реализации молодежной политики ПАО «НК «Роснефть» получила высокую оценку Министерства энергетики Российской Федерации – Компания была признана победителем конкурса на звание «Лучшая социально ориентированная компания нефтегазовой отрасли в 2018 году» в номинации «Молодежная политика».



Взаимодействие с вузами

В 2018 году на основе соглашений о сотрудничестве развивалось взаимодействие с 60 российскими и зарубежными вузами в большинстве регионов присутствия Компании. Из них 24 – вузы – партнеры ПАО «НК «Роснефть».

Соглашения с вузами позволяют активно развивать сотрудничество в области подготовки и переподготовки кадров, научной и инновационной деятельности, совершенствовать научно-образовательную инфраструктуру вузов для подготовки высококвалифицированных специалистов под актуальные потребности бизнеса.

В рамках реализации соглашений о сотрудничестве с вузами в 2018 году:

- продолжена работа 21 и обеспечено открытие двух новых базовых кафедр, в научно-педагогическую деятельность которых в 2018 году были вовлечены 78 работников Компании;
- продолжена реализация проектов по развитию инфраструктуры университетов, обеспечивающей повышение качества подготовки специалистов (Морской инженерный научно-образовательный центр в Санкт-Петербургском государственном морском техническом университете, именная буровая лаборатория ПАО «НК «Роснефть» в Тюменском индустриальном университете, научно-образовательный центр «Роснефть – УГНТУ» и другие);
- продолжено оказание финансовой поддержки создания кластера междисциплинарных и конвергентных исследований в области наук об образовании в рамках «Программы развития Российской академии образования на 2017–2020 годы»;
- проведены профориентационно-имиджевые мероприятия «Дни «Роснефти», в которых приняли участие свыше 20 тыс. студентов;
- 7 014 студентов прошли практику, а 39 научно-педагогических работников вузов – стажировку на предприятиях Компании;
- в Аппарате управления Компании в 2018 году организована долгосрочная стажировка 105 магистрантов вузов – партнеров ПАО «НК «Роснефть».

Компания в 2018 году развивала взаимодействие с

60

российскими и зарубежными вузами



Благотворительная помощь образовательным организациям

Для формирования внешнего кадрового резерва для обеспечения кадровой защищенности Компании в долгосрочной перспективе, развития партнерских отношений с образовательными организациями, осуществляющими подготовку кадров под потребности бизнеса Компании и участвующими в реализации корпоративной системы непрерывного образования «Школа – вуз – предприятие», ПАО «НК «Роснефть» и Общества Группы Компании оказывают благотворительную помощь образовательным организациям различного уровня, направленную на:

- поддержку деятельности и организацию учебного процесса, в том числе дополнительного образования по про-

фильным предметам для учащихся «Роснефть-классов»;

- материально-техническое оснащение профильных кабинетов;
- организацию работ по повышению квалификации педагогов по профильным предметам;
- организацию командообразующих и профориентационных мероприятий для школьников;
- работу с одаренными обучающимися.

В 2018 году на эти цели было направлено 213,6 млн руб.: развитие образовательной и инфраструктурной кооперации с организациями высшего и профессионального образования, в том числе

совершенствование и развитие материально-технической и учебно-методической базы образовательных организаций, обеспечение деятельности базовых кафедр и магистратур вузов-партнеров с учетом потребностей стратегических проектов Компании, поддержка одаренных студентов, мотивированных на профессиональное развитие в периметре Компании, и перспективных преподавателей (в 2018 году присуждены 742 корпоративные стипендии и 209 корпоративных грантов). Объем благотворительной помощи образовательным организациям на указанные цели составил 973,9 млн руб.

Социальное партнерство и социальные льготы

В рамках развития и укрепления программы корпоративного социального партнерства в 2018 году ПАО «НК «Роснефть» проведена следующая работа:

- продолжена работа по принятию конструктивных взаимовыгодных решений совместно с Межрегиональной профсоюзной организацией ПАО «НК «Роснефть» по совершенствованию шаблона «Типовой коллективный договор Обществ Группы». В 2018 году в него внесено более 35 изменений и дополнений, повышающих социальную защищенность работников;
- сохранена традиция ежегодных встреч руководителей различных направлений деятельности Компании и представителей кадрово-социального блока с лидерами профсоюзных организаций, входящих в МПО ПАО «НК «Роснефть». На встрече, прошедшей в ноябре 2018 года в г. Москве, обсуждались актуальные, волнующие трудовые коллективы Обществ Группы вопросы – как в части стратегии развития Компании, приоритетных задач и проектов, так и более предметные: вопросы индексации

заработных плат работников, качества спецодежды и порядка закупочных процедур по ее приобретению, обеспечение льготными путевками, пенсионными программами, а также частные вопросы отдельных профсоюзных лидеров, требующие внимания со стороны Компании.

Помимо программы корпоративного социального партнерства, ПАО «НК «Роснефть» активно развивает социальное партнерство на отраслевом уровне. Так, в 2018 году Компанией продолжена работа в рамках партнерских отношений с Общероссийским отраслевым объединением работодателей нефтяной и газовой промышленности. В этой связи в состав Совета Общероссийского отраслевого объединения работодателей нефтяной и газовой промышленности (коллегиальный орган управления) введен представитель ПАО «НК «Роснефть». За отчетный год представителем Компании принято участие в заседаниях четырех комиссий по регулированию социально-трудовых отношений. По итогам данной работы в Отраслевое соглашение по организациям нефтяной,

газовой отраслей промышленности и строительства объектов нефтегазового комплекса Российской Федерации было внесено изменение, позволяющее присоединять к нему Общества Группы Компании на приемлемых для них условиях. После внесения данного изменения к Отраслевому соглашению присоединились 63 Общества Группы ПАО «НК «Роснефть».

63

Общества Группы ПАО «НК «Роснефть» присоединились к Отраслевому соглашению по организациям нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства объектов нефтегазового комплекса Российской Федерации

Социальные программы

ПАО «НК «Роснефть» уже многие годы остается одним из самых социально ответственных работодателей России. А в 2018 году, в соответствии с утвержденными Советом директоров дополнительными инициативами к Стратегии Компании «Роснефть – 2022», целенаправленная работа по повышению мотивации и улучшению социальной защищенности работников и пенсионеров Компании была существенно усилена.

В 2018 году на создание оптимальных условий труда на производстве, охрану здоровья, поддержку здорового образа жизни и социальные гарантии для работников Компания направила 33 млрд руб. (для сравнения, в 2017 году – 28,1 млрд руб.). Соблюдение высоких стандартов социальной защиты работников – неизменная позиция руководства ПАО «НК «Роснефть».

Структура расходов по основным направлениям социальной политики, %



■ Негосударственное пенсионное обеспечение	35 %
■ Охрана здоровья, поддержка здорового образа жизни и другие социальные выплаты	35 %
■ Создание оптимальных условий труда и содержание социальной инфраструктуры	27 %
■ Обеспечение жильем	3 %

17 %

рост расходов по основным направлениям социальной политики в 2018 году

Корпоративное пенсионное обеспечение и социальная поддержка ветеранов

Корпоративная пенсионная программа – важное звено кадровой и социальной политики. Целью программы является повышение социальной защищенности работников при их выходе на пенсию.

Общая сумма пенсионных взносов ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы на негосударственное пенсионное обеспечение работников составила 11,6 млрд руб., в том числе 455,4 млн руб. направлено на проект социальной поддержки ветеранов.

В 2018 году интегрированные ранее в Группу АО «Таргин», АО «НК «Конда-нефть», ПАО «АНК «Башнефть», а также ряд других Обществ заключили пенсионные договоры с АО «НПФ «Нефтега-

рант». Таким образом, с начала 2018 года порядка 17 тыс. работников Обществ Группы обеспечены дополнительным уровнем социальной защищенности – корпоративной пенсией.

Уже более 10 лет в Компании реализуется программа социальной поддержки ветеранов, охватывающая на конец 2018 года 27,5 тыс. человек, которым ежемесячно выплачивается корпоративная пенсия через АО «НПФ «Нефтегарант». Проведена ежегодная индексация корпоративных пенсий по ветеранскому проекту на 5%. Кроме того, Компания продолжает оказывать неработающим пенсионерам материальную помощь к праздникам, оплачивать санаторно-курортное

лечение и оказывать единовременную материальную помощь.

Помимо развития корпоративного пенсионного обеспечения для работников Компании, в 2018 году разработана и утверждена программа «Активное долголетие», направленная на улучшение социальных условий для неработающих пенсионеров. Программа будет реализована в течение трех лет, начиная с 2019 года, и включает в себя две инициативы:

- проведение единовременной индексации корпоративных пенсий, назначенных до 2010 года включительно;
- обеспечение ежегодной индексации всех корпоративных пенсий за счет инвестиционного дохода



АО «НПФ «Нефтегарант», что позволит на протяжении всего периода выплаты корпоративных пенсий сохранять их покупательную способность.

Реализация указанных инициатив позволит не только расширить имеющийся объем социальных льгот

и гарантий для работников Компании, которые и так существенно превышают обязательный социальный пакет, но и повысить социальную защищенность неработающих пенсионеров.

Компания и в дальнейшем планирует уделять особое внимание развитию

корпоративной пенсионной программы, так как помимо решения социальных задач пенсионная программа дает и конкурентное преимущество в привлечении и удержании высококвалифицированных кадров.

Корпоративная жилищная программа

Комплексная жилищная программа как один из важных мотивационных инструментов корпоративной социальной политики успешно реализуется более 13 лет. Программа дает возможность Компании осуществить продолжительное сотрудничество с высококвалифицированными и ценными работниками за счет обеспечения их жильем по следующим направлениям:

- ипотечное кредитование;
- предоставление служебных квартир;
- строительство жилья.

В 2018 году 886 семей работников Компании улучшили свои жилищные условия в рамках программы ипотечного кредитования.

Кроме этого, жилищный вопрос иногородних специалистов решается путем использования фонда служебного жилья, который составляет более 1,5 тыс. квартир в регионах присутствия Компании.

886
семей

работников Компании
улучшили свои жилищные
условия в 2018 году

Условия труда и отдыха на производстве

В отчетном году ПАО «НК «Роснефть» продолжило реализацию комплексной программы по созданию благоприятных условий труда для персонала. Ключевой составляющей программы является обустройство и развитие 95 вахтовых поселков и вагон-городков, в которых в 2018 году проживало около 35 тыс. работников Компании и подрядных организаций.

Затраты на содержание объектов производственной социальной сферы в 2018 году составили 7,6 млрд руб.

Капитальные вложения в строительство, реконструкцию, развитие и обустройство вахтовых поселков, опорных баз бригад, участков, цехов в 2018 году составили 8 млрд руб.



Охрана здоровья и личное страхование

Мероприятия, реализуемые в Компании в области охраны здоровья и личного страхования, позволяют решать ряд значимых задач, направленных на сохранение профессионального долголетия, укрепление здоровья и популяризацию здорового образа жизни работников.

Основные направления работы включают:

- организацию оказания экстренной и плановой медицинской помощи работникам, в том числе на удаленных и труднодоступных производственных объектах Компании;
- добровольное медицинское страхование (ДМС) персонала Компании, обес-

печивающее получение качественных медицинских услуг сверх объема услуг, гарантированных государством, в лучших медицинских учреждениях страны;

- предоставление работникам Обществ Группы возможности санаторно-курортного, реабилитационно-восстановительного лечения и оздоровления;
- реализацию программ по профилактике и снижению заболеваемости, а также развитию культуры здорового образа жизни, проведение спортивно-оздоровительных мероприятий;
- компенсацию сотрудникам стоимости абонементов в группы здоровья и занятий в спортивных секциях.

В Компании действуют единые стандарты медицинского обеспечения и оказания экстренной медицинской помощи на производственных объектах, а также санитарно-авиационной эвакуации пострадавших/заболевших с удаленных промышленных площадок.

В настоящее время все здравпункты Компании укомплектованы современным медицинским оборудованием, большое внимание уделено повышению квалификации медицинского персонала и проведению крупномасштабных медицинских учебных тревог, в ходе которых отрабатываются навыки оказания экстренной медицинской

помощи, в том числе с использованием санитарно-авиационной эвакуации.

В рамках утвержденной Советом директоров Компании Стратегии «Роснефть – 2022» начата реализация целевых программ:

- оснащение здравпунктов современным учебно-тренировочным оборудованием для отработки навыков оказания экстренной медицинской помощи;
- создание корпоративной телемедицинской сети, которая объединит здравпункты удаленных производственных объектов и крупные региональные консультативные центры, что позволит значительно повысить доступность и качество медицинской помощи в труднодоступных регионах присутствия Компании;
- организация и проведение диспансеризации работников Компании, направленной на раннее выявление сердечно-сосудистых и онкологических заболеваний.

С 2017 года в Компании успешно реализуется программа профилактики сердечно-сосудистых заболеваний работников Обществ Группы, целью которой является сохранение профессионального долголетия, снижение рисков временной нетрудоспособности, инвалидности и ранней смертности. В 2018 году в программе

приняло участие более 100 тыс. работников из 140 Обществ Группы.

Осуществляется программа «Живите дольше!», включающая в себя мероприятия по скрининговой диагностике и выявлению факторов риска развития заболеваний, поддержку спортивных инициатив и вовлечение работников Компании в активный образ жизни.

Одним из главных инструментов социальной защищенности работников, членов их семей и пенсионеров – ветеранов труда остается санаторно-курортное, реабилитационно-восстановительное лечение и оздоровление, направленное на сохранение профессионального долголетия работников и профилактику заболеваемости. В 2018 году оздоровлено более 78 тыс. работников, членов их семей и пенсионеров в здравницах периметра Компании, а также сторонних санаторно-курортных и оздоровительных организациях. Продолжена реализация программы отдыха и оздоровления работников в Республике Куба. За прошедший год в здравницах Острова свободы оздоровлено более двух тыс. человек. За весь период сотрудничества с декабря 2013 года в Республике Куба укрепили свое здоровье более 10 тыс. работников и членов их семей.

Программами личного страхования (ДМС и добровольного страхования от несчастных случаев) в отчетном году было охвачено более 300 тыс. работников Обществ Группы и Аппарата управления Компании.

Приоритетным направлением в части ДМС по-прежнему остается расширение перечня лечебно-профилактических учреждений для оказания медицинских услуг работникам, в том числе за счет привлечения высокотехнологичных, оснащенных современным оборудованием многопрофильных клиник, приближение медицинской помощи к месту жительства работников, а также повышение качества оказываемых работникам медицинских услуг.

Заключенные Обществами Группы договоры добровольного страхования от несчастных случаев надежно обеспечивают работников круглосуточной защитой на случай полной/частичной утраты трудоспособности и, как следствие, потери дохода. Условия страхования предполагают получение страхового возмещения семьей работника в случае его гибели в результате несчастного случая. В отчетном году 38 Обществ Группы существенно увеличили индивидуальные страховые суммы, в пределах которых может осуществляться выплата страхового возмещения работникам или членам их семей.



4.3

Социально-экономическое развитие регионов и благотворительная деятельность в 2018 году

ПАО «НК «Роснефть» является проводником интересов государства не только в сфере нефтегазового комплекса, но и, наряду с развитием производственного потенциала, на системной основе реализует благотворительную политику, направленную на комплексное социально-экономическое развитие регионов своей деятельности.

В соответствии с ежегодно заключаемыми ПАО «НК «Роснефть» с региональными органами власти соглашениями о сотрудничестве, Компания оказывает содействие в развитии материально-сырьевой базы, улучшении инвестиционного климата и сохранении социальной стабильности в регионах, осуществляет программы, направленные на развитие промышленного и научного потенциала регионов, повышение уровня экологической безопасности и энергоэффективности производства.

Соглашения о сотрудничестве закрепляют в том числе и договоренности о совместном решении сторонами задач по развитию социальной сферы, а также определяют основные направления, принципы и формы конструктивного двухстороннего взаимодействия.

Федеральный закон от 11 августа 1995 года № 135-ФЗ «О благотворительной деятельности и добровольчестве (волонтерстве)» устанавливает цели благотворительной деятельности, которыми руководствуется Компания, в том числе:

- содействие социально-экономическому развитию регионов присутствия Компании;

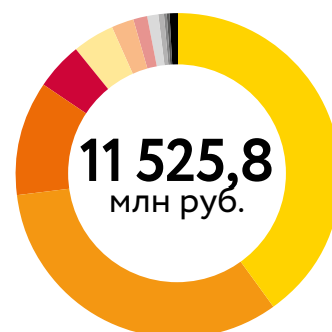
- развитие партнерских отношений с регионами присутствия Компании;
- поддержка государственной политики в сфере образования;
- поддержка государственных программ по развитию здравоохранения, физической культуры и спорта, науки и технологий, по охране окружающей среды и пр.

При этом неизменным и обязательным условием при осуществлении благотворительной деятельности для Компании является:

- соблюдение закона;
- социальная ответственность;
- открытость и прозрачность;
- противодействие коррупции.

Определяя объекты и мероприятия для финансирования в рамках осуществления благотворительной деятельности, Компания нацелена на реализацию социальных и инфраструктурных проектов, имеющих максимальную социальную эффективность и непосредственно влияющих на качество жизни населения регионов производственной деятельности (в том числе работников Компании).

Расходы на благотворительную деятельность в 2018 году, %



Развитие физической культуры и спорта, в том числе детского, популяризация здорового образа жизни	40,2 %
Развитие инфраструктуры областей, районов, муниципальных образований	33,0 %
Образование, наука	11,4 %
Здравоохранение	4,7 %
Культура	4,3 %
Детские дошкольные учреждения	2,2 %
Поддержка ветеранов, инвалидов, остронуждающихся	1,4 %
Поддержка коренных малочисленных народов Севера	0,9 %
Благотворительные, общественные организации, гуманитарная помощь	0,7 %
Детские дома	0,4 %
Возрождение духовного наследия	0,2 %
Прочие ¹	0,7 %

¹ Включая поддержку пенсионеров, малообеспеченных семей, молодежных организаций, городских мероприятий, социально-бытовых и сельскохозяйственных учреждений, экологические проекты.

В 2018 году ПАО «НК «Роснефть» традиционно направило значительные средства целевых пожертвований на развитие социальной инфраструктуры и формирование комфортной среды в десятках населенных пунктов.

Существенная часть социальных инвестиций направлена на благоустройство городских и сельских территорий, строительство и ремонт объектов дорожно-транспортной системы и инженерной инфраструктуры, оснащение и улучшение материально-технической базы стратегических объектов жизнеобеспечения, реализацию региональных и муниципальных программ развития жилищно-коммунального хозяйства и улучшения экологической обстановки.

В области поддержки образования, науки и молодежной политики в 2018 году, наряду с традиционным проведением ремонта, благоустройства и улучшения материально-технической базы школ и детских садов, особо следует отметить существенную роль в обеспечении антитеррористической защищенности,

пожарной и санитарно-эпидемиологической безопасности данных учреждений.

В числе важнейших направлений благотворительной деятельности Компании в 2018 году – проектирование новых, а также продолжение и завершение строительства образовательных, культурно-досуговых и физкультурно-спортивных объектов, возведение которых позволит качественно повысить уровень жизни проживающих в регионах деятельности Компании граждан.

Вместе с тем, в 2018 году ПАО «НК «Роснефть» также традиционно поддержано проведение широкого спектра мероприятий международного и регионального уровня, направленных на развитие физической культуры, популяризацию массового и детско-юношеского спорта, поддержку образования и культуры, науки, искусства, просвещения, патриотическое воспитание и духовное развитие личности. Многие из указанных проектов стали визитной карточкой регионов деятельности Компании.

Неотъемлемой частью ежегодной благотворительной политики Компании является поддержка здравоохранения, детских социальных учреждений, организаций, объединяющих инвалидов, а также ветеранов войны и труда, включая оказание материальной помощи и проведение мероприятий, приуроченных ко Дню Победы в Великой Отечественной войне.

Финансирование благотворительной деятельности в 2018 году, млн руб.



■ Финансирование социальной сферы по заключенным соглашениям	9 543
■ По отдельным благотворительным проектам	1 983



4.4

Спонсорская деятельность Компании

Компания традиционно вносит весомый вклад в социально-экономическое развитие Российской Федерации, осуществляя поддержку масштабных проектов, направленных на возрождение духовных и национальных ценностей страны, развитие науки, культуры, промышленности, образования и спорта.

В 2018 году «Роснефть» направила на спонсорскую деятельность 2 057 млн руб. Участие Компании и ее дочерних обществ в спонсорских проектах свидетельствует о социальной ответственности «Роснефти».

В 2018 году «Роснефть» оказала поддержку девяти российским и зарубежным бизнес-форумам и конференциям. В их числе: Петербургский международный экономический форум и Восточный экономический форум с участием Президента Российской Федерации, Международный

форум «Российская энергетическая неделя» и ряд других.

«Роснефть» поддерживает развитие профессионального и любительского спорта. Компания финансирует хоккейный клуб ЦСКА и является спонсором футбольного



Хор Сретенского монастыря в Дохе



«Роснефть» оказывает поддержку театру балета Бориса Эйфмана



Уникальная выставка живописи и японских гравюр эпохи Эдо в Пушкинском музее Москвы

клуба «Арсенал». «Роснефть» поддерживает отечественного автопроизводителя и способствует развитию автоспорта в России, являясь спонсором автомобильной гоночной команды Lada Sport Rosneft. Компания является генеральным спонсором Международной федерации самбо.

«Роснефть» возрождает и развивает традиции партнерства бизнеса и культурного сообщества. В 2018 году благодаря поддержке Компании в Пушкинском музее Москвы была организована уникальная выставка японских гравюр эпохи Эдо, в Государственном Эрмитаже – работ итальянского мастера XV столетия Пьеро делла Франческа.

«Роснефть» продолжает сотрудничество с Санкт-Петербургской академической филармонией им. Д. Д. Шостаковича. Благодаря спонсорскому участию Компании филармония под управлением Ю. Х. Темирканова выступила с симфоническим концертом в Берлине. «Роснефть» также является генеральным спонсором Международной музыкальной премии Bravo, фестиваля «Белые ночи» и других.

«Роснефть» принимает активное участие в развитии культурных связей между странами. В 2018 году в рамках перекрестного

года культуры Россия – Катар «Роснефть» стала генеральным партнером выставки коллекций картин Государственной Третьяковской галереи «Русский авангард: пионеры и «наследники по прямой» и организовала концерт хора Сретенского монастыря. Оба мероприятия прошли в столице Катара – Дохе.

Экологическая безопасность и охрана окружающей среды являются одним из приоритетных направлений деятельности Компании. «Роснефть» вносит весомый вклад в поддержку и защиту экологии, при этом особое внимание уделяет защите редких видов животных и изучению морских млекопитающих. В 2018 году Компания продолжила реализацию комплексной программы опеки белых медведей в зоопарках страны, которая ведется с 2013 года. Также была профинансирована первая морская экспедиция Института океанологии им. П. П. Ширшова Российской академии наук по изучению черноморских дельфинов. Исследования проводятся впервые с начала 1980-х годов и важны с точки зрения получения информации о состоянии Черного моря в целом. Кроме того, Компания поддерживает ряд проектов ученых Сибирского федерального университета по изучению эвенкийского оленя, соболя и краснокишечных видов гусей.

2,1

млрд руб.

расходы Компании
на спонсорскую деятельность
в 2018 году

Оказана поддержка

9

российским

и зарубежным бизнес-
форумам и конференциям



Российская серия кольцевых гонок –
команда Lada Sport Rosneft



Соревнования по самбо

4.5

Повышение энергоэффективности и энергосбережение

Потребление топливно-энергетических ресурсов

ПАО «НК «Роснефть» является одним из крупнейших потребителей топливно-энергетических ресурсов в Российской Федерации и занимает более 4 % в энергобалансе страны.

Суммарный объем потребления топливно-энергетических ресурсов по Компании¹ за 2018 год составил 20 501 тыс. т у. т.², или 227 483 млн руб. в денежном выражении.



¹ Данные в доле 100 % по наиболее энергоемким активам, находящимся под прямым оперативным управлением ПАО «НК «Роснефть» за 2018 год.

² Перевод электроэнергии и теплоэнергии из натуральных единиц в условное выполнен по ГОСТ Р 51750-2001, топливо – по постановлению Росстата № 46.

Распределение энергопотребления и энергозатрат за 2018 год по направлениям производственной деятельности

Направление деятельности	Потребление топливно-энергетических ресурсов			Приведено к тыс. т у. т. / млн руб.	Доля ТЭР, %
	Электроэнергия, тыс. кВт·ч / млн руб.	Теплоэнергия, тыс. Гкал / млн руб.	Топливо, тыс. т / млн руб.		
Добыча нефти и газа	40 533 890 / 130 632	2 808 / 6 254	1 769 / 3 048	7 748 / 139 934	37,8 %
Переработка нефти	6 209 655 / 18 809	20 059 / 20 863	4 532 / 24 174	10 550 / 63 847	51,5 %
Нефтехимия и газопереработка	2 528 491 / 5 935	7 662 / 6 169	402 / 1 295	1 990 / 13 399	9,7 %
Добыча и распределение газа	54 778 / 287	29 / 55	- / -	11 / 342	0,1 %
Нефтепродуктообеспечение	387 574 / 1 909	70 / 94	6 / 37	64 / 2 039	0,3 %
Сервис	542 455 / 6 049	168 / 168	34 / 1 718	138 / 7 934	0,7 %
ИТОГО	50 256 843 / 163 620	30 796 / 33 603	6 743 / 30 260	20 501 / 227 483	100 %

Реализация программы энергосбережения

В 2018 году Компания начала реализацию «Программы энергосбережения ПАО «НК «Роснефть» на 2018–2022 годы», утвержденную Советом директоров в декабре 2017 года. В рамках программы планировалось проведение мероприятий по повышению эффективности использо-

вания электрической и тепловой энергии, а также котельно-печного топлива по основным направлениям производственной деятельности.

Также в рамках актуализации программы энергосбережения разработана «Про-

грамма энергосбережения ПАО «НК «Роснефть» на 2019–2023 годы», общая экономия топливно-энергетических ресурсов по которой за пять лет составит 4 351 тыс. т у. т., или 49 099 млн руб. в денежном выражении.

Фактическая	экономию	топливно-энергетических	ресурсов	за	2018	год
Направление деятельности	Экономия за 2018 год			Приведено к тыс. т у. т.	Доля, %	
	Электроэнергия, тыс. кВт·ч	Теплоэнергия, тыс. Гкал	Топливо, т у. т.			
Добыча нефти и газа	1 765 425	66	23 876	642	55,2 %	
Переработка нефти	108 438	994	260 422	445	38,3 %	
Нефтехимия и газопереработка	26 420	268	19 265	68	5,9 %	
Добыча и распределение газа	205	6	468	1,4	0,1 %	
Нефтепродуктообеспечение	13 101	1	760	5,4	0,5 %	
Сервис	1 877	1	322	1,1	0,1 %	
ИТОГО	1 915 466	1 336	305 112	1 163	100 %	

Реализация Политики в области повышения энергоэффективности и энергосбережения

В соответствии с Политикой Компании в области повышения энергоэффективности и энергосбережения, а также Стандартом Компании «Система энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению», в 2018 году реализованы следующие действия:

- скорректирован перечень Обществ Группы в составе Программы энергосбережения ПАО «НК «Роснефть» на 2019–2023 годы. Добавлены новые нефтегазодобывающие активы: ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», АО «НК «Конданефть», АО «Сузун». С учетом объединения/отчуждения активов, отсутствия новых энергосберегающих мероприятий в горизонте 2019–2023 года из периметра Программы энергосбережения исключены пять предприятий;

- актуализирована типовая организационная структура подразделений по энергоэффективности предприятий нефтегазодобычи с учетом критериев объема энергопотребления, количества производственных объектов и их удаленности;
- организован процесс внутреннего обучения по повышению энергоэффективности. Подготовлены обучающие материалы, в качестве внутренних тренеров назначены менеджеры по энергоэффективности Обществ Группы (целевые объемы внутреннего обучения на 4-й квартал 2018 года – 2019 год составляют 1 580 человек);
- разработан справочник Компании «Наилучшие доступные технологии, технические решения и оборудование в области повышения энергоэффективности и энергосбережения в про-

цессах переработки углеводородного сырья», в котором дано описание и рекомендации по применению 629 энергоэффективных технологий в рамках проектной деятельности и оптимизации действующих технологических и вспомогательных процессов;

- в 2018 году ООО «Башнефть-Добыча» сертифицировано по международному стандарту ISO 50001 «Система энергетического менеджмента», сертификация ООО «Соровскнефть», ООО «Башнефть-Полюс», филиалов ПАО «АНК «Башнефть» – «Уфанефтехим», «Новыйл», Уфимский НПЗ, ПАО «Уфаоргсинтез» запланирована на 2019 год.

Развитие электроэнергетики

В 2018 году в рамках реализации проектов энергообеспечения перспективных нагрузок нефтегазодобывающих Обществ Группы закончено строительство и введены в эксплуатацию следующие значимые объекты энергетики:

- ПС 110/35/6 кВ 2×40 МВА «Угутская-2» и ПС 110/35/6 кВ 2×40 МВА «Омбинская-2» с заходами ВЛ 110 кВ (23 км) ООО «РН-Юганскнефтегаз»;
- ПС 110/35/6 кВ Встречного месторождения 2×40 МВА, «Среднеугутская-2» 2×40 МВА, «Арго» 2×25 МВА с заходами ВЛ 110 кВ (21,5 км), построенные для ООО «РН-Юганскнефтегаз» в рамках договоров технологического присоединения с АО «Тюменьэнерго»;
- ПС 110/35/10 2×25 МВА в районе УПСВ месторождения им. А. Титова с питаю-

щей ВЛ 110 кВ (81 км) от ПС 220/110/35 2×63 МВА ООО «Башнефть-Полюс»;

- завершено строительство и переведены в режим ПНР объекты 220 кВ в составе трех подстанций 220 кВ (ПС 220/110/10 кВ «Пихтовая» 2×63 МВА, ПС 220/110/10 кВ «Лянтинская» 2×125 МВА, ПС 220/110/35 кВ «Протозановская» 2×63 МВА) и ВЛ 220 кВ общей протяженностью 320 км ООО «РН-Уватнефтегаз»;
- ГТЭС 36 МВт Кондинского месторождения АО «НК «Конданефть».

В 2018 году прирост построенной трансформаторной мощности по классу напряжения 220–110 кВ составил 922 МВА. Прирост генерирующей мощности составил 36 МВт.

Кроме того, в 2018 году в рамках реализации проектов энергообеспечения перспективных тепловых нагрузок судостроительного завода АО «ДВЗ «Звезда» закончено строительство котельной № 1 (первый и второй этап) с установленной тепловой мощностью 165 Гкал/ч.

Вместе с этим, в соответствии с поручением Президента Российской Федерации В. В. Путина, завершено строительство и введены в эксплуатацию подводный кабельный переход 10 кВ длиной 5 км по дну Ладожского озера от бухты Владимирская до о. Коневец и центральная распределительная трансформаторная подстанция ЦРТП 10/04 кВ 2×2 500 кВА.

Повышение надежности энергоснабжения

С целью повышения надежности и эффективности энергоснабжения действующих и перспективных производственных объектов Компании организовано проведение технических аудитов организации эксплуатации энергетического оборудования. В 2018 году проведено восемь технических аудитов с разработкой мероприятий, направленных на повышение надежности энергоснабжения.

За 2018 год выполнено 1 038 корректирующих мероприятий, по 1 875 мероприятиям срок исполнения не наступил. В результате выполнения корректирующих мероприятий количество аварийных отключений энергетического оборудова-

ния в собственных сетях нефтегазодобывающих обществ снизилось в 2018 году относительно 2017 года на 23 %, вследствие чего показатель удельных недоборов нефти при аварийных отключениях снизился за 2018 год на 26 %.

В рамках технического аудита также проводятся проверки выполнения нормативных требований по охране труда и промышленной безопасности при эксплуатации оборудования. В результате выполнения корректирующих мероприятий уровень травматизма при эксплуатации энергетического оборудования снизился в 2018 году по сравнению с 2017 годом на 33 %.

Количество аварийных отключений энергетического оборудования в собственных сетях нефтегазодобывающих обществ снизилось в 2018 году относительно 2017 года на 23 %.

Уровень травматизма при эксплуатации энергетического оборудования снизился в 2018 году по сравнению с 2017 годом на 33 %.



4.6

Локализация и развитие промышленных кластеров

Программа импортозамещения и локализации производства оборудования

В Компании разработана и с 2015 года реализуется программа импортозамещения и локализации производства оборудования на территории Российской Федерации (Программа).

Основой Программы являются стратегические цели и задачи Компании, предусмотренные Стратегией Компании «Роснефть – 2022» и Долгосрочной программой развития Компании.

Программа ориентирована на достижение целей Компании и исходит из ее стратегических приоритетов, таких как эффективность, устойчивый рост, прозрачность, социальная ответственность и технологическая независимость.

Мероприятия Программы направлены на выполнение следующих целей:

- обеспечить развитие ПАО «НК «Роснефть» как высокотехнологичной нефтегазовой компании;
- обеспечить технологическое лидерство по ключевым компетенциям: нефтегазодобыча, нефтегазопереработка;
- обеспечить технологически устойчивое положение Компании на рынке углеводородов за счет повышения доли товаров российского производства и реализации проектов по локализации на территории Российской Федерации производства иностранного оборудования совместно с ведущими мировыми производителями нефтегазового оборудования.

В рамках выполнения мероприятий Программы реализуется направление по повышению эффективности добычи нефти.

Обеспечение растущих планов по добыче неразрывно связано с увеличением объема эксплуатационного бурения и совершенствованием технологий. В 2018 году доля высокотехнологичных горизонтальных скважин в проектах бурения Компании увеличилась на 10 % по сравнению с 2017 годом.

С целью повышения технологической независимости в области high-tech оборудования для ввода новых скважин Компания совместно с АО «Башнефтегеофизика» и ГК «Росатом» реализует проекты импортозамещения, в рамках которых разрабатываются и проводятся испытания отечественной роторной управляемой системы и аппаратуры для высокотехнологичных геофизических исследований скважин во время и после бурения.



Технологии и оборудование для геологии и разработки месторождений

В развитии Компании значительную роль играют трудноизвлекаемые запасы. Эффективная монетизация данных категорий запасов напрямую связана с возможностью определения их геолого-геофизических характеристик.

В рамках реализации мероприятий по импортозамещению high-tech комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) реализуется импортозамещающий проект «Технологическая стратегия развития сервиса высокотехнологичных геофизических исследований скважин». В соответствии с Соглашением о сотрудничестве между ПАО «НК «Роснефть» и ГК «Росатом»,

ведется работа по созданию приборов для геофизических исследований скважин с элементами ядерно-магнитных и нейтронных технологий.

Следующим стратегическим направлением является развитие производства российских катализаторов. В 2018 году запущена линейка моторных масел для Арктики и Крайнего Севера, обеспечивающих надежную работу техники при экстремально низких температурах. Огнестойкие масла типа ОМТИ обеспечивают надежную эксплуатацию энергетических установок и предназначены для турбин высокой мощности, в том числе используемых на АЭС.

Также одним из стратегических направлений является разработка собственного специализированного программного обеспечения (ПО). В частности, ПО «РН-КИН» обеспечивает 100%-е покрытие оперативных задач по разработке месторождений, ПО «РН-КИМ» – 100%-е покрытие основных задач в области 3D гидродинамического моделирования месторождений. ПО «РН-ГРИД» применяется для выполнения операций ГРП с полным циклом проектирования ГРП, продукт обеспечивает 100%-е импортозамещение и доступен для использования нефтегазовыми компаниями на коммерческой основе.

Промышленный и судостроительный кластер на Дальнем Востоке

По поручению Президента Российской Федерации на Дальнем Востоке России создан промышленный и судостроительный кластер на базе АО «Дальневосточный центр судостроения и судоремонта» (ДЦСС), ядром которого является новый судостроительный комплекс «Звезда» в г. Большом Камне.

Судостроительный комплекс «Звезда» – масштабный проект, значимый для всей страны и отечественной судостроительной промышленности. Это первая в России верфь крупнотоннажного судостроения мощностью переработки до 330 тыс. т металла в год, способная удовлетворить потребности российских

нефте- и газодобывающих компаний в строительстве судов с ядерной энергетической установкой, буровых платформ и морской техники для обеспечения добычи природных ресурсов на континентальном шельфе страны.



Суммарные инвестиции в проект судостроительного комплекса «Звезда» составят более 200 млрд руб.

Вокруг судостроительного комплекса «Звезда» активно формируется судостроительный кластер, который максимально локализует в Приморье технологическую цепочку для создания продукции верфи.

В 2018 году судостроительный комплекс «Звезда» был оснащен уникальным транспортно-передаточным плавучим доком грузоподъемностью 40 тыс. т. Транспортно-передаточный док – один из крупнейших в России, он позволит спускать на воду суда длиной до 300 м и шириной до 50 м, а также объекты морской техники. Также плавдок может осуществлять подъем из воды с последующей передачей на причал и спуск на воду ремонтируемых объектов, буксировку судна либо элемента буровой платформы в пределах района плавания.

Самая современная в России судовой верфь оснащена передовым оборудованием,

позволяющим применять высокоточные методы разметки, сварки и резки металла, включая лазерные. В процессе постройки судов также используются технологии проверочных работ на основе бесконтактных измерений и 3D-моделирования, современные технологии, позволяющие управлять производственными процессами на всех этапах – от разработки документации до сдачи судна.

В 2018 году на АО «Центр судостроения «Дальзавод», который входит в АО «ДЦСС», построен и передан заказчику танкер ледового класса.

В 2018 году состоялась закладка головного судна танкера класса «Афрамекс» на открытом достроечном тяжелом стапеле в ходе визита на судостроительный комплекс «Звезда» Президента Российской Федерации Владимира Путина. Судовой верфь «Звезда» приступила к серийному производству современных крупнотоннажных судов, предназначенных для перевозки сырой нефти и нефтепродуктов. Танкеры «Афрамекс» станут первыми судами такого типа, построенными в Российской Федерации.

По состоянию на конец 2018 года в соответствии с перспективным планом загрузки судостроительным комплексом «Звезда» заключены контракты на строительство 36 судов, в том числе танкеров типа «Афрамекс», арктических челноков, судов снабжения, а также мелкосидящего ледокола.

ПАО «НК «Роснефть» уделяет первоочередное значение развитию социальной инфраструктуры в г. Большом Камне и строительству жилых домов для сотрудников судовой верфи. В 2018 году введена в эксплуатацию первая очередь строительства квартир.

36 судов

будет построено на судостроительном комплексе «Звезда» в соответствии с заключенными контрактами



Прикладной инженерный и учебный центр «Сапфир»

Проект по разработке винто-рулевых колонок

Вокруг судостроительного комплекса «Звезда» образуется промышленный кластер судового оборудования. На территории кластера возведен цех завода по производству винто-рулевых колонок (ВРК), которые можно применять для судов ледового класса, в том числе на судах-газовозах.

Руководит проектом по разработке и локализации производства ключевого элемента судовой электродвигательной системы, ВРК, совместное предприятие ПАО «НК «Роснефть» и General Electric – ООО «Завод ВРК Сапфир».

В настоящее время завершено строительство здания завода ВРК, находятся на стадии завершения работы по проектированию ВРК мощностью 7,5 МВт для многофункциональных ледоколов снабжения, начаты работы по разработке ВРК мощностью до 15 МВт.

Создание в Мурманской области береговой базы обеспечения шельфовых проектов

Во исполнение решения Президента Российской Федерации В. В. Путина № Пр-1553 от 11 июля 2013 года ПАО «НК «Роснефть» продолжает реализацию мероприятий по созданию инфраструктуры обеспечения нефтегазовых проектов на арктическом континентальном шельфе Российской Федерации в жилрайоне Росляково г. Мурманска.

На территории АО «82 судоремонтный завод» и прилегающих земельных участках Компания планирует в дополнение к развитию судоремонтных мощностей обустроить базу берегового обеспечения шельфовых проектов, построить блок цехов для производства нефтесервисного оборудования, а также создать инфраструктуру для производства бетонных оснований гравитационного типа с площадкой для сборки верхних строений морских нефтегазовых платформ.

Реализация проекта обусловлена необходимостью снижения зависимости от зарубежных производителей, уменьшения себестоимости продукции, а также потребностью в локализации производства высокотехнологичных компонентов.

В отчетном году разработаны основные проектные решения.

ВОКРУГ СУДОСТРОИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА «ЗВЕЗДА» ОБРАЗУЕТСЯ ПРОМЫШЛЕННЫЙ КЛАСТЕР СУДОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ.



4.7

Взаимоотношения с поставщиками и подрядчиками

ПАО «НК «Роснефть» – крупнейший потребитель товаров, работ, услуг среди российских частных компаний и компаний с государственным участием. Годовой объем закупок товаров, работ, услуг Компании (ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы) у сторонних контрагентов составил 2,1 трлн руб.

Цель закупочного процесса – удовлетворение потребностей бизнес-блоков в товарах, работах, услугах в срок,

в полном объеме, с максимальной коммерческой эффективностью и требуемым качеством.

ОСНОВНЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ В ОБЛАСТИ ЗАКУПОЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА 2018 ГОД

1 В целях повышения экономической эффективности закупок Компания, являясь вертикально интегрированной холдинговой компанией, осуществляет консолидированные закупки товаров, работ и услуг для Обществ Группы. Данный подход соответствует рекомендациям федеральных органов исполнительной власти. Закупки материально-технических ресурсов (далее – МТР) централизованы в ПАО «НК «Роснефть» на уровне 69,3 %, в том числе номенклатура компетенции Центрального аппарата – 55,3 %, прочая региональная номенклатура в размере до 14,0 %.

2 В рамках реализации мероприятий по повышению эффективности закупочной деятельности осуществлен переход на долгосрочные преysкyрантные договоры, обеспечивающие получение более выгодных коммерческих условий.

В 2018 году завершены закупки под долгосрочные контракты, в том числе для заключения договоров с отечественными производителями по следующим видам товаров, работ и услуг: трубная продукция, кабель нефтепогружной, химическая продукция, подстанции, насосное оборудование, здания, запорно-регулирующая арматура, в области капитального строительства, буровых, нефтепромысловых и непромышленных работ и услуг.

3 Компания заинтересована в выстраивании долгосрочных взаимоотношений с поставщиками. Локальными нормативными документами Компании предусмотрена долгосрочная аккредитация (18 месяцев), позволяющая сократить издержки потенциальных поставщиков, участвующих в процедурах закупки. В 2018 году имели действующую аккредитацию на участие в закупочных процедурах Компании 7 566 потенциальных поставщиков товаров, работ и услуг.

4 С целью обеспечения единства принципов и подходов к осуществлению закупочной деятельности в ПАО «НК «Роснефть» и Обществах Группы применяется единое положение Компании «О закупке товаров, работ, услуг». Кроме того, максимальная прозрачность обеспечивается за счет публикации в открытом доступе планов закупки, информации о проведении и результатах закупок, а также исполнении и заключении договоров (информация о более чем 99 % проводимых закупок публикуется в открытом доступе в интернете).

5 Для реализации целей и основных принципов закупочной деятельности Компанией и Обществами Группы в 2018 году на электронной торговой площадке АО «ТЭК-Торг» (в секции ПАО «НК «Роснефть») инициировано 58 605 закупочных процедур с общей начальной (максимальной) ценой в размере 2,035 трлн руб.; зарегистрировано 40 382 поставщика (накопительный итог с начала работы ЭТП).

6 В Компании реализуется программа импортозамещения, утвержденная в 2015 году и актуализированная в 2016 году.

Положением Компании «О закупке товаров, работ, услуг» предусмотрено право Компании применять приоритеты товаров российского происхождения, работ, услуг, выполняемых, оказываемых российскими лицами в случаях и порядке, установленных действующим законодательством.

7 Компания ориентирована на развитие взаимоотношений с субъектами малого и среднего предпринимательства (далее – МСП). С целью расширения доступа субъектов МСП к закупкам Компании на постоянной основе реализуются мероприятия в соответствии с нормативно-правовыми актами Правительства Российской Федерации. Выполнены показатели по доле закупок у субъектов малого и среднего предпринимательства во исполнение требований Постановления Правительства Российской Федерации от 11 декабря 2014 года № 1352. Общий объем договоров, заключенных в 2018 году ПАО «НК «Роснефть» с субъектами МСП (с учетом договоров, заключенных Обществами Группы от ПАО «НК «Роснефть»), с учетом объемов оплат, приходящихся на 2018 год, составил 34,8 млрд руб., в том числе по результатам прямых закупок среди МСП – 10,2 млрд руб. Субъекты МСП составляют более 76 % от общего количества поставщиков с действующей аккредитацией в ПАО «НК «Роснефть».

8 Компания реализует комплексную программу автоматизации процессов снабжения. По результатам 2018 года выполнены следующие основные задачи по ключевым ИТ-проектам и направлениям:

- переход на электронный документооборот: реализовано ИТ-решение, которое позволяет перейти на подписание договоров по результатам закупок в электронном виде, что сокращает средний срок заключения договоров в шесть раз (с 30 до 5 календарных дней), а также исключает затраты на администрирование бумажных версий договоров. Функциональность подписания договоров в электронном виде реализована и используется более чем в 50 Обществах Группы. На текущий момент подписано более 10 тыс. договоров на сумму свыше 200 млрд руб.;
- завершено создание базы опросных листов и технических требований (далее – база). Внедрение

базы обеспечивает повышение уровня стандартизации МТР за счет применения унифицированных опросных листов;

- в соответствии с приоритетами развития ИТ разработан и согласован концептуальный дизайн процессов снабжения и инициирован проект внедрения корпоративного вертикально-интегрированного решения снабжения в рамках пилотного контура. Реализация проекта направлена на создание единого информационного пространства сквозных бизнес-процессов и единой контрольной среды на базе современной высокотехнологичной ИТ-платформы.

4.8

Наука, проектирование, ИННОВАЦИИ

Наука и инновации

Инновационная деятельность ПАО «НК «Роснефть» реализуется в соответствии с Программой инновационного развития, утвержденной Советом директоров Компании.

Программа ориентирована на достижение стратегических целей Компании и исходит из ее стратегических приоритетов, таких как эффективность, устойчивый рост, прозрачность, социальная ответственность и инновации.

Программа обеспечивает формирование комплекса мероприятий, направленных на:

- разработку и внедрение новых технологий;
- разработку, производство и вывод на рынок новых инновационных

продуктов и услуг, соответствующих мировому уровню;

- содействие модернизации и технологическому развитию Компании путем значительного улучшения основных показателей эффективности производственных процессов;
- повышение капитализации и конкурентоспособности Компании на мировом рынке.

В 2018 году для подтверждения обоснованности выбора направлений и целевых значений показателей эффективности инновационного развития Компании проведено сопоставление уровня технологического развития и значений ключевых показателей эффективности Программы с уровнем развития и показателями ведущих компаний-аналогов.

СОВОКУПНЫЙ ОБЪЕМ

затрат на НИОКР по итогам 2018 года составил 32,1 млрд руб.

57

заявок

на получение охранных документов подано Компанией в 2018 году

Целевые инновационные проекты

В отчетном году успешно реализовывалась системная работа по внедрению полученных результатов НИОКР

и закреплению прав на интеллектуальную собственность. По итогам инновационной деятельности в 2018 году

Компанией подано 57 заявок на получение охранных документов.



Основные результаты, достигнутые в 2018 году по ключевым проектам

Разведка и добыча



- Получены положительные результаты испытаний технологии разработки низкопроницаемых коллекторов на основе горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин с МГРП на пилотном участке Приразломного месторождения. Элементы разработки с применением горизонтальных скважин в качестве нагнетательных (ГС ППД) показали свою эффективность:
 - коэффициент приемистости горизонтальных скважин в среднем в три раза выше, чем в вертикальных скважинах;
 - темпы падения дебита жидкости в скважинах пилотного участка ГС ППД ниже в сравнении с базовой технологией разработки.
- По итогам испытаний технология внедрена в ООО «РН-Юганскнефтегаз», внедрение составило 77 скважин (41 добывающая и 36 нагнетательных).
- На Приобском месторождении продолжены испытания технологии высокоскоростного ГРП на основе собственных разработанных дизайнов для опробования технологий разработки глинисто-кремнистых низкопроницаемых пород верхнеюрских отложений. Испытания показали технологическую возможность безаварийного применения данной технологии ГРП.
- Разработаны подходы к локализации перспективных зон глинисто-кремнистых низкопроницаемых пород верхнеюрских отложений. Построена карта категорий перспективности этих отложений, на основе которой в ООО «РН-Юганскнефтегаз» запланировано бурение горизонтальных скважин с многостадийным ГРП.
- Разработана комплексная технология дезактивации и утилизации нефтезагрязненных грунтов с повышенным содержанием естественных радионуклидов. Подготовлены исходные данные для проектирования опытно-промышленной установки для испытания технологии.
- Разработаны методики и технологии изучения, локализации, освоения запасов и оценки ресурсного потенциала отложений Березовской свиты. Благодаря реализации проекта в 2018 году на баланс Компании поставлены значительные запасы газа категории В1В2.
- Разработаны технологии реконструкции строения и прогноза нефтегазонасыщенности палеобассейнов с целью повышения эффективности ГРП и использования для наращивания ресурсной базы Компании.
- Разработана технология комплексирования разномасштабных исследований для изучения отложений юрской высокоуглеродистой формации (Баженовской свиты) Томско-Тюменской зоны Западной Сибири. Построены карты распределения плотности ресурсов сформировавшихся углеводородных соединений.
- Разработана конструкторская документация на мобильную блочно-модульную установку раннего предварительного сброса воды и генерации электрической энергии из отсепарированного ПНГ. Данная установка позволяет сократить сроки ввода месторождения в эксплуатацию и получения товарной продукции, а также минимизирует риски неоправданных затрат на капитальные объекты обустройства.

Научное технологическое программное обеспечение



- Внедрен в промышленную эксплуатацию разработанный в Компании ПК «РН-ГРИД» – первый в Евразии промышленный симулятор ГРП. Компания стала первой из российских компаний, осуществивших импортозамещение программного обеспечения для моделирования ГРП. Симулятор обеспечивает выполнение всех необходимых расчетов для проектирования и анализа ГРП. В 2018 году более 4 тыс. операций ГРП выполнены с полным циклом проектирования в ПК «РН-ГРИД».
- Разработана промышленная версия корпоративного ПК «РН-СИГМА», предназначенного для геомеханического моделирования устойчивости ствола скважины при бурении. Созданный программный комплекс позволяет снизить риски осложнений при бурении скважин. Программный комплекс проходит пилотные испытания в дочерних обществах Компании.
- Разработаны программные модули гидродинамического симулятора ПК «РН-КИМ» по экспертизе геологических и гидродинамических моделей, моделирования гистерезиса относительных фазовых проницаемостей и капиллярных сил, моделирования горизонтальных многоствольных и многозабойных скважин. В 2018 году 67 % гидродинамических моделей созданы в ПК «РН-КИМ», программный продукт передан на специализированные кафедры ведущих вузов для подготовки специалистов Компании. По итогам проекта собственный симулятор не только обеспечит 80–90 % потребности Компании в гидродинамическом моделировании, но и позволит активно применять технологии искусственного интеллекта для планирования разработки месторождений.
- Разработаны программные модули для геологического моделирования ПК «РН-Геосим» по управлению потоком задач, визуализации и обработке данных ГИС, 2D- и 3D-визуализации геологических объектов, построения структурных поверхностей. По итогам проекта ПК «РН-Геосим» обеспечит до 80 % потребности Компании в геологическом моделировании.
- Разработаны программные модули для моделирования технологических процессов ПК «РН-Симтэп» по расчету физико-химических свойств, расчету сети трубопроводов, объектов поверхностного обустройства. По итогам проекта ПК «РН-Симтэп» обеспечит до 80 % потребности Компании в моделировании технологических процессов в добыче, также планируется развитие в направлении нефтепереработки и нефтехимии.
- Разработан прототип интеллектуальной системы управления реализуемой в Компании системы типового проектирования (СТПК) для сбора, хранения и использования документации СТПК в подготовке заданий на проектирование, проектных работах и закупочной деятельности Компании.

Арктический шельф



- Организована и проведена научно-исследовательская экспедиция «Кара-Лето-2018» в морях Карском и Лаптевых. Результаты проведенных исследований будут использованы для проектирования объектов и проведения операций на лицензионных участках Компании на арктическом шельфе. Также в рамках экспедиции выполнено обслуживание ранее установленной автономной измерительной инфраструктуры.
- Проведены метеорологические исследования в районе временной полевой базы Хастыр (Хатангский залив, море

Лаптевых) в летне-осенний период 2018 года. Выполнен комплекс метеорологических и актинометрических наблюдений, полученные данные будут использованы, в том числе, для подготовки прогноза эволюции льда Хатангского залива в зависимости от термодинамических условий.

- Проведено исследование способов защиты устья скважины и устьевого арматуры в зимний период при двух-

годичном цикле поисково-разведочного бурения на арктическом шельфе для площадок Рагозинская-1 и Рагозинская-2 на лицензионном участке Восточно-Приновоземельский-2 в Карском море. Разработаны концептуальные решения по защитным конструкциям, обеспечивающим укрытие устьевого арматуры от опасных ледяных образований при различных инженерно-геологических условиях.

- В рамках научно-исследовательских работ «Комплексное исследование международно-правовых проблем освоения углеводородных ресурсов Арктики» проведено исследование международно-правового режима нефтегазовых разработок на континентальном шельфе и разработаны предложения по внесению изменений в действующее законодательство Российской Федерации в данной области.

Технологии монетизации ПНГ



- Разработаны исходные данные для проектирования опытно-промышленной установки GTL-1.5.

- Наработан образец синтетической нефти с повышенным содержанием изоалканов для выполнения исследо-

вания влияния синтетической нефти на качественные характеристики товарных нефтепродуктов.

Нефтепереработка и нефтехимия



- Разработаны исходные данные для проектирования и базовый проект опытно-промышленной установки получения синтетических высоковязких полиальфаолефиновых базовых масел. Данный тип масел применяется для производства трансмиссионных масел и масел для высоконагруженных узлов и механизмов.
- Завершена разработка исходных данных для проектирования промышленного производства огнестойкого масла третьего поколения для турбин высокой

мощности, включая энергетические установки АЭС. Выполнена разработка нормативно-технической документации на производство опытной партии огнестойкого масла: ТУ, СТО и паспорта качества на целевую и промежуточную продукцию.

- Завершена разработка исходных данных для проектирования опытно-промышленной установки изопропилового спирта гидрированием ацетона по собственной оригинальной технологии.

- Завершена разработка технологий получения собственной линейки реагентов нефтепромысловой химии – ингибитора коррозии, ингибитора солеотложений, ингибитора/растворителя АСПО, ингибитора/растворителя гидратов, взаимного растворителя.
- Разработаны состав и способ получения депрессорно-диспергирующих присадок для дизельных топлив, преимуществом которых является их бифункциональность – сочетание депрессорно-диспергирующих

- и противоизносных свойств. Эксплуатационные характеристики подтверждены независимыми испытаниями на НПЗ Компании.
- Выпущена и загружена на одну из установок гидроочистки дизельного топлива НПЗ Компании опытно-промышленная партия катализатора гидроочистки дизельного топлива Ht-100RN, разработанного в ООО «РН-ЦИР», обеспечивающая выработку зимнего и арктического

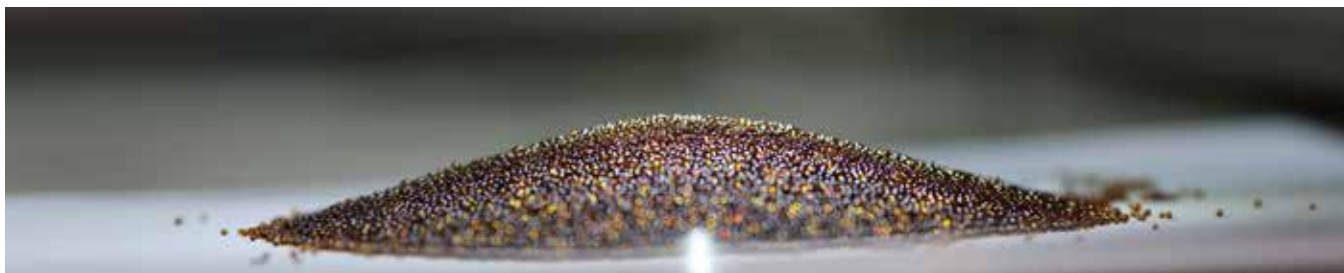
дизельного топлива с содержанием серы не более 7 ppm.

- Разработана и оформлена в виде технических условий и технологической прописи на получение опытно-промышленной партии катализатора технология приготовления катализатора гидроочистки смеси прямогонной дизельной фракции и дизельных фракций вторичных процессов.
- Разработана технология получения синтетического компонента основ масел

РН-РКМ-7, РН-РКМ-10 для ракетно-космической техники.

- Выбран и адаптирован к пакету присадок для всесезонных энерго-сберегающих гидравлических масел уровня HVLP отечественный загуститель Максойл В4-38. Разработаны технологии производства и наработаны опытные партии пакета присадок и всесезонных энергосберегающих гидравлических масел.

Полимерные материалы для нефтедобычи



- Нароботана опытно-промышленная партия сверхлегкого полимерного проппанта на основе полидициклопентадиена (ПДЦПД). В конце 2018 года, на первом этапе опытно-промышленных работ (ОПР) проведены малообъемные операции ГРП

с использованием данного проппанта на трех скважинах Самотлорского месторождения. Выполненные ГРП подтвердили техническую возможность закачки проппанта в пласт без осложнений. Внедрение проппанта ПДЦПД в производственную

деятельность Компании позволит эффективно вовлекать в разработку ранее нерентабельные и поэтому не разрабатываемые залежи углеводородов.

КОРПОРАТИВНЫЙ НАУЧНО-ПРОЕКТНЫЙ КОМПЛЕКС (КНПК)

В периметр ПАО НК «Роснефть» входят 29 корпоративных научно-исследовательских и проектных институтов (КНИПИ), в которых работают более 13,5 тыс. высококвалифицированных специалистов, около 5 % из них имеют ученые степени докторов и кандидатов наук. На базе КНИПИ созданы специализированные институты, являющиеся центрами компетенций

по узконаправленным, сложным направлениям деятельности.

В части производственной деятельности КНПК осуществлено проектное сопровождение 100 % добычи нефти и газа Компании. С начала года выполнен и защищен в Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых Федераль-

ного агентства по недропользованию Российской Федерации (ЦКР Роснедр) 361 проектно-технологический документ на разработку месторождений, в том числе по ключевым месторождениям Компании: Русскому, Сузунскому, Верхнечонскому, Куюмбинскому, Харампурскому и Северному Чайво.

Адаптация и внедрение передовых технологий в 2018 году

В рамках деятельности по привлечению в Компанию перспективных эффективных технологий, разработанных отечественными и иностранными компаниями, в 2018 году была организована работа по испытаниям, адаптации и внедрению новых технологий в рамках проектов опытно-промышленных испытаний (ОПИ). В процессе работ определялись ключевые характеристики технологий и проводилась технико-экономическая оценка возможности и эффективности их применения

в геолого-технических условиях дочерних добывающих обществ Компании.

В 2018 году в 20 дочерних обществах проводились испытания 149 технологий. Всего в рамках проектов ОПИ проведено 721 испытание, в ходе которых получено 119 тыс. т дополнительной добычи нефти. Совместно с профильными структурными подразделениями Компании проводится анализ результатов и оценка экономической эффективности применения техноло-

гий, формируются планы их тиражирования и внедрения.

В рамках реализации программы внедрения выполнялось внедрение и тиражирование 92 новых технологий, испытанных ранее в рамках ОПИ и показавших технико-экономическую эффективность. Объем внедрения и тиражирования составил 3,9 тыс. шт., объем финансирования внедрения и тиражирования – 1 889 млн руб.

Показатели реализации проектов по испытанию новых технологий

Деятельность	Количество, шт.	Совокупная дополнительная добыча нефти, тыс. т	Общий экономический эффект млн руб.
Испытание новых технологий	149	119	905
Внедрение испытанных технологий	92	552	5 898

В рамках внедрения результатов целевых инновационных проектов было заключено 10 лицензионных договоров на передачу программного обеспечения и технологий (ПК «РН-КИМ», ПК «РН-ГРИД», ПК «Горизонт+», технологии получения синтетических высокоиндексных низкотемпературных базовых масел, технологии

выявления трещиновато-кавернозных резервуаров и определения их характеристик на основе инновационных методов обработки и интерпретации рассеянных волн) на сумму 66,8 млн руб., в том числе для обучения студентов специализированных кафедр ведущих российских вузов.

Подтвержденный экономический эффект в 2018 году от внедренных за последние три года результатов целевых инновационных проектов составил более 21 млрд руб.





05

**Система
корпоративного
управления**

**Реализация
перспектив роста**

Рост рыночной капитализации более чем на 40 % с момента одобрения Стратегии «Роснефть – 2022» – несмотря на волатильность нефтяного рынка – свидетельствует о высокой оценке решений менеджмента инвестиционным сообществом

Обращение Председателя Совета директоров

Уважаемые акционеры и инвесторы!

В 2018 году наша Компания продолжила реализацию одной из самых амбициозных стратегий в отрасли – «Роснефть – 2022». Благодаря работе и усилиям руководства и сотрудников Компании мы добились роста доходности бизнеса, повышения качества проектного управления и корпоративной культуры, увеличили свои технологические возможности.

В течение 2018 года Совет директоров находился в постоянном контакте с исполнительными органами по ключевым вопросам управления. В фокус Совета директоров попали вопросы управления рисками и аудита, оценки деятельности членов органов управления, опережающего технологического развития, мониторинга ключевых показателей деятельности и др.

Совет директоров осознает роль и ответственность Компании в российской и мировой экономике. Мы продолжаем уделять значительное внимание вопросам безопасности, внедрению лучших практик контроля рисков, методик обучения работников Компании и наших контрагентов.

Устойчивое развитие – наш стратегический приоритет. В отчетном году Совет директоров подтвердил приверженность целям ООН в области устойчивого развития. Мы намерены продолжить работу в этом направлении для усиления позиции Компании в качестве ответственного лидера мировой энергетики.

В 2018 году начал свою работу Технологический совет, в который вошли



члены Совета директоров, представители ведущих исследовательских институтов, бизнесмены и эксперты в области инноваций и технологического развития. Этот консультативно-совещательный орган призван содействовать стратегическому развитию Компании в области технологий и инноваций.

Компания является одним из крупнейших эмитентов российского рынка акций. Нарастив портфель активов, повышая

эффективность управления и качество корпоративного управления, мы заботимся о наших акционерах:

- в 2018 году Компания обеспечила высокий уровень выплат дивидендов;
- Совет директоров утвердил программу обратного выкупа акций – инструмент поддержки их курсовой стоимости.

Мы намерены и далее предпринимать шаги для долгосрочного устойчивого роста акционерной стоимости Компании.

5.1

Основные принципы корпоративного управления и совершенствование системы корпоративного управления в 2018 году

«Роснефть» является одним из лидеров глобального рынка нефти и национального рынка капитала, крупнейших российских налогоплательщиков и работодателей. Роль Компании в национальной и мировой экономике требует ответственного отношения к созданию благоприятных условий деятельности и учитывается при формировании подходов к корпоративному управлению.

ЦЕЛЬ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ КОМПАНИИ – долгосрочный устойчивый рост акционерной стоимости.



Руководящие принципы органов управления Компании

ЗАБОТА ОБ АКЦИОНЕРАХ

Компания привержена лучшим практикам корпоративного управления, Кодексу корпоративного управления Банка России и обеспечивает:

- равные и справедливые условия осуществления акционерами их прав;
- стратегическое управление профессиональным и эффективным Советом директоров, подотчетным акционерам и включающим достаточное количество независимых директоров;
- эффективное управление рисками и контроль за существенными корпоративными действиями, в том числе в подконтрольных организациях;
- полное раскрытие информации о наиболее важных для акционеров и инвесторов аспектах деятельности Компании.

Компания направляет существенную долю чистой прибыли на выплату дивидендов. В 2018 году акционерам выплачено 225 млрд руб. (подробнее читайте на с. 260).

Компания развивает эффективные коммуникации с акционерами (подробнее читайте на с. 264).

ИННОВАЦИИ И ГЛОБАЛЬНОЕ ЛИДЕРСТВО

Компания стремится к глобальному лидерству в отрасли и инвестирует в современные технологии (подробнее читайте на с. 201). В Компании создан Технологический совет, куда вошли лидеры бизнеса, науки и технологического сектора.

В 2018 году продемонстрированы новые разработки в области создания новых материалов, геологоразведки и нефтедобычи (подробнее читайте на с. 202).

БЛАГОПРИЯТНАЯ СРЕДА УСТОЙЧИВОГО РОСТА КОМПАНИИ

Компания заботится о людях: работниках и их семьях, а также о членах местных сообществ в регионах деятельности (подробнее читайте на с. 172). Компания заботится об окружающей среде, постепенно осуществляя переход на «чистые» технологии добычи минерального сырья (подробнее читайте на с. 168).

Компания поддерживает развитие культуры и спорта, инвестирует в развитие духовных ценностей и в здоровье людей (подробнее читайте на с. 187). В отношениях с контрагентами и работниками Компания отстаивает высокие этические стандарты, основанные на общепризнанных гуманитарных ценностях (подробнее читайте на с. 199).

ПАРТНЕРСТВО С ОБЩЕСТВЕННЫМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ И ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ГОСУДАРСТВЕННЫМИ ИНСТИТУТАМИ

Компания является участником Глобального договора ООН. В 2018 году Совет директоров подтвердил приверженность принципам ООН в области устойчивого развития (подробнее читайте на с. 26).

Компания является одним из крупнейших налогоплательщиков Российской Федерации (подробнее читайте на с. 31).

БЕЗОПАСНОСТЬ АКЦИОНЕРОВ И КЛЮЧЕВЫХ ЗАИНТЕРЕСОВАННЫХ ЛИЦ (СТЕЙКХОЛДЕРОВ)

Компания внедряет лучшие практики внутреннего контроля и управления рисками, развивает технологии промышленной безопасности и защиты от киберрисков, ответственно подхо-

дит к безопасности своей продукции, заботясь о защите своих потребителей и контрагентов (подробнее читайте на с. 246).

Ключевые достижения 2018 года

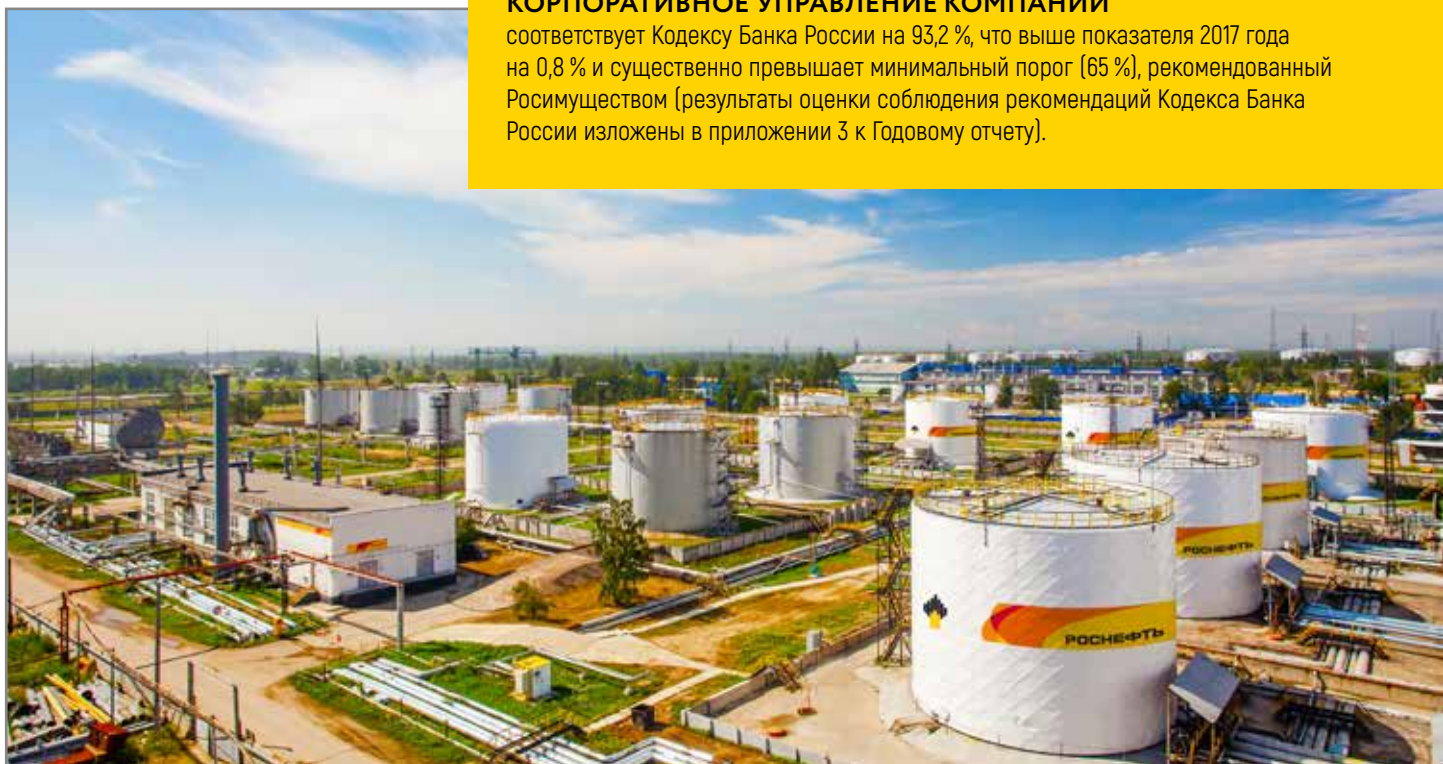
- Проведена самооценка деятельности Совета директоров.
- Инициировано проведение оценки Совета директоров с привлечением внешнего консультанта. Итоги оценки будут подведены в 2019 году.
- Проведен аудит эффективности корпоративного управления.
- Актуализировано Положение Компании об инсайдерской информации.
- Завершен аудит эффективности системы управления рисками и внутреннего контроля.
- Проведена оценка кандидатов и избранных членов Совета директоров на предмет соответствия критериям независимости.
- Завершен мониторинг функций комплаенс в Компании. Советом директоров подтверждена эффективность действующей системы.
- Запущена опытно-промышленная эксплуатация Аналитической информационной системы «Корпоративное управление». Введение системы направлено на повышение эффективности взаимодействия акционеров и Компании, автоматизацию ключевых процессов корпоративного управления и повышение уровня защиты информации. Запуск системы в промышленную эксплуатацию запланирован на 2019 год.

Планы на 2019 год

- Совершенствование системы корпоративного управления, обеспечивающей защиту акционерной стоимости и рост капитализации;
- сохранение курса на лидерство в практиках корпоративного управления среди российских публичных акционерных обществ;
- актуализация устава и внутренних документов для учета вступивших в силу в 2018 году поправок в корпоративное законодательство.

КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ КОМПАНИИ

соответствует Кодексу Банка России на 93,2 %, что выше показателя 2017 года на 0,8 % и существенно превышает минимальный порог (65 %), рекомендованный Росимуществом (результаты оценки соблюдения рекомендаций Кодекса Банка России изложены в приложении 3 к Годовому отчету).



Структура органов управления и контроля

В Компании действует двухзвенная модель органов управления, предполагающая разделение функций управления между Советом директоров и исполнительными органами.

Совет директоров

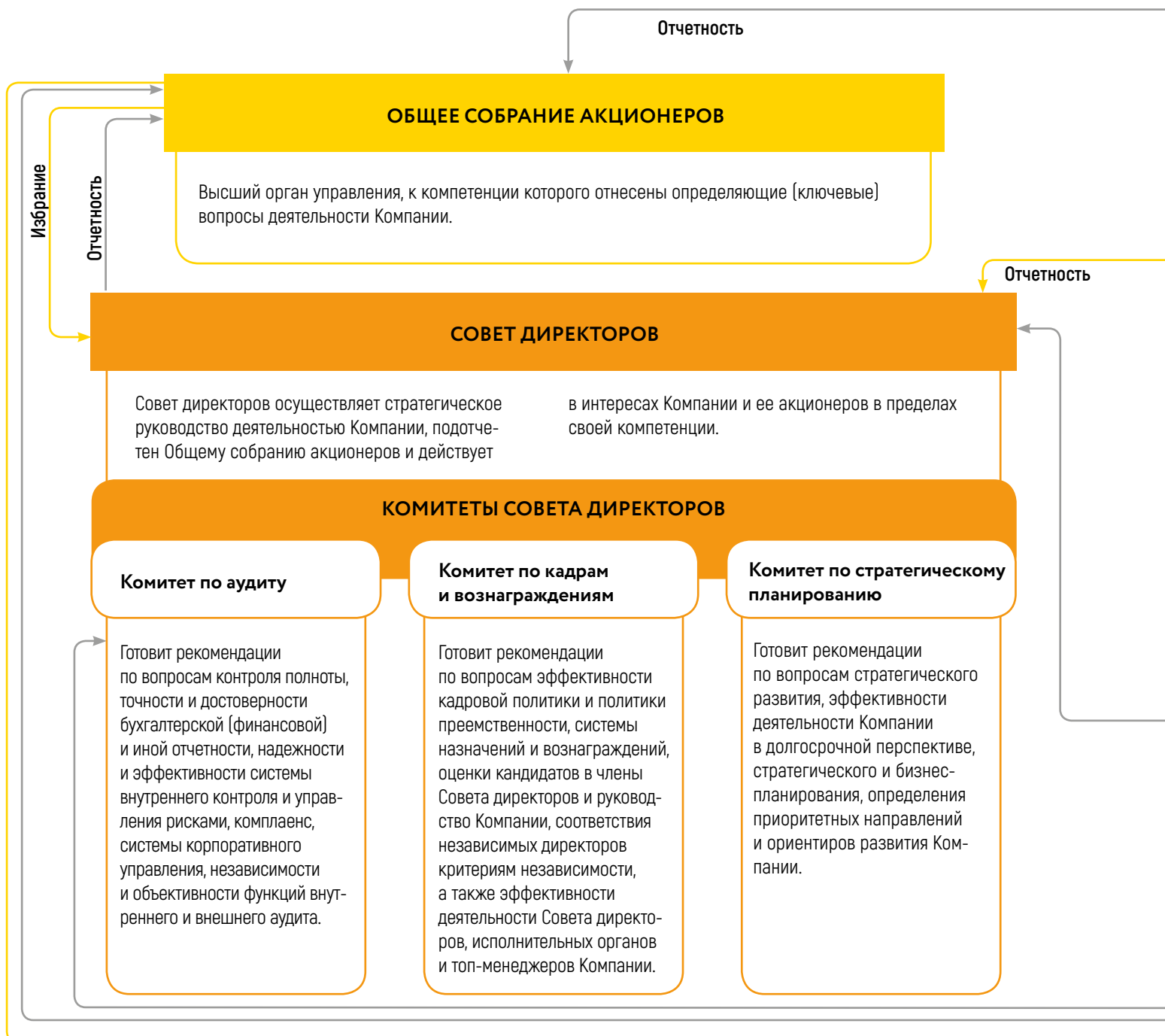
Совет директоров в соответствии с законодательством Российской Федерации исполняет две ключевые функции:

- контроль над исполнительными органами;
- стратегическое управление акционерным обществом, предполагающее утверждение стратегических документов, предоставление согласия на совершение существенных сделок.

Исполнительные органы

- Законодательство предусматривает обязательное наличие единоличного исполнительного органа (Главный исполнительный директор), который уполномочен выступать в отношениях с третьими лицами от имени ПАО «НК «Роснефть» без доверенности.
- В Компании сформирован коллегиальный исполнительный орган

(Правление), который возглавляется единоличным исполнительным органом. В соответствии с законодательством Российской Федерации, Правление и его члены не уполномочены заключать сделки и совершать юридические действия от имени Компании без доверенности.



ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ОРГАНЫ

Осуществляют руководство текущей деятельностью в интересах Компании, подотчетны Общему собранию акционеров и Совету директоров.

Главный исполнительный директор

Правление

Координационные и совещательные органы

Координационные и совещательные органы при Главном исполнительном директоре для более глубокой проработки отдельных вопросов:

- Технологический совет;
- Инвестиционный комитет;
- Бюджетный комитет.

Иные координационные и совещательные органы в системе управления:

- Совет по деловой этике;
- Центральный закупочный комитет;
- Экспертный совет по информационным технологиям;

- Экспертный совет по качеству и безопасности нефтепродуктов;
- и другие координационные и совещательные органы Компании.

Назначение Руководителя Службы внутреннего аудита и Корпоративного секретаря на основании решения Совета директоров

Административное подчинение

СЛУЖБА ВНУТРЕННЕГО АУДИТА

Осуществляет оценку надежности и эффективности процессов деятельности Компании, обеспечивает выявление внутренних резервов для повышения эффективности финансово-хозяйственной деятельности ПАО «НК «Роснефть», включая Общества Группы.

КОРПОРАТИВНЫЙ СЕКРЕТАРЬ

Обеспечивает соблюдение органами управления Компании требований законодательства, Устава и внутренних документов, гарантирующих защиту прав и законных интересов акционеров. Организует работу Совета директоров и эффективную коммуникацию между акционерами, органами управления, контроля и менеджментом Компании.

Функциональное подчинение

ВНЕШНИЙ АУДИТОР

Коммерческая организация, выбираемая по итогам проведения закупочных процедур и утверждаемая Общим собранием акционеров по рекомендации Совета директоров Компании, принятой на основании оценки, проведенной Комитетом по аудиту.

РЕВИЗИОННАЯ КОМИССИЯ

Осуществляет контроль финансово-хозяйственной деятельности Компании и ее органов управления, должностных лиц, подразделений и служб, филиалов и представительств.

Отчетность

Избрание

Формирование, оценка

Руководитель Службы внутреннего аудита осуществляет прямые коммуникации с Комитетом

5.2

Общее собрание акционеров

Общее собрание акционеров является высшим органом управления. В отчетном году проведено два Общих собрания акционеров: годовое и внеочередное.

Годовое Общее собрание акционеров

21 июня 2018 года в г. Красноярске состоялось годовое Общее собрание акционеров Компании. В его работе приняли участие владельцы 92,5 % акций Компании.

Годовым Общим собранием акционеров утверждены Годовой отчет, годовая

бухгалтерская (финансовая) отчетность Компании и распределение чистой прибыли по результатам 2017 года (в том числе на выплату дивидендов), избран Совет директоров и Ревизионная комиссия, установлен размер их вознаграждения по итогам отчетного периода, утвержден аудитор Компании.

Доступ к просмотру трансляции годового Общего собрания акционеров в прямом эфире и возможность задать интересующие вопросы обеспечена акционерам в городах присутствия и на производственных площадках Компании¹.

Внеочередное Общее собрание акционеров

28 сентября 2018 года состоялось внеочередное Общее собрание акционеров Компании в форме заочного голосования. Принято решение о выплате дивиден-

дов по результатам первого полугодия 2018 года. В голосовании приняли участие владельцы 92,4 % акций Компании.

ВСЕ РЕШЕНИЯ ОБЩЕГО СОБРАНИЯ АКЦИОНЕРОВ в 2018 году по состоянию на 31 декабря 2018 года выполнены в полном объеме.

Совет директоров

Совет директоров избирается Общим собранием акционеров и осуществляет стратегическое руководство деятельностью Компанией в интересах Компании и ее акционеров.

Председатель Совета директоров и его заместители избираются на первом очном заседании Совета директоров.

Ответственность членов Совета директоров, Правления, Главного исполнительного директора и ключевых сотрудников застрахована Компанией (подробнее читайте на с. 241).

Информация о составе Совета директоров и его деятельности раскрывается на официальном сайте Компании.

¹ Губкинский, Ижевск, Иркутск, Комсомольск-на-Амуре, Краснодар, Москва, Находка, Нефтекумск, Нефтеюганск, Нижневартовск, Рязань, Самара, Санкт-Петербург, Тюмень, Туапсе, Усинск, Уфа, Хабаровск, Южно-Сахалинск, а также Ванкорское месторождение и Ачинский НПЗ.

5.3

Состав Совета директоров ПАО «НК «Роснефть»

по состоянию
на 31 декабря 2018 года

Общим собранием акционеров 21 июня 2018 года избран Совет директоров из кандидатов, обладающих достаточным опытом стратегического управления и необходимыми компетенциями для принятия взвешенных и объективных решений в области экономики, финансов и управления рисками. Состав Совета директоров соответствует масштабам деятельности и потребностям Компании.



Герхард ШРЁДЕР

Председатель Совета директоров,
независимый директор

Является Председателем Комитета акционеров Nord Stream AG (Швейцария), Председателем Совета директоров Nord Stream 2 AG (Швейцария), Председателем Наблюдательного совета Hannover 96 GmbH & Co. KG (Германия) и заместителем Председателя Наблюдательного совета Herrenknecht AG (Германия).

Родился в 1944 году.

В 1976 году окончил юридический факультет Геттингенского университета.

Иностраннный член Российской академии наук.

1998–2005 годы – Федеральный канцлер Германии.

В сентябре 2017 года избран в Совет директоров ПАО «НК «Роснефть».



Акциями ПАО «НК «Роснефть» не владеет.



Игорь Иванович СЕЧИН

Заместитель Председателя Совета директоров, Главный исполнительный директор, Председатель Правления ПАО «НК «Роснефть»

Родился в 1960 году.

В 1984 году окончил Ленинградский государственный университет. Кандидат экономических наук.

2000–2004 годы – заместитель руководителя Администрации Президента Российской Федерации.

2004–2008 годы – заместитель руководителя Администрации Президента Российской Федерации – помощник Президента Российской Федерации.

2008–2012 годы – заместитель Председателя Правительства Российской Федерации.

2012 год – н. в. – Главный исполнительный директор, Председатель Правления ПАО «НК «Роснефть».

В 2004 году впервые избран в Совет директоров Компании.

2004–2011 годы – возглавлял Совет директоров. В ноябре 2012 года вновь избран в Совет директоров Компании. С июня 2013 года является заместителем Председателя Совета директоров Компании.

Является Председателем Совета директоров АО «РОСНЕФТЕГАЗ», ООО «Национальный нефтяной консорциум», ПАО «Интер РАО», Председателем Наблюдательного совета ООО «ПХК ЦСКА».



Владеет 13 489 350 акциями ПАО «НК «Роснефть» (0,1273 % от уставного капитала Компании).

Принимает активное участие в развитии социальной сферы, сферы науки, спорта и образования, являясь Председателем Попечительского совета СПБАУ РАН, заместителем Председателя Наблюдательного совета Общественной организации «Всероссийская федерация волейбола», членом Попечительского совета Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова, Фонда «НИР», Санкт-Петербургского государственного университета, Высшей школы менеджмента СПбГУ, Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет», Федерального государственного бюджетного учреждения «Российская академия образования», МГИМО МИД России, ВОО «Русское географическое общество», членом Наблюдательного совета Ассоциации «Глобальная энергия», Председателем Попечительского совета ФГБУ «РНЦРХТ им. ак. А.М. Гранова» Минздрава России, членом Попечительского совета Фонда «Поддержки строительства храмов города Москвы», Университетской гимназии (школы-интерната) Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова, членом Высшего наблюдательного совета Федерации бокса России.



Маттиас ВАРНИГ

Заместитель Председателя Совета директоров, независимый директор, Председатель Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям, член Комитета Совета директоров по аудиту

2015 год – н. в. – исполнительный директор Nord Stream 2 AG (Швейцария).

В июне 2011 года избран в Совет директоров ПАО «НК «Роснефть».

Является членом Наблюдательного совета Банка ВТБ (ПАО), членом Административного совета GAZPROM Schweiz AG (Швейцария), членом Совета директоров ПАО «Транснефть», Председателем Административного Совета Gas Project Development Central Asia AG (Швейцария) и Interatis Consulting AG (Швейцария).

Родился в 1955 году.

В 1981 году окончил Высшую Школу Экономики им. Бруно Лейшнера (Берлин).

2006–2016 годы – управляющий директор Nord Stream AG (Швейцария).

2008 год – н. в. – директор Interatis AG (Швейцария).



Владеет 92 633 акциями ПАО «НК «Роснефть» (0,0009 % от уставного капитала Компании).



Файзал АЛСУВАИДИ

Член Комитета Совета директоров
по стратегическому планированию

Родился в 1954 году.

В 1978 году окончил Технический колледж Мертон (Великобритания).

1992–2010 годы – член Совета директоров Qatar Petroleum.



Акциями ПАО «НК «Роснефть» не владеет.

1992–2010 годы – главный исполнительный директор, заместитель председателя Qatar LNG Company.

1992–2011 годы – главный исполнительный директор Qatar Fertiliser Company.

2004–2010 годы – заместитель председателя Qatar Gas Transport Company.

2005–2010 годы – член Совета директоров Ras Laffan LNG Company.

2012–2018 годы – президент по научно-исследовательским разработкам Qatar Foundation.

2018 год – н. в. – член попечительского совета Qatar University.

2018 год – н. в. – представитель Qatar Investment Authority.

В июне 2017 года избран в Совет директоров ПАО «НК «Роснефть».

Вручен «Орден Почетного легиона» (Ordre national de la Légion d'honneur) Правительства Франции.

Награжден Сертификатом «За безупречную работу» («Certificate of Excellence») в категории «Заслуженные Менеджеры Арабского мира» от Его Высочества Шейха Мохаммеда Бин Рашида Аль Мактума, Премьер-министра ОАЭ и Правителя эмирата Дубай.



Андрей Рэмович БЕЛОУСОВ

Член Комитета Совета директоров
по стратегическому планированию

Родился в 1959 году.

В 1981 году окончил Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова. Доктор экономических наук.

2006 год – н. в. – главный научный сотрудник (по совместительству) Института народнохозяйственного прогнозирования РАН.

2008–2012 годы – директор Департамента экономики и финансов Правительства Российской Федерации.

2012–2013 годы – министр экономического развития Российской Федерации.

2013 год – н. в. – помощник Президента Российской Федерации.

В июне 2015 года избран в Совет директоров. С июня 2015 по сентябрь 2017 года возглавлял Совет директоров ПАО «НК «Роснефть».

Является членом Совета директоров АО «РОСНЕФТЕГАЗ».

Принимает активное участие в развитии социальной и бизнес-сферы, духовенства и культуры, являясь Председателем Наблюдательного совета Госкорпорации «Роскосмос», членом Наблюдательного совета Государственной корпорации развития «ВЭБ.РФ», Председателем Наблюдательного совета АНО «Цифровая экономика», АНО «Агентство стратегических инициатив по продвижению новых проектов», членом Попечительского совета Благотворительного фонда «Фонд поддержки слепоглухих «Со-единение», Государственной Третьяковской галереи, религиозной организации «Свято-Троицкий Серафимо-Дивеевский женский монастырь Нижегородской Епархии Русской Православной Церкви (Московский Патриархат)», членом Попечительского совета по возрождению Саровской пустыни и Дивеевской обители религиозной организации «Свято-Успенский мужской монастырь Саровская пустынь», г. Саров Нижегородской области Нижегородской Епархии Русской Православной Церкви (Московский Патриархат)».



Акциями ПАО «НК «Роснефть» не владеет.



Олег Вячеславович ВЬЮГИН

Член Комитета Совета директоров по стратегическому планированию, член Комитета Совета директоров по аудиту, независимый директор

Родился в 1952 году.

В 1974 году окончил Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова. Кандидат физико-математических наук.

2007 год – н. в. – профессор Школы финансов факультета экономических наук Национального исследовательского университета «Высшая школа экономики».

2013–2015 годы – старший советник по России и СНГ (по гражданско-правовому договору) ООО «Морган Стэнли Банк».

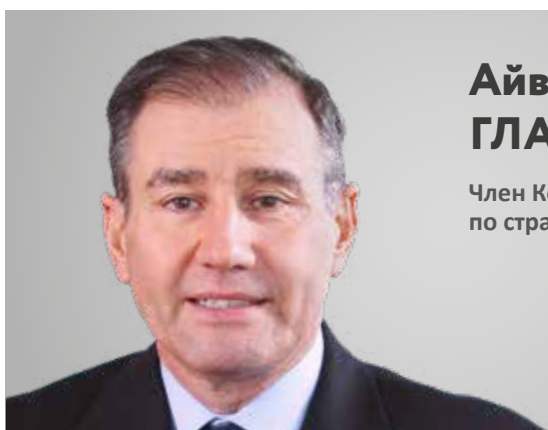
В июне 2015 года избран в Совет директоров ПАО «НК «Роснефть».

Является Председателем Наблюдательного совета ПАО Московская Биржа, Председателем Совета директоров НАУФОР, ПАО «САФМАР Финансовые инвестиции», членом Совета директоров ООО «Сколково – Венчурные инвестиции», ПАО «Юнипро», членом Наблюдательного совета НКО АО НРД.

Принимает активное участие в развитии сфер в области стратегического развития, предпринимательства, корпоративного управления и образования, являясь членом Совета Фонда «Центр стратегических разработок», Фонда поддержки молодежного предпринимательства «АГАТ», членом Попечительского совета Фонда Европейского университета в Санкт-Петербурге, некоммерческой организации «Фонд целевого капитала РЭШ», некоммерческого фонда «Аналитический центр «Форум», членом Президиума некоммерческого партнерства «Национальный совет по корпоративному управлению».



Акциями ПАО «НК «Роснефть» не владеет.



Айван ГЛАЗЕНБЕРГ

Член Комитета Совета директоров по стратегическому планированию

Родился в 1957 году.

В 1981 году окончил Университет Витватерсранда, в 1983 году окончил Университет Южной Калифорнии.

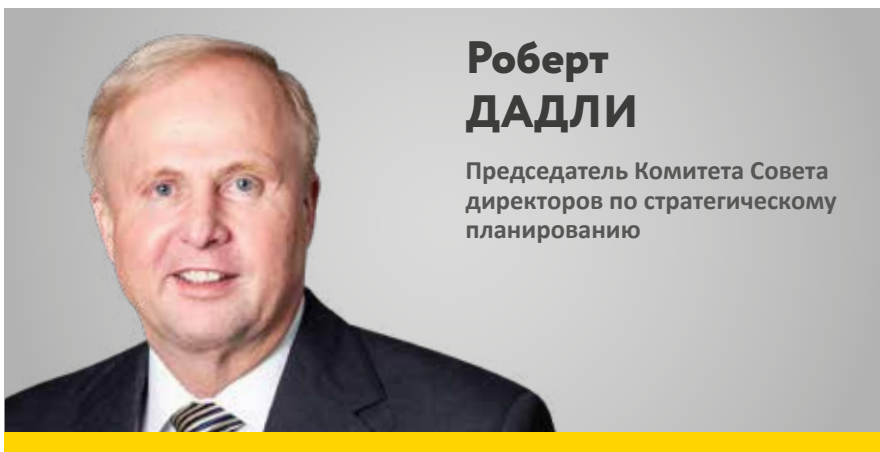
2002 год – н. в. – Главный исполнительный директор Glencore International AG.

2011 год – н. в. – Главный исполнительный директор Glencore Plc.

В июне 2017 года избран в Совет директоров ПАО «НК «Роснефть».



Акциями ПАО «НК «Роснефть» не владеет.



Роберт ДАДЛИ

Председатель Комитета Совета директоров по стратегическому планированию

Принимает участие в общественной деятельности в области географии и смежных наук, являясь членом Попечительского совета Всероссийской общественной организации «Русское географическое общество» и Королевской инженерной академии наук Великобритании. Является председателем в нефтегазовом сообществе Всемирного экономического форума и Нефтегазовой климатической инициативе (OGCI) с 2016 года.

Родился в 1955 году.

В 1977 году окончил Иллинойский университет, в 1979 году окончил Школу менеджмента Тандерберд.

2010 год – н. в. – Главный исполнительный директор группы компаний BP.

В июне 2013 года избран в Совет директоров ПАО «НК «Роснефть».



Акциями ПАО «НК «Роснефть» не владеет.



Гильермо КИНТЕРО

Член Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям

Родился в 1957 году.

В 1979 году окончил Университет Южной Калифорнии.

2010–2015 годы – Президент по регионам Бразилия, Уругвай, Венесуэла и Колумбия BP Energy do Brasil Ltda и Президент, директор BP Brasil Ltda.

2011–2015 годы – Президент BP Exploration do Brasil Ltda.

2011–2016 годы – Директор BP Petroleo y Gas S.A.

2014–2016 годы – Президент BP Exploracion de Venezuela S.A.

2016 год – н. в. – Директор GQO Consultants LTD.

В июне 2015 года избран в Совет директоров ПАО «НК «Роснефть».



Акциями ПАО «НК «Роснефть» не владеет.



Александр Валентинович НОВАК

Заместитель Председателя Комитета Совета директоров по стратегическому планированию

Родился в 1971 году.

В 1993 году окончил Норильский индустриальный институт, в 2009 году окончил Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова.

2008–2012 годы – заместитель министра финансов Российской Федерации.

2012 год – н. в. – министр энергетики Российской Федерации.

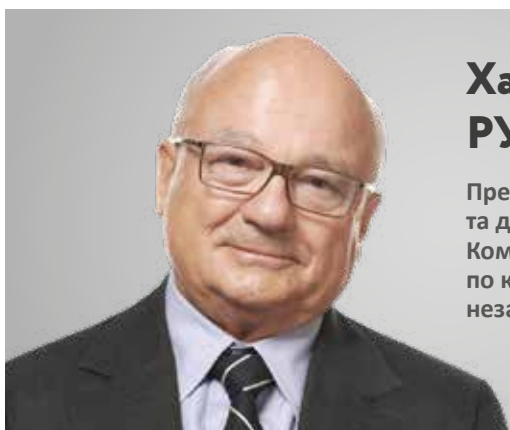
В июне 2015 года впервые избран в Совет директоров ПАО «НК «Роснефть» и входил в его состав до июня 2017 года. В сентябре 2017 года вновь избран в состав Совета директоров ПАО «НК «Роснефть».



Акциями ПАО «НК «Роснефть» не владеет.

Является Председателем Совета директоров ПАО «Россети», ПАО «Транснефть», членом Совета директоров ПАО «Газпром».

Принимает активное участие в развитии образования и спорта, в области энергетики, являясь членом Наблюдательного совета Госкорпорации «Росатом», Председателем Попечительского совета ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», членом Попечительского совета ФГАУ ВО «Сибирский федеральный университет», РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, Федерации мотоциклетного спорта России, Председателем Ассоциации «РНК МИРЭС» и главой Попечительского совета Всероссийской федерации легкой атлетики.



Ханс-Йорг РУДЛОФФ

Председатель Комитета Совета директоров по аудиту, член Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям, независимый директор

Родился в 1940 году.

В 1965 году окончил Бернский университет.

1998–2014 годы – Председатель Правления Barclays Capital.

2002 год – н. в. – Председатель Правления Marcuard Holding.

2003 год – н. в. – Исполнительный директор ABD Capital S.A.

2015 год – н. в. – Президент ABD Capital Eastern Europe S.A.

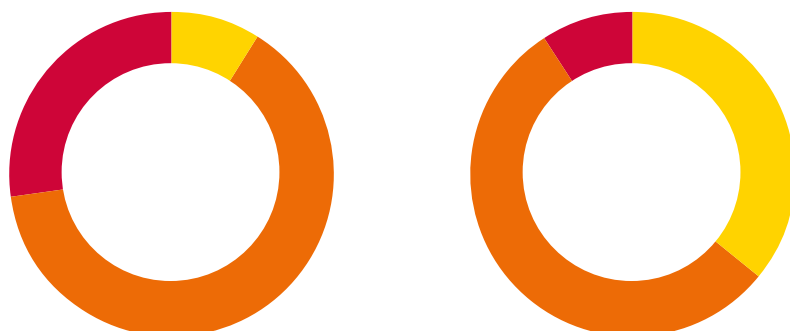
В июне 2006 года впервые избран в Совет директоров и до июня 2013 года входил в состав Совета директоров ПАО «НК «Роснефть». В июне 2018 года вновь избран в состав Совета директоров.

Является членом Совета International Center for Monetary and Banking Studies (ICMB), членом Консультативного Совета TBG Holdings NV (Thyssen-Bornemisza Group) и членом Совета директоров Decolef, Guardian Capital.



Акциями ПАО «НК «Роснефть» не владеет.

Состав и структура Совета директоров



От 46 до 55 лет	9 %	Независимые	36 %
От 56 до 65 лет	64 %	Неисполнительные	55 %
От 66 лет	27 %	Исполнительные	9 %

Ключевые компетенции членов Совета директоров

Члены Совета директоров	Сферы компетенций								
	Стратегия	Нефть-газ	Корпоративное управление и M&A	Право	Финансы и аудит	Управление рисками	Политика/GR	HSE	HR
Герхард Шрёдер	X			X			X		X
Игорь Иванович Сечин	X	X	X	X		X	X		X
Маттиас Варниг	X	X	X		X	X			X
Файзал Алсуваиди	X	X	X						X
Андрей Рэмович Белоусов	X	X	X	X	X	X	X		
Олег Вячеславович Вьюгин	X		X		X		X		X
Айван Глазенберг	X		X		X				
Роберт Дадли	X	X	X		X	X		X	X
Гильермо Кинтеро	X	X			X	X	X	X	X
Александр Валентинович Новак	X	X	X		X		X		
Ханс-Йорг Рудлофф	X		X		X	X			
Дональд Хамфриз ¹	X	X	X		X	X			

¹ Вышел из состава Совета директоров 21 июня 2018 года.

Участие членов Совета директоров в заседаниях Совета директоров и комитетов в 2018 году

Член Совета директоров	Совет директоров				Комитет по стратегическому планированию
	Статус (исполнительный/неисполнительный/независимый)	Участие в заседаниях	Комитет по аудиту	Комитет по кадрам и вознаграждениям	
Герхард Шрёдер	Независимый	24/24			
Игорь Иванович Сечин	Исполнительный	23/24			
Маттиас Варниг	Независимый	24/24	14/14	13/13	
Файзал Алсуваиди	Неисполнительный	24/24			13/13
Андрей Рэмович Белоусов	Неисполнительный	22/24			13/13
Олег Вячеславович Вьюгин	Независимый	24/24	14/14		13/13
Айван Глазенберг	Неисполнительный	24/24			13/13
Роберт Дадли	Неисполнительный	24/24			13/13
Гильермо Кинтеро	Неисполнительный	24/24		13/13	
Александр Валентинович Новак	Неисполнительный	22/24			13/13
Ханс-Йорг Рудлофф	Независимый	13/13	6/6	6/6	
Дональд Хамфриз ¹	Независимый	11/11	8/8	7/7	

Примечание: первая цифра показывает количество заседаний, в которых член Совета директоров принимал участие, вторая – общее количество заседаний, в которых он мог принять участие.

Справочно: Председатель Совета директоров Герхард Шрёдер и члены Совета директоров Игорь Сечин, Маттиас Варниг, Роберт Дадли, Ханс-Йорг Рудлофф и Дональд Хамфриз не голосовали по ряду вопросов повестки дня, которые могли содержать для них конфликт интересов юридического и/или коммерческого характера.

Введение в должность

Для оперативного включения в работу Совета директоров и эффективного использования профессиональных навыков его членов Компания обеспечивает процедуру введения в должность вновь избранных директоров.

В связи с изменением состава Совета директоров в 2018 году менеджмент оперативно обеспечил ознакомление Ханс-Йорга Рудлоффа с текущей деятельностью

Компании, ее стратегией, корпоративной и организационной структурой, практикой корпоративного управления.

Для эффективного осуществления своих полномочий Ханс-Йоргу Рудлоффу предоставлены разъяснения по соблюдению режима конфиденциальности и защиты инсайдерской информации, порядку участия в заседаниях Совета директоров и его комитетах.

Структура рассмотренных вопросов



Сделки	30 %
Корпоративное управление	17 %
Рассмотрение отчетов	10 %
Финансы, бизнес-проекты	9 %
Аудит, риски	7 %
Утверждение/изменение локально-нормативных документов	6 %
Вопросы, связанные со Стратегией Компании	5 %
Кадры и вознаграждения (КПЭ)	5 %
Директивы Правительства Российской Федерации	5 %
Прочее	6 %

Деятельность Совета директоров

В 2018 году проведено 24 заседания Совета директоров (4 – в очной форме, 20 – в форме заочного голосования), рассмотрено 127 вопросов (23 – на очных и 104 – на заочных заседаниях).

¹ Вышел из состава Совета директоров 21 июня 2018 года.

Наиболее значимые решения

Утверждены дополнительные инициативы к Стратегии «Роснефть – 2022»

в области социального развития, кадрового потенциала, окружающей среды, регионального развития, ускоренной цифровизации и наращивания технологического потенциала (Цифровая «Роснефть»).

Утверждена Стратегия в области информационных технологий на 2018–2022 годы (ИТ-стратегия),

которая определяет приоритетные направления и основной сценарий развития информационных технологий Компании, целевую модель обеспечения потребности в области информационных технологий, метрологии, автоматизированных систем управления технологическим процессом, контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Одобрены стратегические принципы устойчивого развития и публичная позиция Компании – «Роснефть: вклад в реализацию целей ООН в области устойчивого развития»

и определены пять приоритетных целей, достижению которых Компания будет способствовать в своей деятельности: «Хорошее здоровье и благополучие», «Недорогостоящая и чистая энергия», «Достойная работа и экономический рост», «Борьба с изменениями климата», «Партнерство в интересах устойчивого развития».

Актуализирована Долгосрочная программа развития с учетом обновленных стратегических ориентиров и рассмотрения результатов ее реализации за 2017 год.

Утвержден план финансово-хозяйственной деятельности, рассмотрены итоги его выполнения и проведена нормализация плана за 2017 год.

Во исполнение поручений Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации рассмотрены вопросы в области:

- внедрения рекомендаций по управлению правами на результаты

интеллектуальной деятельности и по проведению инвентаризации прав на результаты интеллектуальной деятельности;

- внедрения профессиональных стандартов в деятельность Компании;
- инновационного развития;
- соблюдения законодательства о закупках товаров, работ и услуг;
- согласования плановых и программно-целевых документов по развитию Дальнего Востока с Минвостокразвития России.

Одобрена реализация бизнес-проектов

по разработке месторождения Зохран в блоке Шорук (Египет), развития Чупальского лицензионного участка, развития Восточно-Мессояхского лицензионного участка и развития Сузунского месторождения.

Проведена оценка соответствия членов Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» критериям независимости (Герхарда Шрёдера, Маттиаса Варнига, Олега Вячеславовича Вьюгина и Ханс-Йорга Рудлоффа).

Рассмотрен статус реализации Дорожной карты по внедрению ключевых положений Кодекса корпоративного управления Банка России в деятельность Компании.

Утверждены параметры и структура программы приобретения акций ПАО «НК «Роснефть» (обратного выкупа) на открытом рынке.

Утверждены или внесены изменения в следующие внутренние документы:

- Политика в области противодействия корпоративному мошенничеству и вовлечению в коррупционную деятельность;
- Политика в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды;
- Политика «Система управления рисками и внутреннего контроля»;
- Положение «О закупке товаров, работ, услуг»;

- Положение «О Комитете Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» по аудиту»;
- Положение «Об инсайдерской информации»;
- Положение «Порядок организации информационного взаимодействия через Межведомственный портал по управлению государственной собственностью в сети интернет»;
- Положение «Порядок управления конфликтом интересов в ПАО «НК «Роснефть» и Обществах Группы».

Рассмотрены/утверждены следующие программы и отчеты:

- отчеты о деятельности комитетов Совета директоров 2017/2018 корпоративном году;
- отчет о реализации Программы энергосбережения на 2017–2021 годы в 2017 году;
- отчет о ходе исполнения Программы реализации непрофильных активов за 4-й квартал 2017 года и 1–3-й кварталы 2018 года;
- отчет о заключенных ПАО «НК «Роснефть» в 2017 году сделках, в совершении которых имеется заинтересованность;
- отчеты о деятельности в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды;
- отчет о результатах деятельности внутреннего аудита за 2017 год и за первое полугодие 2018 года;
- отчет об исполнении требований законодательства в области противодействия неправомерному использованию инсайдерской информации и манипулированию рынком за второе полугодие 2017 года и за первое полугодие 2018 года;
- отчет о реализации информационной политики в 2018 году;
- отчет о реализации Программы инновационного развития за 2017 год;
- отчет о выполнении комплексного плана развития системы управления рисками и внутреннего контроля в 2017 году;

- отчет о выполнении Плана работы по внедрению профессиональных стандартов в деятельность Компании по состоянию на 1 ноября 2018 года.

В области системы мотивации утверждены:

- показатели эффективности топ-менеджеров ПАО «НК «Роснефть» на 2018 год;
- нормализованные показатели эффективности деятельности менеджмента для оценки годового премирования

за 2017 год, результаты их выполнения топ-менеджерами и размеры годового вознаграждения за 2017 год.

Одобрено свыше 150 сделок, в совершении которых имеется заинтересованность.

В отчетном году проведена самооценка деятельности Совета директоров за 2017/2018 корпоративный год. По результатам оценки членами Совета директоров подтвержден высокий уровень

организации и эффективности работы Совета директоров по основным направлениям деятельности.

От членов Совета директоров получены рекомендации по улучшению отдельных направлений деятельности Совета директоров, которые нашли свое отражение в одобренном плане совершенствования деятельности Совета директоров на 2019 год.

Планы на 2019 год

Заседания Совета директоров проводятся на плановой основе. План утверждается Советом директоров на каждое полугодие и содержит, в том числе, вопросы:

- реализации Стратегии;
- рассмотрения планов и итогов финансово-хозяйственной деятельности;
- реализации (итогов) / актуализации Долгосрочной программы развития;

- утверждения коллективных и индивидуальных показателей эффективности деятельности менеджмента;
- подготовки к проведению общих собраний акционеров.

Стратегические вопросы, перечень которых определен Уставом, рассматриваются Советом директоров в очной форме.

Дополнительный перечень вопросов, которые Совет директоров стремится рассматривать в очной форме, определен Кодексом корпоративного управления Компании.

С учетом плана заседаний Совета директоров комитетами Совета директоров одобряются планы собственной работы.

Комитеты Совета директоров

В Компании созданы три комитета Совета директоров:

- Комитет по аудиту;
- Комитет по кадрам и вознаграждениям;
- Комитет по стратегическому планированию.

Формирование комитетов и избрание их председателей осуществляется на первом очном заседании Совета директоров.

СОСТАВ КОМИТЕТА ПО АУДИТУ

Ханс-Йорг Рудлофф¹ – Председатель (независимый директор)

Маттиас Варниг (независимый директор)

Олег Вячеславович Вьюгин (независимый директор)

СОСТАВ КОМИТЕТА ПО КАДРАМ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ

Маттиас Варниг – Председатель (независимый директор)

Ханс-Йорг Рудлофф (независимый директор)

Гильермо Кинтеро

СОСТАВ КОМИТЕТА ПО СТРАТЕГИЧЕСКОМУ ПЛАНИРОВАНИЮ

Роберт Дадли – Председатель

Александр Валентинович Новак – заместитель Председателя

Файзал Алсуваиди

Андрей Рэмович Белоусов

Олег Вячеславович Вьюгин (независимый директор)

Айван Глазенберг

¹ С 1 января 2018 года по 21 июня 2018 года Председателем Комитета являлся Дональд Хамфриз, который вышел из состава Совета директоров 21 июня 2018 года в связи с истечением срока полномочий Совета директоров.

Деятельность комитетов Совета директоров



Обращение Ханс-Йорга Рудлоффа, Председателя Комитета по аудиту

Соблюдение Компанией международных и российских стандартов в области формирования финансовой отчетности является одним из ключевых факторов для принятия инвесторами решений по приобретению акций Компании.

Комитет по аудиту совместно с топ-менеджерами Компании и внешним аудитором ООО «Эрнст энд Янг» стремятся не только обеспечить соблюдение указанных стандартов и внутренних документов, но и продолжать совершенствование процессов в области организации аудита, управления рисками и внутреннего контроля.

Значимые решения

Совету директоров рекомендовано утвердить предложения Общему собранию акционеров **в отношении распределения прибыли Компании** по результатам 2017 финансового года и размера дивидендов по результатам 2017 года и первого полугодия 2018 года и порядку их выплаты.

В сфере подготовки бухгалтерской (финансовой) отчетности, а также объективности и независимости внешнего аудита, в том числе:

- рассмотрены консолидированные финансовые результаты и финансовая отчетность деятельности Компании и результаты ее аудита (на ежеквартальной основе);
- Совету директоров рекомендован кандидат в аудиторы Компании – ООО «Эрнст энд Янг» и размер стоимости аудиторских услуг;
- рассмотрен вопрос о контроле проведения конкурса на заключение договора об оказании аудиторских услуг Компании на 2019–2021 годы.

В сфере эффективности функционирования системы внутреннего контроля и управления рисками предварительно рассмотрены:

- отчет по мониторингу рисков корпоративного уровня за 2017 год;
- отчет по выполнению плана разработки, внедрения и поддержания Системы внутреннего контроля на 2017 год;
- отчетность по выявлению рисков текущей финансово-хозяйственной деятельности корпоративного уровня на 2019 год;
- изменения в Положение «О Комитете Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» по аудиту» и Политику «Система управления рисками и внутреннего контроля».

В сфере обеспечения объективности и независимости внутреннего аудита рассмотрены:

- отчеты о результатах деятельности внутреннего аудита за 2017 год и за первое полугодие 2018 года, а также информация о независимости и объективности внутреннего аудита;

Комитетом по аудиту в 2018 году проведено **14 заседаний** и рассмотрено **36 вопросов**.

- информация об оценке и результатах мониторинга риска возникновения конфликта интересов, связанного с замещением руководителем Службы внутреннего аудита должности члена Правления (на ежеквартальной основе).

В сфере корпоративного управления предварительно рассмотрены и рекомендованы к утверждению Советом директоров изменения в Положение «Об инсайдерской информации».

Вопросы в отношении финансовой отчетности и информация, подготовленная аудитором, предварительно обсуждались в ходе телефонных конференций с участием членов Комитета, менеджмента Компании и представителей внешнего аудитора.



Обращение Маттиаса Варнига, Председателя Комитета по кадрам и вознаграждениям

В 2018 году Комитет рассматривал ключевые вопросы эффективности кадровой и социальной политики, системы назначений и вознаграждений менеджмента, а также оценки деятельности Совета директоров, исполнительных органов и топ-менеджеров Компании.

Совету директоров даны рекомендации по вопросу совершенствования системы премирования топ-менеджеров.

Значимые решения

В сфере привлечения к управлению Компанией квалифицированных кадров и создания условий для их успешной работы:

- рассмотрены предложения в части вознаграждения членов Совета директоров и Ревизионной комиссии по итогам 2017/2018 корпоративного года, а также компенсации расходов, связанных с исполнением ими своих функций;
- рекомендованы кандидатуры топ-менеджеров для назначения в состав Правления;
- проведена оценка соответствия кандидатов для избрания в Совет директоров критериям независимости.

В сфере оценки эффективности деятельности органов управления Компании:

- рассмотрены коллективные и индивидуальные показатели эффективности деятельности топ-менеджеров

на 2018 год, а также нормализованные критерии достижения КПЭ топ-менеджеров за 2017 год и результаты их выполнения для годового премирования за 2017 год;

- предварительно рассмотрены и рекомендованы Совету директоров изменения в Положение «О годовом премировании топ-менеджеров и руководителей самостоятельных структурных подразделений ПАО «НК «Роснефть»»;
- проведена оценка целесообразности внедрения Программы долгосрочной мотивации топ-менеджеров Компании;
- рассмотрены результаты самооценки эффективности деятельности Совета директоров по итогам 2017/2018 корпоративного года;
- Совету директоров рекомендовано провести оценку деятельности (эффективности) Совета директоров в 2019 году с привлечением независимого консультанта.

Комитетом по кадрам и вознаграждениям в 2018 году проведено **13 заседаний** и рассмотрено **22 вопроса**.

В сфере устойчивого развития согласован отчет в области устойчивого развития ПАО «НК «Роснефть» за 2017 год¹.

По инициативе Маттиаса Варнига проводились телефонные конференции с участием членов Комитета и менеджмента Компании для обсуждения ключевых вопросов работы Комитета.

¹ Отчет размещен на официальном сайте.



Обращение Роберта Дадли, Председателя Комитета по стратегическому планированию

В отчетном году Комитет не только уделял внимание ключевым вопросам стратегического развития и бизнес-планирования, но и рекомендовал Совету директоров рассмотреть принципы устойчивого развития и утвердить публичную позицию Компании в области ESG².

Приверженность 17 целям устойчивого развития ООН подтверждает, что одной из основных ценностей Компании является ответственность бизнеса.

Значимые решения

В сфере определения приоритетных направлений деятельности:

- рассмотрен статус реализации Стратегии «Роснефть – 2022», утверждены дополнительные инициативы к Стратегии «Роснефть – 2022»;
- одобрены стратегические принципы устойчивого развития и публичная позиция Компании – «Роснефть: вклад в реализацию целей ООН в области устойчивого развития»;
- утверждена актуализированная Долгосрочная программа развития;
- утвержден план финансово-хозяйственной деятельности на 2019–2020 годы, а также рассмотрены итоги выполнения и нормализации плана финансово-хозяйственной деятельности ПАО «НК «Роснефть» за 2018 год.

В сфере промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды

утверждены:

- отчеты о деятельности в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды;
- Политика в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды;
- Политика в области разведки и добычи углеводородов на шельфе.

В сфере реализации бизнес-проектов Компании Совету директоров рекомендовано одобрить ключевые показатели и объемы финансирования ряда бизнес-проектов.

Комитетом по стратегическому планированию в 2018 году проведено **13 заседаний** и рассмотрено **25 вопросов**.

В области инновационной деятельности:

- утвержден Отчет о реализации программы инновационного развития Компании за 2017 год;
- согласовано техническое задание для сопоставления уровня технологического развития и значений КПЭ инновационной деятельности Компании с ведущими зарубежными компаниями-аналогами.

При рассмотрении ключевых вопросов Председатель и члены Комитета консультировались с менеджментом Компании, запрашивали дополнительную информацию и получали от них письменные и устные разъяснения.

² ESG (Environment, Social, Governance) – ответственность в области охраны окружающей среды, социальных вопросов, управления.

5.4

Исполнительные органы

ИСПОЛНИТЕЛЬНЫМИ ОРГАНАМИ ЯВЛЯЮТСЯ:

Главный исполнительный директор

Правление

Функции единоличного исполнительного органа и председателя Правления в соответствии с Уставом осуществляет Главный исполнительный директор.

Главным исполнительным директором Компании с 2012 года является Игорь Иванович Сечин. Он управляет текущей деятельностью Компании, формирует

повестку Правления и председательствует на его заседаниях.

Порядок формирования состава Правления, права, обязанности и ответственность членов Правления, регламент деятельности Правления устанавливаются Положением о коллегиальном исполнительном органе (Правлении) Компании.

Изменения в составе Правления

В 2018 году истекли полномочия члена Правления – Юрия Анатольевича Нарушевича.

В состав Правления избран статс-секретарь – вице-президент Компании Елена Владимировна Завалева.

Количественный состав Правления в отчетном году не менялся и составляет 11 человек. Правление представлено руководителями основных бизнес-направлений и производственного сервиса, а также основных поддерживающих функциональных блоков Компании.



Состав Правления ПАО «НК «Роснефть»



Игорь Иванович СЕЧИН

Председатель Правления,
Главный исполнительный
директор

Родился в 1960 году.

В 1984 году окончил Ленинградский государственный университет, кандидат экономических наук.

Имеет государственные и ведомственные награды.

2000–2004 годы – заместитель руководителя Администрации Президента Российской Федерации.

2004–2008 годы – заместитель руководителя Администрации Президента Российской Федерации – помощник Президента Российской Федерации.


2008–2012 годы – заместитель Председателя Правительства Российской Федерации.

2012 год – н. в. – Главный исполнительный директор, Председатель Правления ПАО «НК «Роснефть».

Занимает должности в различных организациях, участвуя в развитии социальной сферы, науки, спорта и образования (ознакомиться с перечнем участия И. И. Сечина в других организациях можно в разделе «Совет директоров» на с. 217 и на официальном сайте).

Владеет 13 489 350 акциями ПАО «НК «Роснефть» (0,1273 % от уставного капитала Компании).





**Юрий
Иванович
КАЛИНИН**

Заместитель Председателя Правления,
вице-президент по кадровым и социальным
вопросам

Родился в 1946 году.

В 1979 году окончил Саратовский юридический институт им. Д. И. Курского.
Имеет государственные и ведомственные награды.

1998–2004 годы – заместитель Министра юстиции Российской Федерации.

2004–2009 годы – директор Федеральной службы исполнения наказаний
(ФСИН России).

2009–2010 годы – заместитель Министра юстиции Российской Федерации.


2010–2012 годы – член Совета Федерации Федерального Собрания
Российской Федерации от законодательного (представительного) органа
государственной власти Пензенской области.

С декабря 2012 года – вице-президент ПАО «НК «Роснефть»,
с марта 2013 года – вице-президент по кадровым и социальным вопросам
ПАО «НК «Роснефть».

В феврале 2013 года назначен в состав Правления ПАО «НК «Роснефть»,
с октября 2014 года – заместитель Председателя Правления.

Является членом Совета НПФ «НЕФТЕГАРАНТ», членом Совета директоров
ООО «РН-Разведка и добыча», ООО «РН-Коммерция», ООО «РН-Ресурс»,
ООО «РН-Переработка».

Владеет 203 916 акциями ПАО «НК «Роснефть» (0,0019 % от уставного
капитала Компании).



**Эрик
Морис
ЛИРОН**

Первый вице-президент

Родился в 1954 году.

В 1980 году окончил Школу радиотехники, электроники и информатики
(Париж, Франция).

2000–2005 годы – являлся руководителем по управлению комплексными
проектами в России, менеджером по нефтепромысловому сервису
проекта «Сибнефть» компании «Шлюмберже Ойлфилд Сервис» (Россия).


2006–2013 годы – занимал различные руководящие посты
в ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», являлся вице-президентом по скважинным
работам.

С апреля 2013 года – вице-президент по бурению, освоению и сервису
ПАО «НК «Роснефть», с июля 2013 года – первый вице-президент
ПАО «НК «Роснефть», курирующий вопросы Блока добычи.

В сентябре 2013 года назначен в состав Правления ПАО «НК «Роснефть».

Является Председателем Совета директоров АО «Верхнечонскнефтегаз»,
ООО «РН-Разведка и добыча», членом Совета директоров ПАО «НГК
«Славнефть», ООО «Национальный нефтяной консорциум»,
ООО «РН-ГАЗ», ООО «РН-Ресурс», ООО «РН-Иностранские проекты».

Владеет 543 804 акциями ПАО «НК «Роснефть» (0,0051 % от уставного
капитала Компании).



Геннадий Иванович БУКАЕВ

Вице-президент –
руководитель Службы
внутреннего аудита

Родился в 1947 году.

В 1971 году окончил Уфимский государственный нефтяной технический университет. Кандидат экономических наук.

Имеет государственные и ведомственные награды.

2000–2004 годы – Министр Российской Федерации по налогам и сборам.

2004–2012 годы – помощник Председателя Правительства Российской Федерации.

2012–2013 годы – советник Президента Республики Башкортостан.

С 2013 года – советник Президента ПАО «НК «Роснефть».

С марта 2015 года – руководитель Службы внутреннего аудита ПАО «НК «Роснефть», с июня 2016 года – вице-президент – руководитель Службы внутреннего аудита ПАО «НК «Роснефть».

В июле 2016 года назначен в состав Правления ПАО «НК «Роснефть».

Является генеральным директором, членом Совета директоров АО «РОСНЕФТЕГАЗ», Председателем Наблюдательного совета РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, членом Правления АНО «Хоккейный клуб «Салават Юлаев».

Не владеет акциями ПАО «НК «Роснефть».

Геннадий Иванович Букаев не принимает участия в голосовании по вопросам компетенции Правления, касающимся операционной деятельности Компании, которые потенциально могут являться объектом аудита / принятия управленческих решений в отношении объектов аудита, что является предметом рассмотрения Совета директоров (подробнее читайте на с. 253).



Дидье КАСИМИРО

Вице-президент
по переработке, нефтехимии,
коммерции и логистике

Родился в 1966 году.

В 1991 году с отличием окончил Университет г. Гент (Бельгия), в 1992 году – Университет г. Гент, Бельгия / Университет г. Лиссабон, Португалия.

1996–2005 годы – занимал руководящие посты в компании BP.

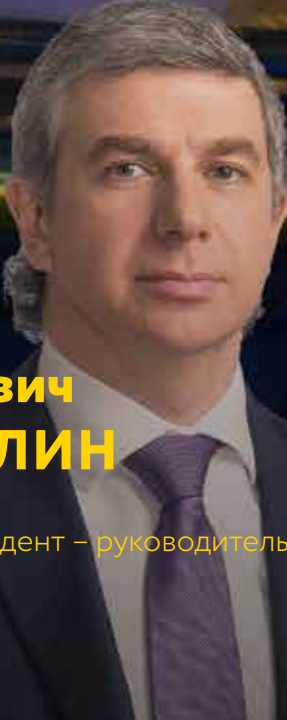
2005–2012 годы – занимал руководящие должности в компании ТНК-ВР.

С мая 2012 года – вице-президент ПАО «НК «Роснефть», с марта 2013 года – вице-президент по коммерции и логистике ПАО «НК «Роснефть», с января 2015 года – вице-президент по переработке, нефтехимии, коммерции и логистике ПАО «НК «Роснефть».

В июне 2012 года назначен в состав Правления ПАО «НК «Роснефть».

Является Председателем Совета директоров ПАО «Саратовский НПЗ», ПАО «НК «Роснефть» – МЗ «Нефтепродукт», ЗАО «Роснефть-Армения», ООО «РН-Ереван», Rosneft Trading S.A., ООО «РН-Коммерция», ООО «РН-Переработка», Председателем Наблюдательного совета ЧАО «ЛИНИК», членом Совета директоров ПАО «НГК «Славнефть», ОАО «Славнефть-ЯНОС», Rosneft Global Trade S.A., АО «СПбМТСБ», Rosneft Techno S.A., ПАО АНК «Башнефть», ООО «РН-Иностранные проекты», Nayara Energy Limited, членом Совета SIA «ITERA Latvija».

Владеет 457 598 акциями ПАО «НК «Роснефть» (0,0043 % от уставного капитала Компании).



**Юрий
Игоревич
КУРИЛИН**

Вице-президент – руководитель Аппарата
Компании

Родился в 1972 году.

В 1994 году окончил Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, в 1998 году окончил Университет штата Калифорния, Хейворд, получена степень MBA.

2003–2008 годы – занимал должности управляющего делами Аппарата Президента и Главного управляющего директора, руководителя Аппарата Президента ОАО «ТНК-ВР Менеджмент».

2008–2011 годы – занимал пост коммерческого директора в компаниях Группы БиПи.

2011–2014 годы – работал в компании ВР (США), г. Хьюстон (в области планирования и управления эффективностью деятельности подразделения закупок).


2014–2017 годы – директор по корпоративным вопросам и взаимодействию с бизнес-партнерами Би Пи Эксплорэйшн Оперейтинг Компани Лимитед (Великобритания).

С марта 2017 года – вице-президент ПАО «НК «Роснефть» – руководитель Аппарата Компании.

В апреле 2017 года назначен в состав Правления ПАО «НК «Роснефть».

Является членом Наблюдательного совета Банка «ВБРР» (АО), членом Советов директоров ООО «РН-ГАЗ», ООО «РН-Разведка и добыча».

Не владеет акциями ПАО «НК «Роснефть».



**Петр
Иванович
ЛАЗАРЕВ**

Финансовый директор

Родился в 1967 году.

В 1990 году окончил Московский институт народного хозяйства им. Г. В. Плеханова.

2000–2004 годы – начальник отдела вексельных и инвестиционных программ Финансового департамента ПАО «НК «Роснефть», заместитель директора Департамента – начальник отдела ценных бумаг Финансового департамента.


2004–2012 годы – руководитель казначейства ПАО «НК «Роснефть».

С февраля 2012 года – финансовый директор ПАО «НК «Роснефть».

В июне 2011 года назначен в состав Правления ПАО «НК «Роснефть».

Является Председателем Совета НПФ «НЕФТЕГАРАНТ», Председателем Совета директоров ООО «РН-Ресурс», заместителем Председателя Совета директоров АО «ЦСД», членом Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» – МЗ «Нефтепродукт», АО «ДЦСС», ЗАО «ТЭК-Торг», ООО «РН-Разведка и добыча», ООО «РН-Коммерция», ООО «РН-Актив», ООО «РН-Иностранные проекты», генеральным директором ООО «РН-Иностранные проекты», АО «РН Холдинг», исполнительным финансовым директором АО «РН Менеджмент».

Владеет 448 066 акциями ПАО «НК «Роснефть» (0,0042 % от уставного капитала Компании).



**Елена
Владимировна
ЗАВАЛЕЕВА**

Статс-секретарь –
вице-президент

Родилась в 1981 году.

В 2003 году окончила Московский государственный социальный университет Министерства труда и социального развития по специальности «юриспруденция».

Имеет государственную награду.

С 2008 года работает в ПАО «НК «Роснефть».


2013–2017 годы – занимала руководящие должности

С сентября 2017 года – статс-секретарь – вице-президент ПАО «НК «Роснефть».

В апреле 2018 года назначена в состав Правления ПАО «НК «Роснефть».

Является Председателем Совета директоров ООО «Реестр-РН», членом Совета директоров ПАО АНК «Башнефть», ООО «РН-Переработка», ООО «РН-Разведка и добыча».

Владеет 6 250 акциями ПАО «НК «Роснефть» (0,00006 % от уставного капитала Компании).



**Зелько
РУНЬЕ**

Вице-президент
по шельфовым проектам

Родился в 1954 году.

В 1979 году с отличием окончил Университет штата Аляска.

Имеет государственные награды.


1997–2012 годы – занимал руководящие должности в проекте «Сахалин-1», являлся вице-президентом компании ExxonMobil Russia Inc.

С октября 2012 года – вице-президент ПАО «НК «Роснефть», с марта 2013 года – вице-президент по шельфовым проектам ПАО «НК «Роснефть».

В ноябре 2012 года назначен в состав Правления ПАО «НК «Роснефть».

Является Председателем Наблюдательного совета ОАО «Роснефть-Сахалин», Председателем Совета директоров ООО «РН-Иностранные проекты», АО «РН-Шельф-Дальний Восток», членом Совета директоров RN Nordic Oil AS, ЗАО «Росшельф», АО «ДЦСС», ООО «РН-ГАЗ», ООО «РН-Коммерция».

Владеет 377 318 акциями ПАО «НК «Роснефть» (0,0036 % от уставного капитала Компании).



**Влада
Вилориковна
РУСАКОВА**

Вице-президент

Родилась в 1953 году.

В 1977 году окончила Московский институт нефтехимической и газовой промышленности (МИНХиГП) им. И. М. Губкина, в 1984 году – аспирантуру МИНХиГП им. И. М. Губкина.

Имеет государственные и ведомственные награды.

1998–2003 годы – начальник Управления прогнозирования перспективного развития Департамента перспективного развития, науки и экологии ПАО «Газпром».


2003–2012 годы – начальник Департамента перспективного развития, науки и экологии, начальник Департамента стратегического развития, начальник Департамента перспективного развития ПАО «Газпром».

С апреля 2013 года – вице-президент ПАО «НК «Роснефть», курирующий вопросы Газового блока.

В июле 2017 года назначена в состав Правления ПАО «НК «Роснефть».

Является Председателем Совета директоров ООО «РН-ГАЗ», Председателем Совета SIA «ITERA Latvija», членом Наблюдательного совета Союза организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество», членом Совета директоров ООО «РН-Иностранные проекты», ООО «РН-Переработка».

Владеет 4 071 акцией ПАО «НК «Роснефть» (0,00004 % от уставного капитала Компании).



**Андрей
Николаевич
ШИШКИН**

Вице-президент по энергетике,
локализации и инновациям

Родился в 1959 году.

В 1985 году окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина, в 1996 году – Финансовую академию при Правительстве Российской Федерации, в 2002 году – Московскую международную высшую школу бизнеса «МИРБИС».

Имеет государственные и ведомственные награды.

2005–2010 годы – генеральный директор ОАО «Уральская энергетическая управляющая компания», ОАО «ТГК-10», ОАО «Тюменская энергосбытовая компания».

2008–2009 годы – первый вице-президент ОАО «Комплексные энергетические системы» (КЭС-Холдинг).

2010–2012 годы – заместитель Министра энергетики Российской Федерации.

С июля 2012 года – вице-президент ПАО «НК «Роснефть», с марта 2013 года – вице-президент по энергетике, промышленной безопасности, охране труда и экологии ПАО «НК «Роснефть», с августа 2014 года – вице-президент по энергетике и локализации ПАО «НК «Роснефть», с апреля 2016 года – вице-президент по энергетике, локализации и инновациям ПАО «НК «Роснефть».

В апреле 2015 года назначен в состав Правления ПАО «НК «Роснефть».

Является Председателем Совета директоров АО «ДЦСС», АО «82 СРЗ», АО «Охинская ТЭЦ», ООО «Звезда-Хендэ», АО «ЦКБ «Лазурит», ОАО «ТомскНИПинефть», членом Совета директоров RIG Research Pte. Ltd., ПАО «РусГидро», АО «ОСК», ООО «СНГТ», ООО «Звезда Морские Технологии», Antares Singapore Pte. Ltd., ООО «РН-Актив», ООО «РН-Разведка и добыча», ООО «РН-Коммерция», ООО «РН-Переработка», ОАО НПО «Буровая техника», генеральным директором ООО «РН-Актив», Президентом, Председателем Правления, заместителем Председателя Совета директоров ПАО АНК «Башнефть», членом Наблюдательного совета Национальной ассоциации трансфера технологий, членом Попечительского совета РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина.

Владеет 377 114 акциями ПАО «НК «Роснефть» (0,0036 % от уставного капитала Компании).

Состав и структура Правления



До 45 лет	9 %
От 46 до 55 лет	27 %
От 56 до 65 лет	45 %
От 66 лет и старше.....	18 %

Мужчин	82 %
Женщин	18 %

**ЧЛЕНЫ ПРАВЛЕНИЯ
ВЛАДЕЮТ РУССКИМ,
АНГЛИЙСКИМ,
ФРАНЦУЗСКИМ,
НЕМЕЦКИМ, ИСПАНСКИМ,
ПОРТУГАЛЬСКИМ,
ГОЛЛАНДСКИМ
И ХОРВАТСКИМ ЯЗЫКАМИ.**

Продолжительность работы в составе Правления

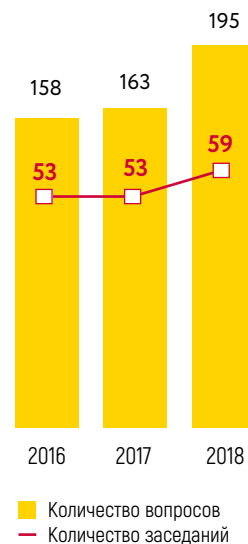
Игорь Иванович Сечин	С 2012 года (6 лет)	
Юрий Иванович Калинин	С 2013 года (5 лет)	
Эрик Морис Лирон	С 2013 года (5 лет)	
Геннадий Иванович Букаев	С 2016 года (2 года)	
Дидье Касими́ро	С 2012 года (6 лет)	
Юрий Игоревич Курилин	С 2017 года (1 год)	
Петр Иванович Лазарев	С 2011 года (7 лет)	
Елена Владимировна Завалеева	С 2018 года (менее 1 года)	
Зелько Рунье	С 2012 года (6 лет)	
Влада Вилориковна Русакова	С 2017 года (1 год)	
Андрей Николаевич Шишкин	С 2015 года (3 года)	

Деятельность Правления в 2018 году

В 2018 году проведено 59 заседаний, рассмотрено 195 вопросов и приняты решения:

- рассмотрен статус реализации Стратегии «Роснефть – 2022»;
- внедрена Программа долгосрочной мотивации руководителей Обществ Группы;
- Созданы Технологический совет, Комитет по науке и технологиям, Экспертный совет по информационным технологиям, Комитет по импортозамещению и утверждены документы, определяющие порядок их деятельности;
- актуализирован единый реестр непрофильных и неэффективных активов;
- одобрена реализация восьми бизнес-проектов по разработке и обустройству месторождений, реконструкции нефтепроводов, геологическому изучению недр, развитию нефтепереработки;
- одобрено совершение 79 сделок по поставке нефти и нефтепродуктов на экспорт и внутренний рынок, поставке газа на внутреннем рынке, оказанию комиссионных услуг по реализации нефти;
- ликвидировано/реорганизовано десять Обществ Группы в целях оптимизации корпоративной структуры Компании;
- одобрено участие Компании в 23 организациях;
- утверждены внутренние документы Компании в области:
 - промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды;
 - управления рисками и внутреннего контроля;
 - организации работы Технико-технологического экспертного совета и Научно-технического совета;
 - контроля качества нефтепродуктов и др.;
- рассмотрены результаты деятельности менеджмента Компании за 2017 год и утверждены значения КПЭ руководителей структурных подразделений ПАО «НК «Роснефть» и руководителей ключевых Обществ Группы на 2018 год;
- утверждены кандидаты для избрания в советы директоров и исполнительные органы ключевых Обществ Группы.

Количество рассмотренных вопросов и проведенных заседаний в 2016–2018 годах



Планирование работы Правления

Работа Правления осуществляется на плановой основе. Планы работы Правления формируются ежеквартально с учетом предложений членов Правления и топ-менеджеров Компании.

В 2019 году Правление продолжит работу по реализации Стратегии развития Компании в соответствии с решениями Совета директоров.

Корпоративный секретарь

Функции корпоративного секретаря Компании с мая 2014 года выполняет директор Департамента корпоративного управления Светлана Валентиновна Грицкевич¹.

Департамент корпоративного управления является структурным подразделением Компании, осуществляющим функции аппарата Корпоративного секретаря.

Корпоративный секретарь подотчетен Совету директоров, назначается на должность и освобождается от должности Главным исполнительным директором на основании решения Совета директоров.

Деятельность Корпоративного секретаря регулируется Положением о Корпоративном секретаре. Основные функции:

- совершенствование системы корпоративного управления;
- организация подготовки и проведения общих собраний акционеров;
- обеспечение работы Совета директоров и комитетов Совета директоров, выполнение функций секретаря Правления;
- предупреждение корпоративных конфликтов;
- обеспечение реализации прав акционеров;
- реализация политики по раскрытию информации;
- организация работы по исполнению требований законодательства Российской Федерации о противодействии неправомерному использованию инсайдерской информации и манипулированию рынком;
- осуществление контроля соблюдения требований законодательства Российской Федерации о противодействии неправомерному использованию инсайдерской информации и манипулированию рынком;
- взаимодействие с регистратором, государственными органами, уполномоченными на осуществление регулирования корпоративных отношений и рынка ценных бумаг.

Для обеспечения эффективной работы Совета директоров в Компании создано единое информационное поле между членами Совета директоров и аппаратом корпоративного секретаря – «Портал Совета директоров» с круглосуточным доступом к материалам (повесткам, протоколам, бюллетеням, документам) заседаний Совета директоров и возможностью коммуникации по интересующим вопросам из любой точки мира.



**Светлана
Валентиновна
ГРИЦКЕВИЧ**

Родилась в 1974 году.

Окончила Институт современных знаний Белорусского государственного университета (Минск) в 1996 году, Российскую академию государственной службы при Президенте Российской Федерации в 2011 году.

Имеет квалификацию мастера делового администрирования (МВА, Московская международная школа бизнеса, 2011 год), обладает значительным опытом в области корпоративного управления (с 1998 года) и специфике деятельности компаний топливно-энергетического комплекса (с 1996 года), а также опытом руководящей работы (с 2003 года) и опытом работы в качестве члена совета директоров в ряде акционерных обществ.

С 2013 года является директором Департамента корпоративного управления ПАО «НК «Роснефть».

Является членом Комитета эмитентов акций ПАО Московская Биржа.

Владеет 393 акциями ПАО «НК «Роснефть» (0,000004 % от уставного капитала Компании).

Занимает первые строчки² в рейтингах директоров по корпоративному управлению в энергетике и топливном комплексе по версии ИД «Коммерсантъ» и Ассоциации менеджеров (рейтинг «Топ-1 000 российских менеджеров»).

Входит в рейтинг «25 лучших директоров по корпоративному управлению / корпоративных секретарей за 2018 год» по оценке Ассоциации независимых директоров и Российского союза промышленников и предпринимателей в партнерстве с фирмой PwC.

¹ Протокол № 34 от 5 мая 2014 года.

² Первое место по итогам 2016 и 2017 годов, третье место по итогам 2018 года в рейтинге «Топ-50 директоров по корпоративному управлению».

5.5

Вознаграждение членов Совета директоров

Положением Компании «О вознаграждении и компенсации расходов членов Совета директоров» установлен полный перечень всех видов выплат, предоставляемых членам Совета директоров, и условий для их получения, что обеспечивает полную прозрачность механизма определения размера вознаграждения членов Совета директоров.

ГОДОВЫМ ОБЩИМ СОБРАНИЕМ АКЦИОНЕРОВ 21 ИЮНЯ 2018 ГОДА ПРИНЯТО РЕШЕНИЕ О ВЫПЛАТЕ ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ СЛЕДУЮЩИМ ЧЛЕНАМ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ ЗА ПЕРИОД ВЫПОЛНЕНИЯ ИМИ СВОИХ ОБЯЗАННОСТЕЙ В РАЗМЕРЕ:

Герхарду Шрёдеру – 600 000 долл. США (за осуществление функций Председателя Совета директоров);

Файзалу Алсуваиди – 530 000 долл. США (за осуществление функций члена Совета директоров и члена Комитета по стратегическому планированию);

Маттиасу Варнигу – 580 000 долл. США (за осуществление функций заместителя Председателя Совета директоров, Председателя Комитета по кадрам и вознаграждениям и члена Комитета по аудиту);

Олегу Вячеславовичу Вьюгину – 565 000 долл. США (за осуществление функций члена Совета директоров, Председателя/члена Комитета по стратегическому планированию и члена Комитета по аудиту);

Айвану Глазенбергу – 530 000 долл. США (за осуществление функций члена Совета директоров и члена Комитета по стратегическому планированию);

Дональду Хамфризу – 580 000 долл. США (за осуществление функций члена Совета директоров и Председателя Комитета по аудиту).

Вознаграждение за 2017/2018 корпоративный год не выплачивалось Андрею Белоусову, Роберту Дадли, Гильермо Кинтеро, Александру Новаку, Игорю Сечину.

Общий размер вознаграждения членов Совета директоров за 2017/2018 корпоративный год составил 3 385 000 долл. США.

¹ До 29 сентября 2017 года осуществлял полномочия Председателя Комитета по стратегическому планированию.

5.6

Вознаграждение менеджмента

Действующая комплексная система мотивации обеспечивает заинтересованность менеджмента в результатах своего труда и достижении стратегических целей Компании.

СИСТЕМА МОТИВАЦИИ ВКЛЮЧАЕТ:

денежное вознаграждение

социальный пакет

нематериальное стимулирование

Размер вознаграждения топ-менеджерам зависит от результатов деятельности Компании, реализации значимых проектов и основан на выполнении коллективных и индивидуальных показателей эффективности (КПЭ).

Ключевые показатели эффективности, их выполнение и размеры годовых премий утверждаются ежегодно Советом директоров, с учетом рекомендаций Комитета по кадрам и вознаграждениям.

Структура системы ключевых показателей эффективности и ее взаимосвязь со Стратегией Компании подробно описана в разделе 1.3 «Система показателей

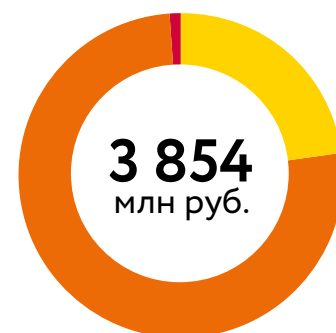
эффективности Компании» настоящего Отчета.

Общий размер вознаграждения, выплаченного членам Правления в 2018 году, составил 3,8 млрд руб.², что на 1,9 % меньше, чем в 2017 году.

С учетом изменения списочного состава среднегодовая сумма выплат на одного члена Правления Компании в 2018 году уменьшилась по сравнению с 2017 годом на 13 %.

Займы и кредиты членам Совета директоров и Правления в отчетном периоде Компанией не выдавались.

Структура вознаграждения менеджмента, млн руб.



Заработная плата (базовое вознаграждение)	881
Премирование ³ (годовое, разовое за реализацию значимых проектов)	2 949
Компенсация расходов	24

² Информация о вознаграждении и компенсации расходов коллегиального исполнительного органа (Правления) за 2018 год была опубликована 5 февраля 2019 года в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации о раскрытии информации эмитентами эмиссионных ценных бумаг в составе Ежеквартального отчета ПАО «НК «Роснефть» за 4-й квартал 2018 года.

³ Премии в 2018 году включают суммы годового премирования по итогам предыдущего года, разовые премии по результатам реализации значимых проектов и в случае награждения государственными наградами Российской Федерации.

5.7

Страхование ответственности членов Совета директоров и менеджмента Компании

Страхование гражданской ответственности распространяется на органы управления и работников Компании и всех Обществ Группы в соответствии с договором страхования, заключенным с АО «СОГАЗ» в 2017 году и одобренным решением годового Общего собрания акционеров Компании 22 июня 2017 года.

Договор страхования заключен в целях покрытия возможных рисков при причинении вреда третьим лицам в период с 10 июля 2017 года по 10 июля 2020 года с ретроспективным покрытием рисков начиная с 10 июля 2006 года.

Лимит ответственности по договору – 150 млн долл. США.

Дополнительно установлены лимиты ответственности:

- для всех независимых директоров – 6 млн долл. США и отдельно для каждого независимого директора – 1 млн долл. США;
- для защиты в связи с загрязнением окружающей среды – 2,5 млн долл. США и в области управления природоохранной деятельностью – 5 млн долл. США.

5.8

Регулирование возможных конфликтов интересов

Регулирование возможных конфликтов интересов осуществляется на всех уровнях управления Компании.

Акционеры

В целях предотвращения возможных конфликтов на уровне акционеров Компания обеспечивает равные возможности для реализации акционерами прав, предусмотренных действующим законодательством.

Обеспечение взаимодействия Компании с акционерами и участие в предупреждении корпоративных конфликтов отнесены к компетенции Корпоративного секретаря. Корпоративный секретарь обязан незамедлительно информировать Совет директоров о ситуациях, создающих угрозу нарушения норм законодатель-

ства, прав акционеров и возникновения конфликта интересов. В Компании организована работа по взаимодействию с акционерами, в том числе по разъяснению позиции Компании по запросам акционеров.

Совет директоров

Функция управления конфликтом интересов в Компании возложена на Совет директоров. В Уставе определен порядок рассмотрения Советом директоров сделок с заинтересованностью. Положение о Совете директоров определяет обязанности членов Совета директоров, связанные с предотвращением и урегулированием конфликта интересов.

При рассмотрении вопросов повестки дня членами Совета директоров оценивается их возможный конфликт с интересами Компании. По вопросам, которые могут, по мнению члена Совета директоров, повлечь такой конфликт интересов, директор не принимает участия в голосовании, а при необходимости – не участвует в его обсуждении. О наличии конфликта интересов или возможности его возникновения член Совета директоров уведомляет Председателя Совета директоров или Корпоративного секретаря.

Для недопущения конфликта интересов на уровне работников Компании Совет директоров установил правила совершения операций с финансовыми инструментами лицами, включенными в список инсайдеров, правила раскрытия инсайдерской информации и регулярно контролирует их исполнение.

Ответственным лицом за организацию работы по исполнению требований законодательства и внутренних документов в области противодействия неправомерному использованию инсайдерской информации Советом директоров назначен Корпоративный секретарь – Светлана Валентиновна Грицкевич.

Исполнительные органы

В соответствии с внутренними документами члены Правления и Главный исполнительный директор:

- воздерживаются от совершения действий, которые могут привести к возникновению конфликта интересов, а в случае возникновения такого конфликта обязаны немедленно поставить в известность Председателя Правления / Председателя Совета директоров и/или Корпоративного секретаря;
- в период замещения должности не могут владеть и/или контролировать 20 или более процентов голосующих акций (долей, паев) лица, конкурирующего с Компанией или имеющего коммерческий интерес во взаимоотношениях с Компанией;
- не принимают подарки от лиц, заинтересованных в принятии решений, связанных с исполнением своих обязанностей, а также не пользуются иными выгодами, предоставленными такими лицами.

Совет директоров ежеквартально рассматривает информацию об оценке и результатах мониторинга риска возникновения потенциального конфликта интересов, связанного с замещением руководителем Службы внутреннего аудита должности члена Правления, и оценивает меры, предпринимаемые Компанией для минимизации данного риска, как достаточные.

Топ-менеджеры и работники

Правила предотвращения и профилактики конфликта интересов регулируются Кодексом деловой и корпоративной этики, в котором определены понятия конфликта интересов и коррупционного действия, урегулирован порядок профилактики корпоративных мошенничеств. В Компании действует Совет по этике, одной из задач которого является урегулирование конфликтов интересов.

Специальные правила по профилактике корпоративных мошенничеств содержатся также в Политике Компании противодействия корпоративному мошенничеству и вовлечению в коррупционную деятельность. Политикой определены ключевые принципы, организационная структура в Компании по противодействию корпоративному мошенничеству, процедуры мониторинга, а также обучения сотрудников антикоррупционным практикам, в том числе алгоритмам действий в случае возникновения угрозы нарушения антикоррупционных правил.

Специальные правила, направленные на предотвращение манипулирования рынком ценных бумаг и неправомерное использование инсайдерской информации, предусмотрены в Положении «Об инсайдерской информации», в котором определены правила раскрытия инсайдерской информации, проведения операций с финансовыми инструментами лицами, включенными в список инсайдеров.

Противодействие коррупции

В отчетном периоде Компания продолжала уделять большое внимание повышению эффективности мер, направленных на противодействие коррупции и корпоративному мошенничеству, обеспечение выполнения топ-менеджментом и работниками положений международного и российского антикоррупционного законодательства, а также локальных нормативных документов, регламентирующих деятельность в данной сфере.

В рамках внедрения антикоррупционных практик:

- на постоянной основе проводится работа по совершенствованию системы формирования элементов корпоративной культуры, организационной структуры, правил и процедур, обеспечивающих недопущение фактов корпоративного мошенничества и коррупции, а также снижающих риски потери деловой репутации и риски применения к Компании мер ответственности за подкуп должностных лиц;
- в этих целях разработана и утверждена 10 декабря 2018 года Советом по деловой этике ПАО «НК «Роснефть» Комплексная программа по предупреждению и противодействию корпоративному мошенничеству и коррупции в ПАО «НК «Роснефть» на 2019–2020 годы;
- определены правила и порядок проведения антикоррупционной экспертизы проектов локальных нормативных и распорядительных документов Компании в целях исключения рисков установления в них предпосылок для коррупционных нарушений;
- при установлении договорных отношений с юридическими и физическими лицами используется стандартная антикоррупционная оговорка;
- в рамках должной осмотрительности в течение 2018 года проведены проверки 122 048 организаций, претендовавших на участие в закупочных процедурах (поставка материально-технических ресурсов, капстроительство, сервисные и непроизводственные услуги), из них отклонено – 2 593;
- реализуются положения Компании «Порядок осуществления благотворительной деятельности ПАО «НК «Роснефть» и его Обществами Группы» и «О спонсорской деятельности ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы»;
- на постоянной основе осуществляется проверка кандидатов на работу в Компанию с учетом выявления фактов наличия конфликта интересов, в том числе их аффилированности;
- кроме того, в Компании осуществляется ряд организационных мероприятий, связанных с соблюдением процедуры приема на работу бывших государственных служащих;
 - сбором и проверкой сведений о доходах, имуществе и обязательствах имущественного характера отдельных категорий работников;
 - повышением ответственности руководства Компании за профилактику противодействия коррупции,

27 081
обращения

поступило на горячую линию
в 2018 году

34,52
млн руб.

сумма предотвращенного
ущерба

с 32
работниками

расторгнуты трудовые договоры

в том числе и конфликта интересов, путем внесения соответствующих условий в трудовые договоры, а также включение в должностные инструкции работников Компании ответственности за несоблюдение требований локальных нормативных документов Компании в области противодействия корпоративному мошенничеству и коррупции;

- в Компании проводится работа по формированию у работников отрицательного отношения к коррупции;
- в Компании организована работа горячей линии безопасности для круглосуточного приема сообщений о фактах корпоративного мошенничества и коррупции. Ежеквартально информация о работе горячей линии безопасности предоставляется Совету директоров ПАО «НК «Роснефть».

НА ОФИЦИАЛЬНОМ САЙТЕ КОМПАНИИ В ПОДРАЗДЕЛЕ «ПРОТИВОДЕЙСТВИЕ КОРРУПЦИИ» РАЗМЕЩЕНА СЛЕДУЮЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

- заявление Компании о непримиримом отношении к коррупции;
- основные положения международного и российского законодательства о противодействии коррупции;
- локальные нормативные документы Компании о противодействии коррупции (Кодекс деловой и корпоративной этики ПАО «НК «Роснефть», Политика Компании в области противодействия корпоративному мошенничеству и вовлечению в коррупционную деятельность);
- контакты горячей линии безопасности;
- информация о сотрудничестве с правоохранительными органами и др.



90
работников

получили дисциплинарные
взыскания

Материалы
20
проверок

направлены
в правоохранительные
органы

5.9

Ревизионная комиссия

Ревизионная комиссия – орган контроля за финансово-хозяйственной деятельностью Компании, избираемый на ежегодной основе в составе пяти человек.

Ревизионная комиссия проводит проверку финансово-хозяйственной деятельности Компании, подтверждает достоверность данных, включаемых

в годовой отчет и годовую бухгалтерскую (финансовую) отчетность Компании, готовит предложения и рекомендации по совершенствованию эффективности

управления активами, совершенствованию системы управления рисками и внутреннего контроля.

ГОДОВЫМ ОБЩИМ СОБРАНИЕМ АКЦИОНЕРОВ 21 ИЮНЯ 2018 ГОДА РЕВИЗИОННАЯ КОМИССИЯ ИЗБРАНА В СЛЕДУЮЩЕМ СОСТАВЕ:

Председатель Ревизионной комиссии

Захар Борисович Сабанцев

Родился в 1974 году. Окончил Московский государственный университет экономики, статистики и информатики. Начальник отдела мониторинга финансового сектора, организационного обеспечения и сводной работы Департамента финансовой политики Министерства финансов Российской Федерации (Минфина России).

Члены Ревизионной комиссии

Ольга Анатольевна Андрианова

Родилась в 1958 году. Окончила Всероссийский заочный финансово-экономический институт (ВЗФЭИ). Имеет отраслевую награду – почетную грамоту Министерства энергетики Российской Федерации (Минэнерго России). Главный бухгалтер – начальник финансово-экономической службы АО «РОСНЕФТЕГАЗ».

Александр Евгеньевич Богашов

Родился в 1989 году. Окончил ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления». Директор Департамента корпоративного управления, ценовой конъюнктуры и контрольно-ревизионной работы в отраслях ТЭК Министерства энергетики Российской Федерации (Минэнерго России).

Сергей Иванович Пома

Родился в 1959 году. Окончил Черноморское высшее военноморское училище им. П. С. Нахимова, Санкт-Петербургский государственный университет. Вице-президент Национальной ассоциации участников фондового рынка (НАУФОР).

Павел Геннадьевич Шумов

Родился в 1978 году. Окончил Московский государственный университет экономики, статистики и информатики. И. о. заместителя директора Департамента государственного регулирования тарифов и инфраструктурных реформ Министерства экономического развития Российской Федерации (Минэкономразвития России).

На основании решения годового Общего собрания акционеров размер годового вознаграждения, выплаченного в 2018 году членам Ревизионной комиссии, составил 440 тыс. руб. Членам Ревизионной комиссии, замещающим государственные должности, вознаграждение не выплачивалось.

В 2018 году проведено три заседания Ревизионной комиссии, на которых в том числе утвержден план работы Ревизионной комиссии, одобрена программа проведения проверки финансово-хозяйственной деятельности и рассмотрены ее результаты.

Выводы Ревизионной комиссии доведены до сведения Общего собрания

акционеров в форме заключения Ревизионной комиссии о достоверности данных, содержащихся в Годовом отчете, в годовой бухгалтерской (финансовой) отчетности по состоянию на 31 декабря 2018 года и в отчете о заключенных сделках в отчетном периоде, в совершении которых имеется заинтересованность, в составе материалов для акционеров.

5.10

Система управления рисками и внутреннего контроля

Цели системы управления рисками и внутреннего контроля (СУРиВК) определены в Политике Компании «Система управления рисками и внутреннего контроля»¹, разработанной с учетом рекомендаций международных профессиональных организаций в области управления рисками, внутреннего контроля и внутреннего аудита, и направлены на обеспечение разумной уверенности в достижении стоящих перед Компанией целей, которые можно классифицировать по четырем основным категориям:

1

Стратегические цели, способствующие выполнению миссии Компании.

2

Операционные цели, касающиеся вопросов эффективности финансово-хозяйственной деятельности Компании, а также обеспечения сохранности активов.

3

Цели в области соответствия деятельности Компании применимым законодательным требованиям и требованиям локальных нормативных документов, в том числе требованиям охраны труда, промышленной, информационной, экологической и личной безопасности.

4

Цели в области своевременной подготовки достоверной финансовой или нефинансовой отчетности, внутренней и/или внешней отчетности.



¹ Политика Компании «Система управления рисками и внутреннего контроля» № П4-01 П-01, утвержденная решением Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» № 8 от 16 ноября 2015 года.

Ключевые субъекты СУРиВК Компании

I. ЦЕЛЕПОЛАГАНИЕ И КОНТРОЛЬ

Совет директоров и Комитет по аудиту Совета директоров

- Одобрение основных направлений развития СУРиВК, контроль их реализации
- Утверждение отчетности по рискам ФХД корпоративного уровня
- Утверждение риск-аппетита
- Контроль эффективности функционирования и надежности СУРиВК

II. УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ И ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЙ

Главный исполнительный директор

- Согласование основных направлений развития СУРиВК
- Согласование отчетности по СУРиВК
- Согласование риск-аппетита

Комитет по управлению рисками

- Согласование материалов по вопросам СУРиВК, выносимым на рассмотрение Главного исполнительного директора
- Разрешение спорных ситуаций при функционировании СУРиВК

Менеджмент

- Распределение полномочий и ответственности между работниками
- Управление рисками
- Разработка и исполнение контрольных процедур
- Проведение самооценки внутреннего контроля

III. УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ И ИСПОЛНЕНИЕ РЕШЕНИЙ

СП, осуществляющие отдельные функции по СУРиВК

- Подготовка информации и консолидация отчетности в рамках СУРиВК
- Организация работы по внедрению элементов СУРиВК и разработка предложений по методологии управления рисками
- Содействие менеджменту при проведении самооценки внутреннего контроля

Работники Компании

- Исполнение контрольных процедур и мероприятий по управлению рисками
- Содействие менеджменту в управлении рисками
- Участие в процессах выявления, оценки и подготовки отчетности по рискам и внутреннему контролю, в проведении самооценки внутреннего контроля

Эксперты по рискам и внутреннему контролю

- Общая координация процесса управления рисками и внутреннего контроля в структурном подразделении
- Идентификация, оценка рисков, разработка мероприятий по управлению рисками
- Разработка, внедрение и поддержание в актуальном состоянии контрольных процедур в бизнес-процессах
- Разработка и мониторинг реализации мероприятий по устранению выявленных недостатков контрольных процедур в бизнес-процессах

IV. НЕЗАВИСИМЫЙ МОНИТОРИНГ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СУРиВК

Служба внутреннего аудита

- Оценка надежности и эффективности СУРиВК
- Проведение аудиторских проверок
- Осуществление мониторинга внедрения предложений внутреннего аудита по совершенствованию СУРиВК
- Содействие исполнительным органам Компании в расследовании недобросовестных/противоправных действий работников и третьих лиц

Ревизионная комиссия

- Проверка финансово-хозяйственной деятельности Компании, включая подтверждение достоверности данных в Годовом отчете и годовой бухгалтерской (финансовой) отчетности

V. КООРДИНАЦИЯ И МЕТОДОЛОГИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА

Департамент рисков и внутреннего контроля

- Планирование основных направлений развития СУРиВК
- Разработка, внедрение, актуализация общекорпоративной методологии в области СУРиВК
- Формирование отчетности по рискам и внутреннему контролю
- Координация внедрения и функционирования СУРиВК в структурных подразделениях ПАО «НК «Роснефть» и Обществах Группы
- Методологическая поддержка ключевых участников СУРиВК, обучение в области управления рисками и внутреннего контроля
- Разработка, внедрение и сопровождение программ страхования
- Обеспечение размещения корпоративных рисков Компании на российском и международном страховых рынках
- Урегулирование страховых убытков при реализации рисков

Служба безопасности

- Разработка, актуализация и внедрение локальных нормативных и распорядительных документов в области противодействия корпоративному мошенничеству и коррупции
- Участие в организации контроля соблюдения требований локальных нормативных документов и реализации мер, принятых исполнительными органами ПАО «НК «Роснефть» в области противодействия корпоративному мошенничеству и коррупции
- Организация работы горячей линии безопасности
- Проведение проверок/расследований недобросовестных/противоправных действий работников и третьих лиц

Развитие системы управления рисками и внутреннего контроля

Непрерывное развитие и совершенствование СУРиВК позволяет Компании своевременно и правильно реагировать на изменения во внешней и внутренней среде, повышать эффективность и результативность деятельности, сохранять и приумножать стоимость (ценность) Компании.

В Компании разработан Комплексный план развития СУРиВК на кратко- и среднесрочный периоды. Комплексный план определяет задачи и цели развития СУРиВК и устанавливает ключевые мероприятия, содействующие обеспечению достижения установленных целей Компании в области СУРиВК.

Комплексный план развития СУРиВК на период с 2018 по 2020 годы согласован Комитетом по управлению рисками, Главным исполнительным директором Компании, а также одобрен Советом директоров ПАО «НК «Роснефть».

Мероприятия по развитию СУРиВК в 2018 году

Основные направления развития СУРиВК	Основные результаты
Совершенствование методологической базы СУРиВК. Обучение работников Компании	<p>Проведена актуализация локальных документов Компании, регламентирующих процессы СУРиВК, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> Политики Компании «Система управления рисками и внутреннего контроля»; Стандарта Компании «Общекорпоративная система управления рисками»; Стандарта Компании «Система внутреннего контроля». <p>Проведено обучение более 350 работников ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы в области СУРиВК.</p>
Развитие инфраструктуры и процесса управления рисками и внутреннего контроля в Компании	<p>Поддерживается в актуальном состоянии Единый реестр рисков и контрольных процедур.</p> <p>Разработан ряд количественных моделей по оценке ключевых рисков Компании, а также проведена верификация существующих моделей количественной оценки рисков.</p>
Внедрение и поддержание СВК	<p>На постоянной основе ведется разработка, внедрение и унификация контрольных процедур в бизнес-процессах Компании.</p>
Разработка и совершенствование информационных ресурсов для развития и поддержания СУРиВК	<p>Введены в промышленную эксплуатацию информационные ресурсы «Управление рисками» и «Внутренний контроль» на базе информационной системы SAS.</p>

Система внутреннего контроля

СИСТЕМА ВНУТРЕННЕГО КОНТРОЛЯ (СВК) ЯВЛЯЕТСЯ НЕОТЪЕМЛЕМОЙ ЧАСТЬЮ СУРИВК

- Цели СВК соответствуют целям СУРиВК.
- СВК организована в соответствии с Политикой Компании «Система управления рисками и внутреннего контроля», Стандартом Компании «Система внутреннего контроля», Положением Компании «Разработка, внедрение и поддержание системы внутреннего контроля».
- В соответствии с указанными документами, в Компании проводится работа по выявлению рисков бизнес-процессов и внедрению контрольных процедур, что способствует повышению эффективности и управляемости бизнес-процессов, обеспечению достоверности финансовой отчетности, соблюдению законодательства и локальных нормативных документов Компании.

Основные задачи, направленные на достижение целей СВК

1

Формирование и актуализация основных направлений развития СВК в соответствии с потребностями Компании и требованиями заинтересованных сторон

2

Разработка, внедрение и выполнение контрольных процедур, включая единое методологическое обеспечение организации и эффективного функционирования СВК в Компании

3

Выявление недостатков существующих контрольных процедур, разработка и реализация мероприятий по их устранению, типизация и регламентация контрольных процедур

4

Разработка и внедрение механизмов взаимодействия и обмена информацией по внутреннему контролю между субъектами СУРиВК, в том числе с использованием информационных систем

Общекорпоративная система управления рисками (ОСУР)

Основные компоненты ОСУР



¹ К основным нормативным документам, регламентирующим ОСУР, относятся:

- Политика Компании «Система управления рисками и внутреннего контроля»;
- Стандарт Компании «Общекорпоративная система управления рисками»;
- Стандарт Компании «Страхование корпоративных рисков»;
- Положение Компании «О Комитете по управлению рисками»;
- Положение Компании «Управление рыночными рисками».

Процесс управления рисками Компании регламентирован Политикой Компании «Система управления рисками и внутреннего контроля» и Стандартом Компании «Общекорпоративная система управления рисками» (далее – ОСУР).

ОСУР – это совокупность взаимосвязанных компонентов, интегрированных в различные бизнес-процессы Компании (в том числе процессы стратегического и бизнес-плани-

рования) и осуществляемых на всех уровнях управления всеми работниками Компании.

В рамках ОСУР формируется отчетность по рискам Компании, включая риски, влияющие на реализацию Долгосрочной программы развития, и риски текущей финансово-хозяйственной деятельности. Отчетность по рискам направляется для рассмотрения/утверждения членам Комитета Совета директоров по аудиту /

Совета директоров и доводится до сведения менеджмента.

Руководители направлений бизнеса Компании в рамках своих компетенций несут ответственность за организацию и координацию процессов управления рисками. При выборе способов реагирования на риск и конкретных мероприятий по управлению риском владельцы рисков руководствуются принципом оптимальности и соблюдением приемлемого уровня риска (риск-аппетита).

Риски в работе ПАО «НК «Роснефть»¹

ОТРАСЛЕВЫЕ РИСКИ



Риск производственного травматизма



Снижение качества углеводородного сырья, поставляемого в переработку



Риск недостижения планового уровня добычи нефти и газового конденсата



Риск недостижения планового уровня добычи природного газа и газового конденсата



Риск аварии



Невыполнение плана ремонтов в бизнес-блоке «Нефтепереработка»



Риск роста цен покупки электроэнергии



Риск получения претензий налоговых органов и потери права применения налоговых льгот



СТРАНОВЫЕ И РЕГИОНАЛЬНЫЕ РИСКИ



Риск реализации международных проектов

ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ



Рыночные риски



Кредитный риск по договорам поставки нефти, нефтепродуктов, газа, продуктов газопереработки и нефтехимии



Корпоративные функции



Разведка и добыча



Газовый бизнес



Переработка, нефтехимия, коммерция и логистика



Промышленная безопасность и охрана труда

¹ Подробная информация по основным рискам ПАО «НК «Роснефть» приведена в приложении № 2 «Основные риски».

САНКЦИИ США И ЕВРОПЕЙСКОГО СОЮЗА

Начиная с 2014 года США, Европейский союз и некоторые страны последовательно вводят санкции в отношении Российской Федерации, включая секторальные санкции, затрагивающие деятельность отдельных компаний энергетической и иных отраслей российской экономики (в том числе ПАО «НК «Роснефть» и ряда его дочерних обществ).

ПАО «НК «Роснефть» учитывает действующие санкции в своей деятельности и на постоянной основе осуществ-

ляет их мониторинг для минимизации негативных эффектов, на постоянной основе проводит работу и консультации с текущими и потенциальными партнерами и последовательно реализует программу импортозамещения и локализации производства оборудования на территории Российской Федерации.

С учетом активного обсуждения различных инициатив в США по усилению санкционного режима в отношении Российской Федерации, потенциально возможно расширение санкций, которые могут оказать точечное влияние на перспективные проекты Компании.

ИЗМЕНЕНИЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА И РЕГУЛЯТОРНОЙ СРЕДЫ

На результаты деятельности Компании в значительной степени могут оказывать влияние изменения в применимом законодательстве, включая налоговое, валютное, таможенное регулирование и т. п. ПАО «НК «Роснефть» осуществляет постоянный мониторинг изменений законодательства, оценивает и прогнозирует степень влияния на деятельность Компании. Специалисты Компании регулярно участвуют в рабочих группах по разработке законопроектов в различных сферах законодательства.

Риск-аппетит Компании

В 2018 ГОДУ СОВЕТОМ ДИРЕКТОРОВ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» БЫЛ УТВЕРЖДЕН РИСК-АППЕТИТ КОМПАНИИ НА 2019 ГОД

Финансово-экономические показатели

Компания неукоснительно соблюдает финансовые ковенанты. Компания обеспечивает плановое погашение всех краткосрочных и долгосрочных обязательств.

Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды

Компания осознает характер и масштабы влияния своей деятельности, продукции и услуг и понимает свою ответственность за обеспечение безаварийной производственной деятельности, безопасных условий труда работников и сохранность здоровья населения, проживающего в районах деятельности Компании.

Для предотвращения возможного негативного воздействия Компания берет на себя обязательства и предпринимает все необходимые действия по обеспечению охраны окружающей среды, сохранению и восстановлению природных ресурсов.

Корпоративное управление

Компания придерживается принципа полного неприятия корпоративного мошенничества и коррупции в любых формах и проявлениях.

Корпоративное страхование

ПАО «НК «Роснефть» использует страхование в качестве инструмента управления рисками, который позволяет перенести финансовые потери от реализации рисков, подлежащих страхованию, на страховые организации.

Корпоративная программа страхования ПАО «НК «Роснефть» включает в себя следующие основные виды страхования:

- страхование основных производственных активов Компании;
- страхование гражданской ответственности;
- страхование предпринимательских рисков.

ПАО «НК «Роснефть» при страховании основных производственных активов осуществляет страхование рисков причинения ущерба (потери) имуществу и возможных убытков в связи с перерывом производственной деятельности из-за аварии и других случайных воздействий, при страховании ответственности на случай возможных исков со стороны третьих лиц при ведении производственной деятельности на суше и на шельфе.

Наиболее существенные риски размещаются на международном рынке в компаниях с рейтингом надежности не ниже «А-» [S&P, AM Best, Fitch].

ПАО «НК «Роснефть» осуществляет страхование ответственности в случаях, предусмотренных Федеральным законодательством, в том числе требуемое Федеральным законом № 225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте». В соответствии с Федеральным законом № 225-ФЗ, объектом обязательного страхования являются имущественные интересы владельца объекта, связанные с его обязанностью возместить вред, причиненный потерпевшим (часть 1 статьи 1 Федерального закона).

Функция внутреннего аудита

В Компании в области внутреннего аудита действуют следующие локальные нормативные документы:

- Политика Компании «О внутреннем аудите» № П4-01 П-02;
- Стандарт Компании «Об организации внутреннего аудита» № П4-01 С-0021;
- Положение Компании «Программа обеспечения и повышения качества внутреннего аудита» № П4-01 Р-0038;
- Положение Компании «Порядок взаимодействия Службы внутреннего аудита ПАО «НК «Роснефть» со структурными подразделениями ПАО «НК «Роснефть» и Обществами Группы при осуществлении функции внутреннего аудита» № П4-01 Р-0041;
- Инструкция ПАО «НК «Роснефть» «Порядок проведения внутренних оценок качества внутреннего аудита» № П4-01 И-01014 ЮЛ-001;
- Инструкция ПАО «НК «Роснефть» «Порядок проведения проверок внутреннего аудита» № П4-01 И-0013 ЮЛ-001;
- Инструкция ПАО «НК «Роснефть» «Годовое планирование деятельности внутреннего аудита» № П4-01 И-01016 ЮЛ-001;
- и иные локальные нормативные документы Компании, регулирующие деятельность внутреннего аудита.

Внутренний аудит содействует Совету директоров ПАО «НК «Роснефть» и исполнительным органам Компании в повышении эффективности управления Компанией, совершенствовании ее финансово-хозяйственной деятельности, в том числе путем системного и последовательного подхода к анализу и оценке системы управления рисками и внутреннего контроля (далее – СУРиВК), а также корпоративного управления как инструментов обеспечения разумной уверенности в достижении поставленных перед Компанией целей, а также в обеспечении:

- достоверности и целостности представляемой информации о финансово-хозяйственной деятельности Компании, включая Общества Группы;
- эффективности и результативности деятельности, осуществляемой Компанией, включая Общества Группы;
- выявления внутренних резервов для повышения эффективности финансово-хозяйственной деятельности Компании, включая Общества Группы;
- сохранности имущества Компании, включая Общества Группы.

Функцию внутреннего аудита в ПАО «НК «Роснефть» осуществляют вице-президент – руководитель Службы внутреннего аудита, структурные подразделения – Департамент операционного аудита, Департамент корпоративного аудита, Департамент регионального аудита, Управление методологии и организации внутреннего аудита и Управление экономического и организационного анализа. В соответствии с организационной структурой ПАО «НК «Роснефть», утвержденной Советом директоров, структурные подразделения Службы внутреннего аудита находятся в непосредственном подчинении вице-президента – руководителя Службы внутреннего аудита.

ОСНОВНЫМИ ФУНКЦИЯМИ СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ СЛУЖБЫ ВНУТРЕННЕГО АУДИТА ЯВЛЯЮТСЯ:

- оценка надежности и эффективности системы управления рисками и внутреннего контроля, ее соответствия масштабу и сложности бизнеса Компании;
 - оценка корпоративного управления;
 - проведение проверок на основании утвержденного Главным исполнительным директором ПАО «НК «Роснефть» и согласованного Комитетом Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» по аудиту плана деятельности внутреннего аудита;
 - проведение иных проверок, выполнение других заданий по поручению Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» (Комитета Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» по аудиту) и/или Главного исполнительного директора ПАО «НК «Роснефть» в пределах компетенции, в том числе на основании информации, поступившей на горячую линию безопасности ПАО «НК «Роснефть»;
 - проведение комплексных проверок (ревизий) деятельности объек-
- тов проверки, которые выражаются в документальной и физической проверке законности совершенных финансовых и хозяйственных операций, достоверности и правильности их отражения в бухгалтерской (финансовой) отчетности, осуществление последующего контроля за финансово-хозяйственной деятельностью объекта проверки;
 - проведение анализа объектов проверки в целях исследования отдельных сторон деятельности и оценки состояния определенной сферы объекта проверки;
 - предоставление консультаций исполнительным органам Компании по вопросам управления рисками, внутреннего контроля и корпоративного управления (при условии сохранения независимости и объективности внутреннего аудита);
 - осуществление мониторинга внедрения предложений внутренних аудиторов по совершенствованию системы управления рисками и внутреннего контроля, корпоративного управления, устранения
- нарушений и недостатков, выявленных при проведении проверок;
 - содействие исполнительным органам Компании в расследовании недобросовестных/противоправных действий работников и третьих лиц, включая халатность, корпоративное мошенничество, коррупционные действия, злоупотребления и различные противоправные действия, которые наносят ущерб Компании;
 - разработка плана деятельности внутреннего аудита на период, определяющий приоритеты деятельности внутреннего аудита (один год, в рамках трехлетнего горизонта планирования);
 - взаимодействие со структурными подразделениями Компании по вопросам, относящимся к деятельности внутреннего аудита;
 - осуществление контроля качества и оценки результатов проверок;
 - и другие функции, необходимые для решения задач, поставленных перед внутренним аудитом в Компании.

Подчиненность и подотчетность Службы внутреннего аудита

Внутренний аудит функционально подчиняется Совету директоров ПАО «НК «Роснефть». Функциональное руководство внутренним аудитом подразумевает:

- утверждение локальных нормативных документов уровня «Политика» в области внутреннего аудита (Положение о внутреннем аудите, определяющее цели, задачи и полномочия внутреннего аудита);
- принятие решения о назначении на должность и освобождении от занимаемой должности руководителя внутреннего аудита;
- рассмотрение планов деятельности и отчетов о результатах деятельности внутреннего аудита;
- одобрение бюджета Службы внутреннего аудита ПАО «НК «Роснефть» и вознаграждения руководителя внутреннего аудита;
- рассмотрение Комитетом Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» по аудиту существенных ограничений полномочий и иных ограничений, способных негативно повлиять на эффективное осуществление функции внутреннего аудита.

Внутренний аудит административно подчиняется Главному исполнительному директору ПАО «НК «Роснефть». Административное руководство внутренним аудитом подразумевает в том числе:

- выделение необходимых средств в рамках утвержденного бюджета;
- утверждение планов деятельности внутреннего аудита;
- рассмотрение отчетов о результатах деятельности внутреннего аудита;
- оказание поддержки во взаимодействии с ПАО «НК «Роснефть» и СП Обществ Группы;
- администрирование политик и процедур деятельности внутреннего аудита (например, утверждение локальных нормативных документов в области внутреннего аудита уровня «Положения» и изменений к ним, утверждение организационных документов Службы внутреннего аудита ПАО «НК «Роснефть», согласование командировок, согласование привлечения внешних экспертов к проверкам внутреннего аудита).

Существующий порядок подчинения вице-президента – руководителя Службы внутреннего аудита Совету директоров ПАО «НК «Роснефть» и исполнительным органам Компании обеспечивает независимость, достаточную для выполнения функций, возложенных на внутренний аудит.

Руководители структурных подразделений Службы внутреннего аудита не осуществляют управление функциональными направлениями деятельности Компании, требующими принятия управленческих решений в отношении объектов аудита.

Руководитель внутреннего аудита решением Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» с июля 2016 года введен в Правление ПАО «НК «Роснефть». Руководитель внут-

реннего аудита не голосует по вопросам, требующим принятия управленческого решения в отношении объектов аудита.

План деятельности внутреннего аудита разрабатывается на основе модели аудита с использованием информации и запросов, полученных от Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» и исполнительных органов Компании, результатов оценки рисков Компании. План деятельности внутреннего аудита включает плановые проверки и прочие мероприятия внутреннего аудита на планируемый период (один год, в рамках трехлетнего горизонта планирования) и представляется Главному исполнительному директору ПАО «НК «Роснефть» на утверждение и Комитету Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» по аудиту на согласование. Информация о плане деятельности представляется Совету директоров ПАО «НК «Роснефть» при рассмотрении отчета о результатах деятельности внутреннего аудита за предыдущий период.

Руководитель внутреннего аудита в рамках своей деятельности осуществляет подготовку и представление Совету директоров ПАО «НК «Роснефть» и исполнительным органам Компании отчета по результатам деятельности внутреннего аудита (в том числе включающего информацию о существенных рисках, нарушениях/недостатках, результатах и эффективности выполнения предложений внутреннего аудита по результатам проверок в части устранения выявленных нарушений/недостатков, результатах выполнения плана деятельности внутреннего аудита, результатах оценки фактического состояния, надежности и эффективности СУРиВК и корпоративного управления). Отчеты о результатах деятельности внутреннего аудита за первое полугодие 2018 года и за 2018 год рассмотрены Комитетом Совета директоров

ПАО «НК «Роснефть» по аудиту и Советом директоров ПАО «НК «Роснефть».

По результатам оценки эффективности СУРиВК в 2018 году внутренним аудитом сделан вывод, что СУРиВК в целом обеспечивает процесс управления рисками и функционирование системы внутреннего контроля и дает разумную уверенность в достижении целей ПАО «НК «Роснефть». Результаты оценки рассмотрены Советом директоров ПАО «НК «Роснефть».

В целях повышения осведомленности работников Службы внутреннего аудита о понятии конфликта интересов и факторах, связанных с ним, а также о порядке реагирования работников в случае возникновения ситуаций, которые могут повлиять на независимость и объективность внутреннего аудита, внутренние аудиторы письменно подтверждают руководителям структурных подразделений Службы внутреннего аудита и руководителю внутреннего аудита свою индивидуальную объективность не реже одного раза в год.

Руководитель внутреннего аудита подтверждает организационную независимость внутреннего аудита и индивидуальную объективность внутренних аудиторов не реже одного раза в год Главному исполнительному директору ПАО «НК «Роснефть», Совету директоров ПАО «НК «Роснефть» (Комитету Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» по аудиту) в составе Отчета о результатах деятельности внутреннего аудита.

Основная задача при реализации функции внутреннего аудита в отчетном периоде – **повышение качества работы и рост производительности труда**, в том числе за счет:

- типизации проверок и процедур внутреннего аудита;

- внедрения цифровизации внутреннего аудита;
- обучения и развития компетенций работников Службы внутреннего аудита.

В отчетном периоде введена в промышленную эксплуатацию автоматизированная информационная система управления процессами внутреннего аудита, внутреннего контроля и управления рисками – АИС SAS. Система позволит значительно сократить время, затрачиваемое на планирование, подготовку и документирование проверок, а также на мониторинг устранения нарушений и недостатков, выявленных по результатам проверок внутреннего аудита. Все работники Службы используют АИС SAS при осуществлении деятельности внутреннего аудита.

В течение 2018 года проведено более 300 проверок, которыми покрыты большинство рисков ключевых бизнес-процессов Компании и рисков финансово-хозяйственной деятельности ключевых Обществ Группы Компании.

Более 90 % от общего количества проверок – это тематические проверки и аудиты, которые направлены на оценку эффективности СУРиВК, повышение эффективности бизнес-процессов Компании в ключевых Обществах Группы, и проверки финансово-хозяйственной деятельности Обществ Группы.

По результатам проверок Служба внутреннего аудита при взаимодействии с руководителями бизнес-подразделений разрабатывает предложения по совершенствованию бизнес-процессов, повышению эффективности СУРиВК, готовит решения по устранению выявленных в ходе проверок нарушений и недостатков.

В отчетном периоде Службой внутреннего аудита проведена внутренняя периодическая оценка качества внутреннего аудита посредством самооценки. Внутренняя периодическая оценка качества внутреннего аудита посредством самооценки проведена с целью обеспечения и повышения качества как деятельности внутреннего аудита в целом, так и отдельных проверок внутреннего аудита. Вывод по результатам оценки: деятельность внутреннего аудита в целом соответствует требованиям Политики Компании «О внутреннем аудите» и локальным нормативным документам в области внутреннего аудита, Международных профессиональных стандартов внутреннего аудита, Кодекса этики Института внутренних аудиторов. Службой внутреннего аудита разработаны и утверждены Политика Компании «О внутреннем аудите», локальные нормативные документы в области внутреннего аудита и реализовано их исполнение.

В рамках своей деятельности Служба внутреннего аудита осуществляет эффективное взаимодействие с Комитетом Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» по аудиту (в том числе в ходе личных встреч с председателем Комитета Совета директоров по аудиту), Главным исполнительным директором ПАО «НК «Роснефть» (в том числе путем личных докладов по существенным результатам проверок), менеджментом ПАО «НК «Роснефть» и руководством Обществ Группы.

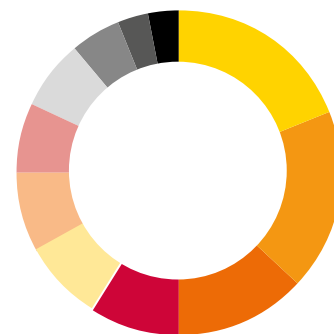
Руководитель внутреннего аудита взаимодействует с ревизионной комиссией ПАО «НК «Роснефть», внешним аудитором, ревизионными комиссиями Обществ Группы.

>300

проверок

проведено Службой внутреннего аудита в 2018 году

Направления проверок внутреннего аудита, выполненных в 2018 году, %



Коммерция и логистика	19
Поиск, разведка и добыча нефти и газа	18
Нефтепереработка, нефтехимия и газопереработка	13
Технологии и инновации	9
Корпоративное управление и собственность	8
Капитальное строительство и инвестиции	8
Обеспечение производства	7
Система снабжения	7
Финансы, учет и налоги	5
Планирование и контроль	3
Обеспечение корпоративными сервисами	3





06

Информация для акционеров и инвесторов

Устойчивый рост доходности

В течение 2018 года были выплачены рекордные дивиденды по результатам 2017 года и за первое полугодие 2018 года в общем размере 225 млрд руб.

6.1

Акционерный капитал

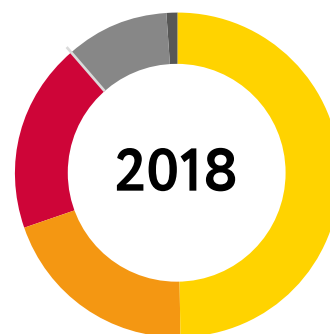
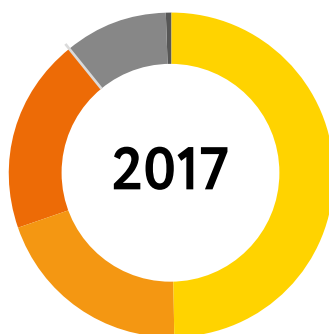
Уставный капитал Компании разделен на 10 598 177 817 обыкновенных акций номинальной стоимостью 0,01 руб. каждая.

Акции Компании торгуются на площадке ПАО Московская Биржа (котировальный список первого уровня). За рубежом акции торгуются в формате глобальных депозитарных расписок (ГДР) на Лондонской фондовой бирже.

По состоянию на 31 декабря 2018 года депозитарным банком J.P. Morgan выпущены ГДР на 6,1% обыкновенных акций Компании¹.

Среди акционеров и инвесторов Компании числится более 97 тыс. физических и юридических лиц, а также более 500 держателей ГДР.

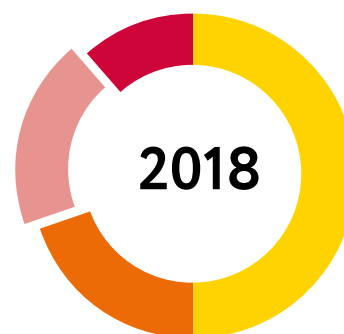
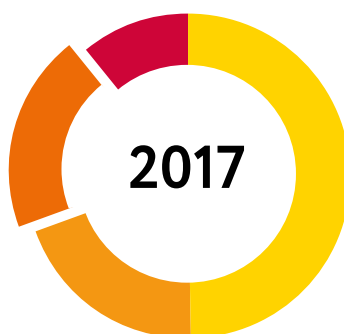
Основные держатели акций Компании²



	на 31.12.2017	на 31.12.2018
■ АО «РОСНЕФТЕГАЗ» ² (акционер)	50,00000001 %	50,00000001 %
■ «БиПи Рашан Инвестментс Лимитед» / BP Russian Investments Limited (акционер)	19,75 %	19,75 %
■ КьюЭйчДжи Оил Венчерс Пте. Лтд. / QHG Oil Ventures Pte. Ltd. (акционер)	19,50 %	0 %
■ КьюЭйч Оил Инвестментс ЛЛК / QH Oil Investments LLC (акционер)	0 %	18,93 %
■ Российская Федерация в лице Росимущества (акционер)	менее 0,01 %	менее 0,01 %
■ НКО АО НРД (номинальный держатель центральный депозитарий)	10,38 %	10,40 %
■ Прочие физические и юридические лица	0,37 %	0,92 %

Структура акционерного капитала на 31 декабря 2017 года, %

Структура акционерного капитала на 31 декабря 2018 года, %



■ АО «РОСНЕФТЕГАЗ» и Российская Федерация	50,00000001 %	■ АО «РОСНЕФТЕГАЗ» и Российская Федерация	50,00000001 %
■ BP Russian Investments Limited	19,75 %	■ BP Russian Investments Limited	19,75 %
■ QHG Oil Ventures Pte. Ltd.	19,50 %	■ QH Oil Investments LLC	18,93 %
■ Акции в свободном обращении	10,75 %	■ Акции в свободном обращении	11,32 %

¹ Одна ГДР удостоверяет права в отношении одной обыкновенной именной акции.

² По данным реестра акционеров ПАО «НК «Роснефть». Информация о составе акционеров, владеющих более чем 5 % уставного капитала ПАО «НК «Роснефть», ежемесячно обновляется на официальном сайте Компании.

6.2

Дивидендная политика

Дивидендная политика закрепляет основные принципы и подходы по вопросам выплаты дивидендов акционерам, обеспечивает прозрачность механизмов принятия решения о выплате (объявлении) дивидендов, определения размера дивидендов и порядка их выплаты.

Принципы дивидендной политики:

- соблюдение требований законодательства Российской Федерации, Устава и внутренних документов Компании при выплате (объявлении) дивидендов;
- обеспечение максимальной прозрачности механизма определения размера дивидендов;
- повышение инвестиционной привлекательности Компании;
- соблюдение баланса краткосрочных и долгосрочных интересов акционеров;
- обеспечение заинтересованности акционеров в повышении прибыльности Компании;
- обеспечение положительной динамики величины дивидендных выплат при условии роста чистой прибыли ПАО «НК «Роснефть»;
- обеспечение наиболее комфортного для акционеров способа получения дивидендов;
- выплата дивидендов в возможно короткие сроки.

Решение о выплате дивидендов принимается Общим собранием акционеров Компании на основании рекомендаций Совета директоров.

Обязательства Компании по выплате дивидендов в 2018 году выполнены на 99,98 %. Дивиденды выплачены всем лицам, зарегистрированным в реестре владельцев именных ценных бумаг эмитента, за исключением лиц, своевременно не информировавших реестродержателя эмитента об изменении данных, содержащихся в анкете зарегистрированного лица.

Уставом Компании предусмотрен увеличенный по сравнению с установленным законодательством срок для обращения акционеров за выплатой объявленных дивидендов, не выплаченных в связи с отсутствием адресных данных и банковских реквизитов акционеров, – пять лет.

16 апреля 2019 года Совет директоров ПАО «НК «Роснефть» рекомендовал Общему собранию акционеров одобрить размер дивидендов по результатам 2018 года в размере 11,33 руб. на акцию. Суммарная величина дивидендов по итогам 2018 года, включая дивиденды за первое полугодие 2018 года, составит 274,6 млрд руб., или 25,91 руб. на акцию³. Отношение дивидендов к неконсолидированной чистой прибыли по РСБУ за 2018 год составляет 59,6 %. При этом отношение дивидендов к консолидированной чистой прибыли по МСФО составляет 50 %.

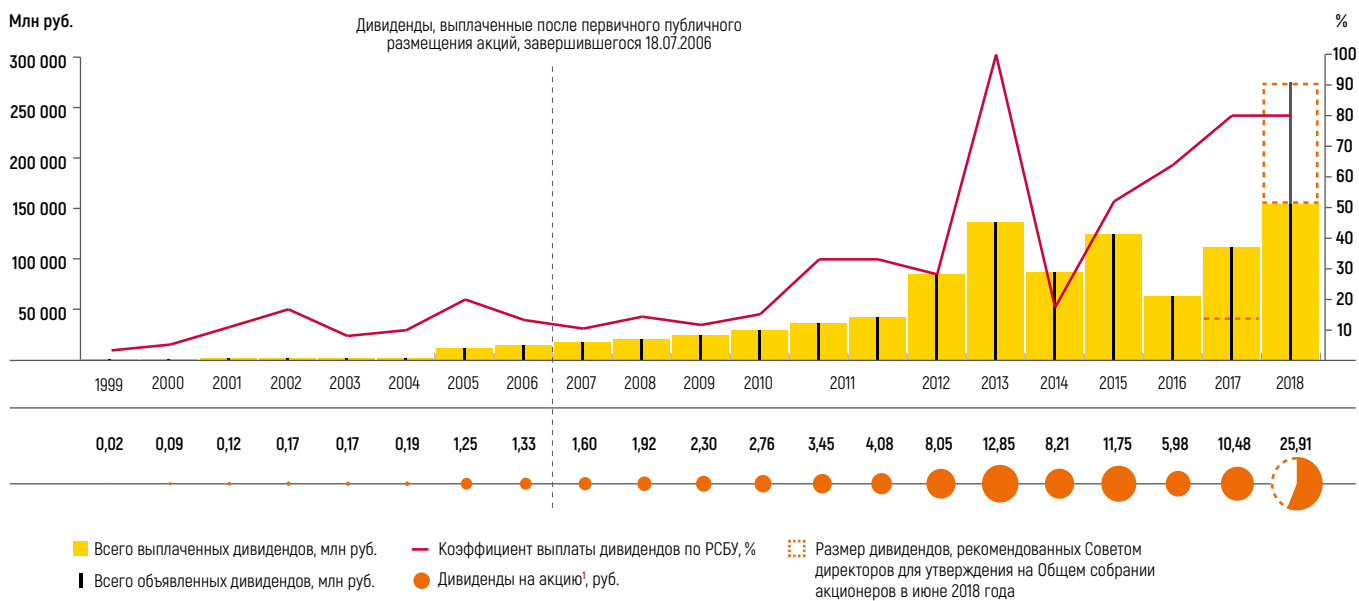
В 2018 году Компания выплатила дивиденды по результатам 2017 года (70,5 млрд руб.) и за первое полугодие 2018 года (154,5 млрд руб.) в общем размере 225 млрд руб.

25,91
руб. на акцию

дивиденды за 2018 год,
включая дивиденды за первое
полугодие 2018 года

³ С учетом дивидендов по итогам первого полугодия 2018 года и дивидендов, рекомендованных Советом директоров для утверждения на Общем собрании акционеров в июне 2019 года.

Дивидендная история ПАО «НК «Роснефть»



¹ Величина дивидендов на акцию приведена с учетом дробления акций с коэффициентом 1 к 100, проведенного в сентябре 2005 года.

² Чистая прибыль за 2006 год скорректирована на разовые статьи.

6.3

Работа с акционерами, основные события в 2018 году

В Компании создана многоуровневая система защиты прав акционеров Компании.

Гарантии прав акционеров, предусмотренные законодательством и правилами листинга

В соответствии с законодательством Российской Федерации, акционеры Компании вправе:

- голосовать на Общем собрании акционеров по принципу «одна акция – один голос»;
- представлять вопросы на повестку Общего собрания акционеров и кандидатов в члены Совета директоров (при наличии у акционеров не менее 2 % голосующих акций);
- реализовывать преимущественное право при размещении акций и эмиссионных ценных бумаг, конвертируемых в акции;
- получать объявленные Компанией дивиденды пропорционально количеству акций, принадлежащих акционеру;
- знакомиться с информацией и материалами, представляемыми при подготовке к проведению Общего собрания акционеров;
- получать информацию о деятельности Компании по запросу и в соответствии с условиями, установленными законодательством Российской Федерации;
- свободно распоряжаться акциями ПАО «НК «Роснефть»;
- осуществлять иные права, установленные законодательством Российской Федерации.

Дополнительные гарантии прав, закрепленные в Уставе и внутренних документах

Компания обеспечивает акционерам Компании равные и справедливые возможности для реализации ими законных прав, в том числе закрепляет дополнительные права и процедуры

их осуществления в Уставе и внутренних документах, в том числе право:

- участвовать в прибыли Компании посредством получения дивидендов;
- получать необходимую информацию о Компании на своевременной и регулярной основе;
- участвовать в управлении Компанией.

Независимый и профессиональный Совет директоров

Количественный и персональный состав Совета директоров отражает структуру акционеров Компании. Избрание членов Совета директоров кумулятивным голосованием гарантирует защиту их прав и законных интересов.

В Совет директоров входят четыре независимых директора, обладающих деловой репутацией, признаваемой на международном уровне.

Официальные каналы взаимодействия с акционерами

Созданы эффективные инструменты для взаимодействия акционеров с Компанией

В целях обеспечения реализации корпоративных прав, а также эффективного взаимодействия с акционерами в Компании обеспечивается работа нескольких каналов коммуникации:

- круглосуточная «Горячая линия» для акционеров ПАО «НК «Роснефть» – многоканальный телефон для приема и обработки устных обращений: 8 (800) 500-11-00 (звонок по России бесплатный); +7 (495) 987-30-60;
- почтовый адрес для приема письменных обращений: Российская Федерация, 117997, Москва, Софийская набережная, 26/1;

- электронная почта для направления электронных обращений: shareholders@rosneft.ru;
- факс: +7 (499) 517-86-53;
- электронный кабинет акционера (в рамках запуска аналитической информационной системы «Корпоративное управление», запланированного на 2019 год).

Департамент корпоративного управления, выполняющий функции аппарата Корпоративного секретаря, в 2018 году обработал 5 497 обращений, в том числе:

- 4 384 телефонных обращения;
- 427 письменных обращений;
- 82 обращения по электронной почте;
- 604 заявки на выплату дивидендов за предыдущие периоды.

Виды обращений акционеров, %



Телефонные обращения	80 %
Письменные обращения	8 %
Заявки на выплаты дивидендов	11 %
Обращения по электронной почте	1 %



Ответы на часто задаваемые вопросы акционеров размещены на сайте Компании.

Инструменты защиты прав на акции

Компания обеспечивает надежные и безопасные методы учета прав на акции, привлекая для ведения учета акций профессионального регистратора.

Регистратор – ООО «Реестр-РН», действующее на основании выданной ему бессрочной лицензии на осуществление деятельности по ведению реестра владельцев ценных бумаг.

ООО «Реестр-РН» присутствует на рынке регистраторских услуг 17 лет, входит в топ-10 крупнейших российских регистраторов, осуществляет ведение реестров более 2 тыс. эмитентов,

права на акции которых учитываются на 553 тыс. лицевых счетов владельцев ценных бумаг. Пункты обслуживания акционеров и трансфер-агентские пункты ООО «Реестр-РН» открыты в регионах наибольшего присутствия акционеров Компании: это центральный офис, 13 филиалов, 45 трансфер-агентских пунктов в регистраторах-партнерах ООО «Реестр-РН», пять трансфер-агентских пунктов, созданных на базе банков –

партнеров ПАО «НК «Роснефть», а также один пункт приема и обслуживания акционеров Компаней.

Компания совместно с ООО «Реестр-РН» регулярно информирует акционеров о необходимости актуализации сведений об акционерах, содержащихся в реестре акционеров ПАО «НК «Роснефть».



Ознакомиться с решениями Общего собрания акционеров можно на сайте



Ознакомиться с Положением о предоставлении информации акционерам Компании можно на сайте



Ознакомиться с контактными данными регистратора и пунктов обслуживания можно на сайте

6.4

Взаимодействие с институциональными инвесторами

Акции Компании – один из наиболее привлекательных инструментов инвестирования среди российских эмитентов. В свободном обращении находится 11,32 % акций, в том числе 6,1 % в виде ГДР, обращающихся на Лондонской фондовой бирже (London Stock Exchange, LSE). Компания располагает диверсифицированной инвесторской базой, включающей свыше 500 институциональных инвесторов.

Международные институциональные акционеры Компании находятся в основных центрах деловой и финансовой активности, включая Нью-Йорк, Бостон, Лос-Анджелес, Лондон, Франкфурт, Стокгольм, Гонконг, Сингапур, Токио. В течение более 10 лет с момента первичного размещения котировки ПАО «НК «Роснефть» демонстрируют положительную динамику, опережая по темпам роста цены акций конкурентов и индекс ММВБ. Так, в период с первичного размещения 19 июля 2006 года по 31 декабря 2018 года котировки Компании на Московской бирже выросли на 113 % (более чем в два раза). Капитализация Компании на конец 2018 года составила 4,584 трлн руб.

Показатель совокупной акционерной доходности (Total Shareholder Return, TSR) «Роснефти» за четырехлетний период с 2014 по 2018 год составил 146,9 %, что на 27,1 п. п. превышает средний показатель доходности сопоставимых российских компаний. Взаимодействие с инвесторами Компании, как нынешними, так и потенциальными, осуществляется на уровне Председателя Правления ПАО «НК «Роснефть», первого вице-президента, руководства производственных направлений, а также Департамента отношений с инвесторами. В 2018 году реализована обширная программа взаимодействия с инвесторами, включая ряд стратегических выступлений Председателя Правления на крупнейших международных инвестиционных форумах, а также около 200 индивидуальных и коллективных встреч руководства Компании с ведущими инвестиционными фондами.

Полученные от инвесторов комментарии на регулярной основе докладываются руководству «Роснефти».

В настоящее время аналитическое освещение Компании осуществляет 21 инвестиционный банк. Председатель Правле-

ния ПАО «НК «Роснефть» и руководители профильных подразделений поддерживают взаимодействие с инвестиционным сообществом на регулярной основе. Встречи позволяют инвесторам, аналитикам, представителям международных рейтинговых агентств получать информацию о стратегическом векторе развития Компании, производственной деятельности и управлении финансовыми ресурсами непосредственно от руководства Компании. Каждый квартал «Роснефть» проводит конференц-звонки для инвесторов с участием руководителей финансово-экономического и производственных подразделений с подробным освещением результатов деятельности за отчетный период. Материалы для акционеров и инвесторов, включая пресс-релизы, презентации, Годовой отчет и отчет в области устойчивого развития ПАО «НК «Роснефть», существенные факты о решениях Совета директоров Компании, размещены на корпоративном сайте www.rosneft.ru.

На сегодняшний день по акциям/ГДР Компании 16 крупнейших инвестиционных банков имеют рекомендацию «покупать» или «держать» (по состоянию на февраль 2019 года).

ПРИОРИТЕТЫ НА 2019 ГОД

Улучшение стандартов раскрытия информации

Активное взаимодействие с инвесторами и акционерами

Повышение оперативности, качества, профессионализма финансовых коммуникаций

Наиболее значимые мероприятия в области взаимодействия с инвесторами в 2018 году

ЯНВАРЬ

Deutsche Bank

Deutsche Bank CEEMEA Conference, Лондон



HSBC Non-Deal Roadshow, Лондон, Сингапур

ФЕВРАЛЬ



Credit Suisse Energy Summit, Вэйл

J.P.Morgan

J.P. Morgan Credit Emerging Markets Conference, Майами



Citi Non-Deal Road Show, Сан-Франциско, Лос-Анджелес

МАРТ

J.P.Morgan

J.P. Morgan CEEMEA Conference, Лондон



Credit Suisse Citi Non-Deal Roadshow, Бостон

Конференц-звонок для инвесторов с участием руководителей финансово-экономического блока и производственных направлений

Раскрытие результатов деятельности Компании за 2017 год

АПРЕЛЬ

Goldman Sachs

Goldman Sachs Russia Corporate Days, Франкфурт



BAML Energy and Utilities Conference, Лондон

МАЙ

Morgan Stanley

Morgan Stanley CEEMEA Conference, Лондон



Sberbank CIB Russia Conference, Москва

Поездка на Юрубчено-Тохомское месторождение с инвесторами и аналитиками, Красноярск

Раскрытие результатов деятельности Компании за 1-й квартал 2018 года

Конференц-звонок для инвесторов с участием руководителей финансово-экономического блока и производственных направлений

ИЮНЬ



UBS Annual LATEMEA Conference, Лондон



BAML CalGEMs CEO/CFO Conference, Лос-Анджелес

АВГУСТ

Раскрытие результатов деятельности Компании за 2-й квартал 2018 года

Конференц-звонок для инвесторов с участием руководителей финансово-экономического блока и производственных направлений

СЕНТЯБРЬ



HSBC GEMs Investor forum, Лондон

ОКТАБРЬ

Goldman Sachs

Goldman Sachs European Non-Deal Roadshow



Renaissance Capital Middle East and Asia Non-Deal Roadshow, Дубай, Абу-Даби, Сингапур

НОЯБРЬ

Goldman Sachs

Goldman Sachs CEEMEA, Лондон

Goldman Sachs

Goldman Sachs Global Natural Resources conference, Лондон



UBS Global Emerging Markets 1:1 Conference, Нью-Йорк

VTB Capital Investment Forum «RUSSIA CALLING!», Москва



HSBC North America Non-Deal Roadshow, Нью-Йорк, Бостон

Раскрытие результатов деятельности Компании за 3-й квартал 2018 года

Конференц-звонок для инвесторов с участием руководителей финансово-экономического блока и производственных направлений

ДЕКАБРЬ



Wood & Company Winter Emerging Europe Conference, Прага

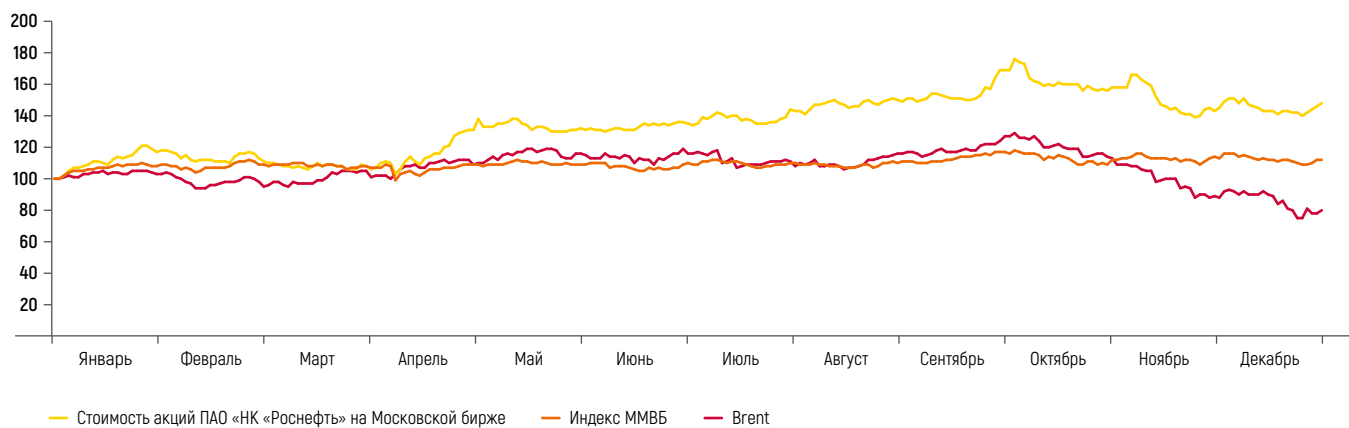
Индекс	Вес акций и ГДР Компании на конец 2018 года, %
MSCI Russia	3,33
FTSE Russia IOB	4,48
MICEX	5,84

Список крупнейших институциональных инвесторов в акции и депозитарные расписки в январе 2019 года	Доля акций в свободном обращении ¹ , %
BlackRock Fund Advisors	3,83
The Vanguard Group, Inc.	3,60
SAFE Investment Co. Ltd.	3,14
JPMorgan Asset Management (UK) Ltd.	1,60
Macquarie Investment Management Business Trust	1,53
SSgA Funds Management, Inc.	1,52
Wellington Management Co. LLP	1,22
Abu Dhabi Investment Authority (Investment Management)	1,11
Pzena Investment Management LLC	1,02
Van Eck Associates Corp.	1,02

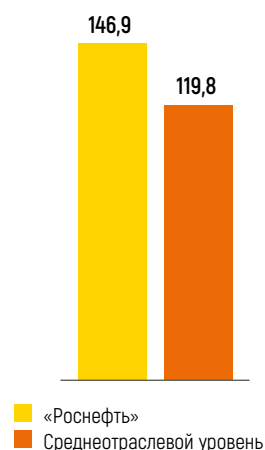
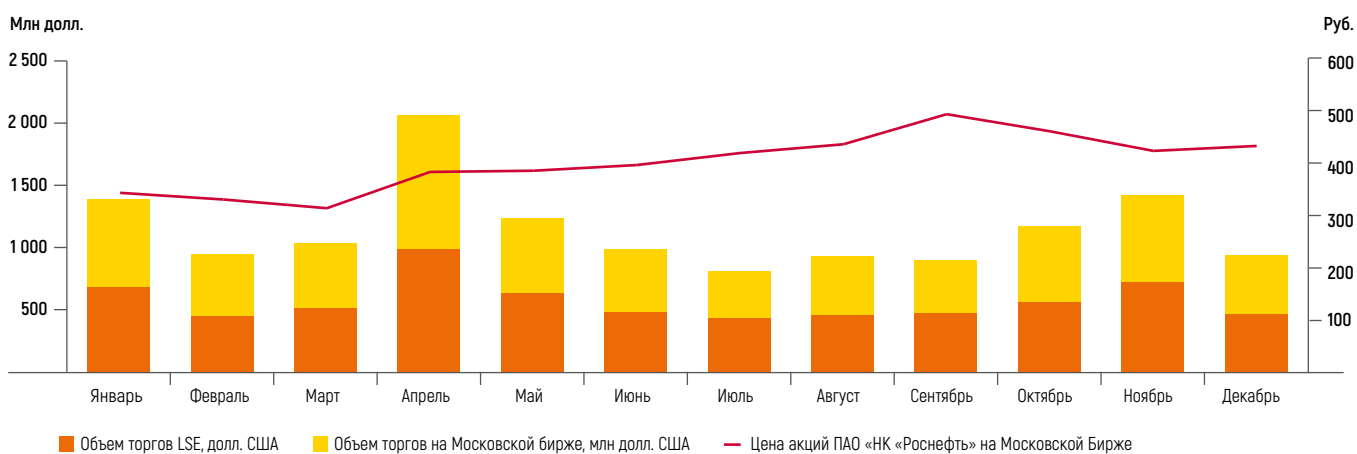
№	Банк	Рекомендация на начало 2018 года	Рекомендация на конец 2018 года
1	Citi	Покупать	Покупать
2	Велес Капитал	Отсутствие рекомендации	Покупать
3	БКС	Покупать	Покупать
4	Merrill Lynch	Покупать	Держать
5	АТОН	Покупать	Покупать
6	UBS	Покупать	Покупать
7	Ренессанс Капитал	Покупать	Покупать
8	Goldman Sachs	Покупать	Покупать
9	HSBC	Покупать	Покупать
10	Deutsche Bank	Покупать	На пересмотре
11	Wood & Company	Держать	Покупать
12	Morgan Stanley	Покупать	Покупать
13	Credit Suisse	Держать	Покупать
14	Raiffeisen Bank	Покупать	Покупать
15	SOVA Capital	Покупать	Держать
16	J.P. Morgan	Держать	Держать
17	Газпромбанк	На пересмотре	На пересмотре
18	Альфа Банк	На пересмотре	На пересмотре
19	Уралсиб	Держать	На пересмотре
20	Сбербанк	Продавать	Держать
21	ВТБ Капитал	На пересмотре	На пересмотре

За исключением стратегических инвесторов

Сравнительная динамика торгов акциями «Роснефти», индекса ММВБ и котировок Brent, базовое значение – 100



Стоимость и объемы торгов акций «Роснефти» на LSE, MOEX¹



¹ Стоимость акций приведена на конец месяца.

6.5

Облигации и кредитные рейтинги Компании

«BBB-»

кредитный рейтинг
Standard & Poor's

«Baa3»

кредитный рейтинг Moody's

В феврале 2019 года рейтинговое агентство Standard & Poor's повысило кредитный рейтинг «Роснефти» до инвестиционного уровня «BBB-» со стабильным прогнозом. До этого в январе 2018 года аналогичное рейтинговое действие осуществило рейтинговое агентство Moody's, повысив рейтинг компании до уровня «Baa3» со стабильным прогнозом.

«Роснефть» является одним из крупнейших и наиболее качественных российских заемщиков на российском рынке.

В 2017–2018 годах всем рублевым облигациям «Роснефти» был присвоен наивысший рейтинг надежности долговых инструментов на уровне «ruAAA» со стабильным прогнозом рейтинговым агентством «Эксперт РА».

В рамках программы выпуска еврооблигаций на общую сумму 10 млрд долл. США в 2012 году ПАО «НК «Роснефть» осуществило выпуск двух серий еврооблигаций – в объеме 1 млрд долл. США со сроком погашения в 2017 году и в объеме 2 млрд долл. США со сроком погашения в 2022 году. В период с 2006 по 2010 год обществами, входившими в группу ТНК-ВР, был осуществлен выпуск восьми серий еврооблигаций в общем объеме 5,5 млрд долл. США с погашением в 2011–2020 годах. Две серии еврооблигаций ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы, ранее входивших в группу ТНК-ВР, на общую сумму 2,5 млрд долл. США оставались в обращении по состоянию на 31 декабря 2018 года.

За 2012–2017 годы «Роснефть» реализовала четыре программы рублевых облигаций, в рамках которых полностью размещен 41 выпуск корпоративных и биржевых рублевых облигаций общим объемом 2 261 млрд руб.

В ноябре 2017 года ПАО «НК «Роснефть» зарегистрировала пятую мультивалютную программу биржевых облигаций общим номиналом 1,3 трлн руб., в рамках которой в декабре 2017 года разместила три выпуска рублевых облигаций общим объемом 630 млрд руб., а в первом квартале 2018 года «Роснефть» разместила еще два выпуска рублевых облигаций общим объемом 70 млрд руб.

НАИВЫСШИЙ РЕЙТИНГ
надежности на уровне «ruAAA»
присвоен рейтинговым агентством
«Эксперт РА» рублевым облигациям
«Роснефти».

Номинал, млрд	Валюта	Купон, %	Серия / номер выпуска	Дата размещения	Дата погашения	Эмитент
Еврооблигации						
0,8	Долл. США	6,625	Серия 4	Март 2007 года	Март 2017 года	Rosneft Finance S.A.
1,1	Долл. США	7,875	Серия 6	Октябрь 2007 года	Март 2018 года	Rosneft Finance S.A.
0,5	Долл. США	7,250	Серия 8	Февраль 2010 года	Февраль 2020 года	Rosneft Finance S.A.
1	Долл. США	3,149	Серия 1	Декабрь 2012 года	Март 2017 года	Rosneft International Finance Ltd.
2	Долл. США	4,199	Серия 2	Декабрь 2012 года	Март 2022 года	Rosneft International Finance Ltd.
Рублевые облигации						
20	Руб.	7,900	Серии 04, 05	Октябрь 2012 года	Октябрь 2022 года	ПАО «НК «Роснефть»
30	Руб.	7,300	Серии 07, 08	Март 2013 года	Март 2023 года	ПАО «НК «Роснефть»
40	Руб.	7,000	Серии 06, 09, 10	Июнь 2013 года	Май 2023 года	ПАО «НК «Роснефть»
40	Руб.	8,500 ¹	Серии БО-05, БО-06	Декабрь 2013 года	Декабрь 2023 года	ПАО «НК «Роснефть»
35	Руб.	8,900 ¹	Серии БО-01, БО-07	Февраль 2014 года	Февраль 2024 года	ПАО «НК «Роснефть»
225	Руб.	9,400	Серии БО-02, БО-03, БО-04, БО-08, БО-09, БО-10, БО-11, БО-12, БО-13, БО-14	Декабрь 2014 года	Ноябрь 2024 года	ПАО «НК «Роснефть»
400	Руб.	7,850	Серии БО-15, БО-16, БО-17, БО-24	Декабрь 2014 года	Декабрь 2020 года	ПАО «НК «Роснефть»
400	Руб.	7,600 ¹	Серии БО-18, БО-19, БО-20, БО-21, БО-22, БО-23, БО-25, БО-26	Январь 2015 года	Январь 2021 года	ПАО «НК «Роснефть»
600	Руб.	7,600 ¹	001P-01	Декабрь 2016 года	Ноябрь 2026 года	ПАО «НК «Роснефть»
30	Руб.	9,390	001P-02	Декабрь 2016 года	Декабрь 2026 года	ПАО «НК «Роснефть»
20	Руб.	9,500	001P-03	Декабрь 2016 года	Декабрь 2026 года	ПАО «НК «Роснефть»
40	Руб.	8,650	001P-04	Май 2017 года	Апрель 2027 года	ПАО «НК «Роснефть»
15	Руб.	8,600	001P-05	Май 2017 года	Май 2025 года	ПАО «НК «Роснефть»
266	Руб.	8,500	001P-06, 001P-07	Июль 2017 года	Июль 2027 года	ПАО «НК «Роснефть»
100	Руб.	7,600 ¹	001P-08	Октябрь 2017 года	Сентябрь 2027 года	ПАО «НК «Роснефть»
600	Руб.	7,600 ¹	002P-01, 002P-02	Декабрь 2017 года	Ноябрь 2027 года	ПАО «НК «Роснефть»
30	Руб.	7,750	002P-03	Декабрь 2017 года	Декабрь 2027 года	ПАО «НК «Роснефть»
50	Руб.	7,500	002P-04	Февраль 2018 года	Февраль 2028 года	ПАО «НК «Роснефть»
20	Руб.	7,300	002P-05	Март 2018 года	Февраль 2028 года	ПАО «НК «Роснефть»

¹ Ставка купона, действующая на 31 декабря 2018 года.

6.6

Раскрытие информации, информационная политика и прозрачность

Компания ответственно подходит к своевременному и достоверному раскрытию информации. Для принятия акционерами, инвесторами и заинтересованными сторонами взвешенных инвестиционных и управленческих решений Совет директоров утвердил информационную политику и осуществляет контроль за ее исполнением.

В целях свободного и необременительного доступа к раскрываемой информации в соответствии с требованиями законодательства, правилами Московской и Лондонской фондовых бирж и положениями внутренних документов используются разнообразные каналы и способы ее раскрытия.

Для обеспечения равенства российских и зарубежных акционеров и инвесторов Компания осуществляет синхронное раскрытие информации на русском и английском языках.

На официальном сайте Компании и «Интерфакс» размещаются Устав и внутренние документы, годовые и ежеквартальные отчеты, отчеты об устойчивом развитии, годовая и квартальная бухгалтерская (финансовая) отчетность по российским стандартам и консолидированная финансовая отчетность по МСФО, ее анализ руководством, справочник аналитика, презентации, пресс-релизы, данные об аффилированных лицах и иные сведения, которые могут оказать влияние на стоимость ценных бумаг Компании. При опубликовании

КЛЮЧЕВЫМИ ПРИНЦИПАМИ

информационной политики являются оперативность, доступность, достоверность и содержательность.



Ознакомиться с необходимой информацией можно на сайте



Виды раскрытых в 2018 году сообщений



О начисленных и выплаченных доходах по акциям и облигациям	139
О собраниях и заседаниях органов управления Компании и принятых ими решениях	53
Об эмиссии облигаций	27
О лицензиях на осуществление деятельности, имеющей для Компании существенное значение	18
О раскрытии отчетности Компании и порядке доступа к ней (годовой отчет, ежеквартальный отчет, бухгалтерская отчетность, консолидированная финансовая отчетность, список аффилированных лиц)	17
О совершенных сделках и проектах, в том числе участии в других организациях	10
Иные сообщения	34

информации Компания также использует страницу в сети интернет, предоставляемую одним из распространителей информации на рынке ценных бумаг (ООО «Интерфакс-ЦРКИ»).

На постоянной основе реализуется комплекс мер по предотвращению, выявлению и пресечению неправомерного использования инсайдерской информации.


Значительное внимание уделяется раскрытию информации подконтрольными организациями, которым на постоянной основе оказывается методологическая поддержка и для которых проводятся обучающие семинары.

Компания дополнительно раскрывает информацию, не предусмотренную законодательством и требованиями бирж:

- операционные и финансовые показатели с пояснениями топ-менеджмента Компании к годовой и промежуточной финансовой отчетности;
- политики Компании в сфере устойчивого развития, промышленной безопасности и охраны труда;
- операционную структуру Компании.

Проводятся конференц-звонки и встречи с институциональными инвесторами.

Представители Компании принимают участие в инвестиционных конференциях и роуд-шоу в основных мировых финансовых центрах. Организуются поездки представителей инвестиционного сообщества на производственные объекты

 Подробнее читайте на с. 264.

КОМПАНИЕЙ ОПУБЛИКОВАНЫ И ПРОВЕДЕНЫ:

- 114 пресс-релизов и информационных сообщений на официальном сайте;
- 8 интервью топ-менеджеров и членов Совета директоров средствам массовой информации;
- 7 пресс-конференций, пресс-подходов и брифингов руководства Компании и представителей крупнейших акционеров;
- 4 регулярных презентации финансовых результатов.

Аудиторское заключение независимого аудитора

Акционерам и Совету директоров
ПАО «НК «Роснефть»

МНЕНИЕ

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности ПАО «НК «Роснефть» и его дочерних организаций (далее по тексту совместно именуемых «Компания»), состоящей из консолидированного баланса по состоянию на 31 декабря 2018 года, консолидированного отчета о прибылях и убытках, консолидированного отчета о прочем совокупном доходе, консолидированного отчета об изменениях в акционерном капитале и консолидированного отчета о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечаний к консолидированной финансовой отчетности, включая краткий обзор основных положений учетной политики.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных аспектах консолидированное финансовое положение Компании по состоянию на 31 декабря 2018 года, а также ее консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ВЫРАЖЕНИЯ МНЕНИЯ

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего заключения. Мы независимы по отношению к Компании в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров (Кодекс СМСЭБ) и этическими требованиями, применимыми к нашему аудиту консолидированной финансовой отчетности в Российской Федерации, и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с этими требованиями и Кодексом СМСЭБ. Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

КЛЮЧЕВЫЕ ВОПРОСЫ АУДИТА

Ключевые вопросы аудита – это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, являлись наиболее значимыми для нашего аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчетности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчетности, и мы не выражаем отдельного мнения по этим вопросам. В отношении каждого из указанных ниже вопросов наше описание того, как соответствующий вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приводится в этом контексте.

Мы выполнили обязанности, описанные в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего заключения, в том числе по отношению к этим вопросам. Соответственно, наш аудит включал выполнение процедур, разработанных в ответ на нашу оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности. Результаты наших аудиторских процедур, в том числе процедур, выполненных в ходе рассмотрения указанных ниже вопросов, служат основанием для выражения нашего аудиторского мнения о прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.

Ключевой вопрос аудита	Как соответствующий ключевой вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита
<p>Обесценение гудвила и основных средств сегмента Переработка, коммерция и логистика</p> <p>Мы считаем, что данный вопрос являлся одним из наиболее значимых для нашего аудита в связи с существенной суммой обесценения балансовой стоимости гудвила по сегменту Переработка, коммерция и логистика («ПКИЛ»), в связи с существенностью остатков основных средств для финансовой отчетности, высоким уровнем субъективности допущений, использованных при проведении анализа на предмет обесценения, а также существенностью суждений и оценок со стороны руководства. Кроме того, совокупность таких факторов, как изменения цен на нефть и волатильность национальной валюты в последние годы, изменение уровня инфляции и стоимости заемных средств, регуляторные изменения и ограничения, указывает на нестабильность экономической конъюнктуры, которая, в свою очередь, может привести к обесценению таких активов Компании. Информация о гудвиле, основных средствах и соответствующих тестах на обесценение раскрыта в Примечаниях 24 и 25 к консолидированной финансовой отчетности.</p>	<p>Мы сравнили модель, использованную для определения ценности от использования группы ЕГДС, к которой относится гудвил сегмента ПКИЛ, а также основные предпосылки с моделью и предпосылками, использованными в предыдущие периоды. Мы также сравнили основные предпосылки, использованные в модели, с опубликованными макроэкономическими показателями и прогнозными данными. При анализе ценовых допущений, использованных в модели, мы приняли во внимание правительственные инициативы в отношении налогообложения и ценообразования на внутреннем рынке нефтепродуктов. Мы провели проверку арифметической точности модели обесценения и анализ чувствительности ценности использования к изменениям в основных предпосылках. Мы также проанализировали распределение основных средств сегмента ПКИЛ по единицам, генерирующим денежные средства («ЕГДС»), и наличие индикаторов обесценения по каждой из ЕГДС. При наличии индикаторов обесценения, мы протестировали, как указано выше, расчеты возмещаемой стоимости для единиц, генерирующих денежные потоки, с наибольшим риском обесценения балансовой стоимости основных средств. Мы привлекли наших специалистов по оценке к проведению анализа расчетов возмещаемой стоимости основных средств, выполненных руководством Компании. Мы также проанализировали соответствующее раскрытие информации в отношении обесценения гудвила и основных средств ПКИЛ.</p>
<p>Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия и прочие внеоборотные нефинансовые активы</p> <p>Мы считаем, что данный вопрос являлся одним из наиболее значимых для нашего аудита в связи с существенностью остатков таких активов для финансовой отчетности, их подверженности различным внешним, в том числе геополитическим, рискам, сложной текущей экономической ситуацией в ряде стран присутствия ассоциированных и совместных предприятий Компании, с высоким уровнем субъективности допущений, использованных при проведении анализа на предмет обесценения, а также существенностью суждений и оценок со стороны руководства. Информация о данных активах раскрыта в Примечаниях 27 и 28 к консолидированной финансовой отчетности.</p>	<p>Мы получили и проанализировали последнюю доступную по дате финансовую информацию (отчетность) ассоциированных и совместных предприятий для оценки их финансового положения, определения признаков обесценения, а также для анализа платежеспособности. Мы проанализировали договоры и иные документы, подтверждающие намерение и возможность третьих сторон возместить полученные от Компании средства, а также на предмет наличия юридических и иных ограничений для возврата инвестированных сумм. Как указано ниже в описании ключевого вопроса аудита «Оценка запасов и ресурсов нефти и газа», где применимо, мы также сравнили оценки запасов и ресурсов нефти и газа и соответствующие прогнозные денежные потоки ассоциированных и совместных предприятий, использованные в анализе данных активов на обесценение, с оценками внешнего эксперта. Мы проанализировали соответствующие раскрытия в консолидированной финансовой отчетности.</p>

Ключевой вопрос аудита	Как соответствующий ключевой вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита
<p>Оценка запасов и ресурсов нефти и газа</p> <p>Мы считаем, что данный вопрос являлся одним из наиболее значимых для нашего аудита в связи с тем, что оценка запасов углеводородов может оказать существенное влияние на результаты тестирования целого ряда внеоборотных активов на предмет обесценения, а также на показатели износа, истощения и амортизации и обязательств по выводу активов из эксплуатации.</p> <p>Оценка запасов и ресурсов углеводородов является областью существенного суждения изза технической и коммерческой неопределенности в количественной оценке и, в ряде случаев, сложности договорных соглашений, определяющих долю Компании в отчетных объемах.</p> <p>Запасы и ресурсы также являются фундаментальными показателями будущего потенциала деятельности Компании.</p> <p>Информация об оценке запасов и ресурсов нефти и газа раскрыта в Примечании 4 к консолидированной финансовой отчетности в разделе о существенных учетных оценках.</p>	<p>Мы выполнили процедуры по оценке компетентности, возможностей и объективности внешнего эксперта, привлеченного Компанией для оценки запасов и ресурсов нефти и газа. Мы оценили предпосылки, использованные внешним экспертом, и сравнили их с макроэкономическими показателями, прогнозами добычи углеводородов, эксплуатационными затратами, капитальными вложениями и другими производственными показателями, утвержденными руководством Компании. Мы сравнили оценки запасов и ресурсов с оценками, использованными в анализе активов на обесценение, начислении износа, истощения и амортизации, а также обязательств по выводу активов из эксплуатации.</p>

ПРОЧИЕ СВЕДЕНИЯ

Сопроводительная информация к консолидированной финансовой отчетности, раскрытая на с. 99 под заголовком «Дополнительная информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа», представлена для целей дополнительного анализа и ее раскрытие не предусматривается МСФО. В ходе аудита прилагаемой консолидированной финансовой отчетности мы не выполняли аудиторских процедур в отношении данной информации и, соответственно, не выражаем нашего мнения о ней.

ПРОЧАЯ ИНФОРМАЦИЯ, ВКЛЮЧЕННАЯ В АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ И ГОДОВОЙ ОТЧЕТ

Прочая информация включает Анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности компании за 2018 год (но не включает консолидированную финансовую отчетность и наше аудиторское заключение о ней), который мы получили до даты настоящего аудиторского заключения, и Годовой отчет за 2018 год, который будет нам предоставлен, предположительно, после этой даты. Ответственность за прочую информацию несет руководство.

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

В связи с проведением нами аудита консолидированной финансовой отчетности наша обязанность заключается в ознакомлении с прочей информацией и рассмотрении при этом вопроса, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и консолидированной финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений. Если на основании проведенной нами работы в отношении прочей информации, которую мы получили до даты настоящего аудиторского заключения, мы приходим к выводу о том, что такая прочая информация содержит существенное искажение, мы обязаны сообщить об этом факте. У нас нет сведений о таких фактах.

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ РУКОВОДСТВА И КОМИТЕТА СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ ПО АУДИТУ ЗА КОНСОЛИДИРОВАННУЮ ФИНАНСОВУЮ ОТЧЕТНОСТЬ

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

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство несет ответственность за оценку способности Компании продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Компанию, прекратить ее деятельность или когда у него нет реальной альтернативы таким действиям.

Комитет Совета директоров по аудиту несет ответственность за надзор за процессом подготовки финансовой отчетности Компании.

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ АУДИТОРА ЗА АУДИТ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского заключения, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с Международными стандартами аудита, всегда выявит существенное искажение при его наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что по отдельности или в совокупности они могли бы повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчетности.

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

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

Мы осуществляем информационное взаимодействие с Комитетом Совета директоров по аудиту, доводя до его сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, если мы выявляем таковые в процессе аудита. Мы также предоставляем Комитету Совета директоров по аудиту заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали его обо всех взаимоотношениях и прочих вопросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, а в необходимых случаях – о соответствующих мерах предосторожности.

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

Руководитель, ответственный за проведение аудита, по результатам которого выпущено настоящее аудиторское заключение независимого аудитора, – Д. Е. Лобачев.

Д. Е. Лобачев
Партнер ООО «Эрнст энд Янг»
5 февраля 2019 года

Сведения об аудируемом лице

Наименование: ПАО «НК «Роснефть»

Запись внесена в Единый государственный реестр юридических лиц 12 августа 2002 года и присвоен государственный регистрационный номер 1027700043502.

Местонахождение: 115035, Россия, г. Москва, Софийская наб., д. 26/1.

Сведения об аудиторе

Наименование: ООО «Эрнст энд Янг»

Запись внесена в Единый государственный реестр юридических лиц 5 декабря 2002 года 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 БАЛАНС (В МИЛЛИАРДАХ РОССИЙСКИХ РУБЛЕЙ)

	Прим.	На 31 декабря	
		2018 г.	2017 г. (пересмотренные данные)
АКТИВЫ			
Оборотные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	19	832	322
Денежные средства с ограничением к использованию	19	12	13
Прочие оборотные финансовые активы	20	633	336
Дебиторская задолженность	21	642	843
Товарно-материальные запасы	22	393	324
Авансы выданные и прочие оборотные активы	23	510	454
Итого оборотные активы		3 022	2 292
Внеоборотные активы			
Основные средства	24	8 445	7 923
Нематериальные активы	25	75	75
Прочие внеоборотные финансовые активы	26	239	606
Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия	27	735	635
Банковские кредиты выданные		239	121
Отложенные налоговые активы	16	28	26
Гудвил	25	85	265
Прочие внеоборотные нефинансовые активы	28	295	285
Итого внеоборотные активы		10 141	9 936
Итого активы		13 163	12 228
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ			
Краткосрочные обязательства			
Кредиторская задолженность и начисления	29	1 130	971
Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	30	978	2 229
Обязательства по налогу на прибыль		23	39
Обязательства по прочим налогам	31	327	278
Резервы	32	43	29
Предоплата по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов	33	354	264
Прочие краткосрочные обязательства		19	26
Итого краткосрочные обязательства		2 874	3 836
Долгосрочные обязательства			
Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	30	3 413	1 783
Отложенные налоговые обязательства	16	837	814
Резервы	32	244	245
Предоплата по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов	33	1 072	1 322
Прочие долгосрочные обязательства	34	46	45
Итого долгосрочные обязательства		5 612	4 209
Капитал			
Уставный капитал	36	1	1
Добавочный капитал	36	633	627
Прочие фонды и резервы		(191)	(322)
Нераспределенная прибыль		3 610	3 313
Итого акционерный капитал Роснефти		4 053	3 619
Неконтролирующие доли	17	624	564
Итого капитал		4 677	4 183
Итого обязательства и капитал		13 163	12 228

И.И. Сечин

Главный исполнительный директор
«_____» февраля 2019 года

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ

(В МИЛЛИАРДАХ РОССИЙСКИХ РУБЛЕЙ, ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ ПРИБЫЛИ НА АКЦИЮ И КОЛИЧЕСТВА АКЦИЙ)

	Прим.	За годы, оканчивающиеся 31 декабря	
		2018 г.	2017 г. (пересмотренные данные) ¹
ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ И ДОХОД ОТ АССОЦИИРОВАННЫХ И СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ			
Реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии	8	8 076	5 877
Вспомогательные услуги и прочая реализация		80	77
Доход от ассоциированных и совместных предприятий	27	82	57
Итого выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий		8 238	6 011
Затраты и расходы			
Производственные и операционные расходы		642	607
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке		1 099	837
Общезаявительные и административные расходы		167	172
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку		638	596
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа		11	15
Износ, истощение и амортизация	24, 25	635	586
Налоги, кроме налога на прибыль	9	2 701	1 919
Экспортная пошлина	10	1 061	658
Итого затраты и расходы		6 954	5 390
Операционная прибыль		1 284	621
Финансовые доходы	11	122	107
Финансовые расходы	12	(290)	(225)
Прочие доходы	13	49	110
Прочие расходы	13	(294)	(75)
Курсовые разницы		107	3
Реализованные курсовые разницы по инструментам хеджирования	6	(146)	(146)
Прибыль до налогообложения		832	395
Налог на прибыль	16	(183)	(98)
Чистая прибыль		649	297
Чистая прибыль, относящаяся к:			
- акционерам Роснефти		549	222
- неконтролирующим долям	17	100	75
Чистая прибыль, относящаяся к Роснефти, на одну обыкновенную акцию (в рублях) – базовая и разводненная прибыль	18	51,80	20,95
Средневзвешенное количество акций в обращении (миллионов шт.)		10 598	10 598

¹ Некоторые показатели за 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2017 года, были пересмотрены – Примечание 7.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ПРОЧЕМ СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

(В МИЛЛИАРДАХ РОССИЙСКИХ РУБЛЕЙ)

	Прим.	За годы, оканчивающиеся 31 декабря	
		2018 г.	2017 г.
Чистая прибыль		649	297
Прочий совокупный доход – переносимый впоследствии в состав прибылей и убытков			
Курсовые разницы от пересчета иностранных операций		4	51
Курсовые разницы по инструментам хеджирования	6	146	145
[Расход]/доход от изменения справедливой стоимости долговых финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прочий совокупный доход		(2)	10
Увеличение резерва под ожидаемые кредитные убытки по долговым финансовым активам, оцениваемым по справедливой стоимости через прочий совокупный доход		7	-
Доля в прочем совокупном убытке ассоциированных и совместных предприятий		1	-
Налог на прибыль, относящийся к прочему совокупному доходу, переносимому впоследствии в состав прибылей и убытков	6	(30)	(31)
Итого прочий совокупный доход, переносимый впоследствии в состав прибылей и убытков, за вычетом налога на прибыль		126	175
Прочий совокупный доход – не переносимый впоследствии в состав прибылей и убытков			
Доход от изменения справедливой стоимости долевого финансового актива, оцениваемого по справедливой стоимости через прочий совокупный доход		6	-
Налог на прибыль, относящийся к прочему совокупному доходу, не переносимому впоследствии в состав прибылей и убытков		(1)	-
Итого прочий совокупный доход, не переносимый впоследствии в состав прибылей и убытков, за вычетом налога на прибыль		5	-
Общий совокупный доход, за вычетом налога на прибыль		780	472
Общий совокупный доход, за вычетом налога на прибыль, относящийся к:			
акционерам Роснефти		680	397
неконтролирующим долям		100	75

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В АКЦИОНЕРНОМ КАПИТАЛЕ

(В МИЛЛИАРДАХ РОССИЙСКИХ РУБЛЕЙ, ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ ДАННЫХ ПО АКЦИЯМ)

	Количество акций (млн шт.)	Уставный капитал	Добавочный капитал	Прочие фонды и резервы	Нераспределенная прибыль	Итого акционерный капитал Роснефти	Неконтролирующие доли	Итого капитал
Остаток на 1 января 2017 г.	10 598	1	603	(497)	3 195	3 302	480	3 782
Чистая прибыль	-	-	-	-	222	222	75	297
Прочий совокупный доход	-	-	-	175	-	175	-	175
Общий совокупный доход	-	-	-	175	222	397	75	472
Дивиденды объявленные (Примечание 3б)	-	-	-	-	(104)	(104)	(43)	(147)
Изменение долей участия в дочерних обществах (Примечание 17)	-	-	24	-	-	24	44	68
Выбытие дочерних обществ	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Прочие движения	-	-	-	-	-	-	9	9
Остаток на 31 декабря 2017 г.	10 598	1	627	(322)	3 313	3 619	564	4 183
Эффект первого применения МСФО (IFRS) 9	-	-	-	-	(27)	(27)	(1)	(28)
Остаток на 1 января 2018 г. с учетом влияния МСФО (IFRS) 9	10 598	1	627	(322)	3 286	3 592	563	4 155
Чистая прибыль	-	-	-	-	549	549	100	649
Прочий совокупный доход	-	-	-	131	-	131	-	131
Общий совокупный доход	-	-	-	131	549	680	100	780
Дивиденды объявленные (Примечание 3б)	-	-	-	-	(225)	(225)	(61)	(286)
Изменение долей участия в дочерних обществах	-	-	5	-	-	5	21	26
Прочие движения	-	-	1	-	-	1	1	2
Остаток на 31 декабря 2018 г.	10 598	1	633	(191)	3 610	4 053	624	4 677

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

(В МИЛЛИАРДАХ РОССИЙСКИХ РУБЛЕЙ)

	Прим.	За годы, оканчивающиеся 31 декабря	
		2018 г.	2017 г. (пересмотренные данные)
ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
Чистая прибыль		649	297
Корректировки для сопоставления чистой прибыли с денежными средствами, полученными от основной деятельности			
Износ, истощение и амортизация	24, 25	635	586
Убыток от выбытия внеоборотных активов	13	14	13
Затраты по непродуктивным скважинам		3	3
Зачет полученной предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов	33	(283)	(255)
Зачет выданной предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов		205	-
Прибыль от курсовых разниц неоперационного характера		(77)	(24)
Реализованные курсовые разницы по инструментам хеджирования	6	146	146
Зачет прочих финансовых обязательств		(164)	(105)
Доход от ассоциированных и совместных предприятий	27	(82)	(57)
Неденежный доход от сделок по приобретениям, нетто	13	(26)	(1)
Доход по мировому соглашению	13	-	(100)
Убыток от выбытия непроизводственных активов	13	1	3
Изменение резервов под финансовые активы		6	16
Убыток от изменения оценок и обесценения активов		238	23
Финансовые расходы	12	290	225
Финансовые доходы	11	(122)	(107)
Расход по налогу на прибыль	16	183	98
Изменения в операционных активах и обязательствах			
Уменьшение/(увеличение) дебиторской задолженности, без учета резерва		215	(184)
Увеличение товарно-материальных запасов		(68)	(41)
Уменьшение/(увеличение) денежных средств с ограниченным использованием		5	(10)
Увеличение авансов выданных и прочих оборотных активов		(74)	(27)
Увеличение выданной долгосрочной предоплаты по договорам поставки нефти и нефтепродуктов		(72)	(207)
(Уменьшение)/увеличение кредиторской задолженности и начислений		(29)	24
Увеличение обязательств по прочим налогам		48	56
Уменьшение прочих краткосрочных обязательств		(8)	-
Увеличение прочих долгосрочных обязательств		8	-
Проценты, уплаченные за пользование денежными средствами, полученными по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов		(6)	(10)
Чистое увеличение операционных активов дочерних банков		(139)	(144)
Чистое увеличение операционных обязательств дочерних банков		144	170
Реализация торговых ценных бумаг		-	3
Чистые денежные средства от операционной деятельности до уплаты налога на прибыль и процентов		1 640	391
Платежи по налогу на прибыль		(221)	(112)
Проценты полученные		67	37
Дивиденды полученные		16	21
Чистые денежные средства от операционной деятельности		1 502	337
Инвестиционная деятельность			
Капитальные затраты		(936)	(922)
Покупка лицензий и платежи за участие в аукционах		(3)	(34)
Приобретение оборотных финансовых активов		(419)	(103)
Поступления от реализации оборотных финансовых активов		189	258
Приобретение внеоборотных финансовых активов	26	(71)	(58)
Поступления от реализации внеоборотных финансовых активов		466	127
Финансирование совместных предприятий		(2)	(2)
Приобретение долей в ассоциированных и совместных предприятиях	27	(2)	(219)
Поступления от реализации инвестиций в совместные предприятия		7	-
Приобретение дочерних обществ, за вычетом полученных денежных средств, и долей в совместной деятельности	7	(35)	(215)
Поступления от реализации основных средств		7	5

	Прим.	За годы, оканчивающиеся 31 декабря	
		2018 г.	2017 г. (пересмотренные данные)
Размещение денежных средств по сделке обратного РЕПО		-	(1)
Получение денежных средств по сделке обратного РЕПО		-	2
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(799)	(1 162)
ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ			
Поступление краткосрочных кредитов и займов	30	429	1 431
Выплата краткосрочных кредитов и займов		(1 366)	(787)
Поступление долгосрочных кредитов и займов	30	1 311	508
Выплата долгосрочных кредитов и займов		(289)	(806)
Поступление прочих финансовых обязательств		338	336
Погашение прочих финансовых обязательств		(64)	(22)
Проценты уплаченные		(284)	(219)
Обратный выкуп облигаций		(40)	-
Поступления от реализации неконтролирующих долей в дочерних обществах		23	73
Прочее финансирование		4	9
Выплаты дивидендов акционерам Роснефти	36	(225)	(104)
Выплаты дивидендов неконтролирующим акционерам		(65)	(38)
Чистые денежные средства, (использованные в) / полученные от финансовой деятельности		(228)	381
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		475	(444)
Денежные средства и их эквиваленты на начало отчетного периода	19	322	790
Эффект от курсовых разниц на денежные средства и их эквиваленты		35	(24)
Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода	19	832	322

Примечания к консолидированной финансовой отчетности 31 декабря 2018 года (суммы в таблицах в миллиардах российских рублей, если не указано иное)

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Основной деятельностью Публичного акционерного общества «Нефтяная компания «Роснефть» (далее – ПАО «НК «Роснефть») и ее дочерних обществ (далее по тексту совместно именуемых «Компания») является разведка, разработка, добыча и реализация нефти и газа, а также производство, транспортировка и реализация продуктов их переработки в Российской Федерации и за рубежом.

Государственное предприятие («ГП») «Роснефть» было преобразовано в открытое акционерное общество 7 декабря 1995 года. Все активы и обязательства, ранее находившиеся под управлением предприятия ГП «Роснефть», были переданы Компании по балансовой стоимости на дату учреждения вместе с правами собственности, принадлежавшими Правительству Российской Федерации (далее – «Государство») в других приватизированных нефтегазовых предприятиях. Передача активов и обязательств была осуществлена в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 сентября 1995 года № 971 «О преобразовании государственного предприятия «Роснефть» в открытое акционерное общество «Нефтяная Компания «Роснефть». Такая передача представляет собой реорганизацию активов, находящихся под контролем Государства, и поэтому для ее отражения берется балансовая стоимость. В 2005 году акции «Роснефти» были переданы Государством в качестве вноса в уставный капитал компании АО «РОСНЕФТЕГАЗ». По состоянию на 31 декабря 2005 года 100 % акций «Роснефти» минус одна акция находились в собственности АО «РОСНЕФТЕГАЗ», одна акция находилась в собственности Федерального агентства по управлению федеральным имуществом Российской Федерации. В дальнейшем доля АО «РОСНЕФТЕГАЗ» была снижена в связи с реализацией акций в ходе первичного публичного размещения акций «Роснефти» в России, реализацией глобальных депозитарных списков, выпускаемых в отношении таких акций на Лондонской бирже, а также в результате обмена акций «Роснефти» на акции присоединяемых дочерних обществ в течение 2006 года. В марте 2013 года, в рамках сделки по приобретению 100 %-ной доли участия в капитале компании TNK-BP Limited и ее дочернего общества TNK Industrial Holdings Limited (совместно с их дочерними обществами, именуемыми далее «ТНК-ВР»), АО «РОСНЕФТЕГАЗ» реализовало BP plc. («ВР») 5,66 % акций ПАО «НК «Роснефть». В декабре 2016 года АО «РОСНЕФТЕГАЗ» реализовало 19,5 % акций ПАО «НК «Роснефть» консорциуму международных инвесторов. По состоянию на 31 декабря 2018 года в собственности АО «РОСНЕФТЕГАЗ» находилось 50 % плюс одна акция ПАО «НК «Роснефть».

По российскому законодательству природные ресурсы, включая нефть, газ, драгоценные металлы, минералы и другие полезные ископаемые, пригодные для промышленной добычи и находящиеся на территории Российской Федерации, являются собственностью Государства до момента их извлечения (добычи). Закон Российской Федерации № 2395-1 «О недрах» регулирует отношения, связанные с геологическим изучением, разведкой и добычей, использованием и защитой находящихся в недрах полезных ископаемых на территории Российской Федерации. В соответствии с Законом, предоставление недр в пользование оформляется специальным государственным разрешением в виде лицензии. Лицензия выдается компетентными органами власти и содержит сведения о разрабатываемом участке недр, сроках, финансовых и прочих условиях недропользования. Компания является владельцем ряда лицензий, выданных компетентными органами власти на геологическое изучение, разведку и добычу сырья на нефтегазовых участках в пределах территории Российской Федерации и ее континентального шельфа. В отношении Компании действуют экспортные квоты, установленные Комиссией Правительства Российской Федерации по вопросам использования систем магистральных нефтегазовых трубопроводов и нефтепродуктопроводов, обеспечивающие равнодоступность к имеющей ограниченную пропускную способность нефтяной трубопроводной системе, которая принадлежит и управляется ПАО «Транснефть». Компания экспортирует определенное количество нефти, минуя систему ПАО «Транснефть», что дает возможность увеличивать ее экспортные возможности. Оставшаяся нефть перерабатывается на нефтеперерабатывающих заводах (далее – «НПЗ») Компании и заводах третьих лиц для дальнейшей реализации нефтепродуктов на внутреннем и внешнем рынках.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (далее – «МСФО»), включая все принятые и действующие в отчетном периоде Международные стандарты финансовой отчетности и интерпретации Совета по Международным стандартам финансовой отчетности, и полностью им соответствует.

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

Настоящая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением отдельных финансовых активов и обязательств, отраженных по справедливой стоимости (Примечание 37).

ПАО «НК «Роснефть» и ее дочерние общества ведут учет и предоставляют финансовую отчетность в соответствии с требованиями законодательства в области бухгалтерского учета и налогообложения, а также на основе практики, применяемой в соответствующих юрисдикциях. Представленная консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе первичных данных бухгалтерского учета Компании.

Консолидированная финансовая отчетность Компании представлена в миллиардах российских рублей, кроме случаев, где указано иное.

Консолидированная финансовая отчетность за 2018 год была утверждена к выпуску Главным исполнительным директором Компании 5 февраля 2019 года.

События после отчетной даты проанализированы по 5 февраля 2019 года включительно – даты выпуска настоящей консолидированной финансовой отчетности.

3. ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отличается от финансовой отчетности, составляемой в соответствии с правилами Российской Федерации, поскольку в ней отражены некоторые корректировки, не проведенные в бухгалтерском учете Компании, но которые необходимы для отражения ее финансового положения, результатов хозяйственной деятельности и движения денежных средств в соответствии с МСФО. Основные корректировки относятся к (1) отражению некоторых расходов; (2) оценке основных средств и начислению износа; (3) отложенным налогам на прибыль; (4) обесценению активов; (5) отражению в учете временной стоимости денег; (6) отражению в учете вложений в месторождения нефти и газа и их реализации; (7) принципам консолидации; (8) признанию и раскрытию гарантий, условных обязательств и некоторых активов и обязательств; (9) объединению компаний и гудвилу; (10) учету производных финансовых инструментов; (11) распределению цены приобретения на стоимость приобретенных активов и принятых обязательств.

В консолидированной финансовой отчетности отражены хозяйственные операции дочерних обществ, контролируемых компаний и компаний специального назначения, в которых Компания является основным выгодоприобретателем. Все существенные внутригрупповые операции и остатки по расчетам были взаимоисключены. Для учета вложений в компании, на финансовую и операционную деятельность которых Компания имеет возможность оказывать существенное влияние, используется метод участия в капитале. Также по методу участия в капитале отражаются вложения в предприятия, где Компания имеет большинство голосов, но не осуществляет контроль. Вложения в прочие компании отражены по справедливой или первоначальной стоимости, скорректированной с учетом обесценения, если таковое имеется. Определение уровня контроля или влияния в предприятиях, где Компания участвует в капитале, осуществляется с учетом установленных договором полномочий в отношении объектов инвестиций и существующих прав, которые предоставляют Компании возможность в настоящее время управлять значимой деятельностью.

Объединение компаний, гудвил и прочие нематериальные активы

Сделки по объединению бизнеса отражаются в учете с использованием метода 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, классифицированного как актив или обязательство, если они возникли по истечении периода для завершения оценки, учитываются в составе прибылей и убытков за период. Условное вознаграждение, классифицированное как часть собственного капитала, не переоценивается.

Гудвил изначально оценивается по первоначальной стоимости, определяемой как превышение суммы переданного вознаграждения и признанной неконтролирующей доли участия над справедливой стоимостью чистых идентифицируемых активов, приобретенных Компанией, и принятых ею обязательств. Если совокупная величина переданного вознаграждения и признанной неконтролирующей доли участия меньше справедливой стоимости чистых идентифицируемых активов и принятых ею обязательств, то разница признается в составе прибылей и убытков за период.

Ассоциированные организации

Инвестиции в ассоциированные организации учитываются по методу долевого участия в капитале, за исключением случаев, когда они классифицированы как внеоборотные активы, предназначенные для продажи. Согласно этому методу, балансовая стоимость инвестиций в ассоциированные организации первоначально признается по стоимости приобретения.

Балансовая стоимость инвестиций в ассоциированные организации увеличивается или уменьшается на признанную долю Компании в чистой прибыли или убытке и прочем совокупном доходе объекта инвестиций после даты приобретения.

Принадлежащая Компании доля чистой прибыли или убытка и прочего совокупного дохода ассоциированной организации признается в консолидированном отчете о прибылях и убытках или в консолидированном отчете о прочем совокупном доходе Компании, соответственно. Полученные от ассоциированной организации дивиденды уменьшают балансовую стоимость инвестиций.

Признание доли Компании в убытках ассоциированной организации происходит не только в пределах балансовой стоимости инвестиции в эту ассоциированную организацию, но и с учетом других долгосрочных инвестиций, формирующих, по сути, вложения в ассоциированную организацию, например, займы. Если доля в убытках превышает балансовую стоимость инвестиции в ассоциированную организацию и стоимость других долгосрочных инвестиций, связанных с вложением в эту ассоциированную организацию, Компания после достижения нулевого значения данной балансовой стоимости приостанавливает дальнейшее признание доли в убытках. При этом дополнительные убытки обеспечиваются и обязательства признаются только в той степени, в какой Компания приняла на себя юридические обязательства или обязательства, обусловленные сложившейся практикой, или осуществила платежи от имени ассоциированной организации.

Если впоследствии ассоциированная организация получает прибыль, то Компания возобновляет признание своей доли в этой прибыли только после того, как ее доля в прибыли сравняется с долей непризнанных убытков.

Балансовая стоимость инвестиции в ассоциированную организацию тестируется на предмет обесценения путем сопоставления ее возмещаемой суммы (наибольшего значения из ценности использования и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу) с ее балансовой стоимостью во всех случаях выявления признаков обесценения.

Совместная деятельность

Компания осуществляет совместную деятельность в форме совместных предприятий и совместных операций.

Совместное предприятие предполагает наличие у сторон, обладающих совместным контролем над деятельностью, прав на чистые активы деятельности. Совместное предприятие подразумевает создание юридического лица, в котором Компания имеет долю участия наряду с другими участниками совместной деятельности. Доли участия в совместно контролируемых предприятиях учитываются по методу долевого участия.

Доля Компании в чистой прибыли или убытке и в прочем совокупном доходе совместно контролируемого предприятия признается в консолидированном отчете о прибылях и убытках и в консолидированном отчете о прочем совокупном доходе, соответственно, с даты начала совместного контроля до даты его прекращения.

Совместно контролируемая операция предполагает наличие у сторон, обладающих совместным контролем над деятельностью, прав на активы и ответственности по обязательствам, связанным с деятельностью. В связи со своей долей участия в совместной операции Компания признает: свои активы, включая свою долю в совместных активах; свои обязательства, включая свою долю в совместных обязательствах; свою выручку от продажи доли продукции, произведенной в результате совместной операции; свою долю выручки от продажи продукции, произведенной в результате совместной операции; свои расходы, включая долю в совместных расходах.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства представляют собой наличные денежные средства в кассе, суммы на банковских счетах Компании, денежные средства в пути и процентные депозиты, которые могут быть отозваны Компанией в любое время без предварительного уведомления или возникновения штрафных санкций, уменьшающих основную сумму депозита. Денежными эквивалентами являются высоколиквидные краткосрочные инвестиции, которые могут быть обменены на известную сумму денежных средств и имеют срок погашения три месяца или менее с даты их покупки. Они учитываются по стоимости приобретения с учетом накопленных процентов, что приблизительно равно их справедливой стоимости. Денежные средства с ограничениями к использованию раскрываются отдельно в консолидированном балансе, если их сумма существенна.

Финансовые активы

Компания признает финансовый актив в балансе только в том случае, когда она становится стороной по договору в отношении данного финансового инструмента. При первоначальном признании финансовые активы оцениваются по справедливой стоимости, которая, как правило, и составляет цену сделки, т.е. справедливую стоимость выплаченного или полученного вознаграждения.

При первоначальном признании финансовые активы разделяются на следующие категории:

1. финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток;
2. финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход;
3. финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости.

Компания должна классифицировать финансовые активы исходя из бизнес-модели, используемой Компанией для управления финансовыми активами, и характеристик финансового актива, связанных с предусмотренными договором денежными потоками.

Финансовый актив должен оцениваться по справедливой стоимости через прибыль или убыток, за исключением случаев, когда он оценивается по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход. Однако Компания при первоначальном признании определенных инвестиций в долевыми инструментами, которые в противном случае оценивались бы по справедливой стоимости через прибыль или убыток, может по собственному усмотрению принять решение, без права его последующей отмены, представлять последующие изменения их справедливой стоимости в составе прочего совокупного дохода.

Все производные инструменты отражаются в консолидированном балансе по справедливой стоимости как оборотные финансовые активы, внеоборотные финансовые активы, краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам или долгосрочные обязательства по производным финансовым инструментам. Признание и классификация прибыли или убытка, полученного в результате отражения в учете корректировки производного инструмента по справедливой стоимости, зависит от цели его выпуска или приобретения. Прибыли и убытки по производным инструментам, не предназначенным для операций хеджирования, в соответствии с МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» признаются в момент возникновения в составе прибыли или убытка за период.

Справедливая стоимость – цена, которая была бы получена при продаже актива или уплачена при передаче обязательства при проведении операции на добровольной основе между участниками рынка на дату оценки. После первоначального признания справедливая стоимость финансовых инструментов, оцененных по справедливой стоимости, которые котируются на активном рынке, определяется как котировка на покупку активов и котировка на продажу выпущенных обязательств на дату оценки.

Если рынок для финансовых активов не является активным, тогда Компания оценивает справедливую стоимость с использованием следующих методов:

- анализа операций с таким же инструментом, проведенных в недавнем времени между независимыми сторонами;
- текущей справедливой стоимости подобных финансовых инструментов;
- дисконтирования будущих денежных потоков.

Ставка дисконтирования отражает минимально допустимую отдачу на вложенный капитал, при которой инвестор не предпочтет участие в альтернативном проекте по вложению тех же средств с сопоставимой степенью риска.

Финансовый актив должен оцениваться по амортизированной стоимости, если выполняются оба следующих условия:

- финансовый актив удерживается в рамках бизнес-модели, целью которой является удержание финансовых активов для получения предусмотренных договором денежных потоков; и
- договорные условия финансового актива обуславливают получение в указанные даты денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

Примерами финансовых активов, включаемых в эту категорию, могут быть выданные займы, дебиторская задолженность, облигации и векселя третьих лиц, которые не котируются на активном рынке в случае удовлетворения условий, перечисленных выше.

Финансовый актив должен оцениваться по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, если выполняются оба следующих условия:

- финансовый актив удерживается в рамках бизнес-модели, целью которой достигается как путем получения предусмотренных договором денежных потоков, так и путем продажи финансовых активов, и
- договорные условия финансового актива обуславливают получение в указанные даты денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

В частности, к этой категории относятся акции других компаний, которые не включены в категорию учитываемых по справедливой стоимости с отнесением ее изменений на прибыль или убыток. Дивиденды и проценты к получению отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках по методу начисления. Сумма начисленных процентов рассчитывается с использованием эффективной ставки процента.

При прекращении признания на балансе инвестиций в долговые инструменты (облигации, векселя и иные бумаги долгового характера), учитываемые в категории по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, накопленные в составе прочего совокупного дохода прибыли или убытки реклассифицируются в состав прибыли или убытка за период.

По инвестициям в долевыми инструментами (акции, паи и пр.), учитываемые в категории по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, накопленные в составе прочего совокупного дохода прибыли или убытки никогда не могут быть впоследствии перенесены в состав прибыли или убытка за период.

Компонент финансовых доходов в виде начисления процентов за период представляется в примечаниях к отчетности отдельно для каждой из трех категорий финансовых активов.

Применительно к сделкам по покупке или продаже финансовых активов на стандартных условиях используется порядок учета на дату заключения сделки

Финансовые обязательства

Компания признает финансовое обязательство в балансе только в том случае, когда она становится стороной по договору в отношении данного финансового инструмента. При первоначальном признании финансовые обязательства оцениваются по справедливой стоимости, которая, как правило, и составляет цену сделки, т.е. справедливую стоимость выплаченного или полученного вознаграждения.

При первоначальном признании финансовые обязательства разделяются на следующие категории:

- финансовые обязательства, учитываемые по справедливой стоимости с отнесением ее изменений на прибыль или убыток;
- прочие финансовые обязательства.

Финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости с отнесением изменений на прибыль или убыток, представляют собой финансовые обязательства, предназначенные для торговли, за исключением тех случаев, когда такие обязательства связаны с поставкой некотируемых долевыми инструментами.

При первоначальном признании Компания вправе отнести к этой категории любое финансовое обязательство, за исключением долевыми инструментами, которые не имеют котировки на активном рынке и справедливая стоимость которых не может быть достоверно оценена. Однако в дальнейшем это обязательство не может быть включено в иную категорию.

Финансовые обязательства, не отнесенные к финансовым обязательствам, учитываемым по справедливой стоимости с отнесением ее изменений на прибыль или убыток, относятся к прочим финансовым обязательствам. К прочим финансовым обязательствам относятся, в частности, торговая и прочая кредиторская задолженность и задолженность по кредитам и займам.

После первоначального признания финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости с отнесением изменений на прибыль или убыток, оцениваются по справедливой стоимости, изменения в которой отражаются по счетам прибылей и убытков в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Прочие финансовые обязательства оцениваются по амортизируемой стоимости.

Компания списывает финансовое обязательство (или часть финансового обязательства) тогда и только тогда, когда оно погашено, то есть, когда указанное в договоре обязательство исполнено, аннулировано или срок его действия истек. Разность между балансовой стоимостью финансового обязательства (или части финансового обязательства) погашенного или переданного другой стороне, и суммой погашения, включая любые переданные неденежные активы или принятые обязательства, относится на счет прибылей и убытков. Ранее признанные компоненты прочего совокупного дохода, относящиеся к данному финансовому обязательству, также включаются в финансовый результат и отражаются в доходах и расходах текущего периода. Часть показателей предыдущего периода была скорректирована для соответствия принципам раскрытия текущего периода.

В частности, в связи со значительным расширением операционной деятельности дочерних банков Компании и необходимостью ее достоверного и последовательного отражения в консолидированной отчетности, представление денежных потоков от операционной деятельности банков было пересмотрено с целью включения всех подобных потоков в раздел «операционная деятельность». Консолидированный отчет о движении денежных средств. В связи с этим операционные активы дочерних банков, включая краткосрочные межбанковские депозиты размещенные, были реклассифицированы в строку баланса «Дебиторская задолженность», а операционные обязательства, включающие межбанковские кредиты, клиентские депозиты, векселя и обязательства по сделкам прямого РЕПО, были реклассифицированы из строки баланса «Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства» в строку баланса «Кредиторская задолженность и начисления».

Прибыль на акцию

Базовая прибыль на акцию рассчитывается путем деления чистой прибыли, относящейся к обыкновенным акциям, на средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении в течение соответствующего периода. В данной отчетности, в связи с отсутствием конвертируемых в акции ценных бумаг, показатель базовой прибыли на акцию равен показателю разводненной прибыли на акцию.

Собственные выкупленные акции

Собственные выкупленные акции – это непогашенные собственные акции, выкупленные у акционеров. Компания приобретает акции ПАО «НК «Роснефть» в соответствии с Программой приобретения акций ПАО «НК «Роснефть» на открытом рынке (см. Примечание 36 «Акционерный капитал»). Собственные выкупленные акции представляются в консолидированном балансе как вычет из капитала по стоимости выкупа.

Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы, которые в основном представляют собой сырую нефть, продукты нефтепереработки, нефтехимию и материалы, учитываются по средневзвешенной стоимости в разрезе дочерних обществ, кроме случаев, когда их рыночная стоимость за вычетом расходов на продажу и предпродажную подготовку ниже балансовой стоимости. Стоимость материалов, которые используются в производстве, не снижается ниже первоначальной стоимости, если от реализации готовой продукции ожидается прибыль.

Продажа ценных бумаг с обратным выкупом

Ценные бумаги, проданные по сделкам с обратным выкупом («РЕПО»), и ценные бумаги, купленные по сделкам с обратной продажей («обратные «РЕПО»»), как правило, не подразумевают продажу ценных бумаг для целей бухгалтерского учета и учитываются как финансирование под обеспечение. Проценты, выплаченные или полученные по сделкам РЕПО и обратного РЕПО, отражаются в составе статьи «Финансовые расходы» или «Финансовые доходы», соответственно, по договорной процентной ставке с использованием метода эффективной процентной ставки.

Основные средства разведки и добычи

Основные средства разведки и добычи включают затраты, связанные с разведкой и оценкой, права на запасы и основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки и добычи).

Затраты, связанные с разведкой и оценкой

При учете затрат, связанных с разведкой и оценкой, Компания применяет метод результативных затрат, учитывая требования МСФО (IFRS) 6 «Разведка и оценка полезных ископаемых». Согласно методу результативных затрат затраты, связанные с деятельностью по разведке и оценке (затраты на приобретение лицензий, разведочное и поисково-оценочное бурение), временно капитализируются в центрах затрат по месторождениям с детализацией по скважинам до момента обнаружения экономически обоснованных запасов нефти и газа в ходе осуществления программы бурения.

Промежуток времени, необходимый для проведения такого анализа, зависит от технических особенностей и экономических трудностей в оценке извлекаемости запасов. Если делается вывод, что скважина содержит углеводороды в таких объемах, что их экономически неэффективно добывать, то затраты по скважине списываются на расходы соответствующего периода по статье «Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа» в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Расходы, связанные с разведкой и оценкой, за исключением затрат на 2D-сейсмические, топографические, геологические, геофизические изыскания первоначально капитализируются как активы разведки и оценки. Активы, связанные с разведкой и оценкой, учитываются в размере фактических расходов за вычетом обесценения, если таковое было, в качестве объектов основных средств до того момента, пока не будет установлено существование (или отсутствие) запасов промышленного значения.

Первоначальная стоимость активов разведки и оценки, приобретенных в рамках объединения компаний, формируется в результате распределения цены приобретения. Распределение стоимости между правами на добычу доказанных и недоказанных запасов осуществляется на основании соответствующих данных по размерам запасов нефти и газа. В отношении активов, связанных с разведкой и оценкой, не реже одного раза в год производится технический, промышленный и управленческий анализ, а также обзор наличия индикаторов обесценения. Это необходимо для подтверждения сохранения намерений по разработке или получению экономических выгод от обнаруженных запасов. Если установлено наличие индикаторов обесценения, то проводится тест на обесценение.

В последующем, если запасы промышленного значения были обнаружены, балансовая стоимость после вычета убытков от обесценения соответствующих активов, связанных с разведкой и оценкой, классифицируется как основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки). Однако если запасы промышленного значения не были обнаружены, капитализированные затраты относятся на расходы после окончания работ по разведке и оценке.

Деятельность по разработке и добыче

Основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки) учитываются по каждому месторождению и представляют собой (1) капитализированные расходы по разработке обнаруженных запасов промышленного назначения и вводу месторождений в эксплуатацию, (2) расходы, связанные с разведкой и оценкой, понесенные при обнаружении запасов промышленного значения, которые были переведены из категории активов разведки и оценки в состав основных средств добычи нефти и газа (на стадии разработки) после обнаружения промышленных запасов.

Стоимость основных средств добычи нефти и газа (на стадии разработки) также включает в себя стоимость приобретения таких активов, непосредственно относимые накладные расходы, капитализированные затраты на финансирование и стоимость признания обязательств, связанных с выбытием активов. Основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки) в большинстве случаев классифицируются в отчетности как незавершенное капитальное строительство.

С момента начала промышленной добычи нефти и газа основные средства добычи нефти и газа (на стадии разработки) переводятся в категорию основных средств добычи нефти и газа (на стадии добычи).

Прочие основные средства

Прочие основные средства отражаются по исторической стоимости на дату их приобретения, кроме приобретенных до 1 января 2009 года основных средств, которые отражены по условной первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и обесценения. Затраты на содержание, ремонт и замену мелких деталей основных средств относятся на эксплуатационные расходы. Затраты на модернизацию и усовершенствование технических характеристик основных средств увеличивают их стоимость.

При выбытии или списании прочих основных средств, первоначальная стоимость и накопленная амортизация исключаются из учета. Полученный доход или убыток включаются в финансовый результат.

Износ, истощение и амортизация

Основные средства добычи нефти и газа амортизируются методом единиц произведенной продукции в разрезе отдельных месторождений с момента начала промышленной добычи нефти и газа.

В методе единиц произведенной продукции для лицензий на право разработки и добычи запасов в качестве базы распределения используются все доказанные запасы месторождений.

В методе единиц произведенной продукции для эксплуатационных скважин и непосредственно связанной с ними инфраструктуры в качестве базы распределения используются доказанные разрабатываемые запасы месторождений.

Прочие основные средства амортизируются линейным методом на всем протяжении расчетного срока полезного использования, начиная с момента, когда основное средство готово к использованию. Исключение составляет амортизация катализаторов, которая рассчитывается методом единиц произведенной продукции.

Для объектов прочих основных средств используются следующие расчетные сроки полезного использования:

Основные средства	Срок полезного использования, не более
Здания и сооружения	30-45 лет
Машины и оборудование	5-25 лет
Транспорт и прочие основные средства	6-10 лет
Суда для обслуживания буровых платформ	20 лет
Буровые платформы	20 лет

Земля, как правило, имеет неограниченный срок службы и поэтому не подлежит амортизации.

Права аренды земельных участков амортизируются по линейному методу, исходя из предполагаемого срока полезного использования, который составляет в среднем 20 лет.

Государственные субсидии на капитальное строительство

Компания признает субсидии на капитальное строительство, предоставляемые местными органами власти, когда существует достаточно оснований для того, чтобы считать, что Компания выполнит условия получения субсидий, и что они будут получены. Субсидии на капитальное строительство учитываются как уменьшение стоимости актива, для строительства которого они были получены.

Обесценение долгосрочных активов

Каждую отчетную дату Компания проверяет наличие или отсутствие признаков обесценения активов или единицы, генерирующей денежные потоки, и, в случае их выявления, определяет возмещаемую стоимость соответствующих активов или единицы.

При выявлении существования признаков, указывающих на возможное уменьшение стоимости актива, Компания рассматривает внутренние и внешние источники информации. Как минимум, рассматривается следующий набор показателей:

Внешние источники информации:

- в течение периода рыночная стоимость актива уменьшилась на существенно более значительную величину, чем можно было ожидать по прошествии времени или нормального использования;
- существенные изменения, имевшие отрицательные последствия для Компании, произошли в течение периода или ожидаются в ближайшем будущем в технологических, рыночных, экономических или юридических условиях, в которых работает Компания, или на рынке, для которого предназначен актив;
- в течение периода увеличились рыночные процентные ставки или другие рыночные показатели прибыльности инвестиций, и эти увеличения, вероятно, повлияют на ставку дисконтирования, которая используется при расчете ценности использования актива, и существенно уменьшат его возмещаемую сумму;
- балансовая стоимость чистых активов Компании превышает ее рыночную капитализацию.

Внутренние источники информации:

- имеются доказательства устаревания или физического повреждения актива;
- существенные изменения, имевшие отрицательные последствия для Компании, произошли в течение периода или ожидаются в ближайшем будущем в степени или способе текущего или предполагаемого использования актива (например, простой актива, пересмотр срока полезного использования актива – из неопределенного в ограниченный по времени);
- информация о дивидендах, полученных от дочерних обществ, а также ассоциированных и совместных предприятий;
- внутренняя отчетность показывает, что текущие или будущие результаты использования актива хуже прогнозируемых, а именно:
 - потоки денежных средств для приобретения актива или последующие потребности в денежных средствах для его эксплуатации и обслуживания значительно выше изначально предусмотренных бюджетом;
 - фактические чистые потоки денежных средств или операционной прибыли или убытка от актива значительно хуже, чем заложенные в бюджет;
 - присутствует существенное снижение предусмотренных бюджетом чистых потоков денежных средств или операционной прибыли или существенное увеличение предусмотренных бюджетом убытков, проистекающих из данного актива;
 - присутствуют операционные убытки или чистые оттоки денежных средств по активу, возникающие при объединении показателей текущего периода с бюджетными показателями для будущих периодов.

Для активов, связанных с разведкой и оценкой, на обесценение указывают следующие факторы:

- срок, в течение которого Компания имеет право на проведение разведки на определенной территории, истек в течение отчетного периода или истечет в ближайшем будущем, и ожидается, что он не будет продлен;
- значительные расходы, связанные с разведкой и оценкой минеральных ресурсов на конкретной территории, не являются ни предусмотренными в бюджете, ни запланированными;
- разведка и оценка минеральных ресурсов на конкретной территории не привели к обнаружению минеральных ресурсов промышленного значения, и Компания решила прекратить подобную деятельность на указанной территории;
- наличие достаточной информации, подтверждающей, что, несмотря на вероятное продолжение разработки на определенной территории, маловероятно, что балансовая стоимость актива разведки и оценки будет возмещена в полной мере благодаря успешной разработке или продаже.

Возмещаемая стоимость актива или единицы, генерирующей денежные средства, представляет собой наибольшую из двух величин:

- ценности использования актива (единицы, генерирующей денежные средства); и
- справедливой стоимости актива (единицы, генерирующей денежные средства) за вычетом затрат на его продажу.

Если актив не генерирует потоки денежных средств, которые в значительной степени не зависят от денежных потоков, генерируемых другими активами, то его возмещаемая величина определяется в составе единицы, генерирующей денежные потоки.

Первоначально Компания определяет ценность использования единицы, генерирующей денежные потоки. Если балансовая стоимость единицы, генерирующей денежные потоки, превышает ее ценность использования, то Компания определяет справедливую стоимость единицы для определения возмещаемой стоимости. В том случае, если справедливая стоимость единицы меньше ее балансовой стоимости, признается убыток от обесценения.

Ценность использования определяется путем дисконтирования расчетной величины будущих потоков денежных средств, ожидаемых к получению от использования актива или единицы, генерирующей денежные потоки (включая средства, которые могут быть получены от реализации актива). Величины будущих денежных потоков единицы, генерирующей денежные потоки, определяются на основе прогноза, утвержденного руководителем подразделения, к которому относится рассматриваемая единица.

Обесценение финансовых активов

На каждую отчетную дату Компания должна признать оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки по финансовому активу, оцениваемому по амортизированной стоимости и по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, дебиторской задолженности по аренде, активу по договору или обязательству по предоставлению займа и по договору финансовой гарантии, к которым применяются требования, касающиеся обесценения. Требования МСФО 9, касающиеся обесценения, не применяются к долевым инструментам вне зависимости от категории, в которую они определены, и к инструментам, определенным в категорию оцениваемых по справедливой стоимости с отнесением ее изменения в состав прибыли или убытка за период. Будущие кредитные убытки по существенным контрагентам в том числе банкам определяются с учетом кредитного рейтинга конкретного контрагента и соответствующей ему вероятности дефолта.

Оценочный резерв под убытки по финансовым активам, которые оцениваются по амортизированной стоимости, признается в составе прибыли или убытка за период в корреспонденции с балансовым счетом, уменьшающим стоимость финансового актива. Оценочный резерв под убытки по финансовым активам, которые оцениваются по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, не должен уменьшать балансовую стоимость финансового актива в Балансе, а должен признаваться в составе прочего совокупного дохода.

Капитализация затрат по займам

Затраты по займам, направленным на осуществление капитального строительства и приобретение объектов основных средств, капитализируются при условии, что этих затрат можно было бы избежать, если бы Компания не проводила капитальных вложений. Затраты по займам капитализируются только в течение непосредственного осуществления строительства до момента ввода основного средства в эксплуатацию.

Капитализируемые затраты по займам включают в себя курсовые разницы, возникающие по займам в иностранной валюте, в той мере, в которой они рассматриваются в качестве корректировки процентных расходов.

Договоры финансовой и операционной аренды

Договоры аренды, предусматривающие переход к Компании преимущественно всех рисков и выгод, связанных с владением активом, классифицируются как финансовая аренда и капитализируются на момент вступления договора в силу по справедливой стоимости арендуемого имущества либо по приведенной стоимости минимальных арендных платежей (если эта сумма ниже). Арендные платежи равномерно распределяются между финансовыми расходами и уменьшением обязательств по финансовой аренде для обеспечения постоянной ставки процента с остатка обязательств. Финансовые расходы отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

В отношении учета основных средств, полученных в финансовую аренду, используется та же политика, которая применяется в отношении активов, находящихся в собственности. При определении срока полезного использования основных средств, полученных в финансовую аренду, оценивается вероятность перехода права собственности к арендатору в конце договора.

Если нет обоснованной уверенности в том, что арендатор получит право собственности к концу срока финансовой аренды, актив полностью амортизируется на протяжении самого короткого из двух сроков: аренды или полезного использования. Если такая уверенность есть, то актив амортизируется в течение срока полезного использования.

Договоры аренды, по которым арендодатель сохраняет за собой преимущественно все риски и выгоды, связанные с правом собственности на активы, классифицируются в качестве договоров операционной аренды. Платежи по договорам операционной аренды равномерно относятся на расходы в консолидированном отчете о прибылях и убытках в течение срока аренды.

Признание обязательств, связанных с выбытием активов

У Компании существуют обязательства, связанные с выбытием активов по основной деятельности.

Деятельность Компании по геологоразведке, разработке и добыче нефти и газа связана с использованием скважин, оборудования и прилегающих площадей, установок по сбору и первичной переработке нефти, товарного парка и трубопроводов до магистральных нефтепроводов. Как правило, лицензии и прочие регулирующие документы устанавливают требования по ликвидации данных активов после окончания добычи. Данные требования обязывают Компанию производить ликвидацию скважин, демонтаж оборудования, рекультивацию земель и прочие действия. Оценка Компанией данных обязательств основывается на действующих требованиях законодательства или лицензий, а также фактических расходах по ликвидации данных активов и другим необходимым действиям. Оценка Компанией данных обязательств основывается на дисконтированной сумме ожидаемых будущих расходов по выводу из эксплуатации данных активов.

Ставка дисконтирования пересматривается каждую отчетную дату и отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег и риски, характерные для обязательства.

Данный резерв пересматривается по состоянию на каждую отчетную дату в соответствии с толкованием Комитета по интерпретациям МСФО («КИМСФО») 1 «Изменение в существующих резервах по выводу из эксплуатации» следующим образом:

- при изменении оценок будущих денежных потоков (например, стоимость ликвидации одной скважины, срок ликвидации) или ставки дисконтирования, изменения в сумме обязательства включаются в стоимость основного средства, при этом стоимость основного средства не может быть отрицательной и не может превысить возмещаемую стоимость основного средства;
- изменения в сумме обязательств в связи с приближением срока обязательства (изменение дисконта) включаются в состав финансовых расходов.

Деятельность Компании по переработке и сбыту включает в себя переработку нефти, реализацию через морские терминалы и прочие пункты сбыта, розничную реализацию. Деятельность Компании по нефтепереработке связана с использованием нефтехимических производственных комплексов. Законодательные или договорные обязательства, связанные с выбытием активов, относящихся к нефтехимической, нефтеперерабатывающей и сбытовой деятельности, не признаются ввиду ограниченности истории такой деятельности в данных сегментах, отсутствия четких законодательных требований к признанию обязательств, а также того, что точно определить срок полезного использования таких активов не представляется возможным.

Вследствие описанных выше причин, справедливая стоимость обязательств, связанных с выбытием активов сегмента переработки и сбыта, не может быть рассчитана с разумной степенью точности.

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

Налог на прибыль

С 2012 года налоговое законодательство Российской Федерации разрешает исчислять налог на прибыль на консолидированной основе в рамках консолидированной группы налогоплательщиков. В связи с этим основные общества Компании были объединены в консолидированную группу налогоплательщиков (Примечание 40). По обществам, не вошедшим в консолидированную группу налогоплательщиков, налог на прибыль исчисляется исходя из их индивидуальной налоговой базы. В прилагаемой консолидированной финансовой отчетности отражены отложенные активы и обязательства по налогу на прибыль, которые рассчитываются Компанией в соответствии с МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль».

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

Отложенное налоговое обязательство признается в отношении всех налогооблагаемых временных разниц, кроме возникающих в результате:

- первоначального признания гудвила;
- первоначального признания активов и обязательств в результате сделки, которая:
 - не является объединением компаний и
 - не влияет ни на бухгалтерскую, ни на налогооблагаемую прибыль;
- инвестиций в дочерние общества, когда Компания может контролировать сроки реализации этих временных разниц и существует высокая вероятность того, что эти временные разницы не будут реализованы в обозримом будущем.

Убыток, полученный в предыдущие отчетные периоды и планируемый к использованию для уменьшения налогооблагаемой прибыли в текущем и последующих периодах, признается как отложенный налоговый актив.

Отложенный налоговый актив признается только в той мере, в которой существует вероятность получения налогооблагаемой прибыли, против которой могут быть зачтены соответствующие вычитаемые временные разницы, кроме случаев первоначального признания актива или обязательства в операции, которая:

- не является объединением компаний; и
- на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую, ни на налогооблагаемую прибыль (налоговый убыток).

Компания признает отложенные налоговые активы для всех вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние общества и долями участия в ассоциированных и совместных предприятиях, в той его части, которая отвечает сразу двум следующим условиям:

- временные разницы будут восстановлены в обозримом будущем; и
- возникнет налогооблагаемая прибыль, против которой может быть зачтена временная разница.

Отложенные налоговые активы и обязательства оцениваются по ставкам налога, которые предполагается применять к периоду реализации актива или погашения обязательства, на основе ставок налога (и налогового законодательства), которые действуют или в основном действуют к отчетной дате.

Оценка отложенных налоговых активов и обязательств отражает налоговые последствия, которые могут возникнуть в связи с тем, каким образом Компания намеревается возместить или погасить балансовую стоимость своих активов и обязательств на отчетную дату. Отложенные налоговые активы и обязательства принимаются к зачету, если существует законное право произвести зачет текущих налоговых требований и текущих налоговых обязательств, и когда они относятся к налогу на прибыль, взимаемому в рамках одной налоговой юрисдикции, а Компания имеет намерение произвести зачет своих текущих налоговых требований и обязательств одновременно.

Балансовая сумма отложенного налогового актива анализируется по состоянию на каждую отчетную дату.

Компания уменьшает балансовую величину отложенного налогового актива в той степени, в какой больше не существует вероятность того, что будет получена достаточная налогооблагаемая прибыль, позволяющая реализовать выгоду от части или всей суммы этого отложенного налогового актива.

Отложенные налоговые активы и обязательства классифицируются как необоротные отложенные налоговые активы и долгосрочные отложенные налоговые обязательства, соответственно. Отложенные налоговые активы и обязательства не дисконтируются.

Признание выручки

Выручка признается, когда (или по мере того, как) организация выполняет обязанность к исполнению путем передачи обещанного товара или услуги (т. е. актива) покупателю. Актив передается, когда (или по мере того, как) покупатель получает контроль над таким активом. Как правило, контроль переходит к покупателю в момент перехода права собственности, при условии, что цена контрактов фиксирована или существует возможность ее определить, а возврат дебиторской задолженности является реальным. В частности, на внутреннем рынке нефть и газ, а также продукты нефтепереработки и материалы обычно считаются реализованными в момент перехода права собственности. При реализации на экспорт право собственности обычно переходит при пересечении границы Российской Федерации. Выручка оценивается по справедливой стоимости полученного или ожидаемого вознаграждения, за вычетом торговых или оптовых скидок и возмещаемых налогов.

Реализация вспомогательных услуг признается в момент оказания услуг при условии, что стоимость услуг может быть определена, и нет никаких существенных сомнений в возможности получения доходов.

Расходы на транспортировку

Транспортные расходы в консолидированном отчете о прибылях и убытках представляют собой все коммерческие расходы Компании по доставке нефти как на переработку, так и конечным покупателям, а также расходы по доставке нефтепродуктов с нефтеперерабатывающих заводов сбытовым предприятиям и конечным потребителям [они могут включать тарифы на транспортировку трубопроводным транспортом и дополнительные расходы по железнодорожной транспортировке, расходы на морской фрахт, погрузочно-разгрузочные работы, портовые сборы и прочие расходы].

Расходы, связанные с эксплуатацией нефтеперерабатывающих производств

Расходы, связанные с ремонтом и профилактическими работами в отношении основных средств предприятий нефтепереработки, отражаются Компанией в том периоде, когда они были понесены.

Расходы на охрану окружающей среды

Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлыми операциями, и не предполагают будущих экономических выгод, относятся на расходы. Обязательства по данным расходам отражаются, если существует высокая вероятность проведения оценок состояния окружающей среды и мероприятий по очистке территории, и при этом соответствующие затраты могут быть оценены с разумной степенью точности.

Учет условных обязательств

На дату составления консолидированной финансовой отчетности может существовать ряд условий, которые в дальнейшем под воздействием одного или нескольких факторов, не определенных на дату составления финансовой отчетности, могут привести к убыткам или обязательствам для Компании. Руководство Компании оценивает сумму таких возможных будущих обязательств. Оценка производится на основе предположений и включает в себя фактор субъективности. При определении величины возможных потерь в результате судебных или налоговых разбирательств с участием Компании или требований, которые могут быть предъявлены в виде исков к Компании, руководство Компании, в результате консультаций с юристами и налоговыми консультантами, оценивает как перспективы таких судебных или налоговых разбирательств и предъявления таких требований в судебном порядке, так и возможные суммы возмещения, которое противоположная сторона требует или может потребовать в суде.

Если в результате оценки вероятности появления будущего обязательства выявляется, что обязательство, имеющее денежное выражение, определено с достаточной степенью уверенности (является вероятным), тогда стоимостная оценка такой задолженности отражается в консолидированной финансовой отчетности. В случае если предполагаемое обязательство, имеющее значительную стоимостную оценку, не может быть классифицировано как вероятное, а является лишь возможным, либо стоимостная оценка вероятного обязательства не определена, то в примечаниях к финансовой отчетности включается информация о характере такого обязательства и его стоимостная оценка (если сумма может быть определена с достаточной степенью уверенности и является значительной).

Если вероятность будущего убытка является незначительной, то обычно информация о подобном возможном убытке не включается в примечания к финансовой отчетности, за исключением случаев, когда такой возможный убыток относится к выданной финансовой гарантии. В таких случаях сущность гарантии подлежит раскрытию. Однако в некоторых случаях условные обязательства или другие нетипичные случаи будущих обязательств, могут быть отражены в примечаниях к финансовой отчетности, если, по мнению руководства, основанному на консультациях с юристами или налоговыми консультантами, информация о таких обязательствах может быть необходима акционерам и другим пользователям финансовой отчетности.

Налоги, полученные от покупателей и перечисленные в бюджет

Выручка от реализации отражается без учета возмещаемых покупателями налогов (акциз, налог на добавленную стоимость («НДС»)). В иных случаях налоги и сборы не уменьшают сумму выручки и отражаются как расходы по строке «Налоги, за исключением налога на прибыль» в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Суммы НДС, акциза, подлежащие возмещению, отражаются в отчетности в составе Авансов выданных и прочих оборотных активов консолидированного баланса. Задолженность перед бюджетом по данным налогам и сборам отражается по строке Обязательства по прочим налогам в консолидированном балансе.

Функциональная валюта и валюта представления отчетности

Валютой представления консолидированной финансовой отчетности является российский рубль, который также является функциональной валютой ПАО «НК «Роснефть» и всех его дочерних обществ, осуществляющих деятельность на территории Российской Федерации. Функциональной валютой иностранных дочерних обществ в большинстве случаев является доллар США.

Операции и остатки

Операции в иностранных валютах переводятся в функциональную валюту с использованием курса пересчета, приближенного к дате операции. Положительные и отрицательные курсовые разницы, возникающие в результате таких операций и от переоценки денежных активов и обязательств, выраженных в иностранных валютах, по курсу на отчетную дату, признаются в составе прибыли или убытка.

Положительные и отрицательные курсовые разницы от переоценки активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, которые являются инструментами управления валютным риском, признаются в составе прочего совокупного дохода до момента совершения хеджируемой операции, когда они переносятся в состав прибыли или убытка за период. Неденежные активы и обязательства пересчитываются по историческому курсу, действовавшему на даты операций. Неденежные активы и обязательства, признаваемые по справедливой стоимости в иностранных валютах, пересчитываются по курсу на дату определения справедливой стоимости.

Предприятия Компании

Результаты деятельности и финансовое положение всех дочерних обществ, ассоциированных и совместных предприятий Компании, которые имеют функциональную валюту, отличающуюся от валюты представления отчетности, переведены в валюту представления отчетности следующим образом:

- активы и обязательства в каждом балансе переведены по курсу на дату отчетности;
- доходы и расходы в каждом отчете о прибылях и убытках и каждом отчете о прочем совокупном доходе переведены по среднему курсу (если средний курс с достаточной степенью приближения представлял собой накопленный эффект курсов пересчета, преобладавших на даты операций). В противном случае доходы и расходы переведены по курсу на даты операций); и
- все результирующие разницы, возникшие при пересчете, признаны в качестве отдельного компонента прочего совокупного дохода.

Предоплата по договорам поставки нефти и нефтепродуктов

В процессе осуществления своей деятельности Компания заключает долгосрочные контракты на поставку нефти и нефтепродуктов. Условия контрактов могут требовать от покупателя осуществления предоплаты.

Компания рассматривает исполнение контрактов на поставку нефти и нефтепродуктов в качестве обычных договоров продажи, заключенных и удерживаемых с целью получения или поставки нефинансовой статьи в соответствии с ожидаемыми потребностями Компании в закупках, продажах или потреблении. Контракты обычной продажи исключены из области действия стандартов МСФО (IAS) 32 «Финансовые инструменты: представление в отчетности» и МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты».

Условия, необходимые для того, чтобы контракт удовлетворял определению обычной продажи, считаются невыполненными, если применимо хотя бы одно из следующего:

- возможность произвести расчеты по договору на нетто-основе не очевидна из условий, однако Компания имеет сложившуюся практику производить расчеты по аналогичным договорам на нетто-основе (с контрагентом, путем заключения компенсирующего соглашения, продажи договора до его исполнения или истечения срока действия);
- для аналогичных договоров Компания имеет сложившуюся практику получать товар и продавать его в скором времени после поставки в целях получения прибыли от краткосрочных колебаний в цене или наценки.

Предоплата под поставки товаров, либо соответствующие отложенные доходы учитываются в качестве нефинансовых обязательств, так как отток экономических выгод, связанных с ними, представляет собой поставку товаров и услуг, а не договорное обязательство на выплату денежных средств или поставку других финансовых активов.

Изменения в учетной политике

Принятая учетная политика соответствует учетной политике, применявшейся в предыдущем отчетном году, за исключением применения новых стандартов, интерпретаций и поправок, вступивших в силу 1 января 2018 года.

Следующие новые стандарты и поправки к существующим стандартам были применены Компанией впервые в 2018 году:

- МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты».** Окончательная версия стандарта, выпущенная в 2014 году, заменяет стандарт МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка», а также все предыдущие версии стандарта МСФО (IFRS) 9. МСФО (IFRS) 9 сводит воедино новые требования к классификации, оценке и обесценению финансовых инструментов, а также к учету хеджирования. В отношении обесценения МСФО (IFRS) 9 заменяет модель понесенного убытка, применявшуюся в МСФО (IAS) 39, на модель ожидаемого кредитного убытка, призванную обеспечить своевременность признания ожидаемых убытков по финансовым активам. Согласно новому стандарту оценка резервов в отношении существенных остатков задолженности была произведена исходя из кредитного риска контрагентов. Также в силу новых требований стандарта ряд финансовых инструментов был оценен по справедливой стоимости в связи с изменением классификационной категории с оцениваемых по амортизируемой стоимости на оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль и убыток. Вместе со стандартом МСФО (IFRS) 9 досрочно применена поправка к МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия», вступающая в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года и позднее. Данная поправка устанавливает, что компании обязаны применять МСФО (IFRS) 9, включая требования касательно обесценения, в отношении долгосрочных инвестиций в ассоциированные или совместные компании, которые не учитываются по методу долевого участия, в частности, в долгосрочные займы.
- МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями».** МСФО (IFRS) 15 представляет собой единое руководство по учету выручки, а также содержит все требования к раскрытию соответствующей информации в финансовой отчетности. Новый стандарт заменяет стандарты МСФО (IAS) 18 «Выручка», МСФО (IAS) 11 «Договоры на строительство» и ряд интерпретаций положений МСФО касательно выручки. По результатам анализа, проведенного Компанией, был сделан вывод, что изменения, привносимые стандартом, не оказывают существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.
- Поправка к МСФО (IFRS) 2 «Выплаты на основе акций» под названием «Классификация и оценка операций по выплатам на основе акций».** Данная поправка разъясняет порядок учета условий перехода прав в случае платежей денежными средствами; условий о нетто-расчете; а также изменений в условиях платежей, которые приводят к реклассификации операций из тех, расчеты по которым производятся денежными средствами, в те, расчеты по которым производятся долевыми инструментами. Указанная поправка не оказывает существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.
- Поправка к МСФО (IFRS) 4 «Договоры страхования» под названием «Применение МСФО (IFRS) 9 совместно с МСФО (IFRS) 4».** Данная поправка разъясняет порядок учета страховых контрактов при внедрении нового МСФО (IFRS) 9 до внедрения новой редакции МСФО (IFRS) 4. Предлагается два метода, позволяющих согласовать во времени требования двух указанных стандартов. В одном случае поправка вступает в силу на дату первого применения МСФО (IFRS) 9, в другом – для годовых периодов, начинающихся 1 января 2018 года и позднее. Указанная поправка не оказывает существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.
- Поправка к МСФО (IAS) 40 «Инвестиционная собственность» под названием «Переводы из/в категорию инвестиционной собственности».** Данная поправка разъясняет, какие условия должны быть соблюдены для осуществления перевода объекта из/в категорию инвестиционной собственности. Указанная поправка не оказывает существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.
- Интерпретация (IFRIC) 22 «Авансы, полученные и выданные в иностранной валюте».** Данная интерпретация разъясняет, по курсу на какую дату должны быть пересчитаны суммы полученных и выданных авансов в иностранной валюте (или номинированных в иностранной валюте), а также какой курс применим к соответствующим активам, доходам или расходам, возникающим вслед за данными авансами. Указанная интерпретация не оказывает существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность, поскольку ее требования были соблюдены в учетной политике Компании ранее.

Эффект первого применения МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

Категория активов	На 31 декабря 2017 г.	Изменение оценки в связи с изменением классификации	Итого на 1 января 2018 г.	Резерв по МСФО 39 на 1 января 2018 г.	Увеличение резерва	Резерв по МСФО 9 на 1 января 2018 г.
I. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ						
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – рубли	44	-	44	-	(1)	(1)
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – иностранная валюта	124	-	124	-	-	-

Категория активов	На 31 декабря 2017 г.	Изменение оценки в связи с изменением классификации	Итого на 1 января 2018 г.	Резерв по МСФО 39 на 1 января 2018 г.	Увеличение резерва	Резерв по МСФО 9 на 1 января 2018 г.
Депозиты и иные денежные эквиваленты в рублях	142	-	142	-	-	-
Прочее	12	-	12	-	-	-
ИТОГО ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ	322	-	322	-	(1)	(1)
II. ПРОЧИЕ ОБОРОТНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ						
Финансовые активы по справедливой стоимости через прочий совокупный доход						
Векселя полученные из категории Займы и Дебиторская задолженность	66	-	66	-	(2)	(2)
Векселя из категории Имеющихся в наличии для продажи	19	-	19	-	-	-
Облигации из категории Имеющихся в наличии для продажи	116	-	116	-	-	-
Государственные облигации из категории Удерживаемых до погашения	1	-	1	-	-	-
Вложения в акции и паи из категории Имеющихся в наличии для продажи	44	-	44	-	-	-
Финансовые активы по амортизированной стоимости						
Займы выданные из категории Займы и Дебиторская задолженность	13	-	13	-	-	-
Займы выданные ассоциированным предприятиям из категории Займы и Дебиторская задолженность	32	-	32	-	(6)	(6)
Депозиты и депозитные сертификаты из категории Займы и Дебиторская задолженность	43	-	43	-	-	-
Облигации из категории Удерживаемых до погашения	1	-	1	-	-	-
Финансовые активы по справедливой стоимости через ОПУ						
Депозиты и депозитные сертификаты из категории Займы и Дебиторская задолженность	1	-	1	-	-	-
ИТОГО ПРОЧИЕ ОБОРОТНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ	336	-	336	-	(8)	(8)
III. ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ						
Торговая дебиторская задолженность покупателей и заказчиков	658	-	658	(26)	(9)	(35)
Ссудная задолженность банков Компании	108	-	108	-	-	-
Прочая дебиторская задолженность	116	-	116	(13)	(2)	(15)
ИТОГО ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ	882	-	882	(39)	(11)	(50)
IV. ПРОЧИЕ ВНЕОБОРОТНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ						
Финансовые активы по справедливой стоимости через ОПУ						
Банковские депозиты из категории Удерживаемых до погашения	493	(5)	488	-	-	-
Финансовые активы по амортизированной стоимости						
Облигации из категории Удерживаемых до погашения	13	-	13	-	-	-
Банковские депозиты из категории Удерживаемых до погашения	49	-	49	-	-	-
Займы выданные ассоциированным и совместным предприятиям из категории Займы и ДЗ	26	-	26	-	(8)	(8)
Долгосрочные займы выданные из категории Займы и ДЗ	4	-	4	-	-	-
Прочая ДЗ	3	-	3	-	-	-
Финансовые активы по справедливой стоимости через ПСД						
Акции ПАО «ИНТЕР ПАО ЕЭС»	4	-	4	-	-	-
Акции ПАО «Россети»	1	-	1	-	-	-
Акции АО «Современные Технологии Судостроения»	11	-	11	-	-	-
Прочие акции	2	-	2	-	-	-
ИТОГО ПРОЧИЕ ВНЕОБОРОТНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ	606	(5)	601	-	(8)	(8)
ОБЩИЙ ИТОГ	2 146	(5)	2 141	(39)	(28)	(67)
ОБЩИЙ ЭФФЕКТ НА НЕРАСПРЕДЕЛЕННУЮ ПРИБЫЛЬ ДО НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ					(33)	
ОБЩИЙ ЭФФЕКТ НА НЕРАСПРЕДЕЛЕННУЮ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ					(28)	

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ ВОПРОСЫ, ТРЕБУЮЩИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО СУЖДЕНИЯ И ОЦЕНКИ

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство Компании должно производить ряд расчетных оценок и формировать ряд допущений, связанных с отражением активов и обязательств, а также раскрытием информации об условных активах и обязательствах. Фактические результаты могут отличаться от таких расчетных оценок.

Наиболее значительные оценочные данные и существенные допущения, используемые руководством Компании при подготовке консолидированной финансовой отчетности, включают в себя следующее:

- оценку нефтегазовых запасов;
- оценку достаточности прав, окупаемости и сроков полезного использования долгосрочных активов;
- обесценение гудвила и основных средств (Примечание 25 «Нематериальные активы и гудвил» и Примечание 24 «Основные средства и незавершенное строительство»);
- оценку резервов по ожидаемым кредитным убыткам (Примечание 21 «Дебиторская задолженность»);
- оценку обязательств, связанных с выбытием активов (Примечание 3 «Основные аспекты учетной политики», раздел Признание обязательств, связанных с выбытием активов, и Примечание 32 «Резервы»);
- оценку условных обязательств по налогам и судебным разбирательствам, признание и раскрытие условных обязательств (Примечание 40 «Условные активы и обязательства»);
- оценку активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль (Примечание 3 «Основные аспекты учетной политики», раздел Налог на прибыль и Примечание 16 «Налог на прибыль»);
- оценку обязательств по защите окружающей среды (Примечание 32 «Резервы» и Примечание 40 «Условные активы и обязательства»);
- оценку справедливой стоимости (Примечание 37 «Справедливая стоимость финансовых инструментов»);
- оценку возможности продления существующих договоров и заключение новых договоров операционной аренды;
- распределение цены приобретения на стоимость приобретенных активов и принятых обязательств (Примечание 7 «Приобретение дочерних обществ и долей в совместной деятельности»).

Допущениями и предположениями, имеющими наибольшее влияние на отчетность, являются допущения, которые используются для оценки экономической целесообразности добычи резервов. Подобные допущения и оценки могут меняться по мере получения новой информации, например, по результатам:

- получения более детальной информации, относительно резервов (по результатам более детальных инженерных расчетов или в результате бурения дополнительных разведочных скважин);
- проведения дополнительных работ по повышению отдачи месторождений;
- изменения экономических предположений и допущений (например, изменение ценовых факторов).

5. НОВЫЕ И ИЗМЕНЕННЫЕ СТАНДАРТЫ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ, ЕЩЕ НЕ ВСТУПИВШИЕ В СИЛУ

В январе 2016 года Совет по МСФО выпустил новый стандарт МСФО (IFRS) 16 «Аренда». МСФО (IFRS) 16 упраздняет классификацию аренды на операционную и финансовую и представляет собой единое руководство по учету аренды у арендополучателя. Наиболее существенным ожидаемым эффектом от внедрения нового стандарта является увеличение активов и финансовых обязательств на балансе арендополучателя. Новое руководство заменяет стандарт МСФО (IAS) 17 «Аренда», а также соответствующие интерпретации положений МСФО касательно аренды. МСФО (IFRS) 16 вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года и позднее. Компания намерена применять модифицированный ретроспективный подход, который подразумевает отражение кумулятивного эффекта первоначального применения стандарта на дату первого применения, то есть 1 января 2019 года. По предварительным оценкам Компании одновременное увеличение внеоборотных активов и финансовых обязательств по состоянию на 1 января 2019 года составит 220–300 млрд руб.

В мае 2017 года Совет по МСФО выпустил новый стандарт МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования». МСФО (IFRS) 17 представляет собой единое руководство по учету договоров страхования, а также содержит все требования к раскрытию соответствующей информации в финансовой отчетности. Новый стандарт заменяет одноименный стандарт МСФО (IFRS) 4. МСФО (IFRS) 17 вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2021 года и позднее. Указанный новый стандарт не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность. В июне 2017 года Совет по МСФО выпустил интерпретацию (IFRIC) 23 «Неопределенности в сфере налогообложения прибыли». Данная интерпретация разъясняет, что компании должны для целей расчета текущего и отложенного налога применять трактовки налоговых неопределенностей, которые с высокой степенью вероятности будут приняты налоговыми органами. Интерпретация вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года или позднее. Указанная интерпретация не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

В октябре 2017 года Совет по МСФО выпустил поправку к МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» под названием «Досрочно погашаемые финансовые инструменты с отрицательной компенсацией». Данная поправка касается финансовых активов, имеющих опцию досрочного погашения, условия которой таковы, что долговой инструмент досрочно погашается в размере переменной величины, которая может быть как больше, так и меньше, чем оставшаяся непогашенная величина контрактных денежных потоков, и разрешает квалифицировать такие инструменты либо по амортизированной стоимости, либо по справедливой стоимости через прочий совокупный доход. Поправка вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года или позднее, досрочное применение разрешено. Указанная поправка не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность в силу отсутствия описанных выше инструментов.

В феврале 2018 года Совет по МСФО выпустил поправку к МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам» под названием «Изменение пенсионного плана, его сокращение или урегулирование (погашение)». Данная поправка устанавливает порядок определения пенсионных расходов в случае возникновения изменений в пенсионных планах с установленными выплатами. Поправка вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2019 года или позднее. Указанная поправка не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

В марте 2018 года Совет по МСФО выпустил новую редакцию Концептуальных основ финансовой отчетности. В частности, вводятся новые определения активов и обязательств и уточненные определения доходов и расходов. Новая редакция документа вступает в силу для обязательного применения начиная с годовых периодов после 1 января 2020 года. В настоящее время Компания анализирует влияние новой редакции на консолидированную финансовую отчетность.

В октябре 2018 года Совет по МСФО выпустил поправку к МСФО (IFRS) 3 «Объединение бизнеса». Поправка вносит уточнение в понятие бизнеса, которое вводится стандартом. Поправка вступает в силу для операций по приобретению бизнеса или групп активов, которые будут совершены после 1 января 2020 года. Досрочное применение поправки разрешено. Возможное влияние на отчетность и необходимость досрочного внедрения будет оцениваться в ходе сопровождения будущих крупных сделок.

В октябре 2018 года Совет по МСФО выпустил поправки к МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» и МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки». Поправки в МСФО (IAS) 1 и МСФО (IAS) 8 вводят новое определение существенности. Поправки в МСФО (IAS) 1 и МСФО (IAS) 8 начинают действовать с 1 января 2020 года или после этой даты. Досрочное применение разрешено. Указанные поправки не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность.

6. УПРАВЛЕНИЕ КАПИТАЛОМ И ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Управление капиталом

Компания осуществляет управление капиталом для обеспечения продолжения своей деятельности в обозримом будущем и одновременной максимизации прибыли для акционеров за счет оптимизации соотношения обязательств по финансовой деятельности за минусом ликвидных финансовых активов и собственных средств. Показатели задействованного капитала и обязательств по финансовой деятельности за минусом ликвидных финансовых активов не являются показателями МСФО.

Руководство Компании регулярно анализирует соотношение обязательств по финансовой деятельности за минусом ликвидных финансовых активов и задействованного капитала, чтобы убедиться, что данный показатель является приемлемым для Компании с учетом будущих выплат и поступлений.

Показатель задействованного капитала Компании рассчитывается как сумма уставного капитала, резервов, нераспределенной прибыли и неконтролирующей доли, обязательств по финансовой деятельности, включающих в себя долгосрочные и краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства, как это представлено в бухгалтерском балансе. Величина обязательств по финансовой деятельности за минусом ликвидных финансовых активов Компании рассчитывается как сумма долгосрочных и краткосрочных кредитов и займов и прочих финансовых обязательств, как это представлено в бухгалтерском балансе, минус ликвидные финансовые активы, включая денежные средства и их эквиваленты, временно свободные денежные средства, размещенные в краткосрочные финансовые активы и, частично, в долгосрочные депозиты. Коэффициент отношения обязательств по финансовой деятельности, уменьшенных на сумму ликвидных финансовых активов к задействованному капиталу Компании приведен в таблице ниже:

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г. (пересмотренные данные)
Отношение обязательств по финансовой деятельности за минусом ликвидных финансовых активов к задействованному капиталу, %	37,9 %	40,8 %

Управление финансовыми рисками

В ходе своей деятельности Компания подвержена следующим финансовым рискам: рыночному риску (включая валютный риск, риск изменения процентных ставок, риск изменения цены на товары), кредитному риску и риску ликвидности. Компанией была внедрена система управления рисками, а также разработан ряд процедур, способствующих их количественному измерению, оценке и осуществлению контроля над ними, а также выбору соответствующих способов управления рисками.

Компанией были разработаны, документально оформлены и утверждены положения и политики в отношении рыночного и кредитного рисков, риска ликвидности и использования производных финансовых инструментов.

Валютный риск

Компания осуществляет операции, номинированные в иностранной валюте, в основном в долларах США и евро, и вследствие колебания валютных курсов подвержена валютному риску. Валютный риск связан с активами, обязательствами, операциями и финансированием, выраженными в иностранной валюте.

Балансовая стоимость монетарных активов и обязательств, номинированных в иностранной валюте, отличной от функциональной валюты Компании, представлена следующим образом:

	Активы На 31 декабря		Обязательства На 31 декабря	
	2018 г.	2017 г.	2018 г.	2017 г.
Доллар США	864	903	(1 969)	(1 885)
Евро	684	425	(340)	(67)
Итого	1 548	1 328	(2 309)	(1 952)

Компания идентифицирует валютные риски и управляет ими с использованием комплексного подхода, учитывающего возможность применения естественного (экономического) хеджирования. С целью осуществления краткосрочного управления валютным риском Компания осуществляет выбор валюты, в которой хранятся свободные денежные остатки, между российским рублем, долларом США и другими иностранными валютами.

Долгосрочная стратегия управления валютным риском Компании предусматривает возможность использования производных и непроизводных финансовых инструментов с целью минимизации подверженности риску колебания иностранных валют.

Управление валютным риском, связанным с изменениями денежных потоков по будущим поступлениям в иностранной валюте

Компания назначила часть обязательств по кредитам и займам, номинированным в долларах США, в качестве инструмента хеджирования экспортной выручки, номинированной в долларах США, получение которой ожидается с высокой вероятностью, в соответствии с МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты».

Часть будущей ежемесячной экспортной выручки, планируемой к поступлению в долларах США, была назначена в качестве объекта хеджирования. Номинальные суммы объекта хеджирования и инструментов хеджирования равны. В той мере, в которой изменение курса влияет на инструмент хеджирования, эффекты такого влияния отражаются в составе прочего совокупного дохода/(расхода); в дальнейшем указанные эффекты переносятся в состав прибыли или убытка того периода, в котором признается хеджируемая выручка.

Стратегия управления валютным риском, связанным с изменениями денежных потоков по будущим поступлениям в иностранной валюте, предполагает хеджирование экспортной выручки в размере чистой монетарной позиции в долларах США. На периодической основе Компания приводит номинальную сумму хеджирования в соответствие с чистой монетарной позицией в долларах США.

Изменения в номинальной сумме хеджирования за 2018 год представлены ниже:

	Млн долл. США	Эквивалент в млрд руб. по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2018 г.
Номинальная сумма на 31 декабря 2017 г.	873	61
Назначение инструментов хеджирования	-	-
Признание хеджируемых операций за период	(55)	(4)
Отмена инструментов хеджирования	(818)	(57)
Номинальная сумма на 31 декабря 2018 г.	-	-

Информация о суммах курсовых разниц по инструментам хеджирования, признанных в составе прочего совокупного дохода, представлена ниже:

	2018 г.			2017 г.		
	До налогообложения	Налог на прибыль	За вычетом налога на прибыль	До налогообложения	Налог на прибыль	За вычетом налога на прибыль
Признано в составе прочего совокупного (расхода)/дохода на начало года	(290)	58	(232)	(435)	87	(348)
Возникло курсовых разниц по инструментам хеджирования	-	-	-	(1)	-	(1)
Реализовано курсовых разниц по инструментам хеджирования	146	(29)	117	146	(29)	117
Итого признано в составе прочего совокупного дохода/(расхода) за год	146	(29)	117	145	(29)	116
Признано в составе прочего совокупного (расхода)/дохода на конец года	(144)	29	(115)	(290)	58	(232)

Ниже представлен прогноз переноса накопленных убытков от переоценки инструментов хеджирования, признанных в составе прочего совокупного дохода, в состав прибыли и убытков по состоянию на 31 декабря 2018 года:

	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Итого
Реклассификации	(146)	2	-	(144)
Налог на прибыль	29	-	-	29
Итого за вычетом налога на прибыль	(117)	2	-	(115)

Анализ чувствительности финансовых инструментов к валютному риску

Валютный риск оценивается ежемесячно с использованием методов математического моделирования (метод Монте-Карло), а также анализа чувствительности и поддерживается в рамках параметров, утвержденных в соответствии с политикой Компании. В приведенной ниже таблице показано изменение прибыли Компании до налогообложения, а также влияние на капитал до налогообложения при росте/(снижении) доллара США и евро по отношению к рублю.

	Доллары США – влияние		Евро – влияние	
	2018 г.	2017 г.	2018 г.	2017 г.
% изменения курса валюты	13,97 %	10,09 %	13,64 %	11,34 %
Прибыль/(убыток)	85/(85)	72/(72)	42/(42)	19/(19)
Капитал	(112)/112	(91)/91	(3)/3	2/(2)

Процентный риск (риск изменения процентных ставок)

Кредиты и займы, полученные под плавающие процентные ставки, оказывают влияние на годовую прибыль Компании из-за возможных изменений рыночных процентных ставок в части варьируемого элемента общей процентной ставки по кредитам и займам.

По состоянию на 31 декабря 2018 года задолженность Компании по кредитам и займам с плавающей процентной ставкой, составила 2 656 млрд руб. (не включая сумму процентов к уплате). Компания проводит анализ подверженности риску изменения процентных ставок, включая моделирование различных сценариев для оценки влияния изменения процентной ставки на размер годовой прибыли до налогообложения.

В приведенной ниже таблице показана чувствительность прибыли Компании до налогообложения к возможному росту или снижению ставок процента, применимых к варьируемым элементам процентных ставок по кредитам и займам. Увеличение или уменьшение ставок отражает проведенную руководством оценку их возможного изменения.

	Увеличение/ уменьшение ставки	Эффект на прибыль до налогообложения
2018 г.	+5	(1)
	-5	1
2017 г.	+6	(1)
	-6	1

Анализ чувствительности проводится только для кредитов и займов с плавающей процентной ставкой при неизменности всех прочих показателей на основании допущения о том, что сумма задолженности под плавающую процентную ставку на отчетную дату не погасалась в течение всего года. Фактически ставка по кредитам и займам с варьируемым элементом будет изменяться в течение года вместе с колебаниями рыночных процентных ставок.

Эффект, полученный в результате анализа чувствительности, не учитывает иные возможные изменения в экономической ситуации, которые могут сопутствовать соответствующим изменениям рыночных процентных ставок.

Кредитный риск

Компания контролирует собственную подверженность влиянию кредитного риска. Оценка кредитоспособности внешних контрагентов осуществляется в отношении всех покупателей и их финансовых гарантов, а также продавцов товаров и услуг, действующих на условиях предоплаты. Компания осуществляет постоянный мониторинг финансового состояния контрагентов и контроль риска неплатежей. По состоянию на 31 декабря 2018 года руководство оценивало воздействие кредитного риска (в случае его реализации) на финансовые показатели Компании как низкое. Максимальный кредитный риск Компании представлен балансовой стоимостью каждого финансового актива, отраженного в консолидированном балансе, с учетом информации, представленной в Примечании 40 «Условные активы и обязательства. Гарантии и возмещения».

Также при управлении денежными потоками и кредитными рисками Компания регулярно отслеживает кредитоспособность финансовых и банковских организаций, с которыми осуществляет расчеты по международным торговым операциям и в которых размещает денежные средства на депозиты. Компания в основном сотрудничает с российскими дочерними структурами крупных международных банков, а также с некоторыми крупнейшими российскими банками.

Риск ликвидности

Компания обладает развитой системой управления риском ликвидности для управления краткосрочным, среднесрочным и долгосрочным финансированием. Компания контролирует риск ликвидности за счет поддержания достаточных резервов, банковских кредитных линий и резервных заемных средств. Руководство осуществляет постоянный мониторинг прогнозируемых и фактических денежных потоков и анализирует графики погашения финансовых активов и обязательств, включая предстоящие процентные платежи, а также осуществляет ежегодные процедуры детального бюджетирования.

Информация по срокам погашения финансовых обязательств Компании в соответствии с договорными графиками:

Год, закончившийся 31 декабря 2018 г.	По требованию	< 1 года	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	-	1 169	3 379	752	5 300
Обязательства по финансовой аренде	-	9	19	18	46
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	-	452	-	-	452
Заработная плата и связанные начисления	-	88	-	-	88
Операционные обязательства дочерних банков	77	376	17	-	470
Выплаты по дивидендам	-	1	-	-	1
Прочая кредиторская задолженность	-	63	-	-	63
Производные финансовые инструменты	-	33	-	-	33

Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.	По требованию	< 1 года	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	-	2 247	1 407	814	4 468
Обязательства по финансовой аренде	-	9	24	21	54
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	-	451	-	-	451
Заработная плата и связанные начисления	-	81	-	-	81
Операционные обязательства дочерних банков	89	247	-	-	336
Выплаты по дивидендам	-	5	-	-	5
Прочая кредиторская задолженность	-	46	-	-	46
Производные финансовые инструменты	-	74	-	-	74

7. ПРИОБРЕТЕНИЕ ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВ И ДОЛЕЙ В СОВМЕСТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Приобретения 2018 года

Приобретение доли в совместном предприятии

В третьем квартале 2018 года Компания завершила приобретение доли в одном из совместных предприятий, занимающихся геологоразведочными работами.

Ниже представлено финальное распределение совокупной стоимости приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств, сделанное Компанией:

Активы	
Оборотные активы	
Денежные средства и их эквиваленты	1
Дебиторская задолженность	2
Товарно-материальные запасы	1
Итого оборотные активы	4
Итого активы	4
Обязательства	
Краткосрочные обязательства	
Кредиторская задолженность и начисления	1
Прочие краткосрочные обязательства	1
Итого краткосрочные обязательства	2
Итого обязательства	2
Итого идентифицируемые чистые активы приобретаемого предприятия по справедливой стоимости, за вычетом взаимных обязательств и требований, возникших до приобретения контроля	2
Справедливая стоимость переданного возмещения в денежной форме	-
Справедливая стоимость ранее имевшейся доли в совместном предприятии	1
Прекращение обязательств Компании, возникших до приобретения контроля	(5)
Итого доход от выгодного приобретения	6

В составе Прочих доходов Компании также отражена прибыль от переоценки ранее имевшихся инвестиций в совместном предприятии, учитываемом по методу долевого участия, до справедливой стоимости в размере 1 млрд руб.

Приобретение долей в совместных проектах с ExxonMobil

Во втором квартале 2018 года, в рамках выхода ExxonMobil из ряда совместных проектов, Компания завершила приобретение различных долей в совместных предприятиях с ExxonMobil и получила контроль.

По состоянию на 30 июня 2018 года Компанией было сделано предварительное распределение цены приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств. Распределение цены приобретения было завершено в декабре 2018 года.

Ниже представлено финальное распределение совокупной стоимости приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств, сделанное Компанией:

Активы	
Оборотные активы	
Денежные средства и их эквиваленты	1
Денежные средства, с ограничением к использованию	4
Прочие оборотные активы	2
Итого оборотные активы	7
Внеоборотные активы	
Основные средства	2
Итого внеоборотные активы	2
Итого активы	9
Итого идентифицируемые чистые активы приобретаемых предприятий по справедливой стоимости, за вычетом взаимных обязательств и требований, возникших до приобретения контроля	9
Справедливая стоимость переданного возмещения в денежной форме	-
Справедливая стоимость ранее имевшихся долей в совместных предприятиях	6
Изменение обязательств Компании в результате приобретения контроля	(11)
Итого доход от выгодного приобретения	14

В составе Прочих доходов Компании также отражена прибыль от переоценки ранее имевшихся инвестиций в совместные предприятия, учитываемых по методу долевого участия, до справедливой стоимости в размере 5 млрд руб.

Приобретение долей в НИПИ

В июне 2018 года Компания приобрела контролирующие доли в ряде научно-исследовательских и проектных институтах нефтегазовой отрасли (далее – «НИПИ») в рамках реализации программы по приватизации федерального и муниципального имущества. Стоимость приобретения составила 2 млрд руб.

Приобретения 2017 года

Приобретение доли в концессионном соглашении на разработку месторождения Zohr

В октябре 2017 года Компания закрыла сделку по приобретению у Eni S.p.A. 30 % доли в концессионном соглашении на разработку месторождения Zohr. Участие в разработке данного актива на глубоководном шельфе Египта позволит Компании существенно нарастить добычу газа за рубежом в короткий срок и укрепить позиции в перспективном и стратегически значимом регионе. Стоимость приобретения составила 1,1 млрд долл. США, компенсация Eni 30 % доли в понесенных исторических затратах до даты закрытия сделки составила 1,2 млрд долл. США, которые подлежат возмещению в соответствии с условиями концессионного соглашения.

Компания рассматривает приобретение доли в концессионном соглашении на разработку месторождения Zohr в качестве совместной операции и, соответственно, отразила активы, обязательства, выручку и расходы, связанные со своей долей участия, согласно МСФО (IFRS) 11 «Совместная деятельность». Распределение стоимости приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств завершено. Справедливая стоимость приобретенных активов отражена в составе «Основные средства и незавершенное строительство» в размере 2,3 млрд долл. США.

Приобретение АКБ «Пересвет» (АО)

В июне 2017 года Компания приобрела 99,9 % акций АКБ «Пересвет» (АО), (далее – «АКБ «Пересвет»), основной деятельностью которого является предоставление банковских услуг. По состоянию на 31 декабря 2017 года Компанией было сделано предварительное распределение цены приобретения АКБ «Пересвет» (АО) на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств. Распределение цены приобретения было завершено в третьем квартале 2018 года.

Ниже представлено финальное распределение цены приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств, сделанное Компанией:

Активы	
Денежные средства и их эквиваленты	1
Обязательные резервы на счетах в Банке России	1
Кредиты клиентам	27
Инвестиционные ценные бумаги, имеющиеся в наличии для продажи	21
Инвестиционные ценные бумаги, удерживаемые до погашения	13
Ожидаемые выгоды от финансовой помощи ГК «АСВ» в виде займа с льготной процентной ставкой	19
Инвестиционная недвижимость	3
Текущие активы по налогу на прибыль	2
Итого активы	87
Обязательства	
Средства кредитных организаций	18
Средства клиентов	15
Выпущенные долговые ценные бумаги	7
Прочие заемные средства	32
Прочие финансовые обязательства	15
Прочие резервы	2
Итого обязательства	89
Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости	(2)
Взаимные обязательства и требования, возникшие до приобретения контроля	16
Идентифицируемые чистые активы за вычетом взаимных обязательств и требований, возникших до приобретения контроля	14
Справедливая стоимость переданного возмещения в денежной форме	-
Взаимные обязательства и требования, возникшие до приобретения контроля	16

Активы	
Переданное возмещение для целей определения гудвила	16
За вычетом идентифицируемых чистых активов АКБ «Пересвет»	(14)
Гудвил	2

По состоянию на 31 декабря 2017 года в силу наличия существенных признаков обесценения, Компания отразила убыток от обесценения гудвила, возникшего в результате приобретения АКБ «Пересвет». Убыток от обесценения гудвила в сумме 2 млрд руб. отражен в составе Прочих расходов в Консолидированном отчете о прибылях и убытках Компании за 2017 год (Примечание 13). Оценка долевого компонента конвертируемых облигаций, представляющего собой неконтролирующую долю участия, равна нулю. Справедливая стоимость совокупного возмещения на дату приобретения, переданного в форме денежных средств, составила 10 млн руб.

Потоки денежных средств при приобретении АКБ «Пересвет»:

Сумма денежных средств, приобретенная с АКБ «Пересвет»	1
Уплаченная сумма денежных средств	-
Чистый приток денежных средств	1

Учетная стоимость кредитов клиентам равна справедливой стоимости на дату приобретения.

Если бы приобретение АКБ «Пересвет» состоялось в начале отчетного периода (1 января 2017 года), то выручка и чистая прибыль объединенной компании за 2017 год составили бы 6 016 млрд руб. и 312 млрд руб., соответственно.

Приобретение ООО «Независимая Нефтегазовая Компания – Проекты» и ООО «Бурение Сервис Технологии»

В апреле 2017 года Компания приобрела 100 % долю в ООО «Независимая Нефтегазовая Компания – Проекты» (далее – «ООО «ННК – Проекты»), в рамках которого ведется разработка Кондинского, Западно-Эргинского, Чаповского и Ново-Ендырского лицензионных участков в Ханты-Мансийском автономном округе, а также 100%-ную долю в ООО «Бурение Сервис Технологии», оказывающей услуги бурения в Ханты-Мансийском автономном округе. Цена приобретения составила 49 млрд руб. (за вычетом полученных денежных средств).

Ниже представлено распределение совокупной стоимости приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств, сделанное Компанией:

АКТИВЫ	
Оборотные активы	
Денежные средства и их эквиваленты	5
Прочие оборотные активы	5
Итого оборотные активы	10
Внеоборотные активы	
Основные средства	101
Отложенные налоговые активы	2
Итого внеоборотные активы	103
Итого активы	113
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	
Краткосрочные обязательства	
Прочие краткосрочные обязательства	9
Итого краткосрочные обязательства	9
Долгосрочные обязательства	
Отложенные налоговые обязательства	15
Долгосрочные кредиты и займы	44
Итого долгосрочные обязательства	59
Итого обязательства	68
Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости	45
Гудвил	9
Стоимость приобретения	54

Приобретение TNK Trading International S.A.

В декабре 2017 года Компания получила контроль над TNK Trading International S.A. (далее – «ТТИ»), путем заключения ряда соглашений. До декабря 2017 года инвестиция Компании в ТТИ отражалась в составе вложений в совместную деятельность и учитывалась по методу долевого участия.

Ниже представлено финальное распределение совокупной стоимости приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств, сделанное Компанией:

Активы	
Оборотные активы	
Денежные средства и их эквиваленты	11
Авансы выданные и прочие оборотные активы	130
Дебиторская задолженность	13
Прочие оборотные финансовые активы	9
Итого оборотные активы	163
Внеоборотные активы	
Нематериальные активы	11
Итого внеоборотные активы	11

Активы	
Итого активы	174
Обязательства	
Краткосрочные обязательства	
Кредиторская задолженность и начисления	12
Обязательства по налогу на прибыль	2
Итого краткосрочные обязательства	14
Долгосрочные обязательства	
Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	130
Отложенные налоговые обязательства	1
Итого долгосрочные обязательства	131
Итого обязательства	145
Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости	29
Взаимные обязательства и требования, возникшие до приобретения контроля (Нетто-обязательства ТТ1 перед Компанией)	120
Идентифицируемые чистые активы за вычетом взаимных обязательств и требований, возникших до приобретения контроля	149
Справедливая стоимость переданного возмещения в денежной форме	-
Справедливая стоимость доли Компании в СП	14
Взаимные обязательства и требования, возникшие до приобретения контроля	120
Переданное возмещение для целей определения гудвила	134
Финансовое обязательство перед банком	19
За вычетом чистых активов	(149)
Гудвил	4

Возмещение в форме денежных средств не передавалось.

По состоянию на 31 декабря 2017 года в силу наличия существенных признаков обесценения, Компания отразила убыток от обесценения гудвила, возникшего в результате приобретения ТТ1. Нетто-эффект от признания обесценения гудвила и прибыли от переоценки ранее имевшихся инвестиций в совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия до справедливой стоимости в размере 1 млрд руб. отражен в составе Прочих доходов Консолидированного отчета о прибылях и убытках Компании за 2017 год.

Идентифицируемый нематериальный актив, составляющий 11 млрд руб., представляет собой оценку будущих выгод, связанных с контрактом между ТТ1 и основным контрагентом по поставке нефти.

Потоки денежных средств при приобретении ТТ1:

Чистая сумма денежных средств, приобретенная с ТТ1	11
Уплаченная сумма денежных средств	-
Чистый приток денежных средств	11

Учетная стоимость дебиторской задолженности равна ее справедливой стоимости на дату приобретения. В составе дебиторской задолженности нет сумм, безнадежных к взысканию.

Если бы приобретение ТТ1 состоялось в начале отчетного периода (1 января 2017 года), то выручка и чистая прибыль объединенной компании за 2017 год составили бы 6 043 млрд руб. и 305 млрд руб., соответственно.

На момент выпуска консолидированной отчетности за 2017 год Компанией было сделано предварительное распределение цены приобретения 30%-ной доли в концессионном соглашении на разработку месторождения Zohr, 99,9 % акций АКБ «Пересвет», а также приобретенных активов и обязательств ТТ1 на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств. Распределение цены указанных приобретений завершилось в течение 2018 года.

Эффект завершения распределения цены приобретений на консолидированный баланс на 31 декабря 2017 года представлен ниже:

	Предварительные данные	Эффект завершения оценок			Финальные данные
		АКБ «Пересвет»	«ТТ1»	Прочие приобретения	
АКТИВЫ					
Итого оборотные активы	2 292	-	-	-	2 292
Внеоборотные активы					
Основные средства	7 923	-	-	-	7 923
Нематериальные активы	71	2	2	-	75
Прочие внеоборотные финансовые активы	606	-	-	-	606
Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия	638	-	-	(3)	635
Банковские кредиты выданные	121	-	-	-	121
Отложенные налоговые активы	26	-	-	-	26
Гудвил	265	-	-	-	265
Прочие внеоборотные нефинансовые активы	285	-	-	-	285
Итого внеоборотные активы	9 935	2	2	(3)	9 936
Итого активы	12 227	2	2	(3)	12 228
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ					
Итого краткосрочные обязательства	3 836	-	-	-	3 836
Итого долгосрочные обязательства	4 208	-	1	-	4 209

	Предварительные данные	Эффект завершения оценок			Финальные данные
		АКБ «Пересвет»	«ТТІ»	Прочие приобретения	
Капитал					
Уставный капитал	1	-	-	-	1
Добавочный капитал	627	-	-	-	627
Прочие фонды и резервы	(322)	-	-	-	(322)
Нераспределенная прибыль	3 313	2	1	(3)	3 313
Итого акционерный капитал Роснефти	3 619	2	1	(3)	3 619
Неконтролирующие доли	564	-	-	-	564
Итого капитал	4 183	2	1	(3)	4 183
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ	12 227	2	2	(3)	12 228

Влияние финализации оценки приобретений на показатели консолидированного отчета о прибылях и убытках за год, закончившийся 31 декабря 2017 года, представлено ниже:

	Данные до финализации оценки	Эффект финализации оценки			Данные после финализации оценки
		АКБ «Пересвет»	«ТТІ»	Прочие приобретения	
Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий					
Реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии	5 877	-	-	-	5 877
Вспомогательные услуги и прочая реализация	77	-	-	-	77
Доход от ассоциированных и совместных предприятий	60	-	-	(3)	57
Итого выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	6 014	-	-	(3)	6 011
Итого затраты и расходы	5 390	-	-	-	5 390
Операционная прибыль	624	-	-	(3)	621
Финансовые доходы	107	-	-	-	107
Финансовые расходы	(225)	-	-	-	(225)
Прочие доходы	109	-	1	-	110
Прочие расходы	(77)	2	-	-	(75)
Курсовые разницы	3	-	-	-	3
Реализованные курсовые разницы по инструментам хеджирования	(146)	-	-	-	(146)
Прибыль до налогообложения	395	2	1	(3)	395
Налог на прибыль	(98)	-	-	-	(98)
Чистая прибыль	297	2	1	(3)	297
Чистая прибыль, относящаяся к:					
- акционерам Роснефти	222	2	1	(3)	222
- неконтролирующим долям	75	-	-	-	75
Чистая прибыль, относящаяся к Роснефти, на одну обыкновенную акцию (в рублях) – базовая и разводненная прибыль	20,95	-	-	-	20,95
Средневзвешенное количество акций в обращении (миллионов шт.)	10 598	-	-	-	10 598

8. ИНФОРМАЦИЯ ПО СЕГМЕНТАМ

Компания определяет операционные сегменты на основании характера их деятельности. Результаты работы сегментов, отвечающих за основные направления деятельности, регулярно анализируются руководством Компании. Сегмент «Разведка и добыча» занимается разведкой и добычей нефти и природного газа. Сегмент «Переработка, коммерция и логистика» занимается переработкой нефти и другого углеводородного сырья в нефтепродукты, а также закупками, реализацией и транспортировкой сырой нефти и нефтепродуктов. Корпоративная и прочие деятельности не являются операционным сегментом и включают в себя общекорпоративную деятельность, услуги, связанные с обслуживанием месторождений, инфраструктуры и обеспечением деятельности первых двух сегментов, а также с оказанием банковских, финансовых услуг и прочие виды деятельности. В основном вся деятельность и активы Компании находятся на территории Российской Федерации.

Результаты деятельности сегментов оцениваются как на основе выручки и операционной прибыли, оценка которых производится на той же основе, что и в консолидированной финансовой отчетности, так и в результате переоценки межсегментной деятельности по рыночным ценам.

Показатели операционных сегментов за 2018 год:

	Разведка и добыча	Переработка, коммерция и логистика	Корпоративная и прочие деятельности	Корректировки	Консолидированные данные
Итого выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	4 679	8 255	136	(4 832)	8 238
В том числе: доход от ассоциированных и совместных предприятий	76	5	1	-	82
Затраты и расходы					
Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации	2 863	8 092	196	(4 832)	6 319
Износ, истощение и амортизация	504	123	8	-	635
Итого затраты и расходы	3 367	8 215	204	(4 832)	6 954
Операционная прибыль	1 312	40	(68)	-	1 284
Финансовые доходы	-	-	122	-	122
Финансовые расходы	-	-	(290)	-	(290)
Итого финансовые расходы	-	-	(168)	-	(168)
Прочие доходы	-	-	49	-	49
Прочие расходы	-	-	(294)	-	(294)
Курсовые разницы	-	-	107	-	107
Реализованные курсовые разницы по инструментам хеджирования	-	-	(146)	-	(146)
Прибыль до налогообложения	1 312	40	(520)	-	832
Налог на прибыль	(246)	(8)	71	-	(183)
Чистая прибыль	1 066	32	(449)	-	649

Показатели операционных сегментов за 2017 год (пересмотренные данные):

	Разведка и добыча	Переработка, коммерция и логистика	Корпоративная и прочие деятельности	Корректировки	Консолидированные данные
Итого выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий	3 180	6 096	123	(3 388)	6 011
В том числе: доход от ассоциированных и совместных предприятий	42	13	2	-	57
Затраты и расходы					
Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации	2 076	5 919	197	(3 388)	4 804
Износ, истощение и амортизация	462	116	8	-	586
Итого затраты и расходы	2 538	6 035	205	(3 388)	5 390
Операционная прибыль	642	61	(82)	-	621
Финансовые доходы	-	-	107	-	107
Финансовые расходы	-	-	(225)	-	(225)
Итого финансовые расходы	-	-	(118)	-	(118)
Прочие доходы	-	-	110	-	110
Прочие расходы	-	-	(75)	-	(75)
Курсовые разницы	-	-	3	-	3
Реализованные курсовые разницы по инструментам хеджирования	-	-	(146)	-	(146)
Прибыль до налогообложения	642	61	(308)	-	395
Налог на прибыль	(120)	(10)	32	-	(98)
Чистая прибыль	522	51	(276)	-	297

Расшифровка выручки от реализации нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии представлена ниже (основана на стране регистрации покупателя):

	2018 г.	2017 г.
Реализация нефти, нефтепродуктов и нефтехимии в странах дальнего зарубежья	5 791	3 986
Реализация нефти и нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья – СНГ, кроме РФ	357	262
Реализация нефти, нефтепродуктов и нефтехимии на внутреннем рынке	1 694	1 414
Реализация газа	234	215
Всего реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии	8 076	5 877

Компания не зависит ни от кого из своих крупнейших покупателей или какого-либо одного покупателя, так как для нефти и нефтепродуктов существует ликвидный товарный рынок.

9. НАЛОГИ, КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ

Кроме налога на прибыль, за годы, оканчивающиеся 31 декабря, Компания начислила следующие налоги:

	2018 г.	2017 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	2 258	1 488
Акцизы	327	326
Налог на имущество	42	38
Страховые взносы	67	61
Прочие	7	6
Итого налоги	2 701	1 919

10. ЭКСПОРТНАЯ ПОШЛИНА

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, экспортная пошлина включает:

	2018 г.	2017 г.
Экспортная пошлина по реализации нефти	777	480
Экспортная пошлина по реализации нефтепродуктов и нефтехимии	284	178
Итого экспортная пошлина	1 061	658

11. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, финансовые доходы включают:

	2018 г.	2017 г.
Процентные доходы		
По финансовым активам ¹ :		
оцениваемым по амортизированной стоимости	46	44
оцениваемым по справедливой стоимости через прочий совокупный доход	14	13
оцениваемым по справедливой стоимости через прибыль или убыток	9	8
За пользование денежными средствами по долгосрочным авансам выданным (Примечание 28)	41	29
Итого процентные доходы	110	94
Уменьшение резервов под ожидаемые кредитные убытки по долговым финансовым активам, оцениваемым по амортизированной стоимости	1	-
Изменение справедливой стоимости финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток	2	-
Чистая прибыль от операций с производными финансовыми инструментами	1	10
Прибыль от реализации и выбытия финансовых активов	3	3
Прочие финансовые доходы	5	-
Итого финансовые доходы	122	107

12. ФИНАНСОВЫЕ РАСХОДЫ

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, финансовые расходы включают:

	2018 г.	2017 г.
Процентные расходы		
По кредитам и займам	(133)	(113)
За пользование денежными средствами, полученными по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов (Примечание 33)	(91)	(81)
Прочие процентные расходы	(10)	(5)
Итого процентные расходы	(234)	(199)
Увеличение резервов в результате течения времени	(19)	(17)
Увеличение резервов под ожидаемые кредитные убытки по долговым финансовым активам:		
оцениваемым по справедливой стоимости через прочий совокупный доход	(4)	-
оцениваемым по амортизированной стоимости	(3)	-
Изменение справедливой стоимости финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток	(12)	-
Чистый убыток от операций с производными финансовыми инструментами	(17)	-
Убыток от реализации и выбытия финансовых активов	-	(8)
Прочие финансовые расходы	(1)	(1)
Итого финансовые расходы	(290)	(225)

¹ Сравнительные данные представлены в соответствии с классификацией финансовых активов согласно МСФО (IFRS) 9, применяемого с 1 января 2018 года, для аналогичных типов финансовых активов.

13. ПРОЧИЕ ДОХОДЫ И РАСХОДЫ

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, прочие доходы включают:

	2018 г.	2017 г. (пересмотренные данные)
Возмещение платежа по лицензиям от партнеров – участников СП	1	1
Страховое возмещение	3	-
Доход от переоценки справедливой стоимости ранее имевшихся долей в СП	6	-
Доход от выгодного приобретения	20	1
Доход по мировому соглашению	13	100
Прочие	6	8
Итого прочие доходы	49	110

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, прочие расходы включают:

	2018 г.	2017 г. (пересмотренные данные)
Реализация и выбытие основных средств и нематериальных активов	(14)	(13)
Обесценение активов	(219)	(24)
Выбытие непроектных активов	(1)	(3)
Резервы по судебным разбирательствам	(13)	-
Социальные выплаты, благотворительность, финансовая помощь	(23)	(20)
Прочие	(24)	(15)
Итого прочие расходы	(294)	(75)

14. ЗАТРАТЫ НА ПЕРСОНАЛ

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, затраты на персонал включают:

	2018 г.	2017 г.
Заработная плата	271	249
Страховые взносы	68	62
Расход по негосударственному пенсионному плану с установленными взносами	12	7
Прочие вознаграждения работникам	15	13
Итого затраты на персонал	366	331

Затраты на персонал отражаются в составе производственных и операционных расходов, общехозяйственных и административных расходов и прочих расходов в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

15. ОПЕРАЦИОННАЯ АРЕНДА

Договоры операционной аренды имеют различные условия и в основном представляют собой бессрочные договоры аренды земельных участков под промысловыми нефтепроводами и авто-заправочными станциями, договоры аренды железнодорожных вагонов и цистерн сроком не менее 12 месяцев, а также договоры аренды земельных участков – промышленных зон нефтеперерабатывающих заводов Компании. Договоры содержат оговорки о возможном ежегодном пересмотре величины арендной платы и условий договора.

Общая сумма расходов по операционной аренде за годы, оканчивающиеся 31 декабря 2018 и 2017 годами, составляет 29 млрд руб. и 28 млрд руб., соответственно. Указанные расходы были отражены как производственные и операционные расходы, общехозяйственные и административные расходы и прочие расходы в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Ниже представлены будущие минимальные арендные платежи согласно указанным выше договорам операционной аренды на 31 декабря:

	2018 г.	2017 г.
Менее года	35	29
От 1 до 5 лет	78	82
Свыше 5 лет	199	198
Итого будущие минимальные арендные платежи	312	309

16. НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, налог на прибыль включает:

	2018 г.	2017 г.
Расход по текущему налогу на прибыль	175	120
Расход/(доход) по отложенному налогу на прибыль, относящийся к возникновению и списанию временных разниц	8	(22)
Итого налог на прибыль	183	98

В 2018 и 2017 годах российские дочерние общества применяли стандартную ставку налога на прибыль в размере 20 %, в отдельных регионах применяли пониженные ставки, установленные законодательством субъектов Российской Федерации. Ставки налога на прибыль по зарубежным дочерним обществам применяются в соответствии с местным законодательством и варьируются от 0 % до 34 %.

Временные разницы, возникающие между данными настоящей консолидированной финансовой отчетности и данными налогового учета, привели к возникновению следующих отложенных активов и обязательств по налогу на прибыль:

	Консолидированный баланс на 31 декабря		Консолидированный отчет о прибылях и убытках за годы, оканчивающиеся 31 декабря	
	2018 г.	2017 г. (пересмотренные данные)	2018 г.	2017 г.
Краткосрочная дебиторская задолженность	9	7	-	-
Основные средства	14	14	-	4
Краткосрочная кредиторская задолженность и начисления	15	13	2	4
Кредиты, займы и прочие финансовые обязательства	9	20	(11)	(5)
Резервы	13	9	4	(1)
Налоговые убытки, перенесенные на будущие периоды	51	58	(7)	28
Прочее	23	11	11	(1)
Минус: взаимозачет отложенных налоговых обязательств	(106)	(106)	-	-
Отложенные налоговые активы	28	26	(1)	29
Товарно-материальные запасы	(13)	(13)	-	(3)
Основные средства	(637)	(615)	(11)	(15)
Стоимость прав на добычу нефти и газа	(264)	(267)	3	7
Нематериальные активы	(9)	(5)	(4)	1
Инвестиции в совместные и ассоциированные предприятия	(8)	(12)	-	(2)
Прочее	(12)	(8)	5	5
Минус: взаимозачет отложенных налоговых активов	106	106	-	-
Отложенные налоговые обязательства	(837)	(814)	(7)	(7)
(Расход)/доход по отложенному налогу на прибыль			(8)	22
Чистые отложенные налоговые обязательства	(809)	(788)		
Отражено в консолидированном балансе следующим образом:				
Отложенные налоговые активы	28	26		
Отложенные налоговые обязательства	(837)	(814)		
Чистые отложенные налоговые обязательства	(809)	(788)		

Сверка отложенных налоговых обязательств, нетто представлена следующим образом:

	2018 г.	2017 г. (пересмотренные данные)
На 1 января	(788)	(791)
Эффект первого применения МСФО (IFRS) 9	5	-
(Расход)/доход по отложенному налогу на прибыль, признанный в консолидированном отчете о прибылях и убытках	(8)	22
Приобретение дочерних обществ и долей в совместной деятельности (Примечание 7)	(9)	(14)
Расход по отложенному налогу на прибыль, признанный в составе прочего совокупного дохода	(9)	(5)
На 31 декабря	(809)	(788)

Сверка между фактическим расходом по налогу на прибыль и теоретическим, рассчитанным как бухгалтерская прибыль, умноженная на ставку 20 %, за отчетные годы, завершившиеся 31 декабря, представлена следующим образом:

	2018 г.	2017 г. (пересмотренные данные)
Прибыль до налогообложения	832	395
Налог на прибыль, рассчитанный по ставке 20 %, установленной законодательством	166	79
Увеличение/(уменьшение) в результате действия следующих факторов		
Эффект изменения непризнанных отложенных налоговых активов	13	4
Эффект применения ставок налога на прибыль в других юрисдикциях	-	2
Эффект применения специальных налоговых режимов	3	2
Эффект льготных ставок налога на прибыль	(24)	(12)
Эффект от дохода от ассоциированных и совместных предприятий	(14)	(8)
Эффект налога на внутригрупповые дивиденды	6	1
Эффект налога на инвестиции в контролируемые иностранные компании	(3)	2
Эффект от списания гудвила	36	2

	2018 г.	2017 г. (пересмотренные данные)
Эффект от приобретения долей в совместных проектах	(8)	-
Эффект от получения контроля над дочерним обществом	-	(1)
Эффект от выбытия дочерних обществ	-	(1)
Эффект от продажи долей в дочерних обществах	1	-
Эффект от пересчета налога на прибыль за предыдущие отчетные периоды	(10)	1
Эффект из-за различий в возможности признания расходов и доходов для целей МСФО и налогообложения	17	27
Налог на прибыль	183	98

Отложенные налоговые активы, не признанные в консолидированных балансах, в сумме 72 млрд руб. и 56 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов, соответственно, связаны с существованием непризнанных налоговых убытков. В отношении признанных отложенных налоговых активов, возникших по налоговым убыткам, переносимым на будущие периоды, Компания полагает, что в будущем с высокой степенью вероятности ею будет получена соответствующая налогооблагаемая прибыль, против которой смогут быть зачтены указанные налоговые убытки.

Совокупная величина временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние общества, в отношении которых не были признаны отложенные налоговые обязательства, составила 849 млрд руб. на 31 декабря 2018 года.

В связи с тем, что в соответствии с налоговым законодательством Российской Федерации, нераспределенная прибыль зарубежных дочерних обществ, признаваемых контролируемыими иностранными компаниями, может включаться в налоговую базу контролирующих российских лиц, нераспределенная прибыль контролируемых иностранных компаний за 2018 год подлежит учету в налоговой базе ПАО «НК «Роснефть» (и некоторых российских дочерних обществ, через которые осуществляется участие в иностранных обществах) за 2019 год. Последствия налогообложения прибыли дочерних обществ, включая налогообложение контролируемых иностранных компаний, учтены при расчете отложенных налоговых обязательств и текущего налога на прибыль.

17. НЕКОНТРОЛИРУЮЩИЕ ДОЛИ

Неконтролирующие доли включают:

	На 31 декабря 2018 г.		За 2018 год		На 31 декабря 2017 г.	
	Неконтролирующая доля, %	Неконтролирующая доля на конец года	Неконтролирующая доля в чистой прибыли	Неконтролирующая доля, %	Неконтролирующая доля на конец года (пересмотренные данные)	Неконтролирующая доля в чистой прибыли (пересмотренные данные)
ПАО АНК «Башнефть»	39,67	240	30	39,67	221	40
АО «Ванкорнефть»	49,90	143	38	49,90	140	28
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»	49,90	119	24	49,90	104	3
АО «Верхнечонскнефтегаз»	20,05	48	10	20,05	43	3
ООО «Харампурнефтегаз»	49,00	24	-	-	-	-
ООО «Соровскнефть»	39,67	21	1	39,67	20	1
ПАО «Уфаоргсинтез»	42,66	18	-	42,66	19	1
ООО «Башнефть-Добыча»	39,67	7	1	39,67	7	1
Неконтролирующие доли прочих компаний	различная	4	(4)	различная	10	(2)
Итого неконтролирующие доли		624	100		564	75

В декабре 2017 года Компания и ВР объявили о реализации проекта по разработке недр на базе дочернего общества Компании, ООО «Харампурнефтегаз» (доля ВР – 49 %). В соответствии с достигнутыми договоренностями во втором квартале 2018 года стороны приступили к реализации проекта.

29 июня 2017 года Компания закрыла сделку по продаже 20 % акций АО «Верхнечонскнефтегаз», дочернего общества Компании, Beijing Gas Singapore Private Limited, дочернему обществу Beijing Gas Group Co., Ltd. Сумма сделки составила 1,1 млрд долл. США (65 млрд руб. по официальному курсу ЦБ Российской Федерации на дату закрытия сделки).

Обобщенная финансовая информация о дочерних обществах, в которых есть существенные неконтролирующие доли, представлена ниже. Данная информация представлена до исключения внутригрупповых взаиморасчетов.

Обобщенный отчет о прибылях и убытках за 2018 год	ПАО АНК «Башнефть»	АО «Ванкорнефть»	ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»
Выручка	803	426	99
Затраты и прочие доходы и расходы	(707)	(335)	(41)
Прибыль до налогообложения	96	91	58
Налог на прибыль	(19)	(15)	(10)
Чистая прибыль	77	76	48
в т.ч. относящаяся к неконтролирующим долям	30	38	24

Обобщенный отчет о прибылях и убытках за 2017 год	ПАО АНК «Башнефть»	АО «Ванкорнефть»	ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»
Выручка	614	330	29
Затраты и прочие доходы и расходы	(486)	(260)	(21)
Прибыль до налогообложения	128	70	8
Налог на прибыль	(27)	(12)	(2)
Чистая прибыль	101	58	6
в т.ч. относящаяся к неконтролирующим долям	40	28	3

Обобщенный баланс на 31 декабря 2018 г.	ПАО АНК «Башнефть»	АО «Ванкорнефть»	ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»
Оборотные активы	849	70	33
Внеоборотные активы	768	302	223
Итого активы	1 617	372	256
Краткосрочные обязательства	698	43	8
Долгосрочные обязательства	222	32	27
Капитал	697	297	221
Итого капитал и обязательства	1 617	372	256
в т.ч. неконтролирующие доли	240	143	119

Обобщенный баланс на 31 декабря 2017 г.	ПАО АНК «Башнефть»	АО «Ванкорнефть»	ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»
Оборотные активы	324	71	11
Внеоборотные активы	792	292	215
Итого активы	1 116	363	226
Краткосрочные обязательства	234	36	7
Долгосрочные обязательства	234	35	28
Капитал	648	292	191
Итого капитал и обязательства	1 116	363	226
в т.ч. неконтролирующие доли	221	140	104

18. ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, базовая и разводненная прибыль на акцию включает:

	2018 г.	2017 г.
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам Роснефти	549	222
Средневзвешенное количество выпущенных обыкновенных акций в обращении (миллионов шт.)	10 598	10 598
Итого базовая и разводненная прибыль на акцию (рублей)	51,80	20,95

19. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

Денежные средства и их эквиваленты включают:

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – рубли	30	44
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – иностранная валюта	572	124
Депозиты	221	142
Прочее	9	12
Итого денежные средства и их эквиваленты	832	322

Денежные средства на счетах в иностранной валюте представляют собой в основном средства в евро и долларах США.

Депозиты являются процентными и выражены в долларах США, рублях и евро.

Денежные средства с ограничением к использованию включают обязательный резерв банков Компании в ЦБ Российской Федерации в сумме 6 млрд руб. и 4 млрд руб. на 31 декабря 2018 и 2017 гг., соответственно.

20. ПРОЧИЕ ОБОРОТНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

Прочие оборотные финансовые активы включают:

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход		
Облигации	162	117
Векселя	151	85
Вложения в акции и паи	42	44
Займы, выданные по сделке обратного РЕПО	56	-
Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости		
Облигации	1	1
Займы выданные	-	13
Займы, выданные ассоциированным предприятиям	2	32
Депозиты и депозитные сертификаты	218	43
Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток		
Депозиты	1	1
Итого прочие оборотные финансовые активы	633	336

Состав облигаций и векселей, оцениваемых по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов представлен в таблице ниже:

Вид ценных бумаг	2018 г.			2017 г.		
	Баланс	Годовая процентная ставка	Срок погашения	Баланс	Годовая процентная ставка	Срок погашения
Государственные и муниципальные облигации	18	2,5-14,15 %	май 2019 г. – март 2033 г.	34	5,0-14,15 %	январь 2018 г. – март 2033 г.
Корпоративные облигации	144	2,95-14,25 %	январь 2019 г. – сентябрь 2032 г.	79	3,08-14,25 %	январь 2018 г. – сентябрь 2032 г.
Купонные облигации Банка России	-			4	7,75 %	январь 2018 г.
Корпоративные векселя	151	3,8-9,0 %	январь 2019 г. – декабрь 2023 г.	85	3,8-4,5 %	февраль 2018 г. – январь 2022 г.
Итого	313			202		

По состоянию на 31 декабря 2018 года депозиты и депозитные сертификаты выражены, в основном, в долларах США и размещены под процентную ставку от 3,7 % до 6,05 % годовых.

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости, представлены за вычетом резерва под ожидаемые кредитные убытки в размере 3 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2018 года. По финансовым активам, оцениваемым по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, резерв под ожидаемые кредитные убытки в сумме 7 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2018 года отражен в составе прочего совокупного расхода.

Ниже представлено изменение резерва под ожидаемые кредитные убытки по прочим оборотным финансовым активам:

	На 1 января 2018 г.	Увеличение резерва	Уменьшение резерва	Реклассификация	На 31 декабря 2018 г.
Резерв под убытки, оцениваемый в сумме, равной 12-месячным ожидаемым кредитным убыткам:					
- по финансовым активам, оцениваемым по справедливой стоимости через прочий совокупный доход	2	5	-	-	7
- по финансовым активам, оцениваемым по амортизированной стоимости	1	-	-	-	1
Резерв под убытки, оцениваемый в сумме, равной ожидаемым кредитным убыткам за весь срок:					
- по финансовым активам, оцениваемым по амортизированной стоимости	5	1	-	(4)	2

По состоянию на 31 декабря 2018 года у Компании отсутствуют финансовые активы, кредитно-обесцененные при первоначальном признании.

21. ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

Дебиторская задолженность включает:

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Торговая дебиторская задолженность покупателей и заказчиков	523	658
Ссудная задолженность банков Компании	124	108
Прочая дебиторская задолженность	51	116
Итого	698	882
Оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки	(56)	(39) ¹
Итого дебиторская задолженность за вычетом резерва	642	843

Приведение остатков резервов из МСФО (IAS) 39 в МСФО (IFRS) 9 на 1 января 2018 года представлено в Примечании 3 «Основные аспекты учетной политики». На 31 декабря 2018 и 2017 годов дебиторская задолженность не передавалась в залог в качестве обеспечения кредитов и займов, предоставленных Компании. Ниже представлено изменение резерва под ожидаемые кредитные убытки по дебиторской задолженности покупателей и заказчиков:

	На 1 января 2018 г.	Увеличение резерва	Уменьшение резерва	На 31 декабря 2018 г.
Резерв под убытки, оцениваемый в сумме, равной 12-месячным ожидаемым кредитным убыткам по торговой дебиторской задолженности	35	13	(11)	37
Резерв под будущие кредитные убытки по прочей дебиторской задолженности	15	7	(3)	19
Итого	50	20	(14)	56

В силу высокого кредитного качества и краткосрочности торговой дебиторской задолженности резерв под ожидаемые кредитные убытки по существенным контрагентам определяется исходя из 12-месячных ожидаемых кредитных убытков. У Компании нет активов торговой дебиторской задолженности покупателей и заказчиков, кредитно-обесцененных при первоначальном признании.

22. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

Товарно-материальные запасы включают:

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Сырая нефть и газ	91	88
Нефтепродукты и нефтехимия	205	158
Материалы	97	78
Итого товарно-материальные запасы	393	324

Статья «Нефтепродукты и нефтехимия» включает таковые как для реализации, так и для внутреннего использования.

За годы, оканчивающиеся 31 декабря:

	2018 г.	2017 г.
Сумма запасов, признанных в качестве расходов	1 306	977

Сумма запасов, признанных в качестве расходов в отчетном периоде, отражена в строках «Производственные и операционные расходы», «Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке» и «Общехозяйственные и административные расходы» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

23. АВАНСЫ ВЫДАННЫЕ И ПРОЧИЕ ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ

Авансы выданные и прочие оборотные активы включают:

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
НДС и акцизы к возмещению из бюджета	221	180
Авансы, выданные поставщикам:	217	210
- Краткосрочная часть долгосрочных авансов выданных	148	154
Расчеты с таможенной	41	37
Расчеты по налогу на прибыль и прочим налогам	20	19
Прочие	11	8
Итого авансы выданные и прочие оборотные активы	510	454

Предоплата по таможенным пошлинам представляет собой в основном расходы по экспортной пошлине по экспорту нефти и нефтепродуктов (Примечание 10).

¹ В соответствии с требованиями МСФО (IAS) 39.

24. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА И НЕЗАВЕРШЕННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

	Разведка и добыча	Переработка, коммерция и логистика	Корпоративная и прочие деятельности	Итого
Первоначальная стоимость на 1 января 2017 г.	7 513	2 052	119	9 684
Накопленные износ, истощение и убытки от обесценения на 1 января 2017 г.	(2 174)	(371)	(30)	(2 575)
Чистая балансовая стоимость на 1 января 2017 г.	5 339	1 681	89	7 109
Авансы, выданные за основные средства на 1 января 2017 г.	21	16	5	42
Итого на 1 января 2017 г.	5 360	1 697	94	7 151
Первоначальная стоимость				
Приобретение дочерних обществ и долей в совместной деятельности (Примечание 7)	277	-	4	281
Поступления	948	125	20	1 093
в т.ч. капитализированные расходы по кредитам и займам	105	39	-	144
Выбытия и прочие движения	(25)	(17)	(2)	(44)
Курсовые разницы	(23)	12	(2)	(13)
Резерв под обязательства, связанные с выбытием активов	29	-	-	29
На 31 декабря 2017 г.	8 719	2 172	139	11 030
Износ, истощение и убытки от обесценения				
Начисление износа и истощения	(474)	(113)	(9)	(596)
Выбытия и прочие движения	11	8	1	20
Обесценение активов	(4)	(2)	(7)	(13)
Курсовые разницы	13	-	1	14
На 31 декабря 2017 г.	(2 628)	(478)	(44)	(3 150)
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2017 г.	6 091	1 694	95	7 880
Авансы, выданные за основные средства на 31 декабря 2017 г.	9	7	27	43
Итого на 31 декабря 2017 г.	6 100	1 701	122	7 923
Первоначальная стоимость				
Приобретение дочерних обществ и долей в совместной деятельности (Примечание 7)	2	-	2	4
Поступления	995	130	5	1 130
в т.ч. капитализированные расходы по кредитам и займам	143	48	-	191
Выбытия и прочие движения	(61)	14	(8)	(55)
Курсовые разницы	129	31	3	163
Резерв под обязательства, связанные с выбытием активов	(27)	-	-	(27)
На 31 декабря 2018г.	9 757	2 347	141	12 245
Износ, истощение и убытки от обесценения				
Начисление износа и истощения	(519)	(113)	(8)	(640)
Выбытия и прочие движения	40	(14)	3	29
Обесценение активов	(17)	(12)	-	(29)
Курсовые разницы	(59)	(3)	(1)	(63)
На 31 декабря 2018 г.	(3 183)	(620)	(50)	(3 853)
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2018 г.	6 574	1 727	91	8 392
Авансы, выданные за основные средства на 31 декабря 2018 г.	9	15	29	53
Итого на 31 декабря 2018 г.	6 583	1 742	120	8 445

Сумма незавершенного капитального строительства, которое включено в состав основных средств на 31 декабря 2018 и 2017 годов, составляла 2 351 млрд руб. и 2 013 млрд руб., соответственно. Износ за 2018 и 2017 годы включает износ, капитализированный в составе стоимости строительства объектов основных средств, а также в составе стоимости товарно-материальных запасов, в сумме 18 млрд руб. и 15 млрд руб., соответственно.

Компания капитализировала затраты по кредитам и займам в сумме 191 млрд руб. (в том числе 147 млрд руб. – капитализированные процентные расходы) и 144 млрд руб. (в том числе 117 млрд руб. – капитализированные процентные расходы) в течение 2018 и 2017 годов, соответственно.

Компания получила государственные субсидии на капитальное строительство в размере 10 млрд руб. и 8 млрд руб. в течение 2018 и 2017 годов, соответственно. Субсидии учитываются как уменьшение поступлений в сегменте «Разведка и добыча».

Средневзвешенная ставка, используемая для расчета суммы капитализируемых расходов по кредитам и займам, составляет 11,63 % годовых и 8,31 % годовых в 2018 и 2017 годах, соответственно.

В связи с факторами и обстоятельствами приведшими к обесценению гудвила сегмента «Переработка, коммерция и логистика» (Примечание 25) Компанией было также проведено тестирование нефтеперерабатывающих активов в разрезе отдельных НПЗ (групп НПЗ) на предмет обесценения основных средств, по результатам которого выявлено обесценение основных средств сегмента в размере 12 млрд руб., отраженное в составе статьи «Прочие доходы и расходы» (Примечание 13). Ключевые допущения, используемые при расчете ценности от использования основных средств в основном совпадают с допущениями, представленными в Примечании 25, с учетом более благоприятных для данного сегмента макроэкономических показателей и прогнозов, а также уточнения регуляторных параметров налогообложения в нефтеперерабатывающей отрасли в 4-м квартале 2018 года.

Активы по разведке и оценке

Активы по разведке и оценке ресурсов, в т.ч. права на недоказанные запасы, учитываются в составе сегмента «Разведка и добыча» и включают:

	2018 г.	2017 г.
Первоначальная стоимость на 1 января	386	243
Обесценение активов на 1 января	-	-
Чистая балансовая стоимость на 1 января	386	243
Первоначальная стоимость		
Приобретение дочерних обществ (Примечание 7)	-	47
Приобретение долей в совместной деятельности	-	37
Капитализированные расходы	42	71
Реклассификация в активы на стадии разработки	(43)	(8)
Списание на расходы	(1)	(2)
Списание за счет резерва под обесценение активов	-	-
Курсовая разница	13	(2)
На 31 декабря	397	386
Обесценение активов		
Начисление резерва под обесценение активов	(17)	-
На 31 декабря	(17)	-
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря	380	386

Резерв под обязательства, связанные с выбытием активов

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов сумма резерва под обязательства, связанные с выбытием активов, составила 80 млрд руб. и 98 млрд руб. соответственно и была включена в состав основных средств.

25. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ И ГУДВИЛ

Изменение балансовой стоимости нематериальных активов и гудвила представлено в таблице ниже:

	Права аренды земли	Прочие нематериальные активы	Итого нематериальные активы	Гудвил
Первоначальная стоимость на 1 января 2017 г.	34	48	82	256
Накопленная амортизация на 1 января 2017 г.	(13)	(10)	(23)	-
Чистая балансовая стоимость на 1 января 2017 г.	21	38	59	256
Первоначальная стоимость				
Поступления	-	10	10	-
Приобретение дочерних обществ (Примечание 7)	-	30	30	15
Выбытия	-	(18)	(18)	(6)
Курсовые разницы	-	-	-	-
На 31 декабря 2017 г. (пересмотренные данные)	34	70	104	265
Амортизация				
Начисленная амортизация	(2)	(5)	(7)	-
Выбытие амортизации	-	1	1	-
Курсовые разницы	-	-	-	-
На 31 декабря 2017 г. (пересмотренные данные)	(15)	(14)	(29)	-
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2017 г. (пересмотренные данные)	19	56	75	265
Первоначальная стоимость				
Поступления	-	15	15	-
Приобретение дочерних обществ (Примечание 7)	-	-	-	-
Выбытия	-	(4)	(4)	(180)
Курсовые разницы	1	3	4	-
На 31 декабря 2018 г.	35	84	119	85
Амортизация				
Начисленная амортизация	(1)	(14)	(15)	-
Выбытие амортизации	-	2	2	-
Курсовые разницы	(1)	(1)	(2)	-
На 31 декабря 2018 г.	(17)	(27)	(44)	-
Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2018 г.	18	57	75	85

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Гудвил		
Разведка и добыча	85	85
Переработка, коммерция и логистика	-	180
Итого	85	265

Гудвил, образовавшийся в результате приобретения компаний, был распределен по соответствующим группам единиц, генерирующим денежные средства, являющимся производственными сегментами – сегменту «Разведка и добыча» и сегменту «Переработка, коммерция и логистика». При оценке обесценения гудвила текущая стоимость производственных сегментов (включая гудвил) сопоставляется с их расчетной ценностью использования.

Ценность использования производственных сегментов определяется Компанией при помощи модели дисконтированных денежных потоков. Будущие денежные поступления корректируются на риски применительно к каждому сегменту и дисконтируются по ставке, которая отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег и рисков, характерных для данного сегмента, по которому не производилась корректировка расчетных оценок будущих потоков денежных средств.

Бизнес-план Компании, утверждаемый ее Советом директоров, является первичным источником информации при определении ценности использования производственных сегментов.

Бизнес-план содержит внутренние прогнозы по добыче нефти и газа, прогнозы по объему переработки нефтеперерабатывающих заводов, объемам продаж различных типов нефтепродуктов, а также прогнозы по выручке, операционным издержкам и капитальным вложениям. В качестве первого шага при подготовке данных прогнозов в бизнес-план Компании включается ряд обусловленных внешними условиями допущений, таких как цены на нефть и природный газ, маржа нефтепереработки и маржа по нефтепродуктам, а также уровень инфляции, связанной с ростом издержек производства. Данные предположения основываются на существующих ценах, уровнях инфляции рубля и доллара США, других макроэкономических факторах и исторических тенденциях, а также волатильности рынков.

Для определения ценности использования операционных сегментов определяется сумма дисконтированных денежных потоков за двенадцатилетний период после отчетной даты и остаточной стоимости производственных сегментов в соответствии с прогнозами, утвержденными Руководством Компании, по данным сегментам. Превышение периода прогнозирования над пятилетним сроком обновляется длительностью инвестиционного цикла в отрасли. Для определения остаточной стоимости сегментов Компании в пост-прогнозный период используется модель Гордона.

Компания проводит тест на обесценение гудвила по состоянию на 1 октября каждого года. Проверка на обесценение производилась в начале четвертого квартала каждого года с использованием наиболее актуальной информации на дату ее проведения. По результатам годовой проверки обесценения гудвила в 2017 году выявлено не было.

В начале августа 2018 года приняты законы о завершении налогового маневра в нефтяной отрасли, предполагающие существенное изменение параметров фискального режима. Указанные законодательные изменения в ряде сценариев с текущей макросредой и в условиях принимаемых мер по стабилизации цен на нефтепродукты на внутреннем рынке могли сформировать условия, в которых стоимость нефтеперерабатывающего, сбытового и логистического бизнеса Компании была бы подвержена дополнительным рискам.

Учитывая, что за шесть месяцев 2018 года сегмент «Переработка, коммерция и логистика» продемонстрировал операционный убыток, Компания приняла решение пересмотреть ключевые допущения, используемые при расчете ценности использования производственных сегментов, в результате чего было выявлено превышение стоимости идентифицируемых чистых активов над ценностью использования сегмента «Переработка, коммерция и логистика» и признано частичное обесценение гудвила данного сегмента в сумме 47 млрд руб. в промежуточной консолидированной отчетности за шесть месяцев 2018 года.

Продолжение ослабления курса рубля и роста цен на нефть в третьем квартале 2018 года и соответствующие изменения в долгосрочном прогнозе основных макропараметров, а также отсутствие на момент подготовки отчетности определенности по изменению детального алгоритма расчета и порядку администрирования обратного акциза на нефть для переработки и демпфирующей составляющей, потребовали актуализации модели денежных потоков сегмента.

По результатам актуализации было выявлено превышение стоимости идентифицируемых чистых активов над ценностью использования сегмента «Переработка, коммерция и логистика», что привело к признанию обесценения всей суммы гудвила данного сегмента. Отставание темпов прироста рыночных цен реализации нефтепродуктов по сравнению с темпами прироста стоимости нефтяного сырья явилось основным фактором, приведшим к обесценению. Компания признала убыток от обесценения в составе Прочих расходов Промежуточного консолидированного отчета о прибылях и убытках за третий квартал 2018 года в сумме 133 млрд руб. Общая сумма обесценения гудвила в составе Прочих расходов за двенадцать месяцев, закончившихся 31 декабря 2018 года, составила 180 млрд руб. В связи с обесценением гудвила сегмента «Переработка, коммерция и логистика» Компанией было также проведено тестирование нефтеперерабатывающих активов на наличие признаков обесценения основных средств, по результатам которого выявлено обесценение основных средств сегмента, отраженное в составе статьи «Основные средства» (Примечание 24).

По результатам годовой проверки обесценения гудвила в 2018 году выявлено существенное превышение ценности использования над стоимостью идентифицируемых чистых активов для сегмента «Разведка и добыча», в связи с чем обесценения гудвила сегмента «Разведка и добыча» в 2018 году выявлено не было.

Ключевые допущения, используемые при расчете ценности использования активов

Изменение следующих факторов имеет наибольшее влияние на величину дисконтированных денежных потоков:

- Ставка дисконтирования.** Для целей проведения теста на обесценение ставка дисконтирования определялась на основе средневзвешенной стоимости капитала Компании до налога на прибыль и составила 10,3 % в 2018 году (12,4 % в 2017 году).
- Курс рубля к доллару США.** Для целей проведения теста на обесценение были использованы следующие прогнозные значения среднегодового курса российского рубля по отношению к доллару США: 63,9 руб. / долл. США, 63,8 руб. / долл. США, 64,0 руб. / долл. США, 64,7 руб. / долл. США, 66,3 руб. / долл. США и 68,0 руб. / долл. США в 2019, 2020, 2021, 2022, 2023 годах и в период с 2024 года.
- Цена на нефть и нефтепродукты.** Для целей проведения теста на обесценение были использованы следующие цены нефти сорта Urals: 4 051 руб./барр в 2019 году, 3 811 руб./барр в 2020 году, 3 703 руб./барр в 2021 году, 3 647 руб./барр в 2022 году, 3 651 руб./барр в 2023 году и 3 636 руб./барр в период с 2024 года. На этих ценах базируется, в свою очередь, прогноз стоимости нефтяного сырья и экспортных цен реализации производимых нефтепродуктов Компании. Стоимость нефтяного сырья для сегмента «Переработка, коммерция и логистика» формируется исходя из цен нетбэк (экспортные рыночные цены на нефть и газовый конденсат за минусом транспортных затрат, экспортных пошлин, затрат на хранение, расходов на продажу и прочих расходов, относящихся к реализации). Средняя прогнозная цена на корзину нефтепродуктов (без учета продукции нефтехимии) составила 34,5 тыс. руб./т, 33,3 тыс. руб./т и 33,0–34,0 тыс. руб./т в 2019 и 2020 годах и в период с 2021 года соответственно.
- Объемы добычи и переработки.** Плановые объемы добычи и переработки определялись исходя из детальной информации по месторождениям и заводам и учитывали программу разработки месторождений и загрузки заводов, утвержденную руководством, в рамках долгосрочного процесса планирования.

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов Компания не имела объектов нематериальных активов с неопределенным сроком полезного использования. По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов не имелось нематериальных активов, находящихся в залоге.

26. ПРОЧИЕ ВНЕОБОРОТНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

Прочие внеоборотные финансовые активы представлены за вычетом резерва под будущие кредитные убытки и включают:

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход		
Вложения в акции и паи	18	18
Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости		
Облигации	28	13
Займы выданные	18	4
Займы, выданные ассоциированным предприятиям	31	26
Депозиты и депозитные сертификаты	23	49
Долгосрочная дебиторская задолженность	11	3
Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток		
Депозиты	110	493
Итого прочие внеоборотные финансовые активы	239	606

Депозиты Компании размещены в рублях, долларах и евро под процентные ставки от 1,5 % до 8,75 % годовых.

Облигации представлены облигациями ОФЗ находящимися на балансе АКБ «Пересвет» и АО «ВБРР».

Внеоборотные финансовые активы не передавались в залог в обеспечение кредитов и займов, предоставленных Компании по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов.

На 31 декабря 2018 и 2017 годов Компания не получала в залог внеоборотных финансовых активов.

Ниже представлено изменение резерва под ожидаемые кредитные убытки по прочим внеоборотным финансовым активам:

	На 1 января 2018 г.	Увеличение резерва	Уменьшение резерва	Реклассификация	На 31 декабря 2018 г.
Резерв под убытки, оцениваемый в сумме, равной 12месячным ожидаемым кредитным убыткам:					
по финансовым активам, оцениваемым по амортизированной стоимости	1	-	-	-	1
Резерв под убытки, оцениваемый в сумме, равной ожидаемым кредитным убыткам за весь срок:					
по финансовым активам, оцениваемым по амортизированной стоимости	7	3	-	4	14

По состоянию на 31 декабря 2018 года у Компании отсутствуют финансовые активы, кредитно обесцененные при первоначальном признании.

27. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ И СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия включают:

Наименование объекта инвестиции	Страна	Доля Компании на 31 декабря 2018 г., %	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г. (пересмотренные данные)
Инвестиции в совместные предприятия				
ПАО НГК «Славнефть»	Россия	49,94	167	156
Petromonagas S.A.	Венесуэла	40,00	77	46
Taihu Limited (ОАО «Удмуртнефть»)	Кипр	51,00	58	47
АО «Мессояханефтегаз»	Россия	50,00	37	15
Petrovictoria S.A.	Венесуэла	40,00	31	25
ООО «Национальный нефтяной консорциум»	Россия	80,00	30	24
Активы ТЗК Внуково	Россия	50,00	17	18
SIA «ITERA Latvija»	Латвия	66,00	3	4
АО «Арктикшельфнефтегаз»	Россия	50,00	2	2
ООО «РН-Печора СПГ»	Россия	1,00	-	8
Инвестиции в ассоциированные предприятия				
Nayara Energy Limited	Индия	49,13	251	224
ЗАО «Пургаз»	Россия	49,00	34	39
Petrocas Energy International Limited	Кипр	49,00	11	9
АО «Нижневартовская ГРЭС»	Россия	25,01	4	4
Прочие	различные	различные	13	14
Итого инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия			735	635

Доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий:

	Доля Компании на 31 декабря 2018 г., %	Доля в доходе/(убытке) предприятий, учтенных по методу участия в капитале	
		2018 г.	2017 г. (пересмотренные данные)
АО «Мессояханефтегаз»	50,00	31	11
Petromonagas S.A.	40,00	19	8
ПАО НГК «Славнефть»	49,94	11	7
TNK Trading International S.A.	59,95	-	10
Прочие	различная	21	21
Итого доход от ассоциированных и совместных предприятий		82	57

Непризнанная доля убытков ассоциированных и совместных предприятий включает:

Наименование объекта инвестиции	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
ООО «Вениннефть»	2	2
ТОО «Адай Петролеум Компани»	8	7
Voquegon S.A.	6	6
Petroperija S.A.	4	3
Итого непризнанная доля убытков ассоциированных и совместных компаний	20	18

Ниже представлена финансовая информация о существенных ассоциированных и совместных предприятиях по состоянию на 31 декабря 2018 и 31 декабря 2017 годов:

Nayara Energy Limited	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Оборотные активы	162	264
Внеоборотные активы	396	359
Итого активы	558	623
Краткосрочные обязательства	(242)	(415)
Долгосрочные обязательства	(284)	(187)
Итого обязательства	(526)	(602)
Чистые активы	32	21
Доля Компании, %	49,13	49,13
Доля Компании в чистых активах	16	10
Гудвил	235	214
Итого	251	224
Выручка от реализации	912	282
Финансовые расходы	(27)	(15)
Износ, истощение и амортизация	(16)	(6)
Прочие расходы	(860)	(257)
Прибыль до налогообложения	9	4
Налог на прибыль	(4)	(1)
Итого чистая прибыль	5	3
Доля Компании, %	49,13	49,13
Итого доля Компании в чистой прибыли	2	2

Доля Компании в прибыли от курсовых разниц в результате пересчета инвестиции составила 25 млрд руб. 2018 году и убыток в сумме 8 млрд руб. в 2017 году, и была включена в строку «Курсовые разницы от пересчета иностранных операций» в Консолидированном отчете о прочем совокупном доходе за 2018 и 2017 годы.

ПАО НГК «Славнефть»	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Оборотные активы	93	60
Внеоборотные активы	473	447
Итого активы	566	507
Краткосрочные обязательства	(63)	(66)
Долгосрочные обязательства	(168)	(129)
Итого обязательства	(231)	(195)
Чистые активы	335	312
Доля Компании, %	49,94	49,94
Доля Компании в чистых активах	167	156
Выручка от реализации	314	241
Финансовые доходы	-	1
Финансовые расходы	(9)	(7)
Износ, истощение и амортизация	(47)	(47)

ПАО НГК «Славнефть»	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Прочие расходы	(228)	(171)
Прибыль до налогообложения	30	17
Налог на прибыль	(8)	(4)
Итого чистая прибыль	22	13
Доля Компании, %	49,94	49,94
Итого доля Компании в чистой прибыли	11	7

АО «Мессояханефтегаз»	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Оборотные активы	24	17
Внеоборотные активы	180	145
Итого активы	204	162
Краткосрочные обязательства	(19)	(25)
Долгосрочные обязательства	(110)	(120)
Итого обязательства	(129)	(145)
Чистые активы	75	17
Доля Компании, %	50,00	50,00
Доля Компании в чистых активах	37	9
Выручка от реализации	126	61
Финансовые доходы	-	-
Финансовые расходы	(6)	(7)
Износ, истощение и амортизация	(12)	(8)
Прочие расходы	(2)	(1)
Прибыль до налогообложения	75	28
Налог на прибыль	(13)	(6)
Итого чистая прибыль	62	22
Доля Компании, %	50,00	50,00
Итого доля Компании в чистой прибыли	31	11

Taihu Limited	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Оборотные активы	67	42
Внеоборотные активы	80	89
Итого активы	147	131
Краткосрочные обязательства	(19)	(17)
Долгосрочные обязательства	(15)	(15)
Итого обязательства	(34)	(32)
Чистые активы	113	99
Единовременная корректировка в соответствии с акционерным соглашением	-	(6)
Доля Компании, %	51,00	51,00
Доля Компании в чистых активах	58	47

28. ПРОЧИЕ ВНЕОБОРОТНЫЕ НЕФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

Прочие внеоборотные нефинансовые активы включают:

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Долгосрочные авансы выданные	293	282
Прочие	2	3
Итого прочие внеоборотные нефинансовые активы	295	285

Долгосрочные авансы выданные в сумме 125 млрд руб. (1,8 млрд долл. США) являются предоплатой по вкладу Компании в создаваемое совместное предприятие-оператор инфраструктурного проекта по эксплуатации нефтепровода в Курдском автономном регионе Ирака.

29. КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И НАЧИСЛЕНИЯ

Кредиторская задолженность и начисления включают:

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Финансовые обязательства		
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	452	451
Краткосрочные операционные обязательства дочерних банков	451	333
Заработная плата и связанные начисления	88	81
Расчеты по дивидендам	1	5
Прочая кредиторская задолженность	63	46
Итого финансовые обязательства	1 055	916
Нефинансовые обязательства		
Краткосрочные авансы полученные	75	55
Итого кредиторская задолженность и начисления	1 130	971

Торговая и прочая кредиторская задолженность являются беспроцентными.

30. КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ И ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства включают:

	Валюта	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Долгосрочные			
Банковские кредиты	рубли	423	326
Банковские кредиты	доллары США, евро	921	878
Облигации	рубли	461	427
Еврооблигации	доллары США	177	213
Займы	рубли	77	71
Прочее финансирование	рубли	704	16
Прочее финансирование	доллары США	691	224
За вычетом: краткосрочная часть долгосрочной задолженности		(202)	(545)
Итого долгосрочные кредиты и займы		3 252	1 610
Обязательства по финансовой аренде		27	32
Долгосрочные прочие финансовые обязательства		139	146
За вычетом: краткосрочная часть обязательств по финансовой аренде		(5)	(5)
Итого долгосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства		3 413	1 783
Краткосрочные			
Банковские кредиты	рубли	326	237
Банковские кредиты	доллары США, евро	16	10
Прочее финансирование	рубли	209	919
Прочее финансирование	доллары США	25	346
Краткосрочная часть долгосрочной задолженности		202	545
Итого краткосрочные кредиты и займы и краткосрочная часть долгосрочных кредитов и займов		778	2 057
Краткосрочная часть обязательств по финансовой аренде		5	5
Краткосрочные прочие финансовые обязательства		162	93
Краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам		33	74
Итого краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства		978	2 229
Итого кредиты и займы и прочие финансовые обязательства		4 391	4 012

Долгосрочные кредиты и займы

Долгосрочные банковские кредиты включают:

Валюта	Ставка	Срок погашения	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Доллары США	от 3,23 % до LIBOR + 3,50 %	2020-2029 гг.	915	869
Евро	от EURIBOR + 0,35 % до EURIBOR + 2,00 %	2019-2020 гг.	6	10
Рубли	от 8,25 % до 9,75 %	2020-2024 гг.	423	326
Итого			1 344	1 205
Затраты на выпуск долговых обязательств			-	(1)
Итого долгосрочные банковские кредиты			1 344	1 204

Часть долгосрочных банковских кредитов, в долларах США, привлеченных от иностранного банка для финансирования целевой хозяйственной деятельности, обеспечена экспортными контрактами на поставку сырой нефти. В случае нарушения обязательств по своевременному погашению задолженности по таким кредитам условия подобных кредитных соглашений предоставляют банку-кредитору прямое право требования в отношении выручки в сумме неисполненных обязательств, которую покупатель нефти, как правило, перечисляет через счета банков-кредиторов. Дебиторская задолженность по таким контрактам составляет 28 млрд руб. и 22 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов соответственно и показана в составе торговой дебиторской задолженности покупателей и заказчиков.

В марте 2013 года Компания осуществила выборку по четырем необеспеченным долгосрочным кредитам от группы международных банков на общую сумму 31 млрд долл. США на финансирование приобретения компании ТНК-ВР. Три из них были полностью погашены в предыдущих отчетных периодах. В феврале 2018 года Компания погасила четвертый кредит. Сумма погашения составила 0,2 млрд долл. США (11,4 млрд руб. по официальному курсу ЦБ Российской Федерации на дату транзакции).

В 2018 году Компания привлекала долгосрочные кредиты от российских банков под плавающие и фиксированные ставки.

В первом квартале 2018 года Компания разместила по номинальной стоимости три выпуска долгосрочных рублевых неконвертируемых документарных облигаций с фиксированными ставками купона общей номинальной стоимостью 75 млрд руб. и сроками обращения 3 и 10 лет: первый стоимостью 5 млрд руб. с купоном 7,8 % годовых и сроком обращения 3 года; второй стоимостью 50 млрд руб. с купоном 7,5 % годовых и сроком обращения 10 лет и третий стоимостью 20 млрд руб. с купоном 7,3 % годовых и сроком обращения 10 лет. Выплаты по купонам осуществляются каждые 6 месяцев. По облигациям сроком обращения 10 лет предусмотрена оферта досрочного приобретения/выкупа в установленные эмиссионной документацией сроки по требованию владельцев. Досрочное приобретение/выкуп облигаций не является досрочным погашением облигаций. Полученные средства направлены на общие корпоративные цели. В марте 2018 года Компания осуществила плановое погашение еврооблигаций (серия 6) на сумму 1,1 млрд долл. США (62,3 млрд руб. по официальному курсу ЦБ Российской Федерации на дату погашения), полученных в рамках сделки по приобретению ТНК-ВР.

Ниже представлена информация о выпусках рублевых процентных облигаций на предъявителя по состоянию на 31 декабря:

	Номер выпуска	Дата размещения	Дата погашения	Общая номинальная стоимость млрд руб.	Ставка купона	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Облигации	04,05	10.2012	10.2022 ¹	20	7,90 %	20	20
Облигации	07,08	03.2013	03.2023 ¹	30	7,30 %	31	31
Облигации	06 ⁵ ,09 ⁵ ,10 ⁶	06.2013	05.2023 ¹	40	7,00 %	1	40
Биржевые облигации	Б0-05 ⁵ , Б0-06 ⁶	12.2013	12.2023	40	8,50 % ⁵	10	11
Биржевые облигации	Б0-01, Б0-07	02.2014	02.2024	35	8,90 %	36	36
Биржевые облигации	Б0-02, Б0-03, Б0-04						
	Б0-09 ⁴	12.2014	11.2024 ¹	65	9,40 %	55	55
Биржевые облигации ⁴	Б0-08, Б0-10						
	Б0-11, Б0-12, Б0-13						
	Б0-14	12.2014	11.2024 ¹	160	9,40 % ⁵	-	-
Биржевые облигации ⁴	Б0-15, Б0-16						
	Б0-17, Б0-24	12.2014 ²	12.2020 ¹	400	7,85 % ⁵	-	-
Биржевые облигации ⁴	Б0-18, Б0-19, Б0-20						
	Б0-21, Б0-22, Б0-23						
	Б0-25, Б0-26	01.2015 ²	01.2021	400	7,60 % ⁵	-	-
Биржевые облигации ⁴	001P-01	12.2016 ²	11.2026	600	7,60 % ⁵	-	-
Биржевые облигации	001P-02	12.2016	12.2026	30	9,39 % ⁵	30	30
Биржевые облигации	001P-03	12.2016	12.2026 ¹	20	9,50 % ⁵	20	20
Биржевые облигации	001P-04	05.2017	04.2027	40	8,65 % ⁵	41	41
Биржевые облигации	001P-05	05.2017 ²	05.2025 ¹	15	8,60 % ⁵	15	15
Биржевые облигации ⁴	001P-06, 001P-07	07.2017	07.2027	266	8,50 % ⁵	-	-
Биржевые облигации ⁴	001P-08	10.2017	09.2027	100	7,60 % ⁵	-	-
Биржевые облигации ⁴	002P-01, 002P-02	12.2017	11.2027	600	7,60 % ⁵	-	-
Биржевые облигации	002P-03	12.2017	12.2027	30	7,75 % ⁵	30	30
Биржевые облигации	002P-04	02.2018	02.2028	50	7,50 % ⁵	51	-
Биржевые облигации	002P-05	03.2018	02.2028	20	7,30 % ⁵	21	-
Облигации дочерних банков:							
Биржевые облигации	001P-01	10.2017	10.2020 ¹	10	8,50 % ⁵	10	10
Биржевые облигации	001P-02	02.2018	07.2021 ¹	5	7,80 % ⁵	5	-
Биржевые облигации	Б0-02	08.2014 ³	08.2034 ¹	3	0,51 % ⁵	-	-
Биржевые облигации	Б0-03	07.2015 ³	06.2035 ¹	4	0,51 % ⁵	-	-
Биржевые облигации	Б0-04	04.2015 ²	04.2018 ¹	3	13,25 %	-	3
Биржевые облигации	Б0-П01	09.2015 ³	08.2035 ¹	5	0,51 % ⁵	-	-
Биржевые облигации	Б0-П02	10.2015 ³	09.2035 ¹	4	0,51 % ⁵	1	1
Биржевые облигации	Б0-П03	11.2015 ³	10.2035 ¹	1	0,51 % ⁵	-	-
Биржевые облигации	Б0-П05	06.2016 ³	06.2036 ¹	5	0,51 % ⁵	-	-
Конвертируемые облигации	С-01	02.2017 ³	02.2032 ¹	69	0,51 % ⁵	2	2
Облигации Башнефти:							
Облигации	04 ⁶	02.2012	02.2022	10	7,00 % ⁶	-	-
Облигации	06, 08	02.2013	01.2023 ¹	15	7,70 % ⁶	15	15
Облигации	07, 09	02.2013	01.2023	15	8,85 % ⁶	16	16
Биржевые облигации	Б0-06, Б0-08	05.2016	04.2026	15	10,90 % ⁶	16	16
Биржевые облигации	Б0-09	10.2016	10.2026	5	9,30 % ⁶	5	5

Номер выпуска	Дата размещения	Дата погашения	Общая номинальная стоимость млрд руб.	Ставка купона	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Биржевые облигации	Б0-10	12.2016	5	9,50 % ²	5	5
Биржевые облигации	001P-01R	12.2016	10	9,50 % ²	10	10
Биржевые облигации	001P-02R	12.2016	10	9,50 % ²	10	10
Биржевые облигации	001P-03R	01.2017	5	9,40 % ²	5	5
Итого долгосрочные рублевые облигации					461	427

По облигациям, за исключением определенных выпусков, предусмотрена оферта досрочного приобретения/выкупа в установленные эмиссионной документацией сроки по требованию владельцев. Кроме того, в любой момент по усмотрению эмитента и при согласии владельца/владельцев облигаций, может быть осуществлено досрочное приобретение/выкуп облигаций на основании отдельных решений компании, с возможностью их последующего обращения. Досрочное приобретение/выкуп облигаций не является досрочным погашением облигаций. Часть облигаций, номинированных в рублях отражена в рамках сделок по приобретению ПАО АНК «Башнефть» и АКБ «Пересвет» (Примечание 7).

В рамках сделки по приобретению АКБ «Пересвет» отражены рублевые облигации срок обращения которых составляет 3, 15 и 20 лет. Выплаты по купону предусмотрены в конце срока обращения. Часть рублевых облигаций выпуска C01 является конвертируемыми облигациями.

Долгосрочные корпоративные еврооблигации включают:

	Ставка купона	Валюта	Срок погашения	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Еврооблигации (серия 2)	4,199 %	Доллары США	2022 г.	141	117
Еврооблигации (серия 6)	7,875 %	Доллары США	2018 г.	-	65
Еврооблигации (серия 8)	7,250 %	Доллары США	2020 г.	36	31
Итого долгосрочные еврооблигации				177	213

В четвертом квартале 2018 года Компания продолжила исполнение своих обязательств по сделкам прочего долгосрочного финансирования в виде операций РЕПО. На 31 декабря 2018 года общая сумма сделок прочего долгосрочного финансирования в виде операций РЕПО в рублевом эквиваленте составила 1 395 млрд руб. по официальному курсу ЦБ Российской Федерации на 31 декабря 2018 года. В качестве инструмента по данным операциям использованы собственные биржевые облигации Компании.

Ряд кредитных соглашений содержит ограничительные условия в финансовой и других областях, которые Компания как заемщик обязана выполнять. Данные ограничительные условия включают в себя соблюдение некоторых финансовых коэффициентов.

По состоянию на 31 декабря 2018 и 31 декабря 2017 годов. Компания соблюдает все финансовые и прочие ограничительные условия, содержащиеся в кредитных договорах.

Краткосрочные кредиты и займы

В течение 2018 года Компания осуществляла выборки по краткосрочным кредитам, привлеченным от российских банков под фиксированные и плавающие ставки.

В 2018 году Компания продолжила исполнение своих обязательств по сделкам прочего привлеченного финансирования в виде операций РЕПО и заключала новые сделки. Общая сумма краткосрочных сделок в рублевом эквиваленте по состоянию на 31 декабря 2018 года составила 234 млрд руб. по официальному курсу ЦБ Российской Федерации на 31 декабря 2018 года. В качестве инструмента по данным операциям использованы собственные биржевые облигации Компании.

В течение 2018 года Компания не задерживала выплаты по кредитным договорам, договорам займа, а также не имела просрочек по соответствующим процентным выплатам.

Обязательства по финансовой аренде

Обязательства по финансовой аренде погашаются следующим образом:

	На 31 декабря 2018 г.		
	Минимальные арендные платежи	Финансовые расходы	Текущая стоимость минимальных арендных платежей
Менее года	9	(4)	5
От 1 до 5 лет	19	(9)	10
Свыше 5 лет	18	(6)	12
Итого	46	(19)	27

	На 31 декабря 2017 г.		
	Минимальные арендные платежи	Финансовые расходы	Текущая стоимость минимальных арендных платежей
Менее года	9	(4)	5
От 1 до 5 лет	24	(11)	13
Свыше 5 лет	21	(7)	14
Итого	54	(22)	32

¹ Оферта не предусмотрена.

² Выплаты по купону каждые три месяца.

³ Выплаты по купону в конце срока обращения.

⁴ На отчетную дату эти выпуски полностью или частично использованы в качестве инструмента по сделкам привлечения прочего финансирования.

⁵ Для купонного периода, действующего по состоянию на 31 декабря 2018 года.

⁶ По состоянию на 31 декабря 2018 года часть облигаций досрочно выкуплена.

Договоры финансовой аренды, заключенные Компанией, не содержат ограничительных условий, заключены на длительный срок и некоторые из них подразумевают выкуп оборудования по истечении арендного срока. Компания заключала договоры финансовой аренды как в рублях, так и в долларах. Компания получила в лизинг следующие объекты основных средств, которые отражены в составе статьи «Основные средства» (Примечание 24):

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Здания	4	4
Машины и оборудование	27	27
Транспортные средства	16	16
Итого первоначальная стоимость	47	47
Минус: накопленная амортизация	(24)	(18)
Итого остаточная стоимость основных средств, полученных в лизинг	23	29

Обязательства по производным финансовым инструментам

Краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам включают обязательства по сделкам валютно-процентного свопа. В рамках управления валютно-процентным риском Компания заключила сделки валютно-процентного свопа на продажу долларов США, позволяющие сбалансировать валюты выручки и обязательств, а также снизить абсолютный размер процентных ставок по привлеченному долговому финансированию. Сделки валютно-процентного свопа отражены в консолидированном балансе по справедливой стоимости. Метод определения справедливой стоимости сделок основывается на оценке текущей дисконтированной стоимости будущих денежных потоков с использованием данных консенсус-прогноза обменных курсов валют. Консенсус-прогноз учитывает прогноз ключевых международных банков и агентств. Основным источником информации для прогноза является система Bloomberg.

Ниже представлена информация о сделках с производными финансовыми инструментами:

	Период выпуска	Период возврата	Номинальная сумма на 31 декабря 2018 г.		Тип ставки	Справедливая стоимость обязательств на 31 декабря	
			млн долл. США	млрд руб. ¹		2018 г.	2017 г.
Свопы	2013	2018	-	-	плавающая	-	52
Свопы	2014	2019	1 010	70	плавающая	33	22
Итого			1 010	70		33	74

Сверка движений в финансовой деятельности в Отчете о движении денежных средств с балансовыми статьями обязательств:

	Долгосрочные кредиты и займы	Краткосрочные кредиты и займы	Обязательства по финансовой аренде	Прочие долгосрочные финансовые обязательства	Прочие краткосрочные финансовые обязательства	Краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам	Итого
Остаток на 1 января 2017 г.	1 889	1 475	22	4	4	98	3 492
Финансовая деятельность (денежное движение)							
Поступление/выплата кредитов и займов	(298)	644	-	144	192	-	682
Проценты уплаченные	(145)	(70)	(4)	-	-	-	(219)
Погашение прочих финансовых обязательств	-	-	(7)	(1)	-	(14)	(22)
Операционная и инвестиционная деятельность (неденежное движение)							
Изменения валютных курсов	(196)	96	-	(1)	1	-	(100)
Приобретение дочерних компаний, за вычетом полученных денежных средств	61	(8)	3	-	-	-	56
Зачет прочих финансовых обязательств	-	-	-	-	(105)	-	(105)
Приобретение	-	-	14	-	-	-	14
Финансовые расходы	134	91	4	-	-	-	229
Финансовые доходы	-	-	-	-	-	(10)	(10)
Прочие движения	-	(6)	-	-	1	-	(5)
Реклассификации	165	(165)	-	-	-	-	-
Остаток на 31 декабря 2017 г.	1 610	2 057	32	146	93	74	4 012
Финансовая деятельность (денежное движение)							
Поступление/выплата кредитов и займов	1 022	(933)	-	246	87	-	422
Проценты уплаченные	(189)	(78)	(4)	-	-	-	(271)
Погашение прочих финансовых обязательств	-	-	(6)	-	-	(57)	(63)
Обратный выкуп облигаций	(40)	-	-	-	-	-	(40)

¹ Эквивалент номинальной суммы по официальному курсу ЦБ Российской Федерации на 31 декабря 2018 года.

	Долгосрочные кредиты и займы	Краткосрочные кредиты и займы	Обязательства по финансовой аренде	Прочие долгосрочные финансовые обязательства	Прочие краткосрочные финансовые обязательства	Краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам	Итого
Операционная и инвестиционная деятельность (неденежное движение)							
Изменения валютных курсов	310	16	-	15	(1)	-	340
Зачет прочих финансовых обязательств	-	-	-	(126)	(164)	-	(290)
Финансовые расходы	198	58	4	4	1	15	280
Финансовые доходы	-	-	-	-	-	1	1
Реклассификации	341	(342)	1	(146)	146	-	-
Остаток на 31 декабря 2018 г.	3 252	778	27	139	162	33	4 391

31. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПРОЧИМ НАЛОГАМ

Краткосрочные обязательства по прочим налогам включают:

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	163	160
Налог на добавленную стоимость	121	78
Акцизы	27	26
Налог на имущество	10	10
Налог на доходы физических лиц	3	2
Прочие	3	2
Итого обязательства по прочим налогам	327	278

32. РЕЗЕРВЫ

	Обязательства, связанные с выбытием активов	Резерв на восстановление окружающей среды	Судебные, налоговые иски и прочие	Всего
Остаток на 1 января 2017 г., в том числе	178	41	13	232
Долгосрочные	174	28	1	203
Краткосрочные	4	13	12	29
	6	5	7	18
Резервы, созданные в течение года (Примечание 40)				
Увеличение/(уменьшение) обязательства в результате:				
Изменения оценочных данных	(5)	(1)	-	(6)
Изменения ставки дисконтирования	28	-	-	28
Курсовых разниц	(1)	-	-	(1)
Прошствия времени	14	3	-	17
Приобретение дочерних обществ (Примечание 7)	-	-	2	2
Использования	(2)	(7)	(7)	(16)
Остаток на 31 декабря 2017 г., в том числе	218	41	15	274
Долгосрочные	213	27	5	245
Краткосрочные	5	14	10	29
Резервы, созданные в течение года (Примечание 40)	9	7	10	26
Увеличение/(уменьшение) обязательства в результате:				
Изменения оценочных данных	(24)	-	9	(15)
Изменения ставки дисконтирования	(12)	-	-	(12)
Курсовых разниц	8	-	2	10
Прошствия времени	17	2	-	19
Использования	(3)	(6)	(6)	(15)
Остаток на 31 декабря 2018 г., в том числе	213	44	30	287
Долгосрочные	207	29	8	244
Краткосрочные	6	15	22	43

Обязательства, связанные с выбытием активов, и резервы на восстановление окружающей среды представляют собой оценку стоимости затрат на ликвидацию нефтегазовых активов, рекультивацию песчаных карьеров, шламовых амбаров, поврежденных земель, демонтажа трубопроводов и линий электропередач. В части ожидаемых платежей по обязательствам, связанным с выбытием активов, бюджет формируется на годовой основе. В зависимости от складывающейся экономической ситуации в Компании фактические расходы могут отличаться от сумм, заложенных в бюджете.

33. ПРЕДОПЛАТА ПО ДОЛГОСРОЧНЫМ ДОГОВОРАМ ПОСТАВКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

В течение 2013–2014 годов Компания подписала ряд долгосрочных контрактов на поставку нефти и нефтепродуктов, предусматривающих получение предоплаты. Суммарный минимальный объем будущих поставок по данным договорам изначально составлял примерно 400 млн т. Цена нефти и нефтепродуктов определяется на основе текущих рыночных котировок. Погашение предоплаты осуществляется путем физической поставки нефти и нефтепродуктов.

Поставки нефти и нефтепродуктов в счет уменьшения полученных предоплат осуществляются с 2015 года. Компания рассматривает данные договоры в качестве контрактов, которые были заключены с целью поставки товаров в рамках обычной деятельности.

	2018 г.	2017 г.
Остаток на 1 января	1 586	1 841
Получено	123	–
Погашено	(283)	(255)
Итого задолженность по долгосрочным контрактам на 31 декабря	1 426	1 586
Минус текущая часть	(354)	(264)
Остаток долгосрочной задолженности на 31 декабря	1 072	1 322

Зачет предоплаты по указанным контрактам составил 283 млрд руб. и 255 млрд руб. (7,03 млрд долл. США и 7,59 млрд долл. США по официальному курсу ЦБ Российской Федерации на даты предоплат, не подлежащие переоценке по текущему курсу) за 2018 и 2017 годы. Прочие долгосрочные обязательства

34. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ВКЛЮЧАЮТ

Прочие долгосрочные обязательства включают:

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Кредиторская задолженность по совместным проектам	1	23
Кредиторская задолженность по инвестиционной деятельности	2	4
Обязательства в рамках договоров совместной деятельности в Германии	21	14
Операционные обязательства дочерних банков	17	1
Прочие	5	3
Итого прочие долгосрочные обязательства	46	45

35. ПЕНСИОННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Планы с установленными взносами

Компания 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.

Компания также поддерживает корпоративный пенсионный план с заранее определенными взносами для финансирования негосударственных пенсий работников.

Пенсионные отчисления, отраженные в консолидированном отчете о прибылях и убытках, составили:

	2018 г.	2017 г.
Государственный Пенсионный фонд	52	53
НПФ «Нефтегарант»	12	7
Итого пенсионные отчисления	64	60

36. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

Обыкновенные акции

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов:

Разрешенные к выпуску обыкновенные акции:		
количество, млн шт.		10 598
сумма, млрд руб.		0,6
Выпущенные и полностью оплаченные акции:		
количество, млн шт.		10 598
сумма, млрд руб.		0,6
Номинальная стоимость 1 обыкновенной акции, руб.		0,01

22 июня 2017 года годовое Общее собрание акционеров утвердило дивиденды по обыкновенным акциям Компании по итогам 2016 года в размере 5,98 руб. на одну акцию, что в сумме составило 63,4 млрд руб.

29 сентября 2017 года внеочередное Общее собрание акционеров утвердило промежуточные дивиденды по обыкновенным акциям Компании по итогам первого полугодия 2017 года в размере 3,83 руб. на одну акцию, что в сумме составило 40,6 млрд руб.

21 июня 2018 года годовое Общее собрание акционеров утвердило дивиденды по обыкновенным акциям Компании по итогам 2017 года в размере 6,65 руб. на одну акцию, что в сумме составило 70,5 млрд руб.

28 сентября 2018 года внеочередное Общее собрание акционеров утвердило промежуточные дивиденды по обыкновенным акциям Компании по итогам первого полугодия 2018 года в размере 14,58 руб. на одну акцию, что в сумме составило 154,5 млрд руб.

Источником выплаты дивидендов является чистая прибыль ПАО «НК «Роснефть», определяемая в соответствии с требованиями, установленными действующим законодательством Российской Федерации.

Программа приобретения собственных акций

В соответствии с Программой приобретения акций на открытом рынке, в том числе в форме глобальных депозитарных расписок, удостоверяющих права на такие акции, одобренной Советом директоров в августе 2018 года (далее – «Программа»), могут быть приобретены обыкновенные акции ПАО «НК «Роснефть» в максимальном объеме до 2 млрд долл. США. Реализация Программы будет осуществляться с даты одобрения Советом директоров по 31 декабря 2020 года включительно.

Максимальный объем акций и глобальных депозитарных расписок, которые могут быть приобретены в рамках Программы, составит не более 340 000 000 шт. Программа нацелена на обеспечение высокой доходности для акционеров в случае существенной рыночной волатильности.

В течение 2018 года сделки по выкупу собственных акций не осуществлялись.

37. СПРАВЕДЛИВАЯ СТОИМОСТЬ ФИНАНСОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств определяется следующим образом:

- справедливая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств, торгуемых на активных ликвидных рынках, определяется в соответствии с рыночными котировками;
- справедливая стоимость прочих финансовых активов и финансовых обязательств определяется в соответствии с общепринятыми моделями на основе анализа дисконтированных денежных потоков с применением цен, используемых в существующих сделках на текущем рынке;
- справедливая стоимость производных финансовых инструментов определяется с использованием рыночных котировок. В том случае, когда такие котировки недоступны или не могут отражать рыночную ситуацию в условиях высокой волатильности рынка, справедливая стоимость определяется с использованием моделей оценки, основанных на допущениях, подтверждаемых наблюдаемыми рыночными ценами или ставками, действующими на отчетную дату.

Активы и обязательства Компании, которые оцениваются по справедливой стоимости на повторяющейся основе, представлены в соответствии с иерархией справедливой стоимости в таблице ниже.

	Оценка по справедливой стоимости на 31 декабря 2018 г.			
	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Итого
Активы				
Оборотные средства				
Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход	39	372	-	411
Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток	-	1	-	1
Внеоборотные средства				
Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход	-	18	-	18
Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток	-	110	-	110
Всего активов по справедливой стоимости	39	501	-	540
Обязательства				
Производные финансовые инструменты	-	(33)	-	(33)
Всего обязательств по справедливой стоимости	-	(33)	-	(33)

Справедливая стоимость финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток, а также производных финансовых инструментов, включенных в Уровень 2, оценивается по текущей стоимости предполагаемых будущих денежных потоков с использованием таких параметров, как рыночные котировки процентных ставок, форвардные курсы.

Учетная стоимость денежных средств и их эквивалентов и производных финансовых инструментов равна справедливой стоимости, отраженной в настоящей консолидированной финансовой отчетности. Учетная стоимость дебиторской и кредиторской задолженности, займов выданных, прочих финансовых активов и прочих финансовых обязательств приблизительно равна их справедливой стоимости, отраженной в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

В течение отчетного периода не было перемещения финансовых обязательств между уровнями 1 и 2.

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость (уровень 2)	
	2018 г.	2017 г.	2018 г.	2017 г.
Финансовые обязательства				
Финансовые обязательства, оцениваемые по амортизированной стоимости:				
Кредиты и займы с плавающей ставкой	(2 669)	(1 549)	(2 614)	(1 467)
Кредиты и займы с фиксированной ставкой	(1 361)	(2 118)	(1 316)	(2 038)
Обязательства по финансовой аренде	(27)	(32)	(30)	(36)

38. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

В настоящей консолидированной финансовой отчетности связанными считаются стороны, одна из которых имеет возможность контролировать или осуществлять значительное влияние на операционные и финансовые решения другой стороны. В 2018 и 2017 годах Компания осуществляла операции с акционерами и компаниями, контролируемые акционерами (включая предприятия, которые напрямую или косвенно контролируются Правительством Российской Федерации, а также группу компаний ВР, ассоциированными и совместными предприятиями, основным управленческим персоналом, пенсионными фондами (Примечание 35).

Связанные стороны могут осуществлять сделки, которые несвязанные стороны могут не проводить. Кроме того, такие сделки могут осуществляться на условиях, отличных от условий сделок между несвязанными сторонами.

Раскрытие операций со связанными сторонами представляется агрегированно для акционеров и компаний, контролируемых акционерами, ассоциированных и совместных предприятий, негосударственных пенсионных фондов. Помимо этого, в каждом периоде возможно дополнительное раскрытие отдельных существенных операций (остатков и оборотов) с отдельными связанными сторонами. В рамках текущей деятельности Компания осуществляет операции с другими компаниями, контролируемые государством. Тарифы на электроэнергию, транспортные тарифы на территории Российской Федерации регулируются Федеральной антимонопольной службой, уполномоченным органом Российской Федерации. Кредиты банков предоставляются исходя из рыночных процентных ставок. Налоги начисляются и уплачиваются в соответствии с применимым налоговым законодательством. Реализация нефти и нефтепродуктов связанным сторонам осуществляется в рамках обычной деятельности по ценам, существенно не отличающимся от средних рыночных цен.

Операции с акционерами и компаниями, контролируруемыми акционерами

Выручка от реализации и доходы

	2018 г.	2017 г.
Реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии	888	784
Вспомогательные услуги и прочая реализация	9	6
Финансовые доходы	19	26
	916	816

Затраты и расходы

	2018 г.	2017 г.
Производственные и операционные расходы	8	14
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке	97	73
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	500	473
Прочие расходы	21	15
Финансовые расходы	26	8
	652	583

Прочие операции

	2018 г.	2017 г.
Приобретение дочерних обществ и долей в ассоциированных предприятиях	(3)	-
Поступление кредитов	266	297
Выплата кредитов	(111)	(58)
Кредиты и займы выданные	(9)	-
Погашение кредитов и займов выданных	2	1
Депозиты размещенные	(69)	(7)
Депозиты погашенные	463	2

Остатки по счетам взаиморасчетов

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Активы		
Денежные средства и их эквиваленты	498	57
Дебиторская задолженность	77	68
Авансы выданные и прочие оборотные активы	65	61
Прочие финансовые активы	325	636
	965	822
Обязательства		
Кредиторская задолженность и начисления	47	32
Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	904	655
	951	687

Операции с совместными предприятиями

Покупка нефти у совместных предприятий осуществляется по ценам внутреннего российского рынка.

Выручка от реализации и доходы

	2018 г.	2017 г.
Реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии	13	11
Вспомогательные услуги и прочая реализация	3	10
Финансовые доходы	5	26
	21	47

Затраты и расходы

	2018 г.	2017 г.
Производственные и операционные расходы	3	5
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке	297	285
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	12	9
Прочие расходы	3	4
Финансовые расходы	1	1
	316	304

Прочие операции

	2018 г.	2017 г.
Приобретение долей в ассоциированных предприятиях и совместной деятельности	-	(8)
Кредиты и займы выданные	(6)	(2)
Погашение кредитов и займов выданных	29	127

Остатки по счетам взаиморасчетов

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Активы		
Дебиторская задолженность	3	6
Прочие финансовые активы	17	52
	20	58
Обязательства		
Кредиторская задолженность и начисления	141	85
Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	30	15
	171	100

Операции с ассоциированными предприятиями

Выручка от реализации и доходы

	2018 г.	2017 г.
Реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии	364	222
Вспомогательные услуги и прочая реализация	1	5
Финансовые доходы	4	-
	369	227

Затраты и расходы

	2018 г.	2017 г.
Производственные и операционные расходы	13	11
Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке	42	14
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	1	1
Прочие расходы	17	13
Финансовые расходы	2	-
	75	39

Прочие операции

	2018 г.	2017 г.
Кредиты и займы выданные	(31)	(32)
Погашение кредитов и займов выданных	17	-

Остатки по счетам взаиморасчетов

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Активы		
Дебиторская задолженность	26	33
Авансы выданные и прочие оборотные активы	13	1
Прочие финансовые активы	57	41
	96	75
Обязательства		
Кредиторская задолженность и начисления	16	8
Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	239	124
	255	132

Операции с негосударственными пенсионными фондами

Затраты и расходы

	2018 г.	2017 г.
Прочие расходы	12	7
	2018 г.	2017 г.
Поступление кредитов	7	-
Выплата кредитов	(4)	-

Остатки по счетам взаиморасчетов

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Обязательства		
Кредиторская задолженность и начисления	4	1
Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства	3	-
	7	1

Вознаграждение основному управленческому персоналу

В целях подготовки настоящей консолидированной финансовой отчетности к основному управленческому персоналу отнесены члены Правления ПАО «НК «Роснефть» и члены Совета директоров.

Краткосрочное вознаграждение членов Правления, с учетом ротации управленческого состава, включая заработную плату, премии и компенсационные выплаты с учетом налога на доходы физических лиц, составило 3 854 млн руб. и 3 927 млн руб. в 2018 и 2017 годах, соответственно (суммы не являющихся доходами членов Правления отчислений на социальное страхование, выплаченных в бюджет Российской Федерации в соответствии с требованиями законодательства, составили 567 и 579 млн руб.). Суммы краткосрочного вознаграждения членов Правления и членов Совета директоров за 2018 год раскрыты в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации о раскрытии информации эмитентами эмиссионных ценных бумаг. Решением годового Общего собрания акционеров 21 июня 2018 года было утверждено вознаграждение следующим членам Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» за период выполнения ими своих обязанностей: Шрёдеру Герхарду – в размере 600 000 долл. США (38,2 млн руб. по официальному курсу ЦБ Российской Федерации на 21 июня 2018 года); Алсуваиди Файзалу – в размере 530 000 долл. США (33,7 млн руб. по официальному курсу ЦБ Российской Федерации на 21 июня 2018 года); Варнигу Маттиасу – в размере 580 000 долл. США (36,9 млн руб. по официальному курсу ЦБ Российской Федерации на 21 июня 2018 года); Глазенбергу Айвану – в размере 530 000 долл. США (33,7 млн руб. по официальному курсу ЦБ Российской Федерации на 21 июня 2018 года); Хамфризу Дональду – в размере 580 000 долл. США (36,9 млн руб. по официальному курсу ЦБ Российской Федерации на 21 июня 2018 года). Указанные суммы не включают в себя компенсации командировочных расходов. Членам Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», являющимся государственными служащими (Белоусову Андрею Рэмовичу, Новаку Александру Валентиновичу), а также Председателю Правления ПАО «НК «Роснефть» Сечину Игорю Ивановичу, вознаграждения за выполнение обязанностей членов Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» в 2018 году не выплачиваются. Решением годового Общего собрания акционеров 22 июня 2017 года было утверждено вознаграждение следующим членам Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» за период выполнения ими своих обязанностей: Акимову Андрею Игоревичу – в размере 545 000 долл. США (32,7 млн руб. по официальному курсу ЦБ Российской Федерации на 22 июня 2017 года); Варнигу Маттиасу – в размере 580 000 долл. США (34,8 млн руб. по официальному курсу ЦБ Российской Федерации на 22 июня 2017 года); Вьюгину Олегу Вячеславовичу – в размере 580 000 долл. США (34,8 млн руб. по официальному курсу ЦБ Российской Федерации на 22 июня 2017 года); Хамфризу Дональду – в размере 565 000 долл. США (33,9 млн руб. по официальному курсу ЦБ Российской Федерации на 22 июня 2017 года). Указанные суммы не включают в себя компенсации командировочных расходов. Членам Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», являющимся государственными служащими (Белоусову Андрею Рэмовичу, Новаку Александру Валентиновичу), а также Председателю Правления ПАО «НК «Роснефть» Сечину Игорю Ивановичу, вознаграждения за выполнение обязанностей членов Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» в 2017 году не выплачиваются.

39. ОСНОВНЫЕ ДОЧЕРНИЕ ОБЩЕСТВА

Ниже приведен перечень наиболее существенных предприятий Компании с учетом различий в видах деятельности:

	2018 г.		2017 г.			
	Всего акции, %	Голос. акции, %	Всего акции, %	Голос. акции, %		
Разведка и добыча						
АО «Оренбургнефть»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	100,00	100,00	100,00	100,00
АО «Самотлорнефтегаз»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	100,00	100,00	100,00	100,00
АО «Ванкорнефть»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	50,10	50,10	50,10	50,10
ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	100,00	100,00	100,00	100,00
ПАО АНК «Башнефть»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	60,33	70,93	60,33	70,93
Нефтепереработка и сбыт						
АО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»	Россия	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00	100,00	100,00
АО «Ангарская нефтехимическая компания»	Россия	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00	100,00	100,00
АО «Новокуйбышевский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00	100,00	100,00
АО «Сызранский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00	100,00	100,00
АО «Ачинский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00	100,00	100,00
АО «Куйбышевский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «РН-Туапсинский нефтеперерабатывающий завод»	Россия	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «РН-Бункер»	Россия	Реализация нефтепродуктов	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «РН-Аэро»	Россия	Реализация нефтепродуктов	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «РН-Коммерция»	Россия	Реализация нефтепродуктов	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «РН-Трейд»	Россия	Инвестиционная деятельность	100,00	100,00	100,00	100,00
Rosneft Trading S.A.	Швейцария	Реализация нефтепродуктов	100,00	100,00	100,00	100,00
Rosneft Deutschland GmbH	Германия	Реализация нефтепродуктов	100,00	100,00	100,00	100,00
Прочие						
АО «РН Холдинг»	Россия	Холдинговая компания	100,00	100,00	100,00	100,00
АО «Всероссийский банк развития регионов» (ВБРР)	Россия	Банковские услуги	98,34	98,34	98,34	98,34

			2018 г.		2017 г.	
			Всего акции, %	Голос. акции, %	Всего акции, %	Голос. акции, %
ООО «РН-ГАЗ»	Россия	Холдинговая компания	100,00	100,00	100,00	100,00
Rosneft Singapore Pte. Ltd.	Сингапур	Холдинговая компания	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «РН-Иностранные проекты»	Россия	Холдинговая компания	100,00	100,00	100,00	100,00
Rosneft Holdings LTD S.A.	Люксембург	Холдинговая компания	100,00	100,00	100,00	100,00
TOC Investments Corporation Limited	Кипр	Прочие услуги	100,00	100,00	100,00	100,00

40. УСЛОВНЫЕ АКТИВЫ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Политико-экономическая ситуация

В России продолжаются экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечает требованиям рыночной экономики. Стабильность российской экономики в будущем будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности предпринимаемых правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

Негативное влияние на российскую экономику оказывают санкции, введенные против России некоторыми странами. Процентные ставки в рублях остаются высокими. Совокупность этих факторов привела к снижению доступности капитала и увеличению его стоимости, а также к повышению неопределенности относительно дальнейшего экономического роста, что может негативно повлиять на финансовое положение, результаты деятельности и экономические перспективы Компании. Руководство Компании предпринимает надлежащие меры по поддержанию экономической устойчивости Компании в текущих условиях.

Компания также имеет вложения в дочерние общества и совместные предприятия и авансы выданные контрагентам в иностранных юрисдикциях. Помимо коммерческих рисков, являющихся неотъемлемой частью любой инвестиционной деятельности, активам в ряде регионов деятельности Компании присущи политические, экономические и налоговые риски, которые также анализируются Компанией на регулярной основе.

Компания на постоянной основе осуществляет мониторинг проектов в Венесуэле, реализуемых с ее участием. Коммерческие отношения с венесуэльской государственной нефтяной компанией PDVSA осуществляются на основании действующих контрактов и в соответствии с применимыми нормами международного и местного законодательства.

Гарантии и возмещения

В рамках операционной деятельности ПАО «НК «Роснефть» действует безусловная неограниченная бессрочная гарантия (поручительство), предоставленная в 2013 году в пользу Правительства Норвегии и норвежских государственных органов, предусматривающая полное покрытие потенциальных обязательств компании RN Nordic Oil AS в отношении ее операционной деятельности на Норвежском континентальном шельфе. Предоставление гарантии материнской компании по обязательствам RN Nordic Oil AS в отношении экологических рисков является императивным требованием законодательства Норвегии и является условием для выдачи RN Nordic Oil AS лицензии на работу на Норвежском шельфе совместно с компанией Equinor (до июля 2018 года – Statoil ASA).

В рамках реализации сотрудничества ПАО «НК «Роснефть» с компаниями Eni S.p.A, Equinor (до июля 2018 года – Statoil ASA) и ExxonMobil Oil Corporation по проектам на шельфе Российской Федерации, действуют предоставленные в 2013 и 2014 годах взаимные гарантии, которые являются неограниченными, безусловными и бессрочными.

В рамках реализации сотрудничества ПАО «НК «Роснефть» и ExxonMobil Oil Corporation по трудноизвлекаемому запасам нефти и газа в Западной Сибири действует соглашение, предусматривающее предоставление сторонами взаимных гарантий, которые являются неограниченными, безусловными и бессрочными.

В рамках реализации сотрудничества в области трудноизвлекаемых запасов нефти и газа в четвертом квартале 2015 года ПАО «НК «Роснефть» и Equinor (до июля 2018 года – Statoil ASA) предоставили взаимные гарантии исполнения обязательств аффилированными лицами сторон. Гарантии являются неограниченными, безусловными и бессрочными.

В рамках операционной деятельности ПАО «НК «Роснефть» в 2018 году были выпущены безусловные безотзывные гарантии (поручительства), предоставленные в пользу Правительства Республики Мозамбик, предусматривающие покрытие потенциальных обязательств в отношении проведения геологоразведочных работ на Мозамбикском континентальном шельфе (4 года).

В рамках инвестиционной деятельности Компания выдала гарантии и поручительства в пользу третьих лиц на сумму, не превышающую 57 млрд руб. По состоянию на отчетную дату Компания оценивает вероятность возникновения финансовых обязательств по данным гарантиям и поручительствам как крайне низкую.

Судебные иски

ПАО «НК «Роснефть» и ее дочерние общества вовлечены в ряд судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления их деятельности. По мнению руководства Компании, конечный результат таких судебных разбирательств не будет иметь существенного влияния на результаты деятельности или финансовое положение Компании.

Налогообложение

Система налогообложения в Российской Федерации постоянно развивается и меняется. Законодательство в области налогообложения не всегда четко сформулировано. Нередки случаи расхождения во мнениях при его интерпретации между налогоплательщиками, Федеральной налоговой службой, ее территориальными органами и Министерством финансов Российской Федерации.

В соответствии с законодательством Российской Федерации показатели налоговой отчетности подлежат проверке в течение трех последующих лет. Проведение выездной или камеральной налоговой проверки налоговой декларации, относящейся к этому году, не означает, что не может быть проведена повторная налоговая проверка за период, не превышающий трех календарных лет, предшествующих году ее начала.

В соответствии с российским налоговым законодательством при обнаружении налоговым органом фактов занижения налоговых обязательств могут быть начислены штрафы и пени, сумма которых может быть существенной по отношению к сумме выявленных налоговых нарушений.

В отчетном периоде налоговые органы продолжали выездные налоговые проверки ПАО «НК «Роснефть» и отдельных дочерних обществ по результатам деятельности за 2014-2017 годы.

По мнению руководства Компании, результаты проверок не окажут существенного влияния на консолидированное финансовое положение или результаты операций.

В рамках налогового контроля за соответствием уровня цен в сделках между взаимозависимыми лицами в течение 2012–2018 годов Компания и Федеральная налоговая служба (далее – «ФНС России») подписали ряд соглашений о ценообразовании в отношении сделок по реализации нефти на внутреннем рынке, а также сделок по переработке сырья.

К настоящему моменту ФНС России не воспользовалась правом на проведение налоговых проверок по контролю за соблюдением правил трансфертного ценообразования за 2012–2015 годы и данные периоды закрыты для мероприятий налогового контроля. В отношении последующих периодов Компанией предоставляются в ФНС Российской Федерации и территориальные налоговые органы в необходимом объеме пояснения по совершенным сделкам. Компания считает, что риски толкования норм налогового законодательства по контролю за трансфертным ценообразованием при совершении внутригрупповых сделок за двенадцать месяцев 2018 года и ранее не окажут существенного влияния на ее финансовое положение и результаты деятельности. С 1 января 2012 года создана консолидированная группа налогоплательщиков (далее – «КГН»), в состав которой вошли ПАО «НК «Роснефть» и 21 ее дочернее общество. ПАО «НК «Роснефть» определено ответственным участником КГН. В настоящее время в соответствии с условиями заключенного соглашения количество участников консолидированной группы налогоплательщиков составляет 64 общества.

Компания надлежащим образом учитывает требования налогового законодательства Российской Федерации в области деофшоризации, включая правила налогообложения прибыли контролируемых иностранных компаний, при расчете текущих и отложенных расходов по налогу на прибыль.

В целом, руководство считает, что Компания уплатила и начислила все установленные законом налоги. Применительно к сделкам, в отношении которых существует неопределенность касательно налогов, Компания начислила налоговые обязательства в соответствии с лучшей оценкой руководства вероятного оттока ресурсов, которые потребуются для урегулирования указанных обязательств.

Инвестиционные обязательства

Компания и ее дочерние общества вовлечены в программы по геологоразведке и разработке месторождений, а также по переоснащению перерабатывающих и сбытовых предприятий. Бюджет данных проектов формируется на годовой основе.

Общая сумма законтрактованных, но еще не исполненных поставок, которые относятся к строительству и приобретению имущества, машин и оборудования, составила 758 млрд руб. и 716 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2018 и 31 декабря 2017 годы соответственно.

Обязательства по охране окружающей среды

Компания проводит периодическую оценку своих обязательств по охране окружающей среды в соответствии с законодательством об охране окружающей среды. Обязательства отражаются в консолидированной финансовой отчетности по мере выявления. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате изменений действующего законодательства, регулирования гражданских споров или изменений в нормативах, не могут быть оценены с достаточной точностью, но они могут оказаться существенными. При существующей системе контроля руководство Компании считает, что в настоящий момент не имеется существенных обязательств, связанных с нанесением ущерба окружающей среде, помимо тех, которые отражены в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

41. ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СВЯЗАННОЙ С РАЗВЕДКОЙ И ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ И ГАЗА (НЕАУДИРОВАННЫЕ ДАННЫЕ)

Раскрытие информации по запасам нефти и газа не является требованием МСФО. Хотя эта информация была подготовлена с необходимой тщательностью и добросовестно раскрывается, необходимо отметить, что представленные данные представляют собой наилучшую оценку руководства. Соответственно, данная информация может не отражать текущие финансовые условия Компании и ее будущие финансовые результаты.

Деятельность Компании осуществляется в основном на территории России, т.е. в пределах одной географической зоны.

Капитализированные затраты, связанные с добычей нефти и газа

Дочерние общества и совместные операции

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Стоимость основных средств, относящихся к доказанным запасам нефти и газа	9 377	8 333
Стоимость основных средств, относящихся к недоказанным запасам нефти и газа	380	386
Итого капитализированные затраты	9 757	8 719
Накопленные износ, истощение и убытки от обесценения	(3 183)	(2 628)
Чистые капитализированные затраты	6 574	6 091

Затраты, связанные с приобретением активов, разведкой и освоением запасов нефти и газа

Дочерние общества и совместные операции

За годы, оканчивающиеся 31 декабря:

	2018 г.	2017 г.
Затраты на приобретение активов, относящихся к доказанным запасам нефти и газа	2	193
Затраты на приобретение активов, относящихся к недоказанным запасам нефти и газа	12	123
Затраты на геологоразведочные работы	40	45
Затраты на разработку	951	876
Итого затраты	1 005	1 237

Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа

Дочерние общества и совместные операции

За годы, оканчивающиеся 31 декабря:

	2018 г.	2017 г.
Выручка	4 603	3 138
Затраты на добычу (не включая налоги)	(407)	(379)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(99)	(104)
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	(16)	(15)
Износ, истощение и амортизация, убытки от обесценения и ликвидации	(536)	(478)
Налоги, кроме налога на прибыль	(2 341)	(1 574)
Налог на прибыль	(246)	(120)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	958	468

Информация об объемах запасов

Начиная с 2014 года Компания раскрывает данные о размерах запасов в соответствии с «Системой управления углеводородными ресурсами» (Petroleum Resources Management System (PRMS)). Для оценки запасов на 31 декабря 2018 и 2017 годы. Компанией были использованы данные по объемам запасов нефти и газа, полученные в результате проведения независимой оценки специалистами фирмы «ДеГольер энд МакНотон». Доказанные запасы представляют собой расчетные объемы запасов нефти и газа, которые на основании анализа данных геологических и инженерных исследований могут быть оценены с обоснованной степенью уверенности как промышленно извлекаемые из существующих месторождений в будущих периодах при определенных экономических и операционных условиях. В некоторых случаях для извлечения таких запасов могут потребоваться значительные капиталовложения в скважины и вспомогательное оборудование. Доказанные запасы также включают дополнительные объемы запасов нефти и газа, которые будут извлечены после окончания сроков действия имеющихся

лицензионных соглашений или возникнут в результате проведения вторичных или третичных процессов добычи, успешно опробованных и проверенных на их экономическую выгоду. Доказанные разрабатываемые запасы представляют собой объемы нефти и газа, которые предполагается извлечь из существующих скважин при помощи существующего оборудования и путем применения существующих методов добычи. Доказанные неразрабатываемые запасы нефти и газа включают в себя запасы, которые могут быть добыты из дополнительных, еще не пробуренных скважин, или из существующих скважин в случае, если требуются существенные затраты для перевода этих скважин на другие горизонты. Запасы, которые могут быть добыты из дополнительных скважин, ограничиваются теми скважинами, которые определенно будут продуктивными после бурения. В результате отраслевой специфики и ограниченного характера данных по месторождениям, оценки запасов могут изменяться по мере поступления дополнительной информации.

Руководство Компании включило в состав доказанных запасов объемы, которые Компания собирается извлечь после окончания срока действия существующих лицензий. Сроки окончания действия имеющихся лицензий на разработку и добычу углеводородов, в целом по Компании находятся в интервале от 2019 до 2022 годов, при этом сроки действия лицензий на наиболее существенные месторождения истекают между 2038 и 2150 годами. В соответствии с действующей редакцией Закона Российской Федерации «О недрах», в настоящее время действует условие выдачи лицензий на срок эксплуатации месторождения полезных ископаемых, исчисляемый исходя из технико-экономического обоснования разработки месторождения полезных ископаемых, обеспечивающего рациональное использование и охрану недр. В соответствии с этим, по мере окончания сроков действия лицензий, выданных на условиях старой редакции Закона Российской Федерации «О недрах», Компания продлевает сроки действия лицензий на право добычи углеводородного сырья на срок до окончания эксплуатации месторождения. Продление лицензий зависит от соблюдения требований действующих условий пользования недрами. По состоянию на дату отчетности, Компания выполняет все существенные условия пользования недрами и намеревается выполнять их в будущем.

Объемы чистых расчетных доказанных запасов жидких углеводородов и товарного газа Компании, а также их изменения за годы, оканчивающиеся 31 декабря 2018 и 2017 годов, представлены в таблице в миллионах баррелей нефтяного эквивалента (данные по добыче жидких углеводородов были переведены из тонн в баррели с использованием индивидуальных коэффициентов по месторождениям; данные по добыче товарного газа были переведены из кубических метров в баррели нефтяного эквивалента по усредненному расчетному коэффициенту).

Доказанные запасы дочерних обществ и совместных операций

	2018 г. млн барр.н.э.	2017 г. млн барр.н.э.
Запасы на начало года	43 781	43 217
Пересмотр предыдущих оценок запасов	1 183	909
Прирост запасов в результате доразведки, освоения и открытия новых запасов	1 289	1 046
Увеличение нефтеотдачи	1	1
Приобретение новых запасов	-	470
Добыча	(1 896)	(1 862)
Запасы на конец года	44 358	43 781
Доказанные разрабатываемые запасы	20 838	20 436
Доля меньшинства в доказанных запасах	3 446	2 049
Доля меньшинства в доказанных разрабатываемых запасах	1 605	1 306

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков и изменения, связанные с данными о доказанных запасах нефти и газа

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств, относится к вышеуказанным запасам нефти и газа, рассчитанным в соответствии с PRMS. Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи нефти и газа вычисляются на основе применения цен реализации на нефть, конденсат и газ, используемых Компанией при долгосрочном планировании, к объемам чистых расчетных доказанных запасов на конец года. Будущие затраты на разработку и добычу представляют собой расчетные будущие затраты, необходимые для разработки и добычи расчетных доказанных запасов на конец года на основе текущих затрат и расходов, и прогнозов. В определенных случаях применялись будущие значения выше или ниже текущих в зависимости от предполагаемых изменений в условиях эксплуатации.

Предполагаемые суммы налога на прибыль будущих периодов рассчитываются путем применения налоговых ставок, действовавших на конец отчетного периода. Эти ставки отражают разрешенные вычеты из налогооблагаемой прибыли и налоговые кредиты и применяются к расчетным будущим чистым денежным потокам до налогообложения (за вычетом базы налогообложения соответствующих активов).

Дисконтированные будущие чистые денежные потоки рассчитываются с использованием 10%-ного коэффициента дисконтирования. Дисконтирование требует последовательных ежегодных оценок расходов будущих периодов, в течение которых будут извлечены указанные запасы.

Представленная в таблице информация не отражает оценки руководства в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков или стоимости доказанных запасов нефти и газа Компании. Оценки доказанных запасов изменяются по мере поступления новых данных. Более того, вероятные и возможные запасы, которые могут в будущем перейти в категорию доказанных, из расчетов исключаются. Данная оценка требует допущений относительно сроков и будущих затрат на разработку и добычу. Расчеты не должны использоваться в качестве показателя будущих денежных потоков Компании или стоимости ее запасов нефти и газа.

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков

Дочерние общества и совместные операции

	2018 г.	2017 г.
Поступление денежных средств будущих периодов	123 444	79 122
Затраты будущих периодов на освоение	(6 575)	(6 105)
Затраты будущих периодов на добычу	(75 728)	(42 748)
Налог на прибыль будущих периодов	(9 670)	(5 206)
Чистые денежные потоки будущих периодов	31 471	25 063
Дисконт по расчетным срокам денежных потоков	(20 495)	(15 996)
Чистые дисконтированные денежные потоки будущих периодов	10 976	9 067

Доля прочих (неконтролирующих) акционеров в дисконтированной стоимости будущих потоков денежных средств

Дочерние общества и совместные операции

	2018 г.	2017 г.
Доля прочих (неконтролирующих) акционеров в дисконтированной стоимости будущих потоков денежных средств	832	717

Изменения, связанные с данными о доказанных запасах нефти и газа

Дочерние общества и совместные операции








	2018 г.	2017 г.
Дисконтированная стоимость будущих потоков денежных средств на начало года	9 067	10 344
Реализация и передача добытых нефти и газа за вычетом себестоимости и налогов, за исключением налога на прибыль	(1 756)	(1 081)
Изменение стоимостных оценок, нетто	3 514	(1 689)
Изменение будущих затрат на освоение	(969)	(1 185)
Затраты на разработку за период	951	876
Пересмотр предыдущих данных о запасах	466	188
Увеличение запасов за счет открытия новых запасов, за вычетом соответствующих затрат	508	216
Чистое изменение налога на прибыль	(1 712)	252
Начисление дисконта	907	1 034
Изменения за счет покупки месторождений	-	112
Чистые дисконтированные денежные потоки будущих периодов	10 976	9 067






Доля Компании в затратах, запасах и будущих потоках денежных средств ассоциированных и совместных предприятий














	Единица измерения	2018 г.	2017 г.
Доля в капитализированных затратах, связанных с добычей нефти и газа (итого)	млрд руб.	285	250
Доля в результатах деятельности по добыче нефти и газа (итого)	млрд руб.	74	42
Доля в расчетных доказанных запасах нефти и газа	млн барр. н.э.	2 004	2 078
Доля в расчетных доказанных разрабатываемых запасах нефти и газа	млн барр. н.э.	1 122	1 119
Доля в дисконтированной стоимости будущих потоков денежных средств	млрд руб.	673	483

Условные обозначения

Типы рисков	Направления деятельности
 Отраслевые риски	 Разведка и добыча
 Страновые и региональные риски	 Газовый бизнес
 Финансовые риски	 Переработка, нефтехимия, коммерция и логистика
 Правовые риски	 Промышленная безопасность
	 Корпоративные функции

Тип риска	Направление деятельности	Наименование риска	Описание риска	Куратор риска	Практика управления риском в Компании
		Риск производственного травматизма	Риск производственного травматизма связан с получением работниками Компании и подрядчиками травм с потерей трудоспособности.	Вице-президент по промышленной безопасности, охране труда и экологии	<p>В ПАО «НК «Роснефть» функционирует система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды, которая объединяет ресурсы и процедуры, необходимые как для предупреждения, так и для реагирования на опасные события. Основные мероприятия по управлению риском производственного травматизма среди прочего включают:</p> <ul style="list-style-type: none"> обучение (включая инструктажи) и проверку знаний (аттестацию) по вопросам охраны труда и промышленной безопасности; реализацию целевых программ, направленных на повышение культуры безопасности на производстве; проведение акций по безопасности труда в Обществах Группы; контроль соблюдения работниками Компании и подрядных организаций требований промышленной безопасности и охраны труда, а также технологической дисциплины; включение в договоры подряда ответственности за нарушение требований производственной безопасности, разработку и утверждение регламентов взаимоотношений с контрагентами.
	   	Рыночные риски	<p>Рыночные риски включают в себя ценовой риск, валютный риск и процентный риск. Ценовой риск – возможное неблагоприятное изменение финансовых показателей Компании, обусловленное изменением цен на закупаемые и реализуемые нефть, нефтепродукты, газ, продукты газопереработки и нефтехимии (в том числе вследствие реализации мер, направленных на стабилизацию ситуации на рынке нефтепродуктов, включая меры по сдерживанию уровня цен). Валютный риск – возможное неблагоприятное изменение финансовых показателей Компании, обусловленное колебаниями валютных курсов. Процентный риск – возможное неблагоприятное изменение финансовых показателей Компании, обусловленное колебаниями рыночных процентных ставок.</p>	<p>Ценовой риск: вице-президент по переработке, нефтехимии, коммерции и логистике</p> <p>Валютный и процентный риски: первый вице-президент по экономике и финансам</p>	<p>«Роснефть» располагает достаточными возможностями для перераспределения товарных потоков в случае возникновения значительной ценовой разницы между внутренним и международным рынками, а также в состоянии оперативно сократить капитальные и операционные затраты, чтобы выполнить свои обязательства при резком снижении цен на нефть, газ и нефтепродукты. Учитывая валютную структуру выручки и обязательств, Компания в своей деятельности также подвержена валютному риску. Стратегия управления данным риском предусматривает использование комплексного подхода, учитывающего возможность применения естественного (экономического) хеджирования. Также в целях осуществления краткосрочного управления валютным риском Компания осуществляет выбор валюты, в которой хранятся свободные денежные остатки, между российским рублем, долларом США и другими иностранными валютами. Компания проводит анализ подверженности риску изменений процентных ставок, включая моделирование различных сценариев для оценки влияния изменения процентной ставки на финансовые показатели.</p>

Тип риска	Направление деятельности	Наименование риска	Описание риска	Куратор риска	Практика управления риском в Компании
		Снижение качества углеводородного сырья, поставляемого в переработку	Неблагоприятное изменение финансовых и операционных показателей Компании в результате снижения качества поставляемого сырья на переработку.	Вице-президент по нефтепереработке	Компания имеет ограниченное влияние на качество поставляемого сырья на нефтеперерабатывающие заводы через систему магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть». В рамках реагирования Компания осуществляет следующие мероприятия по управлению риском: <ul style="list-style-type: none"> - сравнительный анализ фактического качества сырья с плановым для своевременного внесения изменений в текущий производственный план; - компенсацию изменения качества и состава сырья ассортиментом перерабатываемого сырья; - внесение корректировок в технологический режим работы установок.
		Риск получения претензий налоговых органов и потери права применения налоговых льгот	Риск финансовых потерь в результате предъявления претензий налоговых органов или утраты права на применение Компанией налоговых льгот.	Первый вице-президент по экономике и финансам	ПАО «НК «Роснефть» осуществляет постоянный мониторинг изменений налогового законодательства, оценивает и прогнозирует степень их возможного влияния на деятельность Компании, следит за тенденциями правоприменительной практики, учитывает изменения законодательства в своей деятельности. Специалисты Компании регулярно принимают участие в различных рабочих группах по разработке законопроектов в сфере налогового законодательства.
		Кредитный риск по договорам поставки нефти, нефтепродуктов, газа, продуктов газопереработки и нефтехимии	Возможность возникновения потерь вследствие неисполнения, несвоевременного либо неполного исполнения сторонним контрагентом своих обязательств перед Компанией по доходным и расходным договорам ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы.	Вице-президент по переработке, нефтехимии, коммерции и логистике	В рамках управления кредитным риском в Компании среди прочих исполняются следующие мероприятия по управлению риском: <ul style="list-style-type: none"> - применение обеспечительных мер для покрытия кредитных рисков (банковская гарантия, аккредитив и т. д.) по контрактам; - увеличение частоты оценки финансового состояния контрагентов по крупным сделкам с кредитным риском без обеспечения по контрактам; - использование программного обеспечения в процессе формирования отгрузки и выписки первичных документов с возможностью установки условий оплаты для каждого контрагента в разрезе каждого договора для контроля лимитов.
		Риск вынесения негативных судебных актов по спорам, в которых участвует Компания	Риск финансовых потерь Компании в результате принятия судами негативных судебных актов по спорам, в которых участвует Компания.	Статс-секретарь – вице-президент	ПАО «НК «Роснефть» на постоянной основе осуществляет мониторинг законодательства, судебной и правоприменительной практики, активно применяя их при разрешении правовых вопросов, возникающих в процессе осуществления деятельности Компании, в том числе в целях защиты своих прав и законных интересов в судах. ПАО «НК «Роснефть» вовлечено в ряд судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления его деятельности. В случае изменения правоприменительной практики и принятия негативных судебных актов по спорам, в которых участвует Компания, воздействие конечного результата разбирательства на финансово-хозяйственную деятельность Компании оценивается как низкое.
		Риск недостижения планового уровня добычи нефти и газового конденсата	Риск связан с недостижением планового уровня добычи нефти и газового конденсата, определенного в утвержденном бизнес-плане Компании (в том числе вследствие обеспечения обязательств Российской Федерации в рамках международных соглашений, включая сдерживание добычи в рамках договоренностей ОПЕК).	Первый вице-президент по разведке и добыче	«Роснефть» является мировым лидером по объему запасов нефти и обладает значительным потенциалом к увеличению ресурсной базы. На протяжении многих лет коэффициент замещения доказанных запасов углеводородов (по классификации SEC) намного превышает 100%. «Роснефть» намерена и дальше обеспечивать замещение не менее 100% добычи природом доказанных запасов углеводородов (по классификации SEC). Среди основных мероприятий по управлению данным риском выделяются: <ul style="list-style-type: none"> - постоянный мониторинг и своевременная корректировка программы эксплуатационного бурения; - мониторинг выполнения программы геолого-технических мероприятий; - регулярный мониторинг статуса реализации крупных проектов со своевременным внесением изменений в планы по развитию Крупных проектов.

Тип риска	Направление деятельности	Наименование риска	Описание риска	Куратор риска	Практика управления риском в Компании
		Риск недостижения планового уровня добычи природного газа и газового конденсата	Риск связан с недостижением планового уровня добычи природного газа и газового конденсата, определенного в утвержденном бизнес-плане Компании.	Вице-президент по газовому бизнесу	Среди основных мероприятий по управлению риском недостижения планового уровня добычи природного газа и газового конденсата выделяются: <ul style="list-style-type: none"> - обеспечение фактического режима работы скважин, не превышающего допустимый; - своевременная актуализация планов и бюджетов плановых ремонтов, контроль выполнения остановочных ремонтов; - соблюдение графиков строительства и ввода новой инфраструктуры.
	 	Риск реализации международных проектов	Компания осуществляет проекты в различных регионах мира, в некоторых из них существуют значительные риски, связанные с нестабильностью политической, социальной и экономической обстановки. Реализация данных рисков может в значительной степени повлиять на успешность данных проектов.	В части разведки и добычи: первый вице-президент по разведке и добыче В части коммерции и логистики: вице-президент по коммерции и логистике	В случае возникновения рисков, связанных с политической, экономической и социальной ситуацией в регионах присутствия ПАО «Роснефть», менеджмент Компании предпримет все возможные меры по ограничению их негативного влияния. Параметры проводимых мероприятий будут зависеть от особенностей создавшейся ситуации в каждом конкретном случае и в том числе могут включать мероприятия по проведению переговоров с органами государственной власти, сокращению операционных затрат, оптимизации инвестиционной программы, а также по обеспечению безопасности сотрудников.
		Риск аварии	Риск разрушения сооружений и/или технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемый взрыв и/или выброс опасных веществ	Вице-президент по промышленной безопасности, охране труда и экологии	В ПАО «НК «Роснефть» функционирует система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды, которая объединяет ресурсы и процедуры, необходимые как для предупреждения, так и для реагирования на опасные события. Основные мероприятия по управлению риском аварии среди прочего включают: <ul style="list-style-type: none"> - контроль включения в проектную и рабочую документацию архитектурных, функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, обеспечивающих соблюдение требований ПБОТОС; - аттестацию работников по промышленной безопасности; - обеспечение своевременного проведения необходимых экспертиз, освидетельствований, ревизий и диагностики эксплуатируемого оборудования, зданий и сооружений; - обеспечение своевременного проведения ремонта производственных объектов; - контроль соблюдения работниками Компании и подрядных организаций требований промышленной безопасности, а также технологической дисциплины; - включение в договоры подряда ответственности за нарушение требований производственной безопасности, разработку и утверждение регламентов взаимоотношений с контрагентами.
		Невыполнение плана ремонтов в бизнес-блоке «Нефтепереработка»	Риск снижения финансовых и операционных показателей Компании в результате неисполнения плановых графиков по проведению ремонтных работ на производственных объектах бизнес-блока «Нефтепереработка».	Вице-президент по переработке	Основные мероприятия по управлению риском включают: <ul style="list-style-type: none"> - мониторинг исполнения договоров в части сроков поставок; - ведение реестра добросовестных подрядчиков; - выставление претензий за невыполнение условий договора.
	  	Риск роста цен покупки электроэнергии	Риск связан с волатильностью цены покупки электроэнергии в ценовых зонах оптового рынка, с индексацией тарифов на передачу электроэнергии, а также с установлением надбавок к цене на мощность.	Вице-президент по энергетике, локализации и инновациям	ПАО «НК «Роснефть» имеет ограниченное влияние на цену покупки мощности, электроэнергии и на цену ее передачи. В рамках планирования своей деятельности Компания учитывает влияние изменения стоимости электроэнергии на свою деятельность, а также принимает во внимание прогнозы по изменению рыночных и регулируемых цен.

Настоящий отчет о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления (далее – Отчет) рассмотрен Советом директоров ПАО «НК «Роснефть» на заседании 16 апреля 2019 года (протокол от 17 апреля 2019 года № 22) в составе Годового отчета по итогам 2018 года.

Совет директоров подтверждает, что приведенные в настоящем Отчете данные содержат полную и достоверную информацию о соблюдении ПАО «НК «Роснефть» принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления в 2018 году¹.

Оценка соблюдения принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления осуществляется ПАО «НК «Роснефть» на основании методики, рекомендованной Банком России письмом от 17 февраля 2016 года № ИН-06-52/8 «О раскрытии в годовом отчете публичного акционерного общества отчета о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления». Краткое описание существенных аспектов модели и практики корпоративного управления ПАО «НК «Роснефть» содержится в разделе 5 «Система корпоративного управления» Годового отчета ПАО «НК «Роснефть» за 2018 год.

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус ² соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения ³ отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
11. Общество должно обеспечивать равное и справедливое отношение ко всем акционерам при реализации ими права на участие в управлении обществом.				
11.1	Общество создает для акционеров максимально благоприятные условия для участия в общем собрании, условия для выработки обоснованной позиции по вопросам повестки дня общего собрания, координации своих действий, а также возможность высказать свое мнение по рассматриваемым вопросам.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В открытом доступе находится внутренний документ общества, утвержденный общим собранием акционеров и регламентирующий процедуру проведения общего собрания. 2. Общество предоставляет доступный способ коммуникации с обществом, такой как «горячая линия», электронная почта или форум в интернете, позволяющий акционерам высказать свое мнение и направить вопросы в отношении повестки дня в процессе подготовки к проведению общего собрания. Указанные действия предпринимались обществом накануне каждого общего собрания, прошедшего в отчетный период. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается 	<p>В целях эффективного взаимодействия ПАО «НК «Роснефть» со своими акционерами обеспечена работа следующих каналов коммуникации: горячей линии для акционеров, почтовой и электронной связи (электронной почты), факса.</p> <p>Создание специального форума в сети интернет нецелесообразно, принимая во внимание действующие альтернативные способы коммуникации, возможность обсудить вопросы повестки дня в рамках собрания, а также, при необходимости, с использованием социальных сетей, на страницах ПАО «НК «Роснефть», информация о которых размещена на официальном сайте ПАО «НК «Роснефть».</p> <p>В опытно-промышленную эксплуатацию введена автоматизированная информационная система корпоративного управления. С 1 марта 2019 года планируется полномасштабное введение в действие данной информационной системы, что позволит повысить взаимодействие Компании с акционерами.</p>
11.2	Порядок сообщения о проведении общего собрания и предоставления материалов к общему собранию дает акционерам возможность надлежащим образом подготовиться к участию в нем.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Сообщение о проведении общего собрания акционеров размещено (опубликовано) на сайте в сети Интернет не менее, чем за 30 дней до даты проведения общего собрания. 2. В сообщении о проведении собрания указано место проведения собрания и документы, необходимые для допуска в помещение. 3. Акционерам был обеспечен доступ к информации о том, кем предложены вопросы повестки дня и кем выдвинуты кандидатуры в совет директоров и ревизионную комиссию общества. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается 	
11.3	В ходе подготовки и проведения общего собрания акционеры имели возможность беспрепятственно и своевременно получать информацию о собрании и материалы к нему, задавать вопросы исполнительным органам и членам совета директоров общества, общаться друг с другом.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В отчетном периоде акционерам была предоставлена возможность задать вопросы членам исполнительных органов и членам совета директоров общества накануне и в ходе проведения годового общего собрания. 2. Позиция совета директоров (включая внесенные в протокол особые мнения), по каждому вопросу повестки общих собраний, проведенных в отчетный период, была включена в состав материалов к общему собранию акционеров. 3. Общество предоставляло акционерам, имеющим на это право, доступ к списку лиц, имеющих право на участие в общем собрании, начиная с даты получения его обществом, во всех случаях проведения общих собраний в отчетном периоде. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается 	

¹ Указывается отчетный год, а если отчет о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления содержит данные за период, прошедший с момента окончания отчетного года и до даты составления настоящего отчета, указывается дата составления настоящего отчета.

² Статус «соблюдается» указывается только в том случае, если общество отвечает всем критериям оценки соблюдения принципа корпоративного управления. В ином случае указывается статус «частично соблюдается» или «не соблюдается».

³ Приводятся по каждому критерию оценки соблюдения принципа корпоративного управления в случае, если общество соответствует только части критериев или не соответствует ни одному критерию оценки соблюдения принципа. В случае если общество указало статус «соблюдается», приведение объяснений не требуется.

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
1.14	Реализация права акционера требовать созыва общего собрания, выдвигать кандидатов в органы управления и вносить предложения для включения в повестку дня общего собрания не была сопряжена с неоправданными сложностями.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В отчетном периоде, акционеры имели возможность в течение не менее 60 дней после окончания соответствующего календарного года, вносить предложения для включения в повестку дня годового общего собрания. 2. В отчетном периоде общество не отказывало в принятии предложений в повестку дня или кандидатур в органы общества по причине опечаток и иных несущественных недостатков в предложении акционера. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
1.15	Каждый акционер имел возможность беспрепятственно реализовать право голоса самым простым и удобным для него способом.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Внутренний документ (внутренняя политика) общества содержит положения, в соответствии с которыми каждый участник общего собрания может до завершения соответствующего собрания потребовать копию заполненного им бюллетеня, заверенного счетной комиссией. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
1.16	Установленный обществом порядок ведения общего собрания обеспечивает равную возможность всем лицам, присутствующим на собрании, высказать свое мнение и задать интересующие их вопросы.	<ol style="list-style-type: none"> 1. При проведении в отчетном периоде общих собраний акционеров в форме собрания (совместного присутствия акционеров) предусматривалось достаточное время для докладов по вопросам повестки дня и время для обсуждения этих вопросов. 2. Кандидаты в органы управления и контроля общества были доступны для ответов на вопросы акционеров на собрании, на котором их кандидатуры были поставлены на голосование. 3. Советом директоров при принятии решений, связанных с подготовкой и проведением общих собраний акционеров, рассматривался вопрос об использовании телекоммуникационных средств для предоставления акционерам удаленного доступа для участия в общих собраниях в отчетном периоде. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
1.2. Акционерам предоставлена равная и справедливая возможность участвовать в прибыли общества посредством получения дивидендов.				
1.2.1	Общество разработало и внедрило прозрачный и понятный механизм определения размера дивидендов и их выплаты.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В обществе разработана, утверждена советом директоров и раскрыта дивидендная политика. 2. Если дивидендная политика общества использует показатели отчетности общества для определения размера дивидендов, то соответствующие положения дивидендной политики учитывают консолидированные показатели финансовой отчетности. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
1.2.2	Общество не принимает решение о выплате дивидендов, если такое решение, формально не нарушая ограничений, установленных законодательством, является экономически необоснованным и может привести к формированию ложных представлений о деятельности общества.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Дивидендная политика общества содержит четкие указания на финансовые/экономические обстоятельства, при которых обществу не следует выплачивать дивиденды. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
1.2.3	Общество не допускает ухудшения дивидендных прав существующих акционеров.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В отчетном периоде общество не предпринимало действий, ведущих к ухудшению дивидендных прав существующих акционеров. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
1.24	Общество стремится к исключению использования акционерами иных способов получения прибыли (дохода) за счет общества, помимо дивидендов и ликвидационной стоимости.	1. В целях исключения акционерами иных способов получения прибыли (дохода) за счет общества, помимо дивидендов и ликвидационной стоимости, во внутренних документах общества установлены механизмы контроля, которые обеспечивают своевременное выявление и процедуру одобрения сделок с лицами, аффилированными (связанными) с существенными акционерами (лицами, имеющими право распоряжаться голосами, приходящимися на голосующие акции), в тех случаях, когда закон формально не признает такие сделки в качестве сделок с заинтересованностью.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
1.3. Система и практика корпоративного управления обеспечивают равенство условий для всех акционеров – владельцев акций одной категории (типа), включая миноритарных (мелких) акционеров и иностранных акционеров, и равное отношение к ним со стороны общества.				
1.3.1	Общество создало условия для справедливого отношения к каждому акционеру со стороны органов управления и контролирующих лиц общества, в том числе условия, обеспечивающие недопустимость злоупотреблений со стороны крупных акционеров по отношению к миноритарным акционерам.	1. В течение отчетного периода процедуры управления потенциальными конфликтами интересов у существенных акционеров являются эффективными, а конфликтам между акционерами, если таковые были, совет директоров уделит надлежащее внимание.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
1.3.2	Общество не предпринимает действий, которые приводят или могут привести к искусственному перераспределению корпоративного контроля.	1. Квазиказначейские акции отсутствуют или не участвовали в голосовании в течение отчетного периода.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
1.4. Акционерам обеспечены надежные и эффективные способы учета прав на акции, а также возможность свободного и необременительного отчуждения принадлежащих им акций.				
1.4.1	Акционерам обеспечены надежные и эффективные способы учета прав на акции, а также возможность свободного и необременительного отчуждения принадлежащих им акций.	1. Качество и надежность осуществляемой регистратором общества деятельности по ведению реестра владельцев ценных бумаг соответствуют потребностям общества и его акционеров.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.1. Совет директоров осуществляет стратегическое управление обществом, определяет основные принципы и подходы к организации в обществе системы управления рисками и внутреннего контроля, контролирует деятельность исполнительных органов общества, а также реализует иные ключевые функции.				
2.1.1	Совет директоров отвечает за принятие решений, связанных с назначением и освобождением от занимаемых должностей исполнительных органов, в том числе в связи с ненадлежащим исполнением ими своих обязанностей. Совет директоров также осуществляет контроль за тем, чтобы исполнительные органы общества действовали в соответствии с утвержденными стратегией развития и основными направлениями деятельности общества.	<p>1. Совет директоров имеет закрепленные в уставе полномочия по назначению, освобождению от занимаемой должности и определению условий договоров в отношении членов исполнительных органов.</p> <p>2. Советом директоров рассмотрен отчет (отчеты) единоличного исполнительного органа и членов коллегиального исполнительного органа о выполнении стратегии общества.</p>	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.1.2	Совет директоров устанавливает основные ориентиры деятельности общества на долгосрочную перспективу, оценивает и утверждает ключевые показатели деятельности и основные бизнес-цели общества, оценивает и одобряет стратегию и бизнес-планы по основным видам деятельности общества.	1. В течение отчетного периода на заседаниях совета директоров были рассмотрены вопросы, связанные с ходом исполнения и актуализации стратегии, утверждением финансово-хозяйственного плана (бюджета) общества, а также рассмотрению критериев и показателей (в том числе промежуточных) реализации стратегии и бизнес-планов общества.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.1.3	Совет директоров определяет принципы и подходы к организации системы управления рисками и внутреннего контроля в обществе.	<p>1. Совет директоров определил принципы и подходы к организации системы управления рисками и внутреннего контроля в обществе.</p> <p>2. Совет директоров провел оценку системы управления рисками и внутреннего контроля общества в течение отчетного периода.</p>	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
2.14	Совет директоров определяет политику общества по вознаграждению и (или) возмещению расходов (компенсаций) членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В обществе разработана и внедрена одобренная советом директоров политика (политики) по вознаграждению и возмещению расходов (компенсаций) членов совета директоров, исполнительных органов общества и иных ключевых руководящих работников общества. 2. В течение отчетного периода на заседаниях совета директоров были рассмотрены вопросы, связанные с указанной политикой (политиками). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается 	
2.15	Совет директоров играет ключевую роль в предупреждении, выявлении и урегулировании внутренних конфликтов между органами общества, акционерами общества и работниками общества.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Совет директоров играет ключевую роль в предупреждении, выявлении и урегулировании внутренних конфликтов. 2. Общество создало систему идентификации сделок, связанных с конфликтом интересов, и систему мер, направленных на разрешение таких конфликтов. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается 	
2.16	Совет директоров играет ключевую роль в обеспечении прозрачности общества, своевременности и полноты раскрытия обществом информации, необременительного доступа акционеров к документам общества.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Совет директоров утвердил положение об информационной политике. 2. В обществе определены лица, ответственные за реализацию информационной политики. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается 	
2.17	Совет директоров осуществляет контроль за практикой корпоративного управления в обществе и играет ключевую роль в существенных корпоративных событиях общества.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В течение отчетного периода совет директоров рассмотрел вопрос о практике корпоративного управления в обществе. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается 	
2.2. Совет директоров подотчетен акционерам общества.				
2.2.1	Информация о работе совета директоров раскрывается и предоставляется акционерам.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Годовой отчет общества за отчетный период включает в себя информацию о посещаемости заседаний совета директоров и комитетов отдельными директорами. 2. Годовой отчет содержит информацию об основных результатах оценки работы совета директоров, проведенной в отчетном периоде. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается 	
2.2.2	Председатель совета директоров доступен для общения с акционерами общества.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В обществе существует прозрачная процедура, обеспечивающая акционерам возможность направлять председателю совета директоров вопросы и свою позицию по ним. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается 	
2.3. Совет директоров является эффективным и профессиональным органом управления общества, способным выносить объективные независимые суждения и принимать решения, отвечающие интересам общества и его акционеров.				
2.3.1	Только лица, имеющие безупречную деловую и личную репутацию и обладающие знаниями, навыками и опытом, необходимыми для принятия решений, относящихся к компетенции совета директоров, и требующимися для эффективного осуществления его функций, избираются членами совета директоров.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Принятая в обществе процедура оценки эффективности работы совета директоров включает в том числе оценку профессиональной квалификации членов совета директоров. 2. В отчетном периоде советом директоров (или его комитетом по номинациям) была проведена оценка кандидатов в совет директоров с точки зрения наличия у них необходимого опыта, знаний, деловой репутации, отсутствия конфликта интересов и т. д. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается 	

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
2.3.2	Члены совета директоров общества избираются посредством прозрачной процедуры, позволяющей акционерам получить информацию о кандидатах, достаточную для формирования представления об их личных и профессиональных качествах.	1. Во всех случаях проведения общего собрания акционеров в отчетном периоде, повестка дня которого включала вопросы об избрании совета директоров, общество представило акционерам биографические данные всех кандидатов в члены совета директоров, результаты оценки таких кандидатов, проведенной советом директоров (или его комитетом по номинациям), а также информацию о соответствии кандидата критериям независимости, в соответствии с рекомендациями 102–107 Кодекса и письменное согласие кандидатов на избрание в состав совета директоров.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.3.3	Состав совета директоров сбалансирован, в том числе по квалификации его членов, их опыту, знаниям и деловым качествам, и пользуется доверием акционеров.	1. В рамках процедуры оценки работы совета директоров, проведенной в отчетном периоде, совет директоров проанализировал собственные потребности в области профессиональной квалификации, опыта и деловых навыков.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.3.4	Количественный состав совета директоров общества дает возможность организовать деятельность совета директоров наиболее эффективным образом, включая возможность формирования комитетов совета директоров, а также обеспечивает существенным миноритарным акционерам общества возможность избрания в состав совета директоров кандидата, за которого они голосуют.	1. В рамках процедуры оценки совета директоров, проведенной в отчетном периоде, совет директоров рассмотрел вопрос о соответствии количественного состава совета директоров потребностям общества и интересам акционеров.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.4. В состав совета директоров входит достаточное количество независимых директоров.				
2.4.1	Независимым директором признается лицо, которое обладает достаточными профессионализмом, опытом и самостоятельностью для формирования собственной позиции, способно выносить объективные и добросовестные суждения, независимые от влияния исполнительных органов общества, отдельных групп акционеров или иных заинтересованных сторон. При этом следует учитывать, что в обычных условиях не может считаться независимым кандидат (избранный член совета директоров), который связан с обществом, его существенным акционером, существенным контрагентом или конкурентом общества или связан с государством.	1. В течение отчетного периода все независимые члены совета директоров отвечали всем критериям независимости, указанным в рекомендациях 102–107 Кодекса, или были признаны независимыми по решению совета директоров.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.4.2	Проводится оценка соответствия кандидатов в члены совета директоров критериям независимости, а также осуществляется регулярный анализ соответствия независимых членов совета директоров критериям независимости. При проведении такой оценки содержание должно преобладать над формой.	<p>1. В отчетном периоде, совет директоров (или комитет по номинациям совета директоров) составил мнение о независимости каждого кандидата в совет директоров и представил акционерам соответствующее заключение.</p> <p>2. За отчетный период совет директоров (или комитет по номинациям совета директоров) по крайней мере один раз рассмотрел независимость действующих членов совета директоров, которых общество указывает в годовом отчете в качестве независимых директоров.</p> <p>3. В обществе разработаны процедуры, определяющие необходимые действия члена совета директоров в том случае, если он перестает быть независимым, включая обязательства по своевременному информированию об этом совета директоров.</p>	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.4.3	Независимые директора составляют не менее одной трети избранного состава совета директоров.	1. Независимые директора составляют не менее одной трети состава совета директоров.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
2.4.4	Независимые директора играют ключевую роль в предотвращении внутренних конфликтов в обществе и совершении обществом существенных корпоративных действий.	1. Независимые директора (у которых отсутствует конфликт интересов) предварительно оценивают существенные корпоративные действия, связанные с возможным конфликтом интересов, а результаты такой оценки предоставляются совету директоров.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.5. Председатель совета директоров способствует наиболее эффективному осуществлению функций, возложенных на совет директоров.				
2.5.1	Председателем совета директоров избран независимый директор, либо из числа избранных независимых директоров определен старший независимый директор, координирующий работу независимых директоров и осуществляющий взаимодействие с председателем совета директоров.	<p>1. Председатель совета директоров является независимым директором, или же среди независимых директоров определен старший независимый директор¹.</p> <p>2. Роль, права и обязанности председателя совета директоров (и, если применимо, старшего независимого директора) должным образом определены во внутренних документах общества.</p>	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.5.2	Председатель совета директоров обеспечивает конструктивную атмосферу проведения заседаний, свободное обсуждение вопросов, включенных в повестку дня заседания, контроль за исполнением решений, принятых советом директоров.	1. Эффективность работы председателя совета директоров оценивалась в рамках процедуры оценки эффективности совета директоров в отчетном периоде.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.5.3	Председатель совета директоров принимает необходимые меры для своевременного предоставления членам совета директоров информации, необходимой для принятия решений по вопросам повестки дня.	1. Обязанность председателя совета директоров принимать меры по обеспечению своевременного предоставления материалов членам совета директоров по вопросам повестки заседания совета директоров закреплена во внутренних документах общества.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.6. Члены совета директоров действуют добросовестно и разумно в интересах общества и его акционеров на основе достаточной информированности, с должной степенью заботливости и осмыслительности.				
2.6.1	Члены совета директоров принимают решения с учетом всей имеющейся информации, в отсутствие конфликта интересов, с учетом равного отношения к акционерам общества, в рамках обычного предпринимательского риска.	<p>1. Внутренними документами общества установлено, что член совета директоров обязан уведомить совет директоров, если у него возникает конфликт интересов в отношении любого вопроса повестки дня заседания совета директоров или комитета совета директоров, до начала обсуждения соответствующего вопроса повестки.</p> <p>2. Внутренние документы общества предусматривают, что член совета директоров должен воздержаться от голосования по любому вопросу, в котором у него есть конфликт интересов.</p> <p>3. В обществе установлена процедура, которая позволяет совету директоров получать профессиональные консультации по вопросам, относящимся к его компетенции, за счет общества.</p>	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.6.2	Права и обязанности членов совета директоров четко сформулированы и закреплены во внутренних документах общества.	1. В обществе принят и опубликован внутренний документ, четко определяющий права и обязанности членов совета директоров.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.6.3	Члены совета директоров имеют достаточно времени для выполнения своих обязанностей.	<p>1. Индивидуальная посещаемость заседаний совета и комитетов, а также время, уделяемое для подготовки к участию в заседаниях, учитывалась в рамках процедуры оценки совета директоров, в отчетном периоде.</p> <p>2. В соответствии с внутренними документами общества члены совета директоров обязаны уведомлять совет директоров о своем намерении войти в состав органов управления других организаций (помимо подконтрольных и зависимых организаций общества), а также о факте такого назначения.</p>	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	

¹ Указывается, какой из двух альтернативных подходов, допускаемых принципом, внедряется в обществе, и поясняются причины избранного подхода.

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
2.64	Все члены совета директоров в равной степени имеют возможность доступа к документам и информации общества. Вновь избранным членам совета директоров в максимально возможный короткий срок предоставляется достаточная информация об обществе и о работе совета директоров.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В соответствии с внутренними документами общества члены совета директоров имеют право получать доступ к документам и делать запросы, касающиеся общества и подконтрольных ему организаций, а исполнительные органы общества обязаны предоставлять соответствующую информацию и документы. 2. В обществе существует формализованная программа ознакомительных мероприятий для вновь избранных членов совета директоров. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.7. Совет директоров создает комитеты для предварительного рассмотрения наиболее важных вопросов деятельности общества.				
2.71	Заседания совета директоров проводятся по мере необходимости, с учетом масштабов деятельности и стоящих перед обществом в определенный период времени задач.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Совет директоров провел не менее шести заседаний за отчетный год. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.72	Во внутренних документах общества закреплен порядок подготовки и проведения заседаний совета директоров, обеспечивающий членам совета директоров возможность надлежащим образом подготовиться к его проведению.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В обществе утвержден внутренний документ, определяющий процедуру подготовки и проведения заседаний совета директоров, в котором в том числе установлено, что уведомление о проведении заседания должно быть сделано, как правило, не менее чем за 5 дней до даты его проведения. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.73	Форма проведения заседания совета директоров определяется с учетом важности вопросов повестки дня. Наиболее важные вопросы решаются на заседаниях, проводимых в очной форме.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Уставом или внутренним документом общества предусмотрено, что наиболее важные вопросы (согласно перечню, приведенному в рекомендации 168 Кодекса) должны рассматриваться на очных заседаниях совета. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.74	Решения по наиболее важным вопросам деятельности общества принимаются на заседании совета директоров квалифицированным большинством или большинством голосов всех избранных членов совета директоров.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Уставом общества предусмотрено, что решения по наиболее важным вопросам, изложенным в рекомендации 170 Кодекса, должны приниматься на заседании совета директоров квалифицированным большинством, не менее чем в три четверти голосов, или же большинством голосов всех избранных членов совета директоров. 	<p>соблюдается</p> <p>✓ частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	<p>Пунктом 10.5.5 Устава ПАО «Роснефть» предусмотрен ряд вопросов, решение по которым принимается Советом директоров квалифицированным большинством. Расширение данного перечня с включением в него всех вопросов, изложенных в рекомендации 170 Кодекса с учетом масштабов деятельности ПАО «НК «Роснефть», объема рассматриваемых вопросов Советом директоров, персонального состава Совета директоров, а также действующих в отношении Компании экономических санкций создаст риски невозможности или существенного затруднения принятия решений по значимым для Компании вопросам.</p> <p>В то же время количественный состав Совета директоров, его структура, включающая четырех независимых директоров, порядок подготовки, обсуждения и раскрытия информации о заседании гарантируют защиту прав всех групп акционеров и отражают акционерную структуру капитала Компании. Данный подход в среднесрочном периоде менять не планируется.</p>
2.8. Совет директоров создает комитеты для предварительного рассмотрения наиболее важных вопросов деятельности общества.				
2.81	Для предварительного рассмотрения вопросов, связанных с контролем за финансово-хозяйственной деятельностью общества, создан комитет по аудиту, состоящий из независимых директоров.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Совет директоров сформировал комитет по аудиту, состоящий исключительно из независимых директоров. 2. Во внутренних документах общества определены задачи комитета по аудиту, включая задачи, содержащиеся в рекомендации 172 Кодекса. 3. По крайней мере один член комитета по аудиту, являющийся независимым директором, обладает опытом и знаниями в области подготовки, анализа, оценки и аудита бухгалтерской (финансовой) отчетности. 4. Заседания комитета по аудиту проводились не реже одного раза в квартал в течение отчетного периода. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
2.8.2	Для предварительного рассмотрения вопросов, связанных с формированием эффективной и прозрачной практики вознаграждения, создан комитет по вознаграждениям, состоящий из независимых директоров и возглавляемый независимым директором, не являющимся председателем совета директоров.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Советом директоров создан комитет по вознаграждениям, который состоит только из независимых директоров. 2. Председателем комитета по вознаграждениям является независимый директор, который не является председателем совета директоров. 3. Во внутренних документах общества определены задачи комитета по вознаграждениям, включая в том числе задачи, содержащиеся в рекомендации 180 Кодекса. 	<p>соблюдается</p> <p>✓ частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	<p>Не соблюдается в части включения в состав Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям только независимых директоров.</p> <p>Большинство в Комитете Совета директоров по кадрам и вознаграждениям составляют независимые директора. Председателем Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям избран независимый директор.</p> <p>К функциям Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям отнесены вопросы, предусмотренные Кодексом корпоративного управления для Комитета по номинациям и Комитета по вознаграждениям.</p> <p>Принимая во внимание:</p> <ul style="list-style-type: none"> - наличие трех сформированных комитетов (Комитет по аудиту, Комитет по кадрам и вознаграждениям, Комитет по стратегическому планированию); - рекомендации и ограничения, предусмотренные Кодексом корпоративного управления (о количественном составе комитетов не менее чем из трех членов и максимальном числе комитетов, в работе которых может принимать участие член Совета директоров, о минимальном числе независимых директоров в составе Комитета (два человека), а также о необходимости формировать комитеты, исходя из релевантных экспертных компетенций членов Совета директоров), <p>реализация принципа Кодекса корпоративного управления о независимости всех членов Комитета по кадрам и вознаграждениям не представляется возможной.</p> <p>Следует отметить, что внутренние документы Компании, в частности, Положение о Совете директоров, предусматривают процедуры предотвращения конфликта интересов, что позволяет исключить риск оказания влияния на рекомендации Комитета со стороны контролирующего акционера или исполнительных органов. Данный подход в среднесрочном периоде менять не планируется.</p>
2.8.3	Для предварительного рассмотрения вопросов, связанных с осуществлением кадрового планирования (планирования преемственности), профессиональным составом и эффективностью работы совета директоров, создан комитет по номинациям (назначениям, кадрам), большинство членов которого являются независимыми директорами.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Советом директоров создан комитет по номинациям (или его задачи, указанные в рекомендации 186 Кодекса, реализуются в рамках иного комитета¹), большинство членов которого являются независимыми директорами. 2. Во внутренних документах общества, определены задачи комитета по номинациям (или соответствующего комитета с совмещенным функционалом), включая в том числе задачи, содержащиеся в рекомендации 186 Кодекса. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.8.4	С учетом масштабов деятельности и уровня риска совет директоров общества удостоверился в том, что состав его комитетов полностью отвечает целям деятельности общества. Дополнительные комитеты либо были сформированы, либо не были признаны необходимыми (комитет по стратегии, комитет по корпоративному управлению, комитет по этике, комитет по управлению рисками, комитет по бюджету, комитет по здоровью, безопасности и окружающей среде и др.).	<ol style="list-style-type: none"> 1. В отчетном периоде совет директоров общества рассмотрел вопрос о соответствии состава его комитетов задачам совета директоров и целям деятельности общества. Дополнительные комитеты либо были сформированы, либо не были признаны необходимыми. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	

¹ Если задачи комитета по номинациям реализуются в рамках иного комитета, указывается его название.

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
2.8.5	Состав комитетов определен таким образом, чтобы он позволял проводить всестороннее обсуждение предварительно рассматриваемых вопросов с учетом различных мнений.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Комитеты совета директоров возглавляются независимыми директорами. 2. Во внутренних документах (политиках) общества предусмотрены положения, в соответствии с которыми лица, не входящие в состав комитета по аудиту, комитета по номинациям и комитета по вознаграждениям, могут посещать заседания комитетов только по приглашению председателя соответствующего комитета. 	<p>соблюдается</p> <p>✓ частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	<p>Рекомендация о назначении главами комитетов независимых директоров соблюдается частично. Комитеты Совета директоров по аудиту и вознаграждениям возглавляются независимыми директорами, что соответствует рекомендациям Кодекса. Принимая во внимание рекомендации и ограничения, предусмотренные Кодексом (не менее чем из трех членов и максимальном числе комитетов, в работе которых может принимать участие член Совета директоров, о минимальном числе независимых директоров в составе Комитетов по аудиту и по кадрам и вознаграждениям, а также исходя из необходимости формировать комитеты исходя из релевантных экспертных компетенций членов Совета директоров), реализация рекомендации об избрании на должности председателей всех комитетов только независимых директоров не представляется возможной. Комитет по стратегическому планированию не возглавляется независимым директором. В то же время порядок организации работы Комитета по стратегическому планированию, предполагающий привлечение независимой экспертизы, в том числе внешних экспертов, предоставляет возможность учета различных точек зрения при обсуждении рекомендаций Комитета Советом директоров. Данный подход в среднесрочном периоде менять не планируется.</p>
2.8.6	Председатели комитетов регулярно информируют совет директоров и его председатели о работе своих комитетов.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В течение отчетного периода председатели комитетов регулярно отчитывались о работе комитетов перед советом директоров. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
2.9. Совет директоров обеспечивает проведение оценки качества работы совета директоров, его комитетов и членов совета директоров.				
2.9.1	Проведение оценки качества работы совета директоров направлено на определение степени эффективности работы совета директоров, комитетов и членов совета директоров, соответствия их работы потребностям развития общества, активизацию работы совета директоров и выявление областей, в которых их деятельность может быть улучшена.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Самооценка или внешняя оценка работы совета директоров, проведенная в отчетном периоде, включала оценку работы комитетов, отдельных членов совета директоров и совета директоров в целом. 2. Результаты самооценки или внешней оценки совета директоров, проведенной в течение отчетного периода, были рассмотрены на очном заседании совета директоров. 	<p>соблюдается</p> <p>✓ частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	<p>Рекомендация о рассмотрении результатов самооценки на очном заседании совета директоров соблюдается частично. Результаты самооценки за 2017/2018 корпоративный год рассмотрены Советом директоров на заседании в форме заочного голосования. С учетом масштабов деятельности Компании, объема рассматриваемых Советом директоров вопросов, персонального состава Совета директоров, включающего семь иностранных граждан, рассмотрение вопросов на очных заседаниях не всегда представляется возможным. Вместе с тем качество подготовки материалов по вопросам повестки дня заседаний Совета директоров, полнота представляемой информации, экспертные квалификации членов Совета директоров позволяют принимать Совету директоров взвешенные и обоснованные решения на заседаниях, проводимых в форме заочного голосования. Данный подход в среднесрочном периоде менять не планируется.</p>
2.9.2	Оценка работы совета директоров, комитетов и членов совета директоров осуществляется на регулярной основе не реже одного раза в год. Для проведения независимой оценки качества работы совета директоров не реже одного раза в три года привлекается внешняя организация (консультант).	<ol style="list-style-type: none"> 1. Для проведения независимой оценки качества работы совета директоров в течение трех последних отчетных периодов по меньшей мере один раз обществом привлекалась внешняя организация (консультант). 	<p>соблюдается</p> <p>✓ частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	<p>Кодексом корпоративного управления ПАО «НК «Роснефть» и Положением ПАО «НК «Роснефть» «Об оценке деятельности Совета директоров» предусмотрено проведение независимой (внешней) оценки деятельности Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» не реже одного раза в три года.</p> <p>Дорожной картой по внедрению ключевых рекомендаций Кодекса корпоративного управления Банка России в деятельность ПАО «НК «Роснефть», утвержденной Советом директоров ПАО «НК «Роснефть», запланировано на 2019 год проведение независимой оценки деятельности Совета директоров, избранных в 2018 и 2019 годах.</p>

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
3.1. Корпоративный секретарь общества осуществляет эффективное текущее взаимодействие с акционерами, координацию действий общества по защите прав и интересов акционеров, поддержку эффективной работы совета директоров.				
3.1.1	Корпоративный секретарь обладает знаниями, опытом и квалификацией, достаточными для исполнения возложенных на него обязанностей, безупречной репутацией и пользуется доверием акционеров.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В обществе принят и раскрыт внутренний документ – положение о корпоративном секретаре. 2. На сайте общества в сети Интернет и в годовом отчете представлена биографическая информация о корпоративном секретаре, с таким же уровнем детализации, как для членов совета директоров и исполнительного руководства общества. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
3.1.2	Корпоративный секретарь обладает достаточной независимостью от исполнительных органов общества и имеет необходимые полномочия и ресурсы для выполнения поставленных перед ним задач.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Совет директоров одобряет назначение, отстранение от должности и дополнительное вознаграждение корпоративного секретаря. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
4.1. Уровень выплачиваемого обществом вознаграждения достаточен для привлечения, мотивации и удержания лиц, обладающих необходимой для общества компетенцией и квалификацией. Выплата вознаграждения членам совета директоров, исполнительным органам и иным ключевым руководящим работникам общества осуществляется в соответствии с принятой в обществе политикой по вознаграждению.				
4.1.1	Уровень вознаграждения, предоставляемого обществом членам совета директоров, исполнительным органам и иным ключевым руководящим работникам, создает достаточную мотивацию для их эффективной работы, позволяя обществу привлекать и удерживать компетентных и квалифицированных специалистов. При этом общество избегает большего, чем это необходимо, уровня вознаграждения, а также неоправданно большого разрыва между уровнями вознаграждения указанных лиц и работников общества.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В обществе принят внутренний документ (документы) – политика (политики) по вознаграждению членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников, в котором четко определены подходы к вознаграждению указанных лиц. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
4.1.2	Политика общества по вознаграждению разработана комитетом по вознаграждениям и утверждена советом директоров общества. Совет директоров при поддержке комитета по вознаграждениям обеспечивает контроль за внедрением и реализацией в обществе политики по вознаграждению, а при необходимости – пересматривает и вносит в нее коррективы.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В течение отчетного периода комитет по вознаграждениям рассмотрел политику (политики) по вознаграждениям и практику ее (их) внедрения и при необходимости представил соответствующие рекомендации совету директоров. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
4.1.3	Политика общества по вознаграждению содержит прозрачные механизмы определения размера вознаграждения членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества, а также регламентирует все виды выплат, льгот и привилегий, предоставляемых указанным лицам.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Политика (политики) общества по вознаграждению содержит (содержат) прозрачные механизмы определения размера вознаграждения членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества, а также регламентирует (регламентируют) все виды выплат, льгот и привилегий, предоставляемых указанным лицам. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
4.1.4	Общество определяет политику возмещения расходов (компенсаций), конкретизирующую перечень расходов, подлежащих возмещению, и уровень обслуживания, на который могут претендовать члены совета директоров, исполнительные органы и иные ключевые руководящие работники общества. Такая политика может быть составной частью политики общества по вознаграждению.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В политике (политиках) по вознаграждению или в иных внутренних документах общества установлены правила возмещения расходов членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
4.2. Система вознаграждения членов совета директоров обеспечивает сближение финансовых интересов директоров с долгосрочными финансовыми интересами акционеров.				
4.2.1	Общество выплачивает фиксированное годовое вознаграждение членам совета директоров. Общество не выплачивает вознаграждение за участие в отдельных заседаниях совета или комитетов совета директоров.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Фиксированное годовое вознаграждение являлось единственной денежной формой вознаграждения членов совета директоров за работу в совете директоров в течение отчетного периода. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
4.2.2	Долгосрочное владение акциями общества в наибольшей степени способствует сближению финансовых интересов членов совета директоров с долгосрочными интересами акционеров. При этом общество не обуславливает права реализации акций достижением определенных показателей деятельности, а члены совета директоров не участвуют в опционных программах.	1. Если внутренний документ (документы) – политика (политики) по вознаграждению общества предусматривают предоставление акций общества членам совета директоров, должны быть предусмотрены и раскрыты четкие правила владения акциями членами совета директоров, нацеленные на стимулирование долгосрочного владения такими акциями.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
4.2.3	В обществе не предусмотрены какие-либо дополнительные выплаты или компенсации в случае досрочного прекращения полномочий членов совета директоров в связи с переходом контроля над обществом или иными обстоятельствами.	1. В обществе не предусмотрены какие-либо дополнительные выплаты или компенсации в случае досрочного прекращения полномочий членов совета директоров в связи с переходом контроля над обществом или иными обстоятельствами.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
4.3. Система вознаграждения членов исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества предусматривает зависимость вознаграждения от результата работы общества и их личного вклада в достижение этого результата.				
4.3.1	Вознаграждение членов исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества определяется таким образом, чтобы обеспечивать разумное и обоснованное соотношение фиксированной части вознаграждения и переменной части вознаграждения, зависящей от результатов работы общества и личного (индивидуального) вклада работника в конечный результат.	<p>1. В течение отчетного периода одобренные советом директоров годовые показатели эффективности использовались при определении размера переменного вознаграждения членов исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества.</p> <p>2. В ходе последней проведенной оценки системы вознаграждения членов исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества, совет директоров (комитет по вознаграждениям) удостоверился в том, что в обществе применяется эффективное соотношение фиксированной части вознаграждения и переменной части вознаграждения.</p> <p>3. В обществе предусмотрена процедура, обеспечивающая возвращение обществу премиальных выплат, неправомерно полученных членами исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества.</p>	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
4.3.2	Общество внедрило программу долгосрочной мотивации членов исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества с использованием акций общества (опционов или других производных финансовых инструментов, базисным активом по которым являются акции общества).	<p>1. Общество внедрило программу долгосрочной мотивации для членов исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества с использованием акций общества (финансовых инструментов, основанных на акциях общества).</p> <p>2. Программа долгосрочной мотивации членов исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества предусматривает, что право реализации используемых в такой программе акций и иных финансовых инструментов наступает не ранее, чем через три года с момента их предоставления. При этом право их реализации обусловлено достижением определенных показателей деятельности общества.</p>	<p>соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>✓ не соблюдается</p>	Рекомендации о внедрении программы долгосрочной мотивации не соблюдаются. В соответствии с рекомендацией Комитета по кадрам и вознаграждениям проводится тестирование программы долгосрочной мотивации в некоторых подконтрольных организациях. Рассмотрение вопроса о внедрении такой программы в Компании станет возможным после обработки результатов ее тестирования.
4.3.3	Сумма компенсации (золотой парашют), выплачиваемая обществом в случае досрочного прекращения полномочий членами исполнительных органов или ключевых руководящих работников по инициативе общества и при отсутствии с их стороны недобросовестных действий, не превышает двукратного размера фиксированной части годового вознаграждения.	1. Сумма компенсации (золотой парашют), выплачиваемая обществом в случае досрочного прекращения полномочий членами исполнительных органов или ключевых руководящих работников по инициативе общества и при отсутствии с их стороны недобросовестных действий, в отчетном периоде не превышала двукратного размера фиксированной части годового вознаграждения.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
5.1. В обществе создана эффективно функционирующая система управления рисками и внутреннего контроля, направленная на обеспечение разумной уверенности в достижении поставленных перед обществом целей.				
5.11	Советом директоров общества определены принципы и подходы к организации системы управления рисками и внутреннего контроля в обществе.	1. Функции различных органов управления и подразделений общества в системе управления рисками и внутреннем контроле четко определены во внутренних документах / соответствующей политике общества, одобренной советом директоров.	✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается	
5.12	Исполнительные органы общества обеспечивают создание и поддержание функционирования эффективной системы управления рисками и внутреннего контроля в обществе.	1. Исполнительные органы общества обеспечили распределение функций и полномочий в отношении управления рисками и внутреннего контроля между подотчетными ими руководителями (начальниками) подразделений и отделов.	✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается	
5.13	Система управления рисками и внутреннего контроля в обществе обеспечивает объективное, справедливое и ясное представление о текущем состоянии и перспективах общества, целостность и прозрачность отчетности общества, разумность и приемлемость принимаемых обществом рисков.	1. В обществе утверждена политика по противодействию коррупции. 2. В обществе организован доступный способ информирования совета директоров или комитета совета директоров по аудиту о фактах нарушения законодательства, внутренних процедур, кодекса этики общества.	✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается	
5.14	Совет директоров общества предпринимает необходимые меры для того, чтобы убедиться, что действующая в обществе система управления рисками и внутреннего контроля соответствует определенным советом директоров принципам и подходам к ее организации и эффективно функционирует.	1. В течение отчетного периода, совет директоров или комитет по аудиту совета директоров провел оценку эффективности системы управления рисками и внутреннего контроля общества. Сведения об основных результатах такой оценки включены в состав годового отчета общества.	✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается	
5.2. Для систематической независимой оценки надежности и эффективности системы управления рисками и внутреннего контроля и практики корпоративного управления общество организывает проведение внутреннего аудита.				
5.2.1	Для проведения внутреннего аудита в обществе создано отдельное структурное подразделение или привлечена независимая внешняя организация. Функциональная и административная подотчетность подразделения внутреннего аудита разграничены. Функционально подразделение внутреннего аудита подчиняется совету директоров.	1. Для проведения внутреннего аудита в обществе создано отдельное структурное подразделение внутреннего аудита, функционально подотчетное совету директоров или комитету по аудиту, или привлечена независимая внешняя организация с тем же принципом подотчетности.	✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается	
5.2.2	Подразделение внутреннего аудита проводит оценку эффективности системы внутреннего контроля, оценку эффективности системы управления рисками, а также системы корпоративного управления. Общество применяет общепринятые стандарты деятельности в области внутреннего аудита.	1. В течение отчетного периода в рамках проведения внутреннего аудита дана оценка эффективности системы внутреннего контроля и управления рисками. 2. В обществе используются общепринятые подходы к внутреннему контролю и управлению рисками.	✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается	
6.1. Общество и его деятельность являются прозрачными для акционеров, инвесторов и иных заинтересованных лиц.				
6.1.1	В обществе разработана и внедрена информационная политика, обеспечивающая эффективное информационное взаимодействие общества, акционеров, инвесторов и иных заинтересованных лиц.	1. Советом директоров общества утверждена информационная политика общества, разработанная с учетом рекомендаций Кодекса. 2. Совет директоров (или один из его комитетов) рассмотрел вопросы, связанные с соблюдением обществом его информационной политики как минимум один раз за отчетный период.	✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается	

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
6.1.2	Общество раскрывает информацию о системе и практике корпоративного управления, включая подробную информацию о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общество раскрывает информацию о системе корпоративного управления в обществе и общих принципах корпоративного управления, применяемых в обществе, в том числе на сайте общества в сети Интернет. 2. Общество раскрывает информацию о составе исполнительных органов и совета директоров, независимости членов совета и их членстве в комитетах совета директоров (в соответствии с определением Кодекса). 3. В случае наличия лица, контролирующего общество, общество публикует меморандум контролирующего лица относительно планов такого лица в отношении корпоративного управления в обществе. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
6.2. Общество своевременно раскрывает полную, актуальную и достоверную информацию об обществе для обеспечения возможности принятия обоснованных решений акционерами общества и инвесторами.				
6.2.1	Общество раскрывает информацию в соответствии с принципами регулярности, последовательности и оперативности, а также доступности, достоверности, полноты и сравнимости раскрываемых данных.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В информационной политике общества определены подходы и критерии определения информации, способной оказать существенное влияние на оценку общества и стоимость его ценных бумаг и процедуры, обеспечивающие своевременное раскрытие такой информации. 2. В случае если ценные бумаги общества обращаются на иностранных организованных рынках, раскрытие существенной информации в Российской Федерации и на таких рынках осуществляется синхронно и эквивалентно в течение отчетного года. 3. Если иностранные акционеры владеют существенным количеством акций общества, то в течение отчетного года раскрытие информации осуществлялось не только на русском, но также и на одном из наиболее распространенных иностранных языков. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
6.2.2	Общество избегает формального подхода при раскрытии информации и раскрывает существенную информацию о своей деятельности, даже если раскрытие такой информации не предусмотрено законодательством.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В течение отчетного периода общество раскрывало годовую и полугодовую финансовую отчетность, составленную по стандартам МСФО. В годовой отчет общества за отчетный период включена годовая финансовая отчетность, составленная по стандартам МСФО, вместе с аудиторским заключением. 2. Общество раскрывает полную информацию о структуре капитала общества в соответствии с Рекомендацией 290 Кодекса в годовом отчете и на сайте общества в сети Интернет. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
6.2.3	Годовой отчет, являясь одним из наиболее важных инструментов информационного взаимодействия с акционерами и другими заинтересованными сторонами, содержит информацию, позволяющую оценить итоги деятельности общества за год.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Годовой отчет общества содержит информацию о ключевых аспектах операционной деятельности общества и его финансовых результатах. 2. Годовой отчет общества содержит информацию об экологических и социальных аспектах деятельности общества. 	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
6.3. Общество предоставляет информацию и документы по запросам акционеров в соответствии с принципами равнодоступности и необременительности.				
6.3.1	Предоставление обществом информации и документов по запросам акционеров осуществляется в соответствии с принципами равнодоступности и необременительности.	1. Информационная политика общества определяет необременительный порядок предоставления акционерам доступа к информации, в том числе информации о подконтрольных обществу юридических лицах, по запросу акционеров.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
6.3.2	При предоставлении обществом информации акционерам обеспечивается разумный баланс между интересами конкретных акционеров и интересами самого общества, заинтересованного в сохранении конфиденциальности важной коммерческой информации, которая может оказать существенное влияние на его конкурентоспособность.	<p>1. В течение отчетного периода, общество не отказывало в удовлетворении запросов акционеров о предоставлении информации либо такие отказы были обоснованными.</p> <p>2. В случаях, определенных информационной политикой общества, акционеры предупреждаются о конфиденциальном характере информации и принимают на себя обязанность по сохранению ее конфиденциальности.</p>	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
7.1. Действия, которые в значительной степени влияют или могут повлиять на структуру акционерного капитала и финансовое состояние общества и, соответственно, на положение акционеров (существенные корпоративные действия), осуществляются на справедливых условиях, обеспечивающих соблюдение прав и интересов акционеров, а также иных заинтересованных сторон.				
7.1.1	Существенными корпоративными действиями признаются реорганизация общества, приобретение 30 и более процентов голосующих акций общества (поглощение), совершение обществом существенных сделок, увеличение или уменьшение уставного капитала общества, осуществление листинга и делистинга акций общества, а также иные действия, которые могут привести к существенному изменению прав акционеров или нарушению их интересов. Уставом общества определен перечень (критерии) сделок или иных действий, являющихся существенными корпоративными действиями, и такие действия отнесены к компетенции совета директоров общества.	<p>1. Уставом общества определен перечень сделок или иных действий, являющихся существенными корпоративными действиями и критерии для их определения. Принятие решений в отношении существенных корпоративных действий отнесено к компетенции совета директоров. В тех случаях, когда осуществление данных корпоративных действий прямо отнесено законодательством к компетенции общего собрания акционеров, совет директоров предоставляет акционерам соответствующие рекомендации.</p> <p>2. Уставом общества к существенным корпоративным действиям отнесены, как минимум: реорганизация общества, приобретение 30 и более процентов голосующих акций общества (поглощение), совершение обществом существенных сделок, увеличение или уменьшение уставного капитала общества, осуществление листинга и делистинга акций общества.</p>	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
7.1.2	Совет директоров играет ключевую роль в принятии решений или выработке рекомендаций в отношении существенных корпоративных действий, совет директоров опирается на позицию независимых директоров общества.	1. В обществе предусмотрена процедура, в соответствии с которой независимые директора заявляют о своей позиции по существенным корпоративным действиям до их одобрения.	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	
7.1.3	При совершении существенных корпоративных действий, затрагивающих права и законные интересы акционеров, обеспечиваются равные условия для всех акционеров общества, а при недостаточности предусмотренных законодательством механизмов, направленных на защиту прав акционеров, – дополнительные меры, защищающие права и законные интересы акционеров общества. При этом общество руководствуется не только соблюдением формальных требований законодательства, но и принципами корпоративного управления, изложенными в Кодексе.	<p>1. Уставом общества с учетом особенностей его деятельности установлены более низкие, чем предусмотренные законодательством минимальные критерии отнесения сделок общества к существенным корпоративным действиям.</p> <p>2. В течение отчетного периода, все существенные корпоративные действия проходили процедуру одобрения до их осуществления.</p>	<p>✓ соблюдается</p> <p>частично соблюдается</p> <p>не соблюдается</p>	

№	Принципы корпоративного управления	Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления	Статус соответствия принципу корпоративного управления	Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления
7.2. Общество обеспечивает такой порядок совершения существенных корпоративных действий, который позволяет акционерам своевременно получать полную информацию о таких действиях, обеспечивает им возможность влиять на совершение таких действий и гарантирует соблюдение и адекватный уровень защиты их прав при совершении таких действий.				
7.2.1	Информация о совершении существенных корпоративных действий раскрывается с объяснением причин, условий и последствий совершения таких действий.	<ol style="list-style-type: none"> 1. В течение отчетного периода общество своевременно и детально раскрывало информацию о существенных корпоративных действиях общества, включая основания и сроки совершения таких действий. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ соблюдается частично соблюдается не соблюдается 	
7.2.2	Правила и процедуры, связанные с осуществлением обществом существенных корпоративных действий, закреплены во внутренних документах общества.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Внутренние документы общества предусматривают процедуру привлечения независимого оценщика для определения стоимости имущества, отчуждаемого или приобретаемого по крупной сделке или сделке с заинтересованностью. 2. Внутренние документы общества предусматривают процедуру привлечения независимого оценщика для оценки стоимости приобретения и выкупа акций общества. 3. Внутренние документы общества предусматривают расширенный перечень оснований, по которым члены совета директоров общества и иные предусмотренные законодательством лица признаются заинтересованными в сделках общества. 	<ul style="list-style-type: none"> соблюдается ✓ частично соблюдается не соблюдается 	<p>Рекомендация об установлении дополнительных оснований заинтересованности в сделках не соблюдается. Кодекс корпоративного управления Банка России утвержден в период, когда статьей 81 Федерального закона «Об акционерных обществах» допускалось закрепление в уставах акционерных обществ дополнительных оснований заинтересованности членом Совета директоров и иных лиц в совершении сделок. Статьей 81 Федерального закона «Об акционерных обществах» в редакции, действующей с 1 января 2017 года, установлен закрытый перечень оснований заинтересованности. Рекомендации Кодекса об установлении дополнительного перечня оснований заинтересованности, таким образом, исполнить не представляется возможным до внесения изменений в законодательство Российской Федерации.</p>

1. Отчуждение непрофильных/профильных активов

Подпункт «к» пункта 1 поручения Президента Российской Федерации от 06.12.2011 № Пр-3668
 Подпункт «б» пункта 1 поручения Президента Российской Федерации от 27.04.2012 № Пр-1092
 Абзац 4 подпункта «в» пункта 2 Указа Президента Российской Федерации от 07.05.2012 № 596 «О долгосрочной государственной экономической политике»
 Поручение Первого заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И. И. Шувалова от 13.11.2012 № ИШ-П13-6768
 Директивы Правительства Российской Федерации от 07.07.2016 № 4863п-П13
 Распоряжение Правительства Российской Федерации от 10.05.2017 № 894-р
 Директивы Правительства Российской Федерации от 18.09.2017 № 6604п-П13

В ПАО «НК «Роснефть» на постоянной основе ведется работа по оптимизации состава активов, находящихся в собственности Компании и ее дочерних обществ.
 В Компании разработана и системно реализуется программа по отчуждению непрофильных и неэффективных активов, которая осуществляется в соответствии со специально разработанными Компанией и утвержденными Советом директоров Политикой Компании «О принципах работы с корпоративной собственностью» и Стандартом «Управление непрофильными и неэффективными активами».
 Программой определены основные принципы работы с непрофильными и неэффективными активами, установлены соответствующие процедуры, этапы и сроки их выполнения.
 На ежегодной основе Компанией определяются активы, отвечающие признакам непрофильных и неэффективных, проводятся мероприятия по аттестации, техническому аудиту и экономико-правовой экспертизе активов.
 В сентябре 2018 года Советом директоров ПАО «НК «Роснефть» утверждены актуализированные Реестры непрофильных и неэффективных активов, планируемых к реализации в 2018–2022 годы (Протокол от 28.09.2018 № 9).
 Реестры непрофильных и неэффективных активов ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы ведутся, актуализируются на постоянной основе в соответствии с Программой по отчуждению непрофильных и неэффективных активов.
 В 2018 году Компанией:

1. утверждена обновленная редакция Стандарта «Управление непрофильными и неэффективными активами» (протокол Совета директоров от 25.01.2018 № 11);
2. утверждены актуализированные реестры непрофильных и неэффективных активов, осуществлены мероприятия по подготовке активов к отчуждению;
3. реализованы принадлежащие Компании и Обществам Группы акции (доли) четырех юридических лиц, совершены сделки по продаже 85 активов / имущественных комплексов.

Соответствующие материалы на регулярной основе размещаются на межведомственном портале по управлению государственной собственностью в сети интернет (далее – МВ-портал).

Информация о реализации непрофильных/неэффективных активов ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы за 2018 год

№ п/п	Наименование актива	Инвентарный номер (если применимо)	Строка бухгалтерского баланса, где был отражен актив на отчетную дату, предшествующую реализации актива	Счета бухгалтерского учета (с учетом аналитики), на которых отражены доход и расход от выбытия актива (911xxx/91.2xxx)	Балансовая стоимость актива, тыс. руб.	Фактическая стоимость реализации, тыс. руб. (без НДС)	Отклонение фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива, тыс. руб.	Причина отклонения фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива
1	75 обыкновенных акций ОАО «Пурнефтеотдача»		1170	9101100100/9110100201	309,00	9 300,00	8 991,00	Цена реализации определена по итогам переговоров с покупателем с учетом результатов оценки рыночной стоимости
2	813 обыкновенных акций ПАО «Фортум»		1170	911/91.2	18,09	71,91	53,82	Цена реализации определена по результатам тендера
3	«100 % уставного капитала ООО «Санаторий «Измурдный»»		1170	9101100100/9110100201	45 838,47	85 303,22	39 464,75	Цена реализации определена по результатам тендера
4	«49 % уставного капитала ООО «Пурсатком»»		1170	9101100200/9110100202	1 742,22	21 911,89	20 169,67	Цена реализации определена по результатам тендера
5	Сооружение, напорный нефтепровод для транспортировки нефти, протяженностью 51 525 м	100122223, 100122230	1150	62.20; 91.01/91.10; 01.02	17 992,92	24 137,60	6 144,68	Цена реализации определена по результатам тендера
6	Зд. кирп. однот. 6×2 с. Приреченский	100088672	1150	62.20; 91.01/91.10; 01.02	193,35	425,71	232,36	Цена реализации определена по результатам тендера
7	Сооружение, напорный нефтепровод ДНС-НПС «Сентябрьский»	100330149	1150	62.20; 91.01/91.10; 01.02	12 648,53	47 599,79	34 951,25	Цена реализации определена по результатам тендера

№ п/п	Наименование актива	Инвентарный номер (если применимо)	Строка бухгалтерского баланса, где был отражен актив на отчетную дату, предшествующую реализации актива	Счета бухгалтерского учета (с учетом аналитики), на которых отражены доход и расход от выбытия актива (91.1xxx/91.2xxx)	Балансовая стоимость актива, тыс. руб.	Фактическая стоимость реализации, тыс. руб. (без НДС)	Отклонение фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива, тыс. руб.	Причина отклонения фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива
8	Гараж	100121288	1150	62.20; 91.01/91.10; 01.02	0,00	4 112,18	4 112,18	Цена реализации определена по результатам тендера
9	Строение административного корпуса	100120857	1150	62.20; 91.01/91.10; 01.02	494,09	3 701,15	3 207,06	Цена реализации определена по результатам тендера
10	Квартира № 25	100101421	1150	62.20; 91.01/91.10; 01.02	0,00	3 383,00	3 383,00	Цена реализации определена по результатам тендера
11	Квартира № 21		1150	62.20; 91.01/91.10; 01.02	0,00	793,21	793,21	Цена реализации определена по результатам тендера
12	Пансионат «Гуга»	100119083, 100119093, 100119103, 100119112, 100119121, 100119130, 100121492, 100121506, 100121513, 100122239, 100119332, 100119497, 100119011, 100121500, 100122233	1150	62.20; 91.01/91.10; 01.02	906,97	10 058,33	9 151,36	Цена реализации определена по результатам тендера
13	Напорный нефтепровод, общей протяженностью 3 705 м	100075238	1150	62.20; 91.01/91.10; 01.02	783,38	799,18	15,81	Цена реализации определена по результатам тендера
14	Нефтепровод т. врезки куст 9, 1 444 м	100021151	1150	62.20; 91.01/91.10; 01.02	1 376,70	746,37	-630,32	Цена реализации определена по результатам тендера
15	Производственная база	100071784, 100071781, 100071789, 100071806	1150	62.20; 91.01/91.10; 01.02	79,10	2 631,36	2 552,26	Цена реализации определена по результатам тендера
16	Усть-Балыкское месторождение, район ЦПП-1	100119133	1150	62.20; 91.01/91.10; 01.02	105,41	1 253,41	1 148,00	Цена реализации определена по результатам тендера
17	Пгт. Пойковский, база ООО «Правдинка+»	100121802	1150	62.20; 91.01/91.10; 01.02	0,00	1 198,31	1 198,31	Цена реализации определена по результатам тендера
18	Профилакторий для стоянки спецавтотранспорта, Самарская область, г. о. Жигулевск, с. Зольное	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.01/90.02.1; 41.01	83,74	330,65	246,90	Цена реализации определена по результатам тендера
19	Деловой центр	419709, 419708	1150	62.01; 91.01/91.02; 01.09	3 187,89	4 030,24	842,35	Цена реализации определена по результатам тендера
20	Нефтеоборудованные сети	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.01/90.02.1; 41.01	1 392,76	4 207,80	2 815,04	Цена реализации определена по результатам тендера

№ п/п	Наименование актива	Инвентарный номер (если применимо)	Строка бухгалтерского баланса, где был отражен актив на отчетную дату, предшествующую реализации актива	Счета бухгалтерского учета (с учетом аналитики), на которых отражены доход и расход от выбытия актива (911xxx/91.2xxx)	Балансовая стоимость актива, тыс. руб.	Фактическая стоимость реализации, тыс. руб. (без НДС)	Отклонение фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива, тыс. руб.	Причина отклонения фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива
21	Водовод	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	159,39	501,12	341,73	Цена реализации определена по результатам тендера
22	Водовод	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	3 004,99	12 062,91	9 057,92	Цена реализации определена по результатам тендера
23	Водоводы	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	37,61	134,49	96,87	Цена реализации определена по результатам тендера
24	Сооружение водоводы	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	314,47	1 223,25	908,77	Цена реализации определена по результатам тендера
25	Водоводы	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	27,20	76,20	49,00	Цена реализации определена по результатам тендера
26	Водоводы	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	215,59	1 058,97	843,38	Цена реализации определена по результатам тендера
27	Водоводы	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	108,39	329,75	221,36	Цена реализации определена по результатам тендера
28	Водовод	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	90,69	279,94	189,24	Цена реализации определена по результатам тендера
29	Водовод	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	42,82	119,92	77,10	Цена реализации определена по результатам тендера
30	Напорный водовод	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	4 043,73	24 562,44	20 518,71	Цена реализации определена по результатам тендера
31	Водоводы	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	85,49	289,19	203,70	Цена реализации определена по результатам тендера
32	Водоводы	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	456,02	2 701,96	2 245,94	Цена реализации определена по результатам тендера
33	Водовод	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	36,57	102,43	65,85	Цена реализации определена по результатам тендера

№ п/п	Наименование актива	Инвентарный номер (если применимо)	Строка бухгалтерского баланса, где был отражен актив на отчетную дату, предшествующую реализации актива	Счета бухгалтерского учета (с учетом аналитики), на которых отражены доход и расход от выбытия актива (91.1xxx/91.2xxx)	Балансовая стоимость актива, тыс. руб.	Фактическая стоимость реализации, тыс. руб. (без НДС)	Отклонение фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива, тыс. руб.	Причина отклонения фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива
34	Водоводы	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	214,55	1 195,95	981,40	Цена реализации определена по результатам тендера
35	Водовод	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	24,08	67,45	43,36	Цена реализации определена по результатам тендера
36	Сооружение	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	85,49	256,35	170,86	Цена реализации определена по результатам тендера
37	Водоводы	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	34,49	96,59	62,10	Цена реализации определена по результатам тендера
38	Водоводы	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	75,08	210,26	135,18	Цена реализации определена по результатам тендера
39	Водоводы	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	179,16	3 223,11	3 043,94	Цена реализации определена по результатам тендера
40	Водоводы	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	46,98	131,57	84,59	Цена реализации определена по результатам тендера
41	Водоводы	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	118,80	332,67	213,87	Цена реализации определена по результатам тендера
42	Водоводы	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	52,18	146,14	93,96	Цена реализации определена по результатам тендера
43	Сооружение	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	103,18	301,58	198,40	Цена реализации определена по результатам тендера
44	Нефтеcборные сети	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	661,06	2 806,97	2 145,91	Цена реализации определена по результатам тендера
45	Водовод	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	154,18	431,77	277,59	Цена реализации определена по результатам тендера
46	Водовод	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	34,49	96,59	62,10	Цена реализации определена по результатам тендера

№ п/п	Наименование актива	Инвентарный номер (если применимо)	Строка бухгалтерского баланса, где был отражен актив на отчетную дату, предшествующую реализации актива	Счета бухгалтерского учета (с учетом аналитики), на которых отражены доход и расход от выбытия актива (911xxx/91.2xxx)	Балансовая стоимость актива, тыс. руб.	Фактическая стоимость реализации, тыс. руб. (без НДС)	Отклонение фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива, тыс. руб.	Причина отклонения фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива
47	Водовод	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	1 417,74	6 869,94	5 452,20	Цена реализации определена по результатам тендера
48	Напорный нефтепровод	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	3 401,55	9 525,46	6 123,91	Цена реализации определена по результатам тендера
49	Сооружение	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	566,98	1 559,74	1 002,75	Цена реализации определена по результатам тендера
50	Напорный нефтепровод	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	3 341,18	9 356,39	6 015,22	Цена реализации определена по результатам тендера
51	Сооружение	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	70,92	198,61	127,69	Цена реализации определена по результатам тендера
52	Сооружение	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	269,72	755,31	485,59	Цена реализации определена по результатам тендера
53	Сооружение	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	469,55	1 314,92	845,37	Цена реализации определена по результатам тендера
54	Здание (утепленный павильон)	11936-5/1, 11936-5/2	1150	62.01; 90.011/90.021; 41.01	373,21	1 121,27	748,06	Цена реализации определена по результатам тендера
55	Здание гаража	Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»	1213	62.01; 90.011/90.021; 41.01	96,75	114,41	17,66	Цена реализации определена по результатам тендера
56	Производственная база «Промсервис»	75000994, 114526343, 75000995	1210	62.01; 90.011/90.021; 41.01	12 784,18	25 276,35	12 492,17	Цена реализации определена по результатам тендера
57	Разъездной катер «Агат»	ИНВ-317, Д-231	1213	62.01; 90.011/90.021; 41.01	607,08	607,08	0,00	Цена реализации определена по результатам тендера
58	Квартира	1300000000004	1150	9101030100/9101030600, 9110030200, 9110030300	3 883,29	4 781,18	897,89	Цена реализации определена по результатам тендера
59	Квартира	1300000000005	1150	9101030100/9101030600, 9110030200, 9110030300	3 810,01	4 759,16	949,15	Цена реализации определена по результатам тендера
60	Квартира	1300000000008	1150	9101030100/9101030600, 9110030200, 9110030300	3 823,76	5 029,24	1 205,48	Цена реализации определена по результатам тендера

№ п/п	Наименование актива	Инвентарный номер (если применимо)	Строка бухгалтерского баланса, где был отражен актив на отчетную дату, предшествующую реализации актива	Счета бухгалтерского учета (с учетом аналитики), на которых отражены доход и расход от выбытия актива (91.1xxx/91.2xxx)	Балансовая стоимость актива, тыс. руб.	Фактическая стоимость реализации, тыс. руб. (без НДС)	Отклонение фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива, тыс. руб.	Причина отклонения фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива
61	Квартира	130000000011	1150	9101030100/9101030600, 9110030200, 9110030300	3 817,63	4 796,77	979,14	Цена реализации определена по результатам тендера
62	Квартира	130000000015	1150	9101030100/9101030600, 9110030200, 9110030300	3 793,73	4 768,35	974,62	Цена реализации определена по результатам тендера
63	Жилой дом	ИНВ-1246	1150	9101030100, 9110040200, 9110030300	5 155,08	5 792,40	637,32	Цена реализации определена по результатам тендера
64	Производственное помещение	004500353	1150	61.01; 91.01/91.02; 01.09	0,00	20 670,76	20 670,76	Цена реализации определена по результатам тендера
65	Земельный участок	2601	1150	91.01/91.02	70,31	2 420,50	2 350,19	Цена реализации определена по результатам тендера
66	Доля Банка «ВБРР» (АО) в праве 4 140/7 696 на нежилое здание	100003072	Стр. 10	9137910000	16 179,66	17 199,95	1 020,29	Цена реализации определена по результатам тендера
67	Столовая	PMC-00001259	1150	91.01/91.02.11	1 465,30	1 385,33	-79,98	Цена реализации определена по результатам тендера
68	Квартира № 10		1210	91.01/91.02.11	1 558,93	1 774,21	215,28	Цена реализации определена по результатам тендера
69	Квартира № 11		1210	91.01/91.02.11	1 489,40	1 503,99	14,60	Цена реализации определена по результатам тендера
70	Квартира № 12		1210	91.01/91.02.11	1 556,54	1 572,11	15,57	Цена реализации определена по результатам тендера
71	Квартира № 46	РИД-00008832	1150	91.01/91.02.11	403,55	874,91	471,36	Цена реализации определена по результатам тендера
72	Квартира. Назначение: жилое помещение. Площадь 112,8 кв. м	5	1150	91.01/91.02	7 194,00	10 800,00	3 606,00	Цена реализации определена по результатам тендера
73	Торговый комплекс «Дольче Вита»	647, 646	1150	91.01/91.02	16 224,36	14 343,25	-1 881,11	Цена реализации определена по результатам тендера
74	Магазин мини-маркет «Зодиак»	1496, 1496а	1150	91.01/91.02	9 440,31	8 507,88	-932,43	Цена реализации определена по результатам тендера

№ п/п	Наименование актива	Инвентарный номер (если применимо)	Строка бухгалтерского баланса, где был отражен актив на отчетную дату, предшествующую реализации актива	Счета бухгалтерского учета (с учетом аналитики), на которых отражены доход и расход от выбытия актива (911xxx/91.2xxx)	Балансовая стоимость актива, тыс. руб.	Фактическая стоимость реализации, тыс. руб. (без НДС)	Отклонение фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива, тыс. руб.	Причина отклонения фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива
75	Магазин «На троих» (магазин встроенный, назначение: торговое, общей площадью 38,5 кв. м)	1134	1150	91.01/91.02	213,36	1 963,95	1 750,58	Цена реализации определена по результатам тендера
76	Автостоянка (Орловская область, г. Орел, ул. Космонавтов, 1е)	2-477, 46-2	1150	91.01/91.02	1 287,13	5 227,44	3 940,31	Цена реализации определена по результатам тендера
77	Имущественный комплекс база отдыха «Нефтяник»	00928, 00929, 00203, 00204, 00205, 00409-1, 00408-1, 00410-2, 00892, 00890-1, 00891, 05504, 00180, 00181, 00182, 00183-1, 00184-1, 00185, 00188-1, 00189-1, 00186, 00187, 00190-1, 00191-1, 00192-1, 00193-1, 00194, 00195-1, 00196-1, 00197, 00200, 00201, 00202, 00208-2, 00198, 00199, 00206-1, 00207-2, 00001-3, 10070, 10178, 00209, 00407-1, 08767, 08808-2, 08797-2, 00889, 00888-1, 00760, 10183, 10181, 00212-1, 00867, 00865, 00866, 00211-1, 00759, 00213-1, 00210, 10071, 00899, 00404-1, 10170, 08810, 08807-2, 10172-1, 08783, 08704, 08766, 00933, 00932-1, 00915-1, 00913, 907, 00918-1, 00925, 10171, 10180, 10179, 10174, 00920, 10175, 10173, 00901, 00902-1, 00903-1, 00927, 00893, 00926, 00900, 00922-1, 00924, 00921, 00935, 00923, 00906, 00905-1, 00904, 10182, 00919	1150	91010301/91020301	7 011,76	28 728,81	21 717,05	Цена реализации определена по результатам тендера
78	Двухкомнатная квартира	102807	1150	911.03010101/91.2.03010101	1 777,00	1 210,00	-567,00	Цена реализации определена по итогам переговоров с покупателем с учетом результатов оценки рыночной стоимости

№ п/п	Наименование актива	Инвентарный номер (если применимо)	Строка бухгалтерского баланса, где был отражен актив на отчетную дату, предшествующую реализации актива	Счета бухгалтерского учета (с учетом аналитики), на которых отражены доход и расход от выбытия актива (91.1xxx/91.2xxx)	Балансовая стоимость актива, тыс. руб.	Фактическая стоимость реализации, тыс. руб. (без НДС)	Отклонение фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива, тыс. руб.	Причина отклонения фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива
79	Двухкомнатная квартира	102804	1150	91.1.03010101/91.2.03010101	1 783,00	1 220,00	-563,00	Цена реализации определена по итогам переговоров с покупателем с учетом результатов оценки рыночной стоимости
80	Двухкомнатная квартира	102812	1150	91.1.03010101/91.2.03010101	1 777,00	1 210,00	-567,00	Цена реализации определена по итогам переговоров с покупателем с учетом результатов оценки рыночной стоимости
81	Автостоянка вахтовой службы	45073	1150	91.01/91.02	1 498,51	12 003,21	10 504,70	Цена реализации определена по результатам тендера
82	Квартира	AR000699	1150	91.01/91.02	135,01	1 420,89	1 285,87	Цена реализации определена по результатам тендера
83	Земельный участок	KR001810	1150	91.01/91.02	297,49	731,65	434,16	Цена реализации определена по результатам тендера
84	Земельный участок для эксплуатации ж.-д. тупика	TM-001580, TM000006	1150	91.01/91.02	156,06	4 552,42	4 396,36	Цена реализации определена по результатам тендера
85	Объекты ЖКХ (имущественный комплекс котельной к базе УТТ в районе ДНС-24 Самотлорского месторождения нефти)	100193, 451, 210647, 210647, 210647, 122	1150	62.01; 91.01/91.02; 01	733,49	3 852,85	3 119,36	Цена реализации определена по результатам тендера
86	Нежилое строение склада	1349_2993	1160	91.01/91.02	558,19	5 313,56	4 755,37	Цена реализации определена по результатам тендера
87	Административное здание	000150, 000151, 000152	011 (Основные средства в организации)	91.01/91.02	69 264,11	74 572,50	5 308,39	Цена реализации определена по результатам тендера
88	Четырехкомнатная квартира	7767	1150	62.01; 91.01/91.02; 01.09	4 377,65	5 517,00	1 139,35	Цена реализации определена по результатам тендера
89	Часть здания, занимаемая оптово-розничной базой, расположенная на первом этаже пятиэтажного жилого дома, общей площадью 81,3 кв. м	У10-УРС 2/1	1150	62.01; 91.01/91.02; 01.09	901,00	2 040,29	1 139,29	Цена реализации определена по результатам тендера
ВСЕГО					292 584,80	595 978,86	303 394,06	

2. Закупка товаров, работ, услуг

2.1. Утверждение Положения о закупках. Повышение уровня прозрачности закупочной деятельности

Федеральный закон № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц»
 Поручение Правительства Российской Федерации от 17.12.2012 № ИШ-П13-8685
 Пункт 2 Перечня поручений Правительства Российской Федерации от 12.12.2015 № ДМ-П9-8413
 Поручение Правительства Российской Федерации от 01.03.2016 № ДМ-П13-1100 (пункт 89 Плана действий Правительства Российской Федерации, направленных на обеспечение стабильного социально-экономического развития Российской Федерации в 2016 году)
 Директивы Правительства Российской Федерации от 19.04.2016 № 2793п-П13
 Директивы Правительства Российской Федерации от 11.10.2016 № 7704п-П13

Решением Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» от 30.11.2018 утверждена новая редакция Положения Компании «О закупке товаров, работ, услуг» [текст Положения опубликован на официальном сайте Компании <http://zakupki.rosneft.ru/node/459132>, а также в Единой информационной системе <http://zakupki.gov.ru>], которое:

- устанавливает принципы осуществления Компанией закупочной деятельности: информационная открытость и прозрачность, равноправие, справедливость и отсутствие дискриминации и необоснованных ограничений конкуренции по отношению к участникам закупки, целевое и экономически эффективное расходование денежных средств, предотвращение коррупции и каких-либо злоупотреблений в ходе осуществления закупочной деятельности;
- содержит описание основных элементов процесса закупок товаров, работ, услуг, в том числе порядок подготовки и проведения процедур закупки, порядок заключения и исполнения договоров;
- содержит отдельные нормы, регламентирующие особенности участия в закупках субъектов малого и среднего предпринимательства (далее – субъекты МСП);
- предусматривает проведение закупок в электронной форме.

В 2016 году Компанией разработаны нормативы закупок товаров, работ, услуг, которые предусматривают предельные цены соответствующих товаров, работ, услуг и требования к количеству, потребительским свойствам и иным характеристикам указанных товаров, работ, услуг. Перечень продукции, для которой в Компании установлены нормативы, размещен на официальном сайте Компании в информационно-телекоммуникационной сети интернет (<http://zakupki.rosneft.ru>). Также в Компании организован контроль соблюдения действующих нормативов, на ежегодной основе проводится мониторинг результатов осуществления закупочной деятельности в соответствии с нормативами.
 Во исполнение директив Правительства Российской Федерации от 11.10.2016 № 7704п-П13 Положением Компании «О закупке товаров, работ, услуг» предусмотрена возможность устанавливать в документации о закупке порядок оплаты товара, работы, услуги (пункт 10.4.7.6), в рамках которого возможно применение механизма факторинга.
 Соответствующие материалы на регулярной основе размещаются на МВ-Портале.

2.2. Обеспечение эффективности проведения закупок у субъектов малого и среднего предпринимательства, в том числе в части закупок инновационной и высокотехнологичной продукции

Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.05.2013 № 867-р
 Поручение Правительства Российской Федерации от 13.01.2018 № ДМ-П13-77 о представлении информации по подпункту «в» пункта 1 поручения Президента Российской Федерации от 31.12.2017 № Пр-2763
 Директивы Правительства Российской Федерации от 16.06.2016 № 4252п-П13

В Компании реализованы комплексные мероприятия, направленные на повышение эффективности закупочной деятельности, в том числе:

1. создан и действует на постоянной основе Консультативный совет, информация о деятельности совета размещена на сайте ПАО «НК «Роснефть» (<http://zakupki.rosneft.ru/consult>);
2. разработаны и утверждены внутренние документы:
 - Положение Компании «О закупке товаров, работ, услуг» (новая редакция);
 - Положение ПАО «НК «Роснефть» «О деятельности Консультативного совета, осуществляющего общественный аудит эффективности проводимых закупок у субъектов малого и среднего предпринимательства»;
 - Положение Компании «О порядке и правилах работы системы «одного окна» для внедрения инновационной продукции»;
 - принципы классификации Компании «Объекты инновационной деятельности», определяющие единые правила и критерии отнесения товаров, работ, услуг Компании к инновациям в соответствии с Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 25.12.2015 № 1026;
 - методические указания Компании «Оценка жизненного цикла продукции», предусматривающие порядок применения критерия оценки «Стоимость жизненного цикла продукции»;
3. внесены изменения в закупочные локальные нормативные документы Компании в части закрепления особенностей участия субъектов МСП в процедурах закупок Компании;
4. организован прием предложений с инновационными решениями, поступающих от потенциальных контрагентов, в том числе субъектов МСП, в режиме одного окна на сайте ПАО «НК «Роснефть» (https://www.rosneft.ru/Development/sci_and_innov/Upravlenie_innovacionnoj_dejatel'nostju/Sistema_Odnogo_okna/);
5. сформирован и утвержден План закупки инновационной продукции на 2018–2022 годы (размещен в Единой информационной системе <http://zakupki.gov.ru>);
6. утверждены и введены в действие КПЭ для руководителей службы снабжения с показателем «доля закупок у субъектов МСП»;
7. в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации в сфере закупок, все закупки, участниками которых являются субъекты МСП, проводятся в электронной форме на электронной торговой площадке АО «ТЭК-Торг» (в секции ПАО «НК «Роснефть»).

По итогам 2018 года:

- общий объем договоров, заключенных ПАО «НК «Роснефть» с субъектами МСП (включая договоры, заключенные Обществами Группы от имени ПАО «НК «Роснефть»), с учетом объема оплат, приходящих на 2018 год, составил 34,8 млрд руб. (или 69,08 %) для целей исполнения показателя 18 % и 10,2 млрд руб. (или 20,30 %) для целей исполнения показателя 15 %;
- обеспечено заключение договоров по результатам закупочных процедур инновационной продукции на 2,2 млрд руб. (прирост на 17 % к 2017 году в стоимостном выражении), в том числе с субъектами МСП – на 0,6 млрд руб. (прирост на 19 % к 2017 году в стоимостном выражении).

2.3. Увеличение закупок продукции российского производства

Порушения Президента Российской Федерации по итогам заседания президиума Государственного совета Российской Федерации от 20.02.2009
 Пункт 4 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 05.12.2014 № Пр-2821
 Поручения Правительства Российской Федерации от 08.12.2014 № АД-П19-9176 и от 05.03.2015 № ИШ-П13-1419
 Поручение Правительства Российской Федерации от 01.04.2016 № ИШ-П13-1872
 Пункт 4 раздела II протокола заседания Правительственной комиссии по использованию информационных технологий для улучшения качества жизни и условий ведения предпринимательской деятельности от 09.02.2018 № 1
 Директивы Правительства Российской Федерации от 05.03.2015 № 1346п-П13
 Директивы Правительства Российской Федерации от 01.06.2015 № 3425п-П13
 Директивы Правительства Российской Федерации от 11.07.2016 № 4972п-П13
 Директивы Правительства Российской Федерации от 05.09.2016 № 6558п-П13
 Директивы Правительства Российской Федерации от 06.02.2017 № 830п-П13
 Директивы Правительства Российской Федерации от 17.04.2017 № 2602п-П13
 Директивы Правительства Российской Федерации от 06.12.2018 № 10068п-П13
 Директивы Правительства Российской Федерации от 26.09.2018 № 7923-П13

Комплекс мер (перечень мероприятий), направленных на плановое и поэтапное замещение закупки иностранной продукции (работ, услуг) закупкой, эквивалентной по техническим характеристикам и потребительским свойствам российской продукции (работ, услуг), используемой при осуществлении инвестиционных проектов и текущей деятельности, исходя из принципов экономической целесообразности и технологической обоснованности, разработан и одобрен Советом директоров Компании (протокол № 35 от 05.06.2015).

Положение Компании «О закупке товаров, работ, услуг» полностью отвечает требованиям директив Правительства Российской Федерации от 01.06.2015 № 3425п-П13, от 11.07.2016 № 4972п-П13 и от 06.02.2017 № 830п-П13 и позволяет Компании заключать долгосрочные контракты на поставку любой продукции и предусматривает проведение закупок отечественного конкурентоспособного программного обеспечения, необходимого для деятельности ПАО «НК «Роснефть».

Положение Компании «О закупке товаров, работ, услуг» содержит раздел 13.1 «Приоритет товаров российского происхождения, работ, услуг, выполняемых, оказываемых российскими лицами», предусматривающий:

- применение приоритета товаров российского происхождения, работ, услуг, выполняемых, оказываемых российскими лицами, в случаях и порядке, установленных действующим законодательством;
- право заказчика применять соответствующие приоритеты и особенности, если бы их наличие было прямо объявлено в документации о закупке либо соответствующие нормы установлены действующим законодательством.

Дополнительно в Компании сформирована и реализуется программа импортозамещения и локализации производства оборудования для нужд ПАО «НК «Роснефть».

В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации № 925 от 16.09.2016 «О приоритете товаров российского происхождения, работ, услуг, выполняемых, оказываемых российскими лицами, по отношению к товарам, происходящим из иностранного государства, работам, услугам, выполняемым, оказываемым иностранными лицами», в Компании разработаны и внесены изменения в закупочную документацию, а также включены формы подтверждения российского происхождения товаров, выполнения работ, оказания услуг российскими лицами.

Комплекс мер (корпоративный план) по импортозамещению и локализации актуализирован в соответствии с директивами Правительства Российской Федерации от 06.02.2017 № 830п-П13, с учетом Методических рекомендаций, утвержденных приказом Минэкономразвития России от 11.08.2016 № 219П-АУ. Основные положения включены в Долгосрочную программу развития ПАО «НК «Роснефть» (актуализирована и утверждена решением Совета директоров, протокол от 20.12.2018 № 12). Во исполнение директив Правительства Российской Федерации от 17.04.2017 № 2602п-П13 Советом директоров Компании были приняты соответствующие решения (протокол от 24.08.2018 № 6).

В рамках исполнения директив Правительства Российской Федерации от 26.09.2018 № 7923-П13 Советом директоров (протокол от 25.01.2019 № 14) было дано поручение Правлению Компании ежегодно обеспечивать своевременное информирование профильных федеральных органов исполнительной власти (Минпромторг России, Минэнерго России и Минэкономразвития России) и Правительства Российской Федерации об объемах заключаемых ПАО «НК «Роснефть» и его Обществами Группы с предприятиями оборонно-промышленного комплекса контрактов на закупку гражданской продукции для топливно-энергетического комплекса (выполнение работ, оказание услуг), не относящейся к государственному оборонному заказу, не позднее чем за 30 дней до проведения годового Общего собрания акционеров ПАО «НК «Роснефть». Соответствующие материалы на регулярной основе размещаются на МВ-Портале.

3. Определение размера дивидендов

Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.06.2006 № 774-р [в редакции распоряжения Правительства Российской Федерации от 12.11.2012 № 2083-р]

В соответствии с утвержденной 05.06.2015 Советом директоров Дивидендной политикой (протокол от 05.06.2015 № 35) с изменениями, утвержденными решениями Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» (протоколы заседаний от 09.12.2016 № 15, от 22.06.2017 № 29, от 31.08.2017 № 5), при определении рекомендуемого Общему собранию акционеров размера дивидендов Совет директоров ориентируется на величину чистой прибыли, определяемую по данным финансовой отчетности, ПАО «НК «Роснефть», составленной согласно требованиям Российских стандартов финансовой отчетности и по данным консолидированной финансовой отчетности ПАО «НК «Роснефть», составленной согласно требованиям Международных стандартов финансовой отчетности.

Рекомендуемая сумма дивидендных выплат определяется Советом директоров ПАО «НК «Роснефть» на основе финансовых результатов деятельности ПАО «НК «Роснефть» по итогам года. Целевой уровень дивидендных выплат составляет не менее 50 % от чистой прибыли ПАО «НК «Роснефть» в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности с целевой периодичностью выплаты дивидендов ПАО «НК «Роснефть» по меньшей мере два раза в год.

История выплаты дивидендов размещена на сайте ПАО «НК «Роснефть» по ссылке: <https://www.rosneft.ru/Investors/dividends/>

4. Структура Годового отчета

Постановление Правительства Российской Федерации от 31.12.2010 № 1214 «О совершенствовании порядка управления открытыми акционерными обществами, акции которых находятся в федеральной собственности, и федеральными государственными унитарными предприятиями»

Пункт 3 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 27.12.2014 № Пр-3013

Директивы Правительства Российской Федерации от 06.04.2015 № 2007п-П13

Пункт 2 протокола совещания у Первого заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И. И. Шувалова от 02.06.2015 № ИШ-П13-47пр

Директивы Правительства Российской Федерации от 31.07.2015 № 5024п-П13

Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» за 2018 год подготовлен в соответствии с требованиями Положения Банка России от 30.12.2014 № 454-П к содержанию годового отчета, с учетом примерной структуры годового отчета акционерного общества, акции которого находятся в федеральной собственности, утвержденной Постановлением Правительства Российской Федерации от 31.12.2010 № 1214 [в ред. Постановления Правительства от 19.07.2017 № 851] и требований директив Правительства Российской Федерации от 06.04.2015 № 2007п-П13 и от 31.07.2015 № 5024-П13.

По отдельным пунктам примерной структуры годового отчета АО, акции которого находятся в федеральной собственности в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 31.12.2010 № 1214 [в ред. Постановления Правительства от 19.07.2017 № 851], необходимо отметить следующее:

- в 2018 году ПАО «НК «Роснефть» не совершало крупных сделок (пункт 10 Постановления);
- перечень сделок, в совершении которых имеется заинтересованность, совершенных ПАО «НК «Роснефть» в 2018 году, в соответствии с пунктом 70.3 Положения Банка России от 30.12.2014 № 454-П доступен на официальном сайте ПАО «НК «Роснефть» по адресу: <https://www.rosneft.ru/Investors/information/transactions/> (пункт 11 Постановления);
- ПАО «НК «Роснефть» в 2018 году не получало субсидий из федерального бюджета (пункт 13 Постановления).

5. Разработка и актуализация стратегии, эффективность, долгосрочное планирование

5.1. Разработка и утверждение Программы инновационного развития

Подпункт «б» пункта 1 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 07.02.2011 № Пр-307
 Директивы Правительства Российской Федерации от 24.03.2011 № 1221п-П13
 Послание Федеральному Собранию Российской Федерации от 12.11.2010
 Протокол заседания Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 30.01.2012 № 1
 Подпункты 32, 33 и 34 пункта 1 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 27.12.2013 № Пр-3086
 Справка по материалам заседания Правительства Российской Федерации от 30.01.2014, протокол № 3
 Подпункт «б» пункта 2 раздела 2 протокола заседания президиума Совета при Президенте Российской Федерации по модернизации экономики и инновационному развитию России от 17.04.2015 № 2
 Поручение Правительства Российской Федерации от 07.11.2015 № ДМ-П36-7563
 Директивы Правительства от 03.03.2016 № 1471п-П13 и № 1472п-П13
 Директивы Правительства Российской Федерации от 27.04.2018 № 3262п-П13

В соответствии с подпунктом «б» пункта 1 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 07.02.2011 № Пр-307, директивами Правительства Российской Федерации, решением Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» (протокол от 03.11.2016 № 13), утверждена Программа инновационного развития ПАО «НК «Роснефть» на 2016–2020 годы с перспективой до 2030 года.
 Структура Программы отвечает требованиям, предъявляемым к программам инновационного развития акционерных обществ с государственным участием, государственных корпораций и федеральных государственных унитарных предприятий в соответствии с рекомендациями, утвержденными решением правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям.
 Основные направления, ключевые показатели эффективности и мероприятия Программы инновационного развития интегрированы в актуализированную Долгосрочную программу развития ПАО «НК «Роснефть» (утверждена решением Совета директоров (протокол от 20.12.2018 № 12)).
 В перечень КПЭ ДПР, КПЭ топ-менеджмента ПАО «НК «Роснефть», в том числе Главного исполнительного директора, включен интегральный КПЭ инновационной деятельности.
 В 2018 году проведено сопоставление уровня технологического (инновационного) развития и значений ключевых показателей эффективности инновационной деятельности с уровнем развития и показателями ведущих зарубежных и российских компаний – аналогов в соответствии с методическими рекомендациями, одобренными межведомственной рабочей группой (протокол 19.09.2017 № 2).
 В Минэнерго России и Минэкономразвития России представлены:

- результаты сопоставления уровня технологического развития ПАО «НК «Роснефть»;
- предложения по корректировке Программы инновационного развития ПАО «НК «Роснефть» с последующим внесением соответствующих изменений в Долгосрочную программу развития ПАО «НК «Роснефть»;
- предложения по составу и значениям интегрального ключевого показателя эффективности инновационной деятельности на 2019 год.

Соответствующие материалы на регулярной основе размещаются на МВ-Портале.

5.2. Управление правами на результаты интеллектуальной деятельности

Поручение Правительства Российской Федерации от 25.08.2017 № ИШ-П8-5594
 Директивы Правительства Российской Федерации от 12.12.2017 № 9177п-П13
 Поручение Правительства Российской Федерации от 05.04.2018 № ИШ-П13-1925
 Директивы Правительства Российской Федерации от 30.08.2018 № 7050п-П13

Рекомендации по управлению правами на результаты интеллектуальной деятельности в полной мере учтены в рамках Положения Компании «Управление правами на результаты интеллектуальной деятельности (изобретения, полезные модели, программы для электронных вычислительных машин, базы данных и секреты производства [ноу-хау])» (утверждено и введено в действие приказом от 25.07.2017 № 429) и Программы инновационного развития ПАО «НК «Роснефть» на 2016–2020 годы, утвержденной Советом директоров Компании.
 Указанное Положение устанавливает общий порядок и требования к следующим процессам:

- содействие созданию, выявлению потенциально охраноспособных результатов интеллектуальной деятельности;
- обеспечение распределения прав на результаты интеллектуальной деятельности с учетом интересов ПАО «НК «Роснефть»;
- проведение патентных исследований, в том числе построение патентных ландшафтов в целях прогнозирования и планирования соответствующих общемировому уровню разработок и исследований, а также создания новых и модернизации существующих технологий;
- регистрация прав на результаты интеллектуальной деятельности, а также организация учета сведений о правах на результаты интеллектуальной деятельности (патенты на изобретения и полезные модели, свидетельства на программы ЭВМ, секреты производства [ноу-хау]).

Программа по управлению правами на результаты интеллектуальной деятельности реализуется в Компании в рамках мероприятий Программы инновационного развития ПАО «НК «Роснефть».
 В 2018 году на уровне Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» вопросы управления правами на результаты интеллектуальной деятельности были рассмотрены в рамках директив Правительства Российской Федерации № 9177п-П13 от 12.12.2017 и № 7050п-П13 от 30.08.2018.
 Соответствующие материалы на регулярной основе размещаются на МВ-Портале.

5.3. Разработка и утверждение Стратегии и Долгосрочной программы развития Компании

«Рекомендации по разработке программ инновационного развития», утвержденные решением Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 03.08.2010, протокол № 4
 Абзац 2 пункта 2 протокола совещания у Первого заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И. И. Шувалова от 03.10.2013 № ИШ-П13-98п
 Подпункты 32 и 34 пункта 1 поручения Президента Российской Федерации от 27.12.2013 № Пр-3086
 Поручение Правительства Российской Федерации от 30.12.2013 № ДМ-П13-9589
 Директивы Правительства Российской Федерации от 17.07.2014 № 4955п-П13
 Директивы Правительства Российской Федерации от 24.06.2015 № 3984п-П13
 Пункт 6 раздела 2 Плана мероприятий по обеспечению повышения производительности труда, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.07.2014 № 1250-р
 Директивы Правительства Российской Федерации от 11.06.2014 № 7389п-П13
 Пункт 2.3 раздела 1 протокола заседания Военно-промышленной комиссии при Правительстве Российской Федерации от 25.04.2014 № 4
 Директивы Правительства Российской Федерации от 11.06.2015 № 3666п-П13
 Подпункт «б» пункта 2 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 01.07.2014 № Пр-1627
 Поручение Правительства Российской Федерации от 15.08.2014 № ИШ-П8-6196, от 22.07.2014 № ОГ-П8-5496

В 2017 году решением Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» одобрена Стратегия «Роснефть – 2022» (протокол от 21.12.2017 № 8), ориентированная на качественное изменение бизнеса Компании за счет внедрения передовых управленческих подходов, новых технологий и повышения отдачи существующих активов Компании.
 Стратегия «Роснефть – 2022» полностью отвечает современным вызовам энергетической отрасли. Стратегия предусматривает увеличение доходности бизнеса и отдачу от основных активов за счет интенсификации их разработки, фокус на реализации ключевых проектов, ускоренном тиражировании новых технологий и перевод Компании на качественно новый уровень с учетом вызовов цифровой эпохи.
 В рамках формирования Стратегии «Роснефть – 2022» проведен детальный анализ состояния внешней среды и вызовов по каждому из бизнес-сегментов Компании. Детально проработаны стратегические инициативы по каждому из направлений бизнеса, позволяющие развить и реализовать приоритеты развития Компании. Основные положения Стратегии «Роснефть – 2022» были озвучены Главным исполнительным директором ПАО «НК «Роснефть» И. И. Сечиним в рамках Годового общего собрания акционеров 22.06.2017 и опубликованы на официальном сайте ПАО «НК «Роснефть». Ключевая информация и положения Стратегии «Роснефть – 2022» представлены в разделе 11 Годового отчета.
 В 2018 году Совет директоров ПАО «НК «Роснефть» утвердил дополнительные инициативы к Стратегии «Роснефть – 2022» с учетом положений послания Президента России В. В. Путина Федеральному собранию (протокол от 28.04.2018 № 17).
 В декабре 2018 года Совет директоров ПАО «НК «Роснефть» рассмотрел результаты реализации стратегии «Роснефть – 2022» и отметил успешность в достижении ее целей по итогам 2018 года.
 Долгосрочная программа развития ПАО «НК «Роснефть» (далее – ДПР) была впервые разработана в 2014 году в соответствии с поручением Президента Российской Федерации В. В. Путина от 27.12.2013 № Пр-3086, положениями директив Правительства Российской Федерации от 17.07.2014 № 4955-П13. Решением Совета директоров от 09.12.2014 (протокол № 12) были утверждены ДПР, Стандарт ПАО «НК «Роснефть» «Проведение аудиторской проверки реализации ДПР» и Положение Компании «Система показателей эффективности Компании».
 Трудовым договором с Главным исполнительным директором ПАО «НК «Роснефть» предусмотрена обязанность обеспечить выполнение утвержденных Стратегии и ДПР Компании.
 Начиная с 2015 года в Компании на ежегодной основе готовится отчет о реализации ДПР за предыдущий период, проводится аудит ее реализации с привлечением независимого аудитора. Информация о результатах аудита на ежегодной основе рассматривается Советом директоров Компании, а также представляется на годовом Общем собрании акционеров. ДПР подлежит ежегодной актуализации. В 2018 году ДПР была актуализирована с учетом принятых Советом директоров ПАО «НК «Роснефть» решений в части планов развития Компании, в том числе положений

Директивы Правительства Российской Федерации от 05.11.2014 № 7439п-П13
 Директивы Правительства Российской Федерации от 28.06.2016 № 4531п-П13

Стратегии «Роснефть – 2022», и дополнительных положений Стратегии, а также детализации отдельных мероприятий по достижению долгосрочных целей. Актуализированная ДПР была утверждена 20.12.2018 Советом директоров ПАО «НК «Роснефть» (протокол от 20.12.2018 № 12).
 ДПР содержит комплекс мероприятий, разработанных в соответствии с требованиями директив Правительства Российской Федерации (№ 4955п-П13 от 17.07.2014, № 7558п-П13 от 12.11.2014, № 1346п-П13 от 05.03.2015 и № 2303п-П13 от 16.04.2015, № 7389п-П13 от 31.10.2014, № 1472п-П13 от 03.04.2016, № 4531п-П13 от 28.06.2016, № 4750п-П13 от 04.07.2016, № 830п-П13 от 06.02.2017) и включает в том числе комплекс мер по повышению производительности труда, информацию в части основных параметров потребности в трудовых ресурсах, отдельный раздел с мероприятиями в части развития Дальнего Востока. Показатели повышения эффективности, направленные на реализацию бережливого производства, являются неотъемлемой частью существующей системы ключевых показателей эффективности топ-менеджеров и руководителей структурных подразделений Компании, ДПР увязана с ключевыми положениями государственных программ Российской Федерации по направлениям деятельности Компании.
 Информация о ДПР, а также о результатах аудита ее реализации за 2018 год представлена в разделе 1.2 Годового отчета. Соответствующие материалы на регулярной основе размещаются на МВ-Портале.

5.4. Сокращение операционных расходов

Подпункт 5 пункта 1 поручений Президента Российской Федерации от 05.12.2014 № Пр-2821
 Директивы Правительства Российской Федерации от 16.04.2015 № 2303п-П13
 Пункт 4 раздела 2 протокола совещания у Председателя Правительства Российской Федерации от 18.01.2016 № ДМ-П13-2пр
 Поручение Правительства Российской Федерации от 11.04.2016 № ИШ-П13-2047
 Директивы Правительства Российской Федерации от 04.07.2016 № 4750п-П13

Поручения Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации о ежегодном снижении операционных расходов исполняются ПАО «НК «Роснефть» в полном объеме.
 Компанией сформирован и включен в ДПР ПАО «НК «Роснефть» комплекс мер (перечень мероприятий), направленных на достижение значения показателя снижения операционных расходов (затрат).
 Соответствующий показатель включен в систему показателей эффективности топ-менеджеров ПАО «Роснефть». Результаты выполнения соответствующего комплекса мер по снижению операционных затрат ежегодно проходят независимую проверку в рамках аудита реализации ДПР (заключение независимого аудитора ООО «Эрст энд Янг» от 25.04.2018) и рассматриваются Советом директоров Компании.
 За счет реализации программ энергосбережения и сокращения уровня потерь, повышения эффективности закупочных процедур, оптимизации объемов закупаемых работ и услуг, оптимизации численности персонала и экономии административно-управленческих затрат по итогам 2018 года достигнуто снижение расходов не менее 4,3 % относительно 2017 года. Соответствующие материалы размещаются на МВ-Портале.

5.5. Разработка внутренних нормативных документов

Пункт 2 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 27.12.2014 № Пр-3013
 Поручения Правительства Российской Федерации от 23.03.2015 № ИШ-П13-1818, от 24.06.2015 № ИШ-П13-4148
 Директивы Правительства Российской Федерации от 24.06.2015 № 3984п-П13
 Пункт 2 поручения Президента Российской Федерации от 26.04.2016 № Пр-769
 Пункт 6 поручения Правительства Российской Федерации от 20.07.2016 № АД-П36-4292
 Письмо Росимущества от 20.03.2017 № РБ-11/9968

В соответствии с методическими указаниями, одобренными Правительством Российской Федерации (№ ИШ-П13-4148 от 24.06.2015), в Компании разработаны, утверждены и введены в действие:

- Политика Компании «О внутреннем аудите»;
- Политика Компании «Повышение операционной и инвестиционной эффективности»;
- Политика Компании «Система управления рисками и внутреннего контроля»;
- Политика Компании по добыче нефти на суше;
- Политика Компании в области разведки и добычи углеводородов на шельфе;
- Политика Компании по газовому бизнесу;
- Стандарт Компании «Общекорпоративная система управления рисками»;
- Положение Компании «Порядок разработки (актуализации) и выполнения Программы инновационного развития ПАО «НК «Роснефть»»;
- Положение Компании «О порядке и правилах работы системы «одного окна» для внедрения инновационной продукции»;
- Стандарт Компании «Управление эффективностью инновационной деятельности»;
- Положение о системе управления качеством нефтепродуктов.

Указания директив исполнены ПАО «НК «Роснефть» в полном объеме.
 Соответствующие материалы на регулярной основе размещаются на МВ-Портале.

Пункт 2 протокола совещания у Первого заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И. И. Шувалова от 02.06.2015 № ИШ-П13-47пр
 Директивы Правительства Российской Федерации от 31.07.2015 № 5024п-П13

В соответствии с решением Совета директоров Компании, принятым во исполнение директив Правительства Российской Федерации от 31.07.2015 № 5024п-П13, в соответствии с Методическими рекомендациями, утвержденными распоряжением Министерства экономического развития от 22.12.2015 № 400Р-АУ во исполнение поручения Правительства Российской Федерации от 31.07.2015 № ИШ-П13-5231, утверждены Правлением Компании и введены в действие:

- Положение Компании «Порядок осуществления благотворительной деятельности ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы»;
- Положение Компании «О спонсорской деятельности ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы».

Соответствующие материалы на регулярной основе размещаются на МВ-Портале.

5.6. Оптимизация деятельности интегрированных структур

Пункт 4 протокола совещания у заместителя Председателя Правительства Российской Федерации Д. О. Рогозина от 15.06.2012 № РД-П13-45пр
 Пункт 1 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 07.05.2014 № Пр-1032, Поручение Правительства Российской Федерации от 13.05.2014 № ИШ-П13-3464, пункт 4 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 05.12.2014 № Пр-2821
 Директивы Правительства Российской Федерации от 08.08.2014 № 5110п-П13, от 26.03.2015 № 1796п-П13

Централизация казначейской функции Обществ Группы ПАО «НК «Роснефть» реализована с 2005 года путем создания Единого казначейства на базе финансовой службы Компании и корпоративного банка БАНК «ВБРР» (АО).
 Бизнес-процессы в области управления платежеспособностью, бюджетирования и акцепта финансовых операций Обществ Группы закреплены соответствующими политиками и ЛНД Компании.
 Соответствующие материалы на регулярной основе размещаются на МВ-Портале.

5.7. Внедрение рекомендаций Кодекса корпоративного управления Банка России в деятельность Компании

<p>Поручение Правительства Российской Федерации от 28.08.2014 № ДМ-П36-46пр Поручение Правительства Российской Федерации от 31.07.2014 № ИШ-П13-5859 Директивы Правительства Российской Федерации от 02.09.2014 № 5667п-П13 Директивы Правительства Российской Федерации от 20.02.2015 № 989п-П13</p>	<p>По результатам анализа стандартов корпоративного управления ПАО «НК «Роснефть» и положений Кодекса корпоративного управления Банка России в Компании разработан и утвержден План мероприятий по внедрению ключевых положений Кодекса (Дорожная карта). В течение 2018 года в Компании проводилась системная работа по ее исполнению. Основополагающие принципы системы корпоративного управления ПАО «НК «Роснефть» закреплены Кодексом корпоративного управления ПАО «НК «Роснефть» и соответствуют признанным лучшим мировым стандартам. Советом директоров ПАО «НК «Роснефть» 20.12.2017 (протокол от 25.12.2017 № 9) и 24.12.2018 (протокол от 24.12.2018 № 13) рассмотрен статус реализации Дорожной карты, актуализированы сроки выполнения ее отдельных мероприятий. Информация о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления Банка России, включая перечень рекомендаций, не нашедших отражения во внутренних документах Компании, и пояснения, объясняющие невозможность применения Компанией соответствующих рекомендаций, а также описание альтернативных механизмов и инструментов корпоративного управления, раскрываются в составе годового отчета Компании.</p>
--	---

5.8. Включение в новые экспортные контракты оговорки о возможности осуществления расчетов в рублях

<p>Подпункт 1 пункта 1 раздела I протокола заседания Национального совета по обеспечению финансовой стабильности от 10.04.2015 № 7 Директивы Правительства Российской Федерации от 23.07.2015 № 4807п-П13</p>	<p>Вопрос «О включении в новые экспортные контракты оговорки о возможности осуществления расчетов в рублях, а также установления обоснованной минимальной доли расчетов по экспорту, осуществляемых в российских рублях в соответствии с директивами Правительства Российской Федерации от 23.07.2015 № 4807п-П13» рассмотрен Советом директоров Компании 30.09.2016 (протокол от 03.10.2016 № 7). Возможность осуществления расчетов в рублях предусмотрена большинством договоров Обществ Группы по реализации нефтепродуктов в адрес контрагентов, зарегистрированных на территории стран СНГ. Работа по включению условия о расчетах в рублях в договоры с остальными контрагентами-нерезидентами ведется с учетом оценки рисков потери клиентов и снижения объемов реализации (отказ клиентов в связи с возникновением дополнительных издержек при конвертации валюты), а также рисков, связанных с девальвацией российского рубля, которые могут привести к снижению объема выручки от реализации нефтепродуктов на экспорт.</p>
--	--

5.9. Вознаграждение менеджмента и работников Компании, разработка системы КПЭ

<p>Поручение Президента Российской Федерации от 06.04.2009 № Пр-825 Поручения Правительства Российской Федерации от 06.04.2009 № ВП-П13-1823, от 20.04.2009 № ВП-П13-2099, от 28.07.2009 № В3-П13-4252, от 08.04.2010 № ИШ-П13-2232, от 04.12.2010 № КА-П13-8297 Абзац 3 пункта 2 протокола совещания у Первого заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И. И. Шувалова от 03.10.2013 № ИШ-П13-98пр Пункт 5 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 05.07.2013 № Пр-1474 Директивы Правительства Российской Федерации от 25.04.2014 № 2579п-П13 Поручение Правительства Российской Федерации от 27.03.2014 № ИШ-П13-2043 Директивы Правительства Российской Федерации от 24.06.2015 № 3984п-П13 Подпункт 5 пункта 1 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 05.12.2014 № Пр-2821 Поручение Правительства Российской Федерации от 04.12.2014 № ДМ-П13-9024 Директивы Правительства Российской Федерации от 16.04.2015 № 2303п-П13</p>	<p>Система мотивации руководства, основанная на выполнении ключевых показателей эффективности, действует в Компании с 2009 года. Введено в действие Положение о годовом премировании топ-менеджеров и руководителей самостоятельных структурных подразделений ПАО «НК «Роснефть». Дополнительно решением Совета директоров Компании от 09.12.2014 (протокол № 12) в четком соответствии с Методическими указаниями Росимущества «По применению ключевых показателей эффективности государственными корпорациями, государственными компаниями, государственными унитарными предприятиями, а также хозяйственными обществами, в уставном капитале которых доля участия Российской Федерации, субъекта Российской Федерации в совокупности превышает пятьдесят процентов» утверждено Положение Компании «Система показателей эффективности». Система показателей эффективности ПАО «НК «Роснефть» включает в себя:</p> <ul style="list-style-type: none"> - финансово-экономические показатели (операционная прибыль [EBITDA], доходность на задействованный капитал [ROACE], совокупный доход акционеров [TSR], коэффициент долговой нагрузки (чистый долг / EBITDA), показатели сокращения затрат); - отраслевые показатели (объем добычи углеводородов, замещение запасов, выход светлых нефтепродуктов, интегральный показатель эффективности инновационной деятельности и т. д.). <p>Показатели эффективности для каждой категории руководителей утверждаются органами управления Компании (Совет директоров, Правление, Главный исполнительный директор ПАО «НК «Роснефть») ежегодно. Остальные работники Аппарата управления ПАО «НК «Роснефть» премируются на основании коллективных показателей эффективности за деятельность ПАО «НК «Роснефть», блоков и оценки личной результативности (КТВ – коэффициент трудового вклада). Целевые значения КПЭ топ-менеджмента и результаты их выполнения на ежегодной основе утверждаются решением Совета директоров на основании рекомендаций Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям. Трудовым договором с Главным исполнительным директором Компании предусмотрена обязанность обеспечить выполнение утвержденных Стратегии и ДПР Компании. Соответствующие материалы на регулярной основе размещаются на МВ-Портале.</p>
--	--

5.10. Об исполнении постановления Правительства Российской Федерации от 06.03.2018 № 232 в части утверждения порядка согласования плановых и программно-целевых документов в Министерством Российской Федерации по развитию Дальнего Востока и согласование таких документов с указанным Министерством

<p>Директивы Правительства Российской Федерации от 29.10.2018 № 8860п-П13</p>	<p>В рамках исполнения директив Правительства Российской Федерации от 29.10.2018 № 8860п-П13 Советом директоров 24.12.2018 (протокол от 24.12.2018 № 13) был рассмотрен вопрос «Об исполнении постановления Правительства Российской Федерации от 06.03.2018 № 232 в части утверждения порядка согласования плановых и программно-целевых документов с Министерством Российской Федерации по развитию Дальнего Востока и согласование таких документов с указанным Министерством», в том числе было отмечено, что реализация ПАО «НК «Роснефть» проектов на Дальнем Востоке, осуществляемых в соответствии с поручениями Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации, проводится в координации с Минвостокразвития России. Соответствующие материалы на регулярной основе размещаются на МВ-Портале.</p>
---	---

6. Устойчивое развитие

6.1. Внедрение профессиональных стандартов

<p>Пункт 3 раздела I протокола заседания Правительства Российской Федерации от 24.03.2016 № 9дсп с учетом положений Федерального закона от 02.05.2015 № 122-ФЗ «О внесении изменений в Трудовой кодекс Российской Федерации и статьи 11 и 73 Федерального закона «Об образовании в Российской Федерации» Директивы Правительства Российской Федерации от 14.07.2016 № 5119п-П13 «О внедрении профессиональных стандартов в деятельность акционерных обществ»</p>	<p>В 2018 году в ПАО «НК «Роснефть» и Обществах Группы работа по внедрению профессиональных стандартов организована в соответствии с Планом работы, утвержденным решением Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» от 25.12.2017, протокол № 9. Результаты выполнения Плана работы по внедрению профессиональных стандартов в деятельность ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы в 2018 году (по состоянию на 01.05.2018 и 01.11.2018) дважды были вынесены на рассмотрение Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» (протоколы от 20.06.2018 № 21, от 24.12.2018 № 13). Решением Совета директоров Компании утвержден План работы по внедрению профессиональных стандартов в деятельность ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы на 2019 год (протокол от 24.12.2018 № 13). Соответствующие материалы на регулярной основе размещаются на МВ-Портале.</p>
---	---

6.2. Создание физкультурно-спортивных обществ

Подпункт «б» пункта 2 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 09.11.2016 № Пр-2179
Пункт 1 поручения Правительства Российской Федерации от 26.12.2017 № ИШ-П13-8690
Письмо Росимущества от 22.01.2018 № РБ-11/1520дсп

В соответствии с пунктом 171 статьи 65 Федерального закона «Об акционерных обществах», вопросы создания, участия, прекращения участия акционерного общества в коммерческих и некоммерческих организациях могут быть отнесены уставом общества к компетенции совета директоров или исполнительного органа.

ПАО «НК «Роснефть» с особым вниманием относится к поддержке и развитию спорта и считает это направление социальной политики одним из основных своих приоритетов.

Поддержка спорта оказывается Компанией в том числе посредством осуществления благотворительной деятельности в рамках соглашений о социально-экономическом сотрудничестве с субъектами Российской Федерации и реализации отдельных благотворительных проектов.

В этих целях Компания традиционно направляет финансирование на поддержку и развитие деятельности спортивных организаций, развитие и популяризацию массового и детского спорта, строительство ледовых арен, катков и физкультурно-оздоровительных комплексов, а также на улучшение материально-технической базы и приобретение спортивного инвентаря для детско-юношеских спортивных школ и образовательных учреждений.

Более того, в рамках спонсорской деятельности ПАО «НК «Роснефть» оказывает финансовую помощь в целях организации и проведения крупнейших международных спортивных турниров, а также реализации спортивных проектов, направленных на поддержку и развитие хоккея, футбола, биатлона, самбо, бокса, автоспорта и других видов спорта.

6.3. О заключении рекламных контрактов АО с ведущими российскими спортсменами

Поручение Президента Российской Федерации от 09.02.2018 № Пр-223 и поручение Правительства Российской Федерации от 07.03.2018 № ВМ-П12-1271

ПАО «НК «Роснефть» поддерживает развитие спорта, и в этих целях Компания направляет финансирование на поддержку и развитие деятельности спортивных организаций.

ПАО «НК «Роснефть» является генеральным спонсором Международной федерации самбо (ФИАС), ежегодно финансируя мероприятия официального календаря соревнований по данному виду спорта.

Компанией охвачены проекты в области автоспорта. При этом ПАО «НК «Роснефть» учитывает приоритетность поддержки национальных команд и производителей автомобилей, а также стремится к максимальному охвату регионов России проводимыми соревнованиями.

Также Компания в полном объеме приняла на себя обязательства по содержанию и развитию хоккейного клуба ЦСКА. В сезоне 2017/2018 Чемпионата России по футболу ПАО «НК «Роснефть» выступило титульным спонсором футбольного клуба «Арсенал».

Основанием для формирования текущего Годового отчета являются следующие локальные (внутренние) нормативные документы ПАО «НК «Роснефть»:

- Устав;
- Кодекс корпоративного управления Компании;
- Кодекс деловой и корпоративной этики Компании;
- Положение «Об Общем собрании акционеров ПАО «НК «Роснефть»»;
- Положение «О Совете директоров ПАО «НК «Роснефть»»;
- Положение о Комитете Совета директоров Компании по аудиту;
- Положение о Комитете Совета директоров Компании по кадрам и вознаграждениям;
- Положение о Комитете Совета директоров Компании по стратегическому планированию;
- Положение о вознаграждении и компенсации расходов членов Совета директоров Компании;
- Положение о порядке формирования и работы комитетов Совета директоров Компании;
- Положение «О коллегиальном исполнительном органе (Правлении) ПАО «НК «Роснефть»»;
- Положение «О единоличном исполнительном органе (Главном исполнительном директоре) ПАО «НК «Роснефть»»;
- Стандарт Компании о выплатах и компенсациях топ-менеджерам;
- Положение «О Ревизионной комиссии ПАО «НК «Роснефть»»;
- Положение о вознаграждениях и компенсациях членам Ревизионной комиссии Компании;
- Положение о Корпоративном секретаре Компании;
- Положение об Информационной политике Компании;
- Положение «О предоставлении информации акционерам ПАО «НК «Роснефть»»;
- Положение об инсайдерской информации Компании;
- Дивидендная политика ПАО «НК «Роснефть»»;
- Политика Компании в области противодействия вовлечению в коррупционную деятельность;
- Политика Компании «О внутреннем аудите»;
- Политика Компании «Система управления рисками и внутреннего контроля»;
- Политика Компании в области охраны окружающей среды;
- Политика Компании в области промышленной безопасности и охраны труда.

АУДИТОРСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Акционерам и Совету директоров ПАО «НК «Роснефть»

Мнение

Мы провели аудит бухгалтерской (финансовой) отчетности ПАО «НК «Роснефть» (далее – «Общество»), состоящей из бухгалтерского баланса по состоянию на 31 декабря 2018 г., отчета о финансовых результатах за 2018 год и приложений к ним.

По нашему мнению, прилагаемая бухгалтерская (финансовая) отчетность отражает достоверно во всех существенных аспектах финансовое положение Общества по состоянию на 31 декабря 2018 г., а также его финансовые результаты и движение денежных средств за 2018 год в соответствии с установленными в Российской Федерации правилами составления бухгалтерской (финансовой) отчетности.

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе «Ответственность аудитора за аудит бухгалтерской (финансовой) отчетности» нашего заключения. Мы независимы по отношению к Обществу в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров (Кодекс СМСЭБ) и этическими требованиями, применимыми к нашему аудиту бухгалтерской (финансовой) отчетности в Российской Федерации, и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с этими требованиями и Кодексом СМСЭБ. Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

Ключевые вопросы аудита

Ключевые вопросы аудита – это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, являлись наиболее значимыми для нашего аудита бухгалтерской (финансовой) отчетности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита бухгалтерской (финансовой) отчетности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчетности, и мы не выражаем отдельного мнения по этим вопросам. В отношении указанного ниже вопроса наше описание того, как данный вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приводится в этом контексте.

Мы выполнили обязанности, описанные в разделе «Ответственность аудитора за аудит бухгалтерской (финансовой) отчетности» нашего заключения, в том числе по отношению к этому вопросу. Соответственно, наш аудит включал выполнение процедур, разработанных в ответ на нашу оценку рисков существенного искажения бухгалтерской (финансовой) отчетности. Результаты наших аудиторских процедур, в том числе процедур, выполненных в ходе рассмотрения указанного ниже вопроса, служат основанием для выражения нашего аудиторского мнения о прилагаемой бухгалтерской (финансовой) отчетности.

Ключевой вопрос аудита	Как соответствующий ключевой вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита
<p>Вклады в уставные капиталы дочерних обществ в связи с реструктуризацией</p> <p>В 2018 году Общество произвело ряд новых существенных вложений принадлежащих ему акций/долей предприятий, находящихся на балансе, в уставные капиталы других своих дочерних обществ с целью создания и выделения управленческих субхолдингов. Согласно ПБУ 19/02 «Учет финансовых вложений» при невозможности установить стоимость активов, переданных или подлежащих передаче организацией, стоимость финансовых вложений, полученных организацией по договору, предусматривающим исполнение обязательств (оплату) неденежными средствами, определяется исходя из стоимости, по которой в сравнимых обстоятельствах приобретаются аналогичные финансовые вложения. В результате стоимость полученных финансовых вложений определяется исходя из справедливой стоимости передаваемых в качестве вклада в уставный капитал активов. Данный вопрос являлся одним из наиболее значимых для нашего аудита, поскольку соответствующие операции являются значительными для бухгалтерской (финансовой) отчетности, а расчет стоимости финансовых вложений, подлежащих передаче, требует от руководства формирования существенных оценочных суждений. Информация о вышеуказанных операциях представлена в Примечании 11 к бухгалтерской (финансовой) отчетности.</p>	<p>Мы привлекли наших специалистов по оценке бизнеса к проверке моделей, подготовленных для целей определения стоимости передаваемых в качестве вклада в уставный капитал активов. Мы проанализировали используемые в моделях допущения для проверки стоимости активов. Мы сравнили ставки дисконтирования и прогноз долгосрочных темпов роста с общими рыночными показателями и иными имеющимися данными. Мы провели проверку арифметической точности моделей и анализа чувствительности моделей к изменению ключевых допущений. Кроме того, мы сравнили суммы в бухгалтерских проводках с соответствующими расчетами стоимости и проанализировали подход к учету справедливой стоимости финансовых вложений.</p>

Прочая информация, включенная в Годовой отчет

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в Годовом отчете за 2018 год, но не включает бухгалтерскую (финансовую) отчетность и наше аудиторское заключение о ней. Ответственность за прочую информацию несет руководство. Годовой отчет, предположительно, будет нам предоставлен после даты настоящего аудиторского заключения.

Наше мнение о бухгалтерской (финансовой) отчетности не распространяется на прочую информацию, и мы не будем предоставлять вывода, выражающего уверенность в какой-либо форме в отношении данной информации.

В связи с проведением нами аудита бухгалтерской (финансовой) отчетности наша обязанность заключается в ознакомлении с указанной выше прочей информацией, когда она будет нам предоставлена, и рассмотрении при этом вопроса, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и бухгалтерской (финансовой) отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений.

Ответственность руководства и Комитета Совета директоров по аудиту за бухгалтерскую (финансовую) отчетность

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление указанной бухгалтерской (финансовой) отчетности в соответствии с установленными в Российской Федерации правилами составления бухгалтерской (финансовой) отчетности и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для подготовки бухгалтерской (финансовой) отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

При подготовке бухгалтерской (финансовой) отчетности руководство несет ответственность за оценку способности Общества продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Общество, прекратить его деятельность или, когда у него нет реальной альтернативы таким действиям.

Комитет Совета директоров по аудиту несет ответственность за надзор за процессом подготовки бухгалтерской (финансовой) отчетности Общества.

Ответственность аудитора за аудит бухгалтерской (финансовой) отчетности

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что бухгалтерская (финансовая) отчетность в целом не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского заключения, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с Международными стандартами аудита, всегда выявит существенное искажение при его наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что по отдельности или в совокупности они могли бы повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой бухгалтерской (финансовой) отчетности.

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

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

Мы осуществляем информационное взаимодействие с Комитетом Совета директоров по аудиту, доводя до его сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, если мы выявляем таковые в процессе аудита.

Мы также предоставляем Комитету Совета директоров по аудиту заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали его обо всех взаимоотношениях и прочих вопросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, а в необходимых случаях – о соответствующих мерах предосторожности.

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

Руководитель, ответственный за проведение аудита, по результатам которого выпущено настоящее аудиторское заключение независимого аудитора, – Д. Е. Лобачев

Д. Е. Лобачев
Партнер ООО «Эрнст энд Янг»
5 февраля 2019 г.

Сведения об аудируемом лице

Наименование: ПАО «НК «Роснефть»

Запись внесена в Единый государственный реестр юридических лиц 12 августа 2002 г. и присвоен государственный регистрационный номер 1027700043502.

Местонахождение: 115035, Россия, г. Москва, Софийская наб., д. 26/1.

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.

Бухгалтерский баланс на 31 декабря 2018 г.

Пояснения	Наименование показателя	Код строки	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
АКТИВ					
I. Внеоборотные активы					
6	Нематериальные активы	1110	44 599 532	23 468 759	23 214 357
8	Результаты исследований и разработок	1120	6 728 123	4 890 365	3 344 717
7	Нематериальные поисковые активы	1130	99 214 115	111 303 011	78 528 809
7	Материальные поисковые активы	1140	20 222 627	26 179 268	11 326 829
5	Основные средства	1150	1 269 210 761	1 186 529 970	1 058 799 579
	Доходные вложения в материальные ценности	1160	-	-	-
3, 11	Финансовые вложения	1170	6 159 574 705	6 003 776 788	5 492 046 642
3, 21	Отложенные налоговые активы	1180	94 841 893	95 062 970	68 252 970
9	Прочие внеоборотные активы	1190	31 951 119	32 318 324	33 202 633
	Итого по разделу I	1100	7 726 342 875	7 483 529 455	6 768 716 536
II. Оборотные активы					
10	Запасы	1210	151 426 199	142 388 555	113 017 735
10	Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	72 718 694	72 598 729	57 272 596
3, 15, 18	Дебиторская задолженность	1230	2 653 803 215	2 531 306 562	1 523 299 152
	в том числе:				
	дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются в течении 12 месяцев после отчетной даты	1231	1 005 017 767	1 119 929 274	806 591 911
	дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты	1232	1 648 785 448	1 411 377 288	716 707 241
3, 11	Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	1 100 833 573	728 055 665	899 267 309
12	Краткосрочные производные финансовые инструменты, признаваемые по справедливой стоимости через отчет о финансовых результатах	1241	-	-	-
12	Долгосрочные производные финансовые инструменты, признаваемые по справедливой стоимости через отчет о финансовых результатах	1242	-	-	-
14	Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	598 541 224	116 638 660	584 223 460
	Прочие оборотные активы	1260	5 052 039	8 400 746	7 604 682
	в том числе:				
	не предъявленная к оплате начисленная выручка по договорам строительного подряда	1261	-	-	-
	Итого по разделу II	1200	4 582 374 944	3 599 388 917	3 184 684 934
	БАЛАНС	1600	12 308 717 819	11 082 918 372	9 953 401 470
ПАССИВ					
III. Капитал и резервы					
1, 19	Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	105 982	105 982	105 982
19	Собственные акции, выкупленные у акционеров	1320	-	-	-
19	Переоценка внеоборотных активов	1340	5	5	15
19	Добавочный капитал (без переоценки)	1350	113 279 890	113 278 538	113 279 280
19	Резервный капитал	1360	5 299	5 299	5 299
13	Прочие фонды и резервы	1365	(115 062 581)	(231 748 689)	(348 012 103)
3, 20	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	2 028 141 822	1 802 733 923	1 767 708 786
	Итого по разделу III	1300	2 026 470 417	1 684 375 058	1 533 087 259
IV. Долгосрочные обязательства					
16	Заемные средства	1410	5 792 741 747	5 083 998 328	4 338 773 620
21	Отложенные налоговые обязательства	1420	91 808 512	91 105 397	78 948 226
24	Оценочные обязательства	1430	56 345 080	61 023 750	50 403 366
12	Долгосрочные производные финансовые инструменты, признаваемые по справедливой стоимости через отчет о финансовых результатах	1440	-	-	-
16	Прочие обязательства	1450	1 134 390 419	1 419 426 029	1 550 012 639
	Итого по разделу IV	1400	7 075 285 758	6 655 553 504	6 018 137 851
V. Краткосрочные обязательства					
16	Заемные средства	1510	817 935 056	860 270 860	525 561 253
15, 18	Кредиторская задолженность	1520	2 333 146 921	1 785 522 679	1 753 787 381
	Доходы будущих периодов	1530	2 740 157	2 651 115	1 874 814
24	Оценочные обязательства	1540	19 582 179	20 059 244	22 943 218

Пояснения	Наименование показателя	Код строки	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
12	Краткосрочные производные финансовые инструменты, признаваемые по справедливой стоимости через отчет о финансовых результатах	1545	33 058 044	74 073 303	97 633 864
	Прочие обязательства	1550	499 287	412 609	375 830
	Итого по разделу V	1500	3 206 961 644	2 742 989 810	2 402 176 360
	БАЛАНС	1700	12 308 717 819	11 082 918 372	9 953 401 470

И. И. Сечин

Главный исполнительный директор
ПАО «НК «Роснефть»

В. А. Сурков

Генеральный директор
ООО «РН-Учет»

(договор от 01.08.2017 № 100017/02711Д)

«___» _____ 2019 г.

ОТЧЕТ О ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТАХ ЗА 2018 ГОД

Пояснения	Наименование показателя	Код строки	За январь – декабрь 2018 г.	За январь – декабрь 2017 г.
20, 26	Выручка	2110	6 968 248 044	4 892 934 388
20	Себестоимость продаж	2120	(4 815 224 782)	(3 459 587 329)
20	Расходы, связанные с разведкой и оценкой запасов нефти и газа	2130	(24 065 226)	(14 149 489)
	Валовая прибыль (убыток)	2100	2 128 958 036	1 419 197 570
20	Коммерческие расходы	2210	(1 422 676 475)	(990 299 266)
20	Общехозяйственные и административные расходы	2220	(80 583 478)	(68 941 225)
	Прибыль (убыток) от продаж	2200	625 698 083	359 957 079
20	Проценты к получению	2320	186 773 202	179 953 353
16, 20	Проценты к уплате	2330	(451 851 788)	(396 184 404)
20	Доходы от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов	2333	51 966 086	23 560 680
20	Расходы от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов	2334	(10 950 827)	-
17, 20	Прочие доходы	2340	328 328 022	329 387 442
13, 17, 20	Прочие расходы	2350	(296 124 690)	(413 567 272)
	Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	433 838 088	83 106 878
	Текущий налог на прибыль	2410	431 697	12 272 616
21	в т. ч. постоянные налоговые активы (обязательства)	2421	81 505 569	44 356 090
21	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	(703 115)	(12 157 171)
21	Изменение отложенных налоговых активов	2450	(2 835 837)	26 810 000
	Прочее	2460	30 053 176	28 936 657
	Налог на прибыль прошлых лет	2461	(204 996)	(1 338 586)
	Налог на вмененный доход	2464	-	-
	Перераспределение налога на прибыль внутри КГН	2465	1 086 645	1 209 389
13	Налоговый эффект результатов прочих операций, не включаемых в чистую прибыль (убыток) периода	2466	29 171 527	29 065 854
22	Чистая прибыль (убыток)	2400	460 784 009	138 968 980
	Справочно			
	Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2510	-	-
13, 17, 19	Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2520	116 687 460	116 262 672
	Совокупный финансовый результат периода	2500	577 471 469	255 231 652
22	Базовая прибыль (убыток) на акцию (руб./акцию)	2900	43,48	13,11

И. И. Сечин

Главный исполнительный директор
ПАО «НК «Роснефть»

В. А. Сурков

Генеральный директор
ООО «РН-Учет»

(договор от 01.08.2017 № 100017/02711Д)

«___» _____ 2019 г.

Отчет об изменениях капитала за 2018 год

1. ДВИЖЕНИЕ КАПИТАЛА

Наименование показателя	Код строки	Уставный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Добавочный капитал	Резервный капитал	Прочие фонды и резервы	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	Итого
ВЕЛИЧИНА КАПИТАЛА НА 31 ДЕКАБРЯ 2016 Г.	3100	105 982	-	113 279 295	5 299	(348 012 103)	1 767 708 786	1 533 087 259
За 2017 год								
Увеличение капитала – всего:	3210	-	-	2 642	-	116 263 414	138 993 251	255 259 307
в том числе:	3211	x	x	x	x	x	138 968 980	138 968 980
чистая прибыль								
переоценка имущества	3212	x	x	-	x	-	x	-
доходы, относящиеся непосредственно на увеличение капитала	3213	x	x	2 642	x	116 263 414	24 271	116 290 327
дополнительный выпуск акций	3214	-	-	-	x	-	x	-
увеличение номинальной стоимости акций	3215	-	x	-	x	-	-	x
реорганизация юридического лица	3216	-	-	-	-	-	-	-
Уменьшение капитала – всего:	3220	-	-	(3 384)	-	-	(103 968 124)	(103 971 508)
в том числе:	3221	x	x	x	x	x	-	-
убыток								
переоценка имущества	3222	x	x	-	x	-	x	-
расходы, относящиеся непосредственно на уменьшение капитала	3223	x	x	(3 384)	x	-	-	(3 384)
уменьшение номинальной стоимости акций	3224	-	-	-	x	-	-	-
уменьшение количества акций	3225	-	-	x	x	-	x	-
реорганизация юридического лица	3226	-	-	-	-	-	-	-
дивиденды	3227	x	x	x	x	x	(103 968 124)	(103 968 124)
Изменение добавочного капитала	3230	x	x	(10)	x	-	10	x
Изменение резервного капитала	3240	x	x	x	-	x	-	x
ВЕЛИЧИНА КАПИТАЛА НА 31 ДЕКАБРЯ 2017 Г.	3200	105 982	-	113 278 543	5 299	(231 748 689)	1 802 733 923	1 684 375 058
За 2018 год								
Увеличение капитала – всего:	3310	-	-	5 921	-	116 686 108	460 866 255	577 558 284
в том числе:	3311	x	x	x	x	x	460 784 009	460 784 009
чистая прибыль								
переоценка имущества	3312	x	x	-	x	-	x	-
доходы, относящиеся непосредственно на увеличение капитала	3313	x	x	5 921	x	116 686 108	82 246	116 774 275
дополнительный выпуск акций	3314	-	-	-	x	-	x	-
увеличение номинальной стоимости акций	3315	-	x	-	x	-	-	x
реорганизация юридического лица	3316	-	-	-	-	-	-	-
Уменьшение капитала – всего:	3320	-	-	(4 569)	-	-	(235 458 356)	(235 462 925)
в том числе:	3321	x	x	x	x	x	-	-
убыток								
переоценка имущества	3322	x	x	-	x	-	x	-
расходы, относящиеся непосредственно на уменьшение капитала	3323	x	x	(4 569)	x	-	(10 459 041)	(10 463 610)
уменьшение номинальной стоимости акций	3324	-	-	-	x	-	-	-
уменьшение количества акций	3325	-	-	x	x	-	x	-
реорганизация юридического лица	3326	-	-	-	-	-	-	-
дивиденды	3327	x	x	x	x	x	(224 999 315)	(224 999 315)
Изменение добавочного капитала	3330	x	x	-	x	-	-	x
Изменение резервного капитала	3340	x	x	x	-	x	-	x
ВЕЛИЧИНА КАПИТАЛА НА 31 ДЕКАБРЯ 2018 Г.	3300	105 982	-	113 279 895	5 299	(115 062 581)	2 028 141 822	2 026 470 417

2. КОРРЕКТИРОВКИ В СВЯЗИ С ИЗМЕНЕНИЕМ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ И ИСПРАВЛЕНИЕМ ОШИБОК

Наименование показателя	Код строки	На 31 декабря 2016 г.	Изменения капитала за 2017 год		На 31 декабря 2017 г.
			за счет чистой прибыли (убытка)	за счет иных факторов	
Капитал – всего					
до корректировок	3400	1 533 087 259	138 968 980	12 318 819	1 684 375 058
корректировка в связи с:					
изменением учетной политики	3410	-	-	-	-
исправлением ошибок	3420	-	-	-	-
после корректировок	3500	1 533 087 259	138 968 980	12 318 819	1 684 375 058
в том числе:					
нераспределенная прибыль (непокрытый убыток):					
до корректировок	3401	1 767 708 786	138 968 980	(103 943 843)	1 802 733 923
корректировка в связи с:					
изменением учетной политики	3411	-	-	-	-
исправлением ошибок	3421	-	-	-	-
после корректировок	3501	1 767 708 786	138 968 980	(103 943 843)	1 802 733 923
другие статьи капитала, по которым осуществлены корректировки (по статьям):					
до корректировок	3402	(234 621 527)	-	116 262 662	(118 358 865)
корректировка в связи с:					
изменением учетной политики	3412	-	-	-	-
исправлением ошибок	3422	-	-	-	-
после корректировок	3502	(234 621 527)	-	116 262 662	(118 358 865)

3. ЧИСТЫЕ АКТИВЫ

Наименование показателя	Код строки	На 31 декабря 2018 года	На 31 декабря 2017 года	На 31 декабря 2016 года
Чистые активы	3600	2 026 470 417	1 684 375 058	1 533 087 259

И. И. Сечин

Главный исполнительный директор
ПАО «НК «Роснефть»

В. А. Сурков

Генеральный директор
ООО «РН-Учет»

(договор от 01.08.2017 № 100017/02711Д)

«___» _____ 2019 г.

Отчет о движении денежных средств за 2018 год

Наименование показателя	Код строки	За 2018 год	За 2017 год
ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ОТ ТЕКУЩИХ ОПЕРАЦИЙ			
Поступления – всего	4110	6 949 361 784	4 693 828 278
в том числе:	4111	5 962 431 089	3 764 022 033
от продажи продукции, товаров, работ и услуг			
арендных платежей, лицензионных платежей, роялти, комиссионных и иных аналогичных платежей	4112	151 987 590	144 786 533
от перепродажи финансовых вложений	4113	-	127 009 538
прочие поступления	4119	834 943 105	658 010 174
Направлено денежных средств – всего	4120	(6 762 778 931)	(5 172 970 012)
в том числе:	4121	(4 820 693 835)	(3 725 280 584)
поставщикам (подрядчикам) за сырье, материалы, работы, услуги			
в связи с оплатой труда работников	4122	(41 438 562)	(44 934 850)
процентов по долговым обязательствам	4123	(347 701 977)	(280 927 199)
на расчеты по налогу на прибыль	4124	(15 390 346)	(8 099 852)
на расчеты по иным налогам и сборам	4125	(944 055 998)	(588 676 822)
поисковые затраты	4128	(15 091 557)	(13 448 788)
на прочие платежи	4129	(578 406 656)	(511 601 917)
Сальдо денежных потоков от текущих операций	4100	186 582 853	(479 141 734)

Наименование показателя	Код строки	За 2018 год	За 2017 год
ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ОТ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ОПЕРАЦИЙ			
Поступления – всего	4210	2 877 879 280	2 475 022 201
в том числе:	4211	18 649 588	5 287 535
от продажи внеоборотных активов (кроме финансовых вложений)			
от продажи акций других организаций (долей участия)	4212	28 723	78 063 092
от возврата предоставленных займов, от продажи долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам)	4213	2 202 518 614	1 894 447 405
дивидендов, процентов по долговым финансовым вложениям и аналогичных поступлений от долевого участия в других организациях	4214	580 793 533	466 837 703
прочие поступления	4219	75 888 822	30 386 466
Платежи – всего	4220	(2 646 150 136)	(3 479 925 010)
в том числе:	4221	(203 655 854)	(212 862 768)
в связи с приобретением, созданием, модернизацией, реконструкцией и подготовкой к использованию внеоборотных активов			
в связи с приобретением акций других организаций (долей участия)	4222	(148 272 795)	(571 923 338)
в связи с приобретением долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам), предоставление займов другим лицам	4223	(2 204 686 684)	(2 573 608 741)
процентов по долговым обязательствам, включаемым в стоимость инвестиционного актива	4224	-	-
поисковые активы	4228	(15 993 209)	(46 050 890)
прочие платежи	4229	(73 541 594)	(75 479 273)
Сальдо денежных потоков от инвестиционных операций	4200	231 729 144	(1 004 902 809)
ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ОТ ФИНАНСОВЫХ ОПЕРАЦИЙ			
Поступления – всего	4310	3 401 044 264	4 064 309 309
в том числе:	4311	3 331 053 021	3 013 338 418
получение кредитов и займов			
денежных вкладов собственников (участников)	4312	-	-
от выпуска акций, увеличения долей участия	4313	-	-
от выпуска облигаций, векселей и других долговых ценных бумаг и др.	4314	69 991 243	1 050 970 891
прочие поступления	4319	-	-
Платежи – всего	4320	(3 338 428 524)	(3 017 533 992)
в том числе:	4321	-	-
собственникам (участникам) в связи с выкупом у них акций (долей участия) организации или их выходом из состава участников			
на уплату дивидендов и иных платежей по распределению прибыли в пользу собственников (участников)	4322	(218 156 115)	(100 875 076)
в связи с погашением (выкупом) векселей и других долговых ценных бумаг, возврат кредитов и займов	4323	(3 120 272 409)	(2 916 658 916)
прочие платежи	4329	-	-
Сальдо денежных потоков от финансовых операций	4300	62 615 740	1 046 775 317
Сальдо денежных потоков за отчетный период	4400	480 927 737	(437 269 226)
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на начало отчетного периода	4450	116 638 660	584 223 460
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на конец отчетного периода	4500	598 541 224	116 638 660
Величина влияния изменений курса иностранной валюты по отношению к рублю	4490	974 827	(30 315 574)

И. И. Сечин

Главный исполнительный директор
ПАО «НК «Роснефть»

В. А. Сурков

Генеральный директор
ООО «РН-Учет»

(договор от 01.08.2017 № 100017/02711Д)

«___» _____ 2019 г.

Пояснения к бухгалтерскому балансу и отчету о финансовых результатах ПАО «НК «Роснефть» за 2018 год

Данные Пояснения к Бухгалтерскому балансу и Отчету о финансовых результатах являются неотъемлемой частью бухгалтерской финансовой отчетности ПАО «НК «Роснефть» за 2018 год, подготовленной в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

Отчетной датой данной бухгалтерской (финансовой) отчетности, по состоянию на которую она составлена, является 31 декабря 2018 г.

1. ОРГАНИЗАЦИЯ И ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Описание Общества

Публичное акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть» [далее – «Общество»] создано в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 1 апреля 1995 г. № 327 «О первоочередных мерах по совершенствованию деятельности нефтяных компаний» и на основании постановления Правительства Российской Федерации от 29 сентября 1995 г. № 971 «О преобразовании государственного предприятия «Роснефть» в открытое акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть» и преобразовано в публичное акционерное общество 8 июля 2016 г.

Общество является юридическим лицом, действующим на основании устава и законодательства Российской Федерации.

Место нахождения Общества: Российская Федерация, г. Москва.

Адрес Общества, указанный в едином государственном реестре юридических лиц:

115035, Российская Федерация, г. Москва, Софийская наб., д. 26/1.

Органы управления Общества

Общее собрание акционеров Общества

Общее собрание акционеров является высшим органом управления Общества. Компетенция, порядок созыва, проведения и работы Общего собрания акционеров Общества определяются в соответствии с федеральным законодательством, Уставом Общества и Положением об Общем собрании акционеров Общества.

Адрес места проведения Общего собрания акционеров в форме собрания определяется Советом директоров Общества.

Годовое Общее собрание акционеров проводится не ранее чем через два месяца и не позднее чем через шесть месяцев после окончания финансового года.

На Общем собрании акционеров председательствует Председатель Совета директоров Общества, а в случае отсутствия – один из членов Совета директоров по решению Совета директоров.

Совет директоров Общества

Совет директоров Общества осуществляет общее руководство деятельностью Общества, за исключением решения вопросов, отнесенных федеральным законодательством и Уставом Общества к компетенции Общего собрания акционеров.

Члены Совета директоров Общества избираются Общим собранием акционеров на срок до следующего годового Общего собрания акционеров.

Состав Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», действовавший на 31 декабря 2018 г., сформирован решением годового Общего собрания акционеров Общества, проведенного 21 июня 2018 г.

В Состав Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» по состоянию на 31 декабря 2018 г. входили:

1. Алсуваиди Файзал	Член Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», представитель Qatar Investments Authority;
2. Белоусов Андрей Рэмович	Член Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», помощник Президента Российской Федерации;
3. Варниг Артур Маттиас	Заместитель Председателя Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», независимый директор, директор компании Interatix AG (Швейцария), исполнительный директор компании Норд Стрим 2 АГ (Nord Stream 2 AG) (Швейцария);
4. Выюгин Олег Вячеславович	Член Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», независимый директор, профессор Школы финансов Факультета экономических наук Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики»;
5. Глазенберг Айван	Член Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», Главный исполнительный директор Glencore International AG и Glencore plc;
6. Дадли Роберт Уоррен	Член Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», Директор и член Совета директоров BP p.l.c., Президент группы компаний BP;
7. Кинтеро Ордонес Гильермо	Член Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», Директор GQO Consultants LTD;
8. Новак Александр Валентинович	Член Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», Министр энергетики Российской Федерации;
9. Рудлофф Ханс-Йорг	Член Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», независимый директор, Председатель Правления Marcuard Holding, Исполнительный директор ABD Capital S.A., Президент ABD Capital Eastern Europe S.A.;
10. Сечин Игорь Иванович	Главный исполнительный директор, Председатель Правления, Заместитель Председателя Совета директоров ПАО «НК «Роснефть»;
11. Шрёдер Герхард	Председатель Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», независимый директор.

В соответствии с п. 2 ст. 64 Федерального закона «Об акционерных обществах» вознаграждение членам Совета директоров в период исполнения ими своих обязанностей выплачивается на основании решения Общего собрания акционеров.

В соответствии с Положением ПАО «НК «Роснефть» «О вознаграждении и компенсации расходов членов Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» (утверждено решением Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» 9 апреля 2015 г., протокол от 10 апреля 2015 г. № 28, с изменениями, утвержденными решением Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» 19 июня 2017 г., протокол от 22 июня 2017 г. № 29) выплата вознаграждения членам Совета директоров – резидентам РФ осуществляется в рублях по курсу Центрального банка РФ на дату платежа.

Согласно решению годового (по итогам 2017 года) Общего собрания акционеров 21 июня 2018 г. (протокол б/н от 26 июня 2018 г.) размер вознаграждения членов Совета директоров Общества за период выполнения ими своих обязанностей составляет:

- Шрёдеру Герхарду – 600 000 долларов США;
- Алсуваиди Файзалу – 530 000 долларов США;
- Варнигу Маттиасу – 580 000 долларов США (в рублях по курсу Центрального банка РФ на дату платежа);
- Выюгину Олегу Вячеславовичу – 565 000 долларов США (в рублях по курсу Центрального банка РФ на дату платежа);
- Глазенбергу Айвану – 530 000 долларов США;
- Хамфризу Дональду – 580 000 долларов США.

Указанные суммы не включают в себя компенсации расходов и затрат, понесенных членами Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» и связанных с исполнением ими своих функций.

Обязательство Общества по выплате указанным членам Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» вознаграждения за период выполнения ими своих обязанностей по состоянию на 31 декабря 2018 г. исполнено.

Членам Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» Белоусову Андрею Рэмовичу, являющемуся государственным служащим, и Новаку Александру Валентиновичу, замещающему государственную должность, а также Главному исполнительному директору, Председателю Правления ПАО «НК «Роснефть» Сечину Игорю Ивановичу вознаграждение за выполнение ими обязанностей членов Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» в 2018 году не выплачивалось. Членам Совета директоров – представителям акционера ПАО «НК «Роснефть» (компания БиПи) – Роберту Дадли и Гильермо Кинтеро в соответствии с поступившими от них обращениями вознаграждение за выполнение ими обязанностей членов Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» в 2018 году также не выплачивалось.

Едиличный исполнительный орган Общества

Едиличным исполнительным органом Общества является Главный исполнительный директор ПАО «НК «Роснефть».

На должность единоличного исполнительного органа Общества с 24 мая 2012 г. назначен Сечин Игорь Иванович (протокол заседания Совета директоров № 22 от 23 мая 2012 г.). Решением Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» от 30 апреля 2015 г. (протокол № 32 от 30 апреля 2015 г.) Сечин Игорь Иванович назначен на должность единоличного исполнительного органа Общества на новый срок – 5 лет.

Коллегиальный исполнительный орган управления Общества

Коллегиальным исполнительным органом управления Общества на основании Устава является Правление.

В состав Правления Общества по состоянию на 31 декабря 2018 г. входили:

1. Сечин Игорь Иванович	Главный исполнительный директор, Председатель Правления, Заместитель Председателя Совета директоров ПАО «НК «Роснефть»;
2. Калинин Юрий Иванович	Заместитель Председателя Правления, вице-президент по кадровым и социальным вопросам ПАО «НК «Роснефть»;
3. Букаев Геннадий Иванович	Вице-президент – руководитель Службы внутреннего аудита ПАО «НК «Роснефть»;
4. Касимиرو Дидье	Вице-президент по переработке, нефтехимии, коммерции и логистике ПАО «НК «Роснефть»;
5. Курилин Юрий Игоревич	Вице-президент – руководитель Аппарата Компании ПАО «НК «Роснефть»;
6. Лазарев Петр Иванович	Финансовый директор ПАО «НК «Роснефть»;
7. Лирон Эрик Морис	Первый вице-президент ПАО «НК «Роснефть»;
8. Рунье Зелько	Вице-президент по шельфовым проектам ПАО «НК «Роснефть»;
9. Русакова Влада Вилориковна	Вице-президент ПАО «НК «Роснефть»;
10. Шишкин Андрей Николаевич	Вице-президент по энергетике, локализации и инновациям ПАО «НК «Роснефть»;
11. Завалева Елена Владимировна	Статс-секретарь – вице-президент ПАО «НК «Роснефть».

Контроль финансово-хозяйственной деятельности Общества

Контроль финансово-хозяйственной деятельности Общества осуществляется ревизионной комиссией. Порядок деятельности ревизионной комиссии определяется Положением о Ревизионной комиссии Общества, утверждаемым Общим собранием акционеров Общества.

Ревизионная комиссия Общества избирается в составе 5 (пяти) членов Общим собранием акционеров на срок до следующего годового Общего собрания акционеров.

В состав Ревизионной комиссии Общества по состоянию на 31 декабря 2018 г. входили:

Председатель Ревизионной комиссии:	
1. Сабанцев Захар Борисович	Начальник отдела мониторинга финансового сектора, организационного обеспечения и сводной работы Департамента финансовой политики Минфина России;
Члены Ревизионной комиссии:	
2. Андрианова Ольга Анатольевна	Главный бухгалтер-начальник финансово-экономической службы АО «РОСНЕФТЕГАЗ», Генеральный директор ООО «Востокгазинвест»;
3. Богашов Александр Евгеньевич	Директор Департамента корпоративного управления, ценовой конъюнктуры и контрольно-ревизионной работы в отраслях ТЭК Минэнерго России;
4. Пома Сергей Иванович	Вице-президент Национальной ассоциации участников фондового рынка (НАУФОР);
5. Шумов Павел Геннадьевич	И.о. заместителя директора Департамента Минэкономразвития России.

Решением годового Общего собрания акционеров 21 июня 2018 г. (протокол б/н от 26 июня 2018 г.) утверждено вознаграждение членам Ревизионной комиссии Общества за период выполнения ими своих обязанностей в размере:

- Андриановой Ольге Анатольевне – 220 000 руб.;
- Пома Сергею Ивановичу – 220 000 руб.

Обязательство Общества по выплате вознаграждения по состоянию на 31 декабря 2018 г. исполнено.

Структура уставного капитала Общества¹

Состав акционеров (держателей акций) ПАО «НК «Роснефть» по состоянию на 31 декабря 2018 г.:

АО «РОСНЕФТЕГАЗ»	5 299 088 910 обыкновенных акций, составляющих 50,00000001 % от всего количества обыкновенных акций и уставного капитала Общества;
БиПи Рашан Инвестментс Лимитед / BP Russian Investments Limited	2 092 900 097 обыкновенных акций, составляющих 19,75 % от всего количества обыкновенных акций и уставного капитала Общества;
КьюЭйч Оил Инвестментс ЛЛК / QH Oil Investments LLC	2 006 045 126 обыкновенных акций, составляющих 18,93 % от всего количества обыкновенных акций и уставного капитала Общества;
Небанковская кредитная организация акционерное общество «Национальный расчетный депозитарий» (номинальный держатель центральный депозитарий)	1 101 780 329 обыкновенных акций, составляющих 10,4 % от всего количества обыкновенных акций и уставного капитала Общества;
Прочие юридические лица	61 983 733 обыкновенных акций, составляющих 0,58 % от всего количества обыкновенных акций и уставного капитала Общества;
Российская Федерация в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом	1 обыкновенная акция, составляющая 0,00000009 % от всего количества обыкновенных акций и уставного капитала Общества;
Физические лица	36 243 156 обыкновенных акций, составляющих 0,34 % от всего количества обыкновенных акций и уставного капитала Общества;
Счет неустановленных лиц	136 465 обыкновенных акций, составляющих менее 0,01 % от всего количества обыкновенных акций и уставного капитала Общества.

¹ Информация указана по данным реестра акционеров ПАО «НК «Роснефть».

Описание деятельности Общества

В соответствии с п. 34 ст. 3 Устава ПАО «НК «Роснефть» (новая редакция), утвержденного годовым Общим собранием акционеров Общества 27 июня 2014 г. (протокол б/н) с изменениями, утвержденными Общим собранием акционеров Общества 15 июня 2016 г. (протокол б/н), утвержденными Общим собранием акционеров Общества 22 июня 2017 г. (протокол б/н), утвержденными Общим собранием акционеров Общества 29 сентября 2017 г. (протокол б/н), предметом деятельности Общества является обеспечение поиска, разведки, добычи, переработки нефти, газа, газового конденсата, а также реализации нефти, газа, газового конденсата и продуктов их переработки потребителям в Российской Федерации и за ее пределами, любые сопутствующие виды деятельности, а также виды деятельности по работе с драгоценными металлами и драгоценными камнями. Общество осуществляет в том числе следующие основные виды деятельности:

- проведение геолого-поисковых и геолого-разведочных работ с целью поисков месторождений нефти, газа, угля и иных полезных ископаемых; добычу, транспортировку и переработку нефти, газа, угля и иных полезных ископаемых, а также леса; производство нефтепродуктов, нефтехимической и другой продукции, включая сжиженный природный газ, продукты газопереработки и газохимии, электроэнергию, продукты деревообработки, товары народного потребления и оказание услуг населению; хранение и реализацию (включая продажу на внутреннем рынке и на экспорт) нефти, газа в сжиженном и газообразном виде, нефтепродуктов, продуктов газопереработки и газохимии, угля, электроэнергии, продуктов деревообработки, иных продуктов переработки углеводородного и другого сырья;
- инвестиционную деятельность, включая операции с ценными бумагами;
- организацию выполнения заказов для федеральных государственных нужд и региональных потребителей продукции, производимой как Обществом, так и дочерними обществами, включая поставки нефти, газа и нефтепродуктов;
- инвестиционное управление, строительство, инжиниринговое, технологическое и сервисное обеспечение проектов разведки, добычи, переработки и сбыта, научно-техническое, снабженческо-сбытовое, экономическое, внешнеэкономическое и правовое обеспечение деятельности как Общества, так и дочерних обществ и сторонних заказчиков. Изучение конъюнктуры рынка товаров и услуг, ценных бумаг, проведение исследовательских, социологических и иных работ. Регулирование и координация деятельности дочерних обществ;
- передачу недвижимого и иного имущества в аренду, использование арендованного имущества;
- оказание содействия в обеспечении интересов Российской Федерации при подготовке и реализации соглашений о разделе продукции в отношении участков недр и месторождений углеводородного сырья;
- организацию рекламно-издательской деятельности, проведение выставок, выставок-продаж, аукционов и т. д.;
- посредническую, консультационную, маркетинговую и другие виды деятельности, в том числе внешнеэкономическую (включая осуществление экспортно-импортных операций), выполнение работ и оказание услуг на договорной основе;
- организацию охраны работников и имущества Общества;
- использование драгоценных металлов и драгоценных камней в технологических процессах в составе оборудования и материалов;
- организацию и проведение мероприятий в области мобилизационной подготовки, гражданской обороны, работа со сведениями, составляющими государственную тайну, и защиты сведений, составляющих государственную тайну.

По итогам работы за 2018 год среднесписочная численность работающих в Обществе составила 4 397 человек, что на 234 человека больше по сравнению с прошлым годом. Увеличение численности произошло в результате организационно-штатных изменений, направленных на повышение эффективности бизнес-процессов.

2. ОСНОВА СОСТАВЛЕНИЯ БУХГАЛТЕРСКОЙ (ФИНАНСОВОЙ) ОТЧЕТНОСТИ

Бухгалтерский учет в Обществе ведется в соответствии с Федеральным законом № 402-ФЗ от 6 декабря 2011 г. «О бухгалтерском учете» и «Положением по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации», утвержденным Приказом Министерства финансов РФ № 34н от 29 июля 1998 г. (с учетом Информации Минфина России № ПЗ-10/2012), а также действующими Положениями по бухгалтерскому учету. Бухгалтерская (финансовая) отчетность Общества за 2018 год была подготовлена в соответствии с указанными Законом и Положениями.

3. ИЗМЕНЕНИЕ ВСТУПИТЕЛЬНЫХ ОСТАТКОВ БУХГАЛТЕРСКОЙ (ФИНАНСОВОЙ) ОТЧЕТНОСТИ ЗА 2018 ГОД

С 2018 года Общество применило отдельные положения МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты», утвержденного Приказом Министерства финансов РФ от 27 июня 2016 г. № 98н. В частности, был осуществлен переход на оценку резервов по обесценению долговых финансовых вложений и дебиторской задолженности в соответствии с концепцией ожидаемых кредитных убытков. Согласно новому подходу оценка резервов в отношении таких финансовых активов осуществляется исходя из ожидаемых кредитных убытков, определяемых на основании кредитного рейтинга контрагента с учетом сроков ожидаемого погашения финансового актива.

Эффект от применения нового подхода отражен в составе вступительного сальдо нераспределенной прибыли текущего отчетного периода (показатель «Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)») 1 января 2018 г. без корректировки сопоставимых показателей на 31 декабря 2017 г. и 31 декабря 2016 г., как предусмотрено переходными положениями МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты».

В Бухгалтерском балансе эффект от применения нового подхода к оценке резервов составил:

- в части Дебиторской задолженности стр. 1230 – [5 277 097] тыс. руб.;
- в части Финансовых вложений стр. 1170 – [2 320 143] тыс. руб.;
- в части Финансовых вложений (за исключением денежных эквивалентов) стр. 1240 – [5 476 561] тыс. руб.;
- в части Отложенных налоговых активов стр. 1180 – 2 614 760 тыс. руб.

Общий эффект на стр. 1370 «Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)» составил [10 459 041] тыс. руб.

В Отчете об изменениях капитала за 2018 год общий эффект на капитал отражен по строке 3323 «Расходы, относящиеся непосредственно на уменьшение капитала» в столбце «Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)» в аналогичной сумме.

Корректировки вступительных остатков бухгалтерской отчетности вследствие изменения учетной политики и исправления ошибок не производились ввиду отсутствия влияния данных факторов на показатели бухгалтерской отчетности.

4. ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКЕ

Учетная политика Общества сформирована в соответствии с принципами, установленными Положением по бухгалтерскому учету «Учетная политика организации» ПБУ 1/2008, утвержденным приказом Минфина РФ от 6 октября 2008 г. № 106н:

- допущения имущественной обособленности, который состоит в том, что активы и обязательства Общества учитываются отдельно от активов и обязательств других юридических и физических лиц;
- допущения непрерывности деятельности Общества, который состоит в том, что оно предполагает продолжать свою деятельность в обозримом будущем и у него отсутствуют намерения и необходимость ликвидации или существенного сокращения деятельности и, следовательно, обязательства будут погашаться в установленном порядке;
- допущения последовательности применения в своей практической деятельности принятой учетной политики;
- допущения временной определенности фактов хозяйственной деятельности.

Существенные способы ведения бухгалтерского учета, предусмотренные учетной политикой Общества в 2018 году, отражены ниже в соответствующих разделах Пояснений к Бухгалтерскому балансу и Отчету о финансовых результатах за 2018 год.

5. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА И НЕЗАВЕРШЕННОЕ КАПИТАЛЬНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

В составе основных средств учитываются активы, предназначенные для использования в производстве продукции, при выполнении работ, оказании услуг или для управленческих нужд в течение срока полезного использования продолжительностью свыше 12 месяцев.

К основным средствам относятся здания, сооружения, машины, оборудование, измерительные и регулирующие приборы и устройства, вычислительная техника, транспортные средства, инструмент, производственный и хозяйственный инвентарь и т. д. Кроме того в состав основных средств относятся земельные участки и объекты природопользования. При определении состава и группировки основных средств применяется Общероссийский классификатор основных фондов, утвержденный Приказом Росстандарта от 12 декабря 2014 г. № 2018-ст.

Объекты, предназначенные исключительно для сдачи в аренду, отражаются по статье 1150 «Основные средства». Остаточная стоимость таких объектов составила:

- на конец года – 566 447 млн руб.;
- на начало года – 555 073 млн руб.

Принятие актива в качестве объекта основных средств к бухгалтерскому учету осуществляется на дату готовности объекта к эксплуатации. Основные средства, права на которые не подлежат государственной регистрации, включаются в состав основных средств на дату доставки объекта до конечного местоположения, при условии готовности объекта к эксплуатации. При этом, исходя из принципа приоритета содержания перед формой, завершенные капитальным строительством объекты и приобретенные объекты недвижимости, фактически эксплуатируемые, также отражаются в составе основных средств независимо от факта подачи документов на их государственную регистрацию. Амортизация по таким объектам начисляется в общеустановленном порядке.

Амортизация основных средств для целей бухгалтерского учета начисляется линейным способом:

- по объектам, введенным в эксплуатацию до 1 января 2002 г., – по нормам амортизационных отчислений, установленным Постановлением Совета Министров СССР от 22 октября 1990 г. № 1072;
- по объектам, введенным в эксплуатацию после 1 января 2002 г., – по нормам, рассчитанным исходя из срока полезного использования, установленного Постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. № 1;
- по объектам, введенным в эксплуатацию после 1 января 2018 г. – по нормам, рассчитанным на основе срока полезного использования, установленного Постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. № 1, а также исходя из сроков службы, указанных в технической документации, рекомендациях изготовителей, либо на основе иной уместной информации, определяющей оценку периода, в течение которого основное средство, как ожидается, будет приносить экономические выгоды.

По основным группам основных средств сроки полезного использования составляют:

Здания	от 30 до 100 лет
Сооружения	от 10 до 15 лет
Машины и оборудование	от 5 до 7 лет

Объекты стоимостью не более 40 000 руб. за единицу с 1 января 2014 г. отражаются в бухгалтерской (финансовой) отчетности в составе материально-производственных запасов. В целях обеспечения сохранности этих объектов в производстве или при эксплуатации в Обществе организуется контроль за их движением.

При этом независимо от стоимости в составе основных средств отражаются:

- земельные участки;
- здания;
- сооружения;
- передаточные устройства;
- погружное оборудование;
- транспортные средства;
- объекты, находящиеся в общей долевой или совместной собственности.

Объекты, предназначенные для передачи в аренду, отражаются в бухгалтерском учете и отчетности независимо от стоимости в составе основных средств.

Основные средства отражены в бухгалтерском балансе по остаточной стоимости.

После завершения обязательных переоценок стоимости основных средств, проводимых на основании Постановлений Правительства РФ, переоценка стоимости основных средств не производится.

Таблица 1. Информация об основных средствах (тыс. руб.)

Группы объектов основных средств	Период	На начало периода			Изменения за период			На конец периода	
		Первоначальная стоимость	Накопленная амортизация	Поступило	Выбыло		Начислено амортизации	Первоначальная стоимость	Накопленная амортизация
					Первоначальная стоимость	Накопленная амортизация			
Основные средства, всего	2018	1 434 802 008	(819 931 051)	182 429 326	(47 953 372)	29 655 898	(141 185 287)	1 569 277 962	(931 460 440)
	2017	1 269 656 542	(688 188 622)	172 147 446	(7 001 980)	3 138 891	(134 881 320)	1 434 802 008	(819 931 051)
Здания и сооружения	2018	1 253 588 915	(701 088 374)	171 128 379	(43 996 094)	26 649 133	(127 248 900)	1 380 721 200	(801 688 141)
	2017	1 100 020 623	(583 057 613)	158 154 699	(4 586 407)	2 579 087	(120 609 848)	1 253 588 915	(701 088 374)
Машины, оборудование, транспортные средства	2018	176 942 695	(117 144 438)	10 323 503	(3 919 307)	2 969 973	(13 842 121)	183 346 891	(128 016 586)
	2017	165 427 123	(103 518 993)	12 158 861	(643 289)	539 339	(14 164 784)	176 942 695	(117 144 438)
Прочие виды основных средств	2018	4 270 398	(1 698 239)	977 444	(37 971)	36 792	(94 266)	5 209 871	(1 755 713)
	2017	4 208 796	(1 612 016)	1 833 886	(1 772 284)	20 465	(106 688)	4 270 398	(1 698 239)
Из них основные средства, по которым не начисляется амортизация	2018	2 349 824	x	860 970	(901)	x	x	3 209 893	x
	2017	2 328 199	x	1 773 439	(1 751 814)	x	x	2 349 824	x

Таблица 2. Информация об основных средствах, требующих государственной регистрации (тыс. руб.)

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Основные средства, по которым не завершена процедура государственной регистрации права собственности	216 700 282	242 504 069	273 619 549
Из них, по которым документы на регистрацию еще не приняты государственными органами	208 464 386	232 630 158	259 762 811

Таблица 3. Информация об использовании основных средств (тыс. руб.)

Группы объектов основных средств	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Передано в аренду объектов основных средств (первоначальная стоимость) – всего, в т. ч.	1 425 671 402	1 313 143 006	1 130 104 258
здания	46 838 617	47 879 783	46 382 575
сооружения	1 207 948 158	1 098 760 374	929 580 685
Переведено объектов основных средств на консервацию (первоначальная стоимость)	52 526 131	37 787 491	38 985 450
Получено объектов основных средств в аренду (стоимость по договору или кадастровая стоимость) – всего, в т. ч.	84 246 854	74 235 887	65 320 361
земельные участки	74 304 769	66 337 376	56 962 241
прочие виды основных средств	9 942 085	7 898 511	8 358 120
Изменение стоимости объектов основных средств в результате достройки, дооборудования, реконструкции, модернизации, частичной ликвидации	22 425 172	23 019 002	18 380 733

Таблица 4. Информация о незавершенных капитальных вложениях (тыс. руб.)

Незавершенные капитальные вложения по видам активов	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Оборудование к установке	15 431 560	17 828 175	16 143 044
Незавершенное строительство, в т. ч.	613 815 168	551 066 851	457 823 625
авансы, выданные под строительство, приобретение, изготовление основных средств (без НДС)	45 491 528	46 294 428	30 617 797
Прочие объекты	2 146 511	2 763 987	3 364 990
ВСЕГО	631 393 239	571 659 013	477 331 659

В 2018 году выполненный объем работ по капитальному строительству объектов составил 244 521,5 млн руб. (без учета НДС). Объем вложений в приобретение оборудования, требующего и не требующего монтажа, основных средств, земельных участков, поисково-оценочное и разведочное бурение составил 12 073 млн руб. (без учета НДС). Показатель «Авансы, выданные под строительство, приобретение, изготовление основных средств» содержит долю авансов, направленных на приобретение ОС, стоимостью не более 40 000 руб. за единицу, учитываемых в составе МПЗ. До момента окончания работ по доведению объектов до состояния, пригодного к использованию, определить их окончательную стоимость не представляется возможным, ввиду чего авансы на их приобретение на отчетную дату отражаются в составе капитальных вложений.

6. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

В состав нематериальных активов включены:

- исключительное право патентообладателя на изобретение, промышленный образец, полезную модель;
- исключительное право на программы для ЭВМ, базы данных;
- исключительное право на топологии интегральных микросхем;
- исключительное право на товарный знак и знак обслуживания, наименование места происхождения товаров;
- исключительное право на селекционные достижения;
- исключительное право на секреты производства (ноу-хау);
- лицензии на добычу нефти и газа;
- исключительные права пользования недрами при заключении международных договоров, дающих право на реализацию проектов в области разведки и добычи нефти и газа на иностранной территории или территории РФ (лицензия, концессионное соглашение, договор на право недропользования, соглашение о предоставлении прав на долевое участие и др.);
- лицензии на геологическое изучение и добычу полезных ископаемых (смешанная лицензия), при условии наличия коммерческой целесообразности добычи полезных ископаемых на лицензионном участке, до момента подтверждения коммерческой целесообразности добычи такие лицензии учитываются в порядке, предусмотренном для затрат, возникающих в связи с разведкой и оценкой месторождений;
- прочие лицензии на права пользования недрами (с целью строительства подземных газохранилищ, на добычу общепринятых полезных ископаемых, подземных вод);
- результаты сейсмических исследований 3D, 4D (в т. ч. проектирование, полевые работы, супервайзинг, обработка, интерпретация, аренда лесного участка) на участках, по которым подтверждена коммерческая целесообразность добычи нефти и газа;
- информация, полученная по результатам бурения успешных поисково-разведочных скважин на суше, ликвидированных по технологическим причинам на участках, по которым подтверждена коммерческая целесообразность добычи;
- цифровые, электронные карты и прочие пространственные данные;
- сложные объекты, включающие несколько охраняемых результатов интеллектуальной деятельности (в т. ч. сочетающие в себе исключительные и неисключительные права):
 - мультимедийный продукт;
 - аудиовизуальное произведение (кинематографическое произведение или произведение, выраженное средствами, аналогичными кинематографическим (теле- и видеофильм и пр.);
 - интернет-сайт и пр.;
- прочие нематериальные активы.

Лицензии на геологическое изучение и на изучение и добычу полезных ископаемых (смешанные лицензии) до момента подтверждения коммерческой целесообразности добычи учитываются в порядке, предусмотренном для затрат, возникающих в связи с разведкой и оценкой месторождений.

Нематериальные активы принимаются к бухгалтерскому учету по фактической (первоначальной) стоимости, определяемой в соответствии с ПБУ 14/2007 «Учет нематериальных активов», утвержденным Приказом Минфина РФ от 27 декабря 2007 г. № 153н.

При создании нематериального актива собственными силами затраты на них подлежат капитализации со стадии разработки, начиная с момента, когда Общество может продемонстрировать:

- техническую осуществимость создания нематериального актива;
- свое намерение и способность создать нематериальный актив и использовать;
- то, как нематериальный актив будет создавать вероятные экономические выгоды;
- доступность достаточных технических, финансовых и других ресурсов для завершения разработки и для использования нематериального актива;
- способность надежно оценить затраты, относящиеся к нематериальному активу в ходе его разработки.

Затраты, понесенные на этапе исследования, не капитализируются и признаются расходами по обычным видам деятельности или прочими расходами в зависимости от цели проведения исследования.

Под нематериальными активами, созданными своими силами, понимаются:

- нематериальные активы, созданные работниками Общества в рамках выполнения служебных обязанностей;
- нематериальные активы, возникшие в ходе выполнения работ подрядчиками по договорам, в отношении которых Общество несет риски отрицательных результатов.

За отчетный период Обществом созданы своими силами следующие НМА:

- исключительное право на программы для ЭВМ, базы данных – первоначальной стоимостью 769 815 тыс. руб.;
- исключительные права на изобретение, полезную модель, промышленный образец – первоначальной стоимостью 10 тыс. руб.;
- цифровые лесоустроительные карты – первоначальной стоимостью 2 933 тыс. руб.;
- мультимедийные продукты, интернет сайты – первоначальной стоимостью 1 000 тыс. руб.

Фактическая (первоначальная) стоимость нематериального актива, приобретенного по договору, предусматривающему исполнение обязательств (оплату) неденежными средствами, определяется исходя из стоимости активов, переданных или подлежащих передаче Обществом. Стоимость активов, переданных или подлежащих передаче Обществом, устанавливается исходя из цены, по которой в сравнимых обстоятельствах обычно Общество определяет стоимость аналогичных активов.

При невозможности установить стоимость активов, переданных или подлежащих передаче Обществом по таким договорам, стоимость нематериального актива, полученного Обществом, устанавливается исходя из цены, по которой в сравнимых обстоятельствах приобретаются аналогичные нематериальные активы.

Амортизация нематериальных активов начисляется линейным способом или способом списания стоимости пропорционально объему продукции (работ):

- исключительное право патентообладателя на изобретение, промышленный образец, полезную модель – линейным способом;
- исключительное право на программы для ЭВМ, базы данных – линейным способом;
- исключительное право на топологии интегральных микросхем – линейным способом;
- исключительное право на товарный знак и знак обслуживания, наименование места происхождения товаров – линейным способом;
- лицензии на добычу нефти и газа, при условии наличия коммерческой целесообразности добычи полезных ископаемых на лицензионном участке – потонным методом;
- исключительные права пользования недрами при заключении международных договоров, дающих право на реализацию проектов в области разведки и добычи нефти и газа на иностранной территории или территории РФ (лицензия, концессионное соглашение, договор на право недропользования, соглашение о предоставлении прав на долевое участие и др.) – потонным методом;
- лицензии на геологическое изучение и добычу полезных ископаемых (смешанная лицензия), при условии наличия коммерческой целесообразности добычи полезных ископаемых на лицензионном участке – потонным методом;
- прочие лицензии на права пользования недрами (с целью строительства подземных газохранилищ, на добычу общепринятых полезных ископаемых, подземных вод) – линейным методом;
- результаты сейсмических исследований 3D, 4D на участках, по которым подтверждена коммерческая целесообразность добычи нефти и газа – потонным методом;
- информация, полученная по результатам бурения успешных поисково-разведочных скважин на суше, ликвидированных по технологическим причинам на участках, по которым подтверждена коммерческая целесообразность добычи нефти и газа – потонным методом;
- цифровые, электронные карты и прочие пространственные данные – линейным способом;
- прочие нематериальные активы – линейным способом.

При принятии нематериального актива к бухгалтерскому учету Общество определяет срок его полезного использования.

Срок полезного использования нематериального актива устанавливается исходя из:

- срока действия прав Общества на результат интеллектуальной деятельности или средство индивидуализации и периода контроля над активом;
- ожидаемого срока использования актива, в течение которого Общество предполагает получать экономические выгоды.

Срок полезного использования нематериального актива ежегодно проверяется Обществом с целью оценки необходимости его уточнения. В случае существенного изменения продолжительности периода, в течение которого Общество предполагает использовать актив, срок его полезного использования подлежит уточнению. Возникшие в связи с этим корректировки отражаются в бухгалтерском учете и бухгалтерской отчетности как изменения в оценочных значениях.

По основным группам нематериальных активов сроки полезного использования составляют:

Товарные знаки	от 4,1 до 13,6 лет
Исключительные права на изобретение, полезную модель, промышленный образец	от 2,6 до 15 лет
Исключительные права на программы ЭВМ и базы данных	от 1,1 до 10 лет
Лицензии для разведки и добычи углеводородного сырья ¹	от 3 до 173 лет
Лицензии для геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья ¹	от 6 до 166 лет
Прочие лицензии на права пользования недрами (с целью добычи подземных вод, строительства подземных газохранилищ)	от 3 до 29 лет

По нематериальным активам, по которым невозможно определить срок полезного использования, амортизация не начисляется.

Ежегодно, в ходе инвентаризации, способ определения амортизации нематериального актива проверяется Обществом на необходимость его уточнения. Если расчет ожидаемого поступления будущих экономических выгод от использования нематериального актива существенно изменился, то способ определения амортизации такого актива также изменяется. Возникшие в связи с этим корректировки отражаются в бухгалтерском учете и бухгалтерской отчетности как изменения в оценочных значениях.

Если в ходе инвентаризации не удается рассчитать график поступления будущих экономических выгод с достаточной надежностью, то способ амортизации не меняется.

Общество не осуществляет переоценку и проверку на обесценение стоимости нематериальных активов.

В отчетном периоде не выявлено необходимости уточнения способа амортизации и срока полезного использования нематериальных активов.

В учете Общества нет объектов НМА, по которым не установлен срок полезного использования.

В Бухгалтерском балансе нематериальные активы отражены по остаточной стоимости.

¹ При условии наличия коммерческой целесообразности добычи полезных ископаемых на лицензионном участке.

Таблица 5. Информация о нематериальных активах (тыс. руб.)

Группы объектов нематериальных активов	Период	На начало периода			Изменения за период			На конец периода	
		Первоначальная стоимость	Накопленная амортизация	Поступило	Выбыло		Начислено амортизации	Первоначальная стоимость	Накопленная амортизация
					Первоначальная стоимость	Накопленная амортизация			
Нематериальные активы всего:	2018	25 688 938	(5 683 766)	22 253 141	(2 048)	789	(1 788 234)	47 940 031	(7 471 211)
	2017	24 751 731	(3 937 867)	947 109	(9 902)	9 900	(1 755 799)	25 688 938	(5 683 766)
Товарные знаки	2018	19 235	(9 128)	2 071	-	-	(2 246)	21 306	(11 374)
	2017	18 250	(6 858)	985	-	-	(2 270)	19 235	(9 128)
Исключительные права на изобретение, полезную модель, промышленный образец	2018	750 695	(211 358)	10	-	-	(140 925)	750 705	(352 283)
	2017	630 781	(96 436)	119 914	-	-	(114 922)	750 695	(211 358)
Исключительные права на программы ЭВМ и базы данных	2018	1 507 484	(1 163 715)	769 815	-	-	(118 127)	2 277 299	(1 281 842)
	2017	1 321 589	(1 078 222)	190 175	(4 280)	4 280	(89 773)	1 507 484	(1 163 715)
Лицензии на добычу нефти и газа (в т. ч. смешанные лицензии на изучение и добычу после подтверждения коммерческой целесообразности)	2018	22 311 222	(4 048 198)	20 462 364	(1 034)	636	(1 479 738)	42 772 552	(5 527 300)
	2017	22 282 152	(2 569 317)	29 152	(82)	82	(1 478 963)	22 311 222	(4 048 198)
Прочие лицензии	2018	911	(597)	-	(97)	77	(43)	814	(563)
	2017	917	(553)	-	(6)	4	(48)	911	(597)
Информация, полученная по результатам бурения успешных поисково-разведочных скважин на суше и ликвидированных по технологическим причинам	2018	38 482	(2 732)	517 288	-	-	(3 931)	555 770	(6 663)
	2017	38 482	(1 364)	-	-	-	(1 368)	38 482	(2 732)
Результаты сейсмических исследований 3D, 4D на участках с подтвержденной КЦД	2018	849 993	(65 026)	497 660	-	-	(34 006)	1 347 653	(99 032)
	2017	261 787	(23 940)	588 206	-	-	(41 086)	849 993	(65 026)
Прочие нематериальные активы	2018	210 916	(183 012)	3 933	(917)	76	(9 218)	213 932	(192 154)
	2017	197 773	(161 177)	18 677	(5 534)	5 534	(27 369)	210 916	(183 012)

Таблица 6. Информация о нематериальных активах, созданных самим Обществом (тыс. руб.)

Первоначальная стоимость по группам нематериальных активов	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Всего, в т. ч.	3 235 544	2 462 703	2 143 751
Исключительные права на программы ЭВМ и базы данных	2 277 299	1 507 484	1 321 589
Исключительные права на изобретение, полезную модель, промышленный образец	744 313	744 303	624 389
Прочие	213 932	210 916	197 773

Таблица 7. Информация об объектах незавершенных вложений в создание нематериальных активов (тыс. руб.)

Объекты незавершенных вложений	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Вложения в создание отдельных нематериальных активов - всего, в т. ч. по видам:	4 130 712	3 463 587	2 400 493
Исключительные права на программы ЭВМ и базы данных	2 808 226	1 940 991	1 037 638
Сейсмические исследования 3D, 4D	1 304 261	1 507 340	1 286 118
Исключительные права на изобретение, полезную модель, промышленный образец	897	6 087	4 933
Товарные знаки	5 103	3 877	25 806
Прочие нематериальные активы	12 225	5 292	45 998

Нематериальные активы, полученные в пользование, учитываются за балансом в оценке, определяемой исходя из размера вознаграждения установленного в договоре.

Таблица 8. Информация о нематериальных активах, полученных Обществом в пользование (тыс. руб.)

Стоимость по группам нематериальных активов	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Всего, в т. ч.	8 870 210	7 417 358	6 348 270
Неисключительные права на программные продукты, права доступа к информационным ресурсам	8 870 210	7 417 358	6 348 270

Таблица 9. Информация о нематериальных активах с полностью погашенной стоимостью (тыс. руб.)

Наименование нематериальных активов	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Всего, в т. ч.	1 266 602	1 115 886	1 025 668
Исключительные права на программы ЭВМ и базы данных	1 071 022	1 023 677	973 669
Исключительные права на изобретение, полезную модель, промышленный образец	13 715	10 012	243
Лицензии на добычу нефти и газа	5 373	623	521
Товарные знаки	6 361	535	535
Прочие лицензии	61	61	61
Прочее	170 070	80 978	50 639

7. ЗАТРАТЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗВЕДКОЙ И ОЦЕНКОЙ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Расходы, связанные с разведкой и оценкой месторождений, учитываются по методу результативных затрат, в соответствии с которым капитализируются только те затраты, которые непосредственно связаны с открытием новых месторождений, которые в будущем принесут экономическую выгоду, а затраты (как прямые, так и косвенные) на разведку месторождения, включая затраты на геологические и геофизические работы, относятся на расходы того периода, в котором такие затраты были понесены.

Капитализации подлежат следующие виды затрат, возникающие в связи с разведкой и оценкой месторождений нефти и газа:

- затраты на приобретение прав пользования недрами на нефть и газ (лицензии на геологическое изучение, лицензии на геологическое изучение и добычу);
- затраты на бурение поисковых/разведочных скважин;
- информация по бурению успешных ликвидированных поисково-оценочных/разведочных скважин.

Капитализированные затраты на разведку и оценку приводят к созданию поисковых активов:

- поисково-оценочные/разведочные скважины – материальные поисковые активы;
- лицензии, информация по бурению успешных ликвидированных поисково-оценочных/разведочных скважин – нематериальные поисковые активы.

Расходы на строительство успешных ликвидированных поисково-оценочных, разведочных скважин на шельфе по лицензионным участкам, на которых не подтверждена коммерческая целесообразность добычи нефти и газа, капитализируются в следующем порядке:

- первоначально расходы на строительство поисково-оценочных, разведочных скважин на шельфе учитываются в составе материальных поисковых активов, затем при подтверждении обнаружения запасов углеводородного сырья и возможности утверждения таких запасов в Государственной комиссии по запасам как по скважине (оперативный подсчет запасов), так и по участку недр (подсчет запасов с использованием геологических результатов по скважине) переводятся в состав нематериальных поисковых активов;
- до момента принятия решения о коммерческой целесообразности добычи расходы на строительство успешных ликвидированных поисково-оценочных, разведочных скважин учитываются в составе нематериальных поисковых активов в качестве информации, полученной по результатам бурения поисково-оценочных/разведочных скважин на шельфе.

Общество ежегодно на отчетную дату и при принятии решения о целесообразности добычи нефти и газа на лицензионном участке, проверяет поисковые активы на наличие признаков, указывающих на возможное обесценение. Единицей для проведения тестов на обесценение является месторождение (лицензионный участок). При подтверждении признаков обесценения Обществом производится обесценение поисковых активов на величину балансовой стоимости лицензий и скважин, сейсмических изысканий 3D на этапе поиска и разведки находящихся на месторождении (лицензионном участке) или в случае, если имеется возможность реализации поисковых активов – до стоимости возможной реализации.

При подтверждении коммерческой целесообразности добычи на участке недр поисковые активы, относящиеся к указанному участку, подлежат реклассификации:

- лицензии на геологическое изучение и добычу, информация по бурению успешных ликвидированных поисково-оценочных/разведочных скважин – в состав нематериальных активов;
- поисковые/разведочные скважины – в состав основных средств (незавершенного строительства эксплуатационного фонда скважин).

При признании добычи бесперспективной поисковые активы проходят процедуру обесценения, с последующим списанием актива на прочие расходы Общества.

Поисковые активы не амортизируются.

Не капитализируются в стоимости активов и относятся на расходы текущего периода в качестве расходов, связанных с разведкой и оценкой запасов нефти и газа, следующие затраты:

- затраты, понесенные на региональном этапе;
- затраты по проведению геологоразведочных работ, не связанных с бурением поисково-оценочных/разведочных скважин и не связанных с сейсмическими исследованиями 3D, 4D на участках, по которым подтверждена КЦД нефти и газа, в том числе по доразведке введенных в эксплуатацию и промышленно-освоенных месторождений;
- затраты, связанные с содержанием участков недр на которых осуществляются геологоразведочные работы, на месторождениях, не введенных в промышленную эксплуатацию;
- затраты по подготовке проектных технологических документов на разработку месторождений, не введенных в промышленную эксплуатацию.

Общество прекращает признание поисковых активов в отношении определенного участка недр при подтверждении на нем коммерческой целесообразности добычи или признания добычи бесперспективной.

Таблица 10. Информация о поисковых активах (тыс. руб.)

Группы лицензий	Период	На начало периода			Изменения за период		На конец периода	
		Первоначальная стоимость	Накопленные убытки от обесценения	Поступило	По первоначальной стоимости	Накопленных убытков от обесценения	Первоначальная стоимость	Накопленные убытки от обесценения
Материальные поисковые активы	2018	26 126 691	-	12 321 977	(18 277 911)	-	20 170 757	-
	2017	11 045 466	(4 632)	15 478 948	(397 723)	4 632	26 126 691	-
Нематериальные поисковые активы, в т. ч.	2018	111 303 164	(153)	8 387 854	(20 476 753)	3	99 214 265	(150)
	2017	78 529 035	(226)	32 790 087	(15 958)	73	111 303 164	(153)
Лицензии на право пользования недрами с правом добычи	2018	76 083 997	-	994 151	(20 454 509)	-	56 623 639	-
	2017	43 332 325	(65)	32 751 738	(66)	65	76 083 997	-
Лицензии на право пользования недрами без права добычи	2018	2 409	(153)	15	(3)	3	2 421	(150)
	2017	276	(161)	2 171	(38)	8	2 409	(153)
Информация о результатах бурения успешных ликвидированных поисково-оценочных скважин	2018	35 193 583	-	7 355 056	-	-	42 548 639	-
	2017	35 174 757	-	18 826	-	-	35 193 583	-
Затраты на приобретение прав пользования недрами на нефть и газ	2018	23 175	-	38 632	(22 241)	-	39 566	-
	2017	21 677	-	17 352	(15 854)	-	23 175	-

В Бухгалтерском балансе информация о материальных поисковых активах на 31 декабря 2018 г. раскрыта по строке 1140 «Материальные поисковые активы» с учетом авансов, выданных в сумме 1 млн руб. и материалов стоимостью 51 млн руб., предназначенных для создания материальных поисковых активов.

Выбытие в 2018 году материальных поисковых активов произошло, в основном, по причине списания затрат на строительство поисково-оценочных и разведочных скважин, не давших промышленного притока нефти (сухие скважины), на сумму 9 253 млн руб., перевода в состав нематериальных поисковых активов стоимости информации, полученной по результатам бурения успешных ликвидированных поисково-оценочных скважин, в сумме 7 355 млн руб., перевода в состав незавершенного капитального строительства объектов основных средств после принятия решения о коммерческой целесообразности добычи на лицензионных участках в сумме 473 млн руб., ввода в состав основных средств на сумму 838 млн руб. и списания на прочие расходы в сумме 358 млн руб.

Выбытие в 2018 году нематериальных поисковых активов произошло, в основном, за счет реклассификации лицензий из состава поисковых активов в нематериальные активы в связи с получением информации о подтверждении коммерческой целесообразности добычи нефти и газа на лицензионных участках в сумме 20 455 млн руб.

8. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТОК

В составе результатов исследований и разработок отражаются затраты, понесенные на стадии разработки производимых (учитываемых в составе вложений во внеоборотные активы) и завершенных (признанных в составе НМА/НИОКР) научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

Затраты Общества подлежат признанию в бухгалтерском учете в качестве незавершенных НИОКР при условии одновременного выполнения условий:

- содержание договора на НИОКР указывает на то, что в ходе выполнения работ ожидается получение и (или) применение новых научных знаний (знаний, неизвестных из существующего уровня техники);
- предполагается, что при получении положительного результата работ появится возможность получения в будущем экономических выгод;
- предполагается, что при положительном окончании работ использование результатов в производстве, для управленческих нужд можно будет продемонстрировать;
- сумма расходов может быть определена и подтверждена.

При создании НИОКР собственными силами затраты на них подлежат капитализации со стадии разработки, начиная с момента, когда Общество может продемонстрировать:

- техническую осуществимость создания объектов НИОКР;
- свое намерение и способность создать объект НИОКР и использовать;
- то, как объект НИОКР будет создавать вероятные экономические выгоды;
- доступность достаточных технических, финансовых и других ресурсов для завершения разработки и для использования объекта НИОКР;
- способность надежно оценить затраты, относящиеся к объекту НИОКР в ходе его разработки.

Под НИОКР, созданными своими силами, понимаются:

- НИОКР, созданные работниками Общества в рамках выполнения служебных обязанностей;
- НИОКР, возникшие в ходе выполнения работ подрядчиками по договорам, в отношении которых Общество несет риски отрицательных результатов.

Затраты на НИОКР, понесенные на этапе исследования, не капитализируются и признаются расходами по обычным видам деятельности или прочими расходами в зависимости от цели проведения исследования.

Расходы по НИОКР списываются на расходы по обычным видам деятельности с 1-го числа месяца, следующего за месяцем, в котором было начато фактическое применение полученных результатов.

По окончании научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, в случае получения положительного результата, затраты по незавершенным НИОКР формируют стоимость объекта НИОКР, в случае получения отрицательного результата затраты на НИОКР подлежат списанию в состав прочих расходов.

Списание стоимости объекта НИОКР производится ежемесячно линейным способом в размере 1/12 годовой суммы.

В случае приостановления использования объекта НИОКР, расходы по нему в виде ежемесячной суммы списания подлежат включению в состав прочих расходов в течение срока, на который приостановлено использование такого объекта НИОКР.

В случае досрочного прекращения использования результатов научных исследований и опытно-конструкторских разработок Обществом, на основании Приказа о списании НИОКР, расходы по НИОКР подлежат отнесению в состав прочих расходов.

Срок списания расходов по НИОКР определяется Обществом самостоятельно, исходя из ожидаемого срока использования полученных результатов от этих работ. Установленный срок не может превышать 5 лет.

По наиболее существенным результатам НИОКР сроки составляют:

Технология разработки пласта ПК1 Северо-Комсомольского месторождения	2 года
Технология освоения низкопроницаемых газовых залежей Турана	5 лет
Технология освоения месторождений высоковязкой нефти	5 лет

Таблица 11. Наличие и движение результатов НИОКР (тыс. руб.)

Виды НИОКР	Период	На начало периода		Изменения за отчетный период			На конец периода	
		Первоначальная стоимость	Часть стоимости, списанной на расходы	Поступило	Выбыло	Часть стоимости, списанная на расходы	Первоначальная стоимость	Часть стоимости, списанной на расходы
НИОКР	2018	523 335	(184 634)	27 512	–	(176 256)	550 847	(360 890)
	2017	264 753	(48 712)	377 614	(119 032)	(137 695)	523 335	(184 634)

Изменение стоимости НИОКР, списанной на расходы в сумме 1,77 млн руб. в 2017 году, произведено при реклассификации объектов НИОКР в состав объектов НМА по остаточной стоимости в момент получения охраноспособных документов. В 2018 году реклассификация объектов НИОКР в состав НМА не проводилась.

Таблица 12. Незаконченные и неоформленные НИОКР (тыс. руб.)

Виды НИОКР	Период	На начало периода	Изменения за отчетный период			На конец периода
			Затраты за период	Списано затрат как не давших положительного результата	Принято к учету в качестве нематериальных активов, НИОКР или основных средств	
Затраты по незаконченным исследованиям и разработкам	2018	4 551 664	2 014 038	–	(27 536)	6 538 166
	2017	3 128 676	1 803 258	–	(380 270)	4 551 664

9. ПРОЧИЕ ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ

К прочим внеоборотным активам относятся активы, по которым предполагается получать экономические выгоды в течение периода более 12 месяцев. В частности, в составе данной строки отражаются расходы будущих периодов, включая неисключительные права на программное обеспечение, расходы по созданию оценочных обязательств по ликвидации основных средств и материальных поисковых активов (далее – «актив АРО (ОЛОС)») в дисконтированной оценке и другие активы.

Прочие внеоборотные активы оцениваются по фактическим затратам, за исключением активов АРО (ОЛОС), признаваемых в расчетной оценке.

По расходам будущих периодов, относящимся к нескольким периодам, установлен равномерный способ списания.

Величина оценочного обязательства по ликвидации основных средств и материальных поисковых активов (в отношении объектов, при ликвидации которых необходимо выполнение работ по утилизации материалов и/или восстановлению земельного участка) определяется исходя из оценки затрат по состоянию на отчетную дату, которые Общество, как ожидается, понесет при исполнении оценочного обязательства при демонтаже объектов основных средств и восстановлении природных ресурсов на занимаемых ими участках.

Амортизация актива АРО (ОЛОС) осуществляется потонным методом ежемесячно исходя из объема доказанных разрабатываемых запасов. Ставка применяется к остаточной стоимости на начало отчетного месяца, и при расчете ставки запасы в знаменателе корректируются на добычу с начала года до начала отчетного месяца.

Актив АРО (ОЛОС) по ликвидации материальных поисковых активов на месторождениях с недоказанной коммерческой целесообразностью добычи не амортизируется.

Таблица 13. Информация о прочих внеоборотных активах (тыс. руб.)

Прочие внеоборотные активы по видам	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Расходы будущих периодов со сроком списания более 12 месяцев – всего	9 812 024	7 365 761	5 498 510
в т. ч. по видам:			
Программное обеспечение	9 812 024	7 365 761	5 103 217
Катализаторы	–	–	395 293
Расходы по созданию оценочных обязательств по ликвидации основных средств – актив АРО (ОЛОС)	21 814 156	24 160 025	27 513 978
Иные прочие внеоборотные активы	324 939	792 538	190 145
ВСЕГО	31 951 119	32 318 324	33 202 633

10. ЗАПАСЫ, НАЛОГ НА ДОБАВЛЕННУЮ СТОИМОСТЬ, АКЦИЗЫ ПО СОБСТВЕННЫМ НЕФТЕПРОДУКТАМ

Материально-производственные запасы принимаются к бухгалтерскому учету по фактической себестоимости, исчисленной исходя из суммы фактических затрат на приобретение/изготовление, за исключением налога на добавленную стоимость и иных возмещаемых налогов (кроме случаев, предусмотренных законодательством Российской Федерации).

Списание стоимости материально-производственных запасов при их выбытии производится следующими способами:

- нефть, строительные материалы, оборудование, запчасти, топливо, тара, хозяйственный инвентарь, инструменты, прочие материально-производственные запасы – по себестоимости каждой единицы запаса (единица запаса – партия);
- нефтепродукты – по средней себестоимости в разрезе каждого нефтеперерабатывающего завода;
- полуфабрикаты собственного производства – по средней себестоимости в разрезе каждого нефтеперерабатывающего завода;
- нефть и газ собственного производства – по средней себестоимости в разрезе операторов.

Переданная в эксплуатацию специальная одежда учитывается в составе материалов. Стоимость специальной одежды со сроком службы более 12 месяцев погашается линейным способом в течение нормативного срока ее эксплуатации. Стоимость специальной одежды со сроком службы менее 12 месяцев единовременно списывается в момент передачи специальной одежды в эксплуатацию.

Материалы, топливо, запасные части и другие материальные ресурсы отражаются в отчетности по фактической себестоимости приобретения.

Незавершенное производство и готовая продукция отражаются по фактической стоимости, товары – по покупной стоимости.

Готовая продукция отгруженная, товары отгруженные, на которые право собственности не перешло к покупателю, отражаются по статье «Запасы».

Так же по строке «Запасы» отражаются транспортно-заготовительные расходы, приходящиеся на остаток товаров на складе и на отгруженные, но не реализованные товары.

При распределении расходов на продажу (расходов по транспортировке, хранению, услуг посреднических организаций, таможенных пошлин и др.), при наличии возможности их соотношения с конкретными партиями готовой продукции и товаров, числящихся в учете до момента реализации тех партий готовой продукции и товаров, к которым они относятся, расходы на продажу отражаются по строке «Запасы».

Суммы НДС, предъявленные при приобретении товаров, работ, услуг, имущественных прав, подлежащие в дальнейшем вычету и не включенные в стоимость приобретенных активов или в состав расходов, отражаются по строке 1220 Бухгалтерского баланса.

В состав данной строки также включается сумма акциза, исчисленного ПАО «НК «Роснефть», имеющим соответствующее свидетельство, при оприходовании прямогонного бензина, бензола, ортоксилола, параксилола (далее – «ПББОП»), подлежащая вычету при совершении операций по переработке/выбытию ПББОП.

При наблюдении признаков обесценения Общество отражает снижение стоимости материально-производственных запасов в бухгалтерской отчетности.

В соответствии с требованием осмотрительности при отражении снижения стоимости материально-производственных запасов в бухгалтерской отчетности Общество применяет способ оценочного резервирования.

Таблица 14. Информация об НДС и акцизах (тыс. руб.)

Наименование налога	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.
Предъявленный налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	66 860 529	67 860 841
Акциз, начисленный при оприходовании ПББОП	5 858 165	4 737 888

Таблица 15. Информация о запасах (тыс. руб.)

Запасы по видам	На 31 декабря 2018 г.		На 31 декабря 2017 г.		На 31 декабря 2016 г.	
	Себестоимость	Величина резерва под снижение стоимости	Себестоимость	Величина резерва под снижение стоимости	Себестоимость	Величина резерва под снижение стоимости
Запасы – всего	151 463 844	[37 645]	142 439 261	[50 706]	113 063 448	[45 713]
Сырье и материалы	18 883 705	[37 426]	18 575 428	[27 811]	14 568 793	[28 754]
Затраты в незавершенном производстве	11 326 184	x	9 706 137	x	9 056 282	x
Готовая продукция и товары	121 253 955	[219]	114 157 696	[22 895]	89 438 373	[16 959]

Рост величины запасов связан с увеличением добычи нефти и увеличением количества переработанной нефти.

В 2016–2018 годах в залог запасы не передавались.

Таблица 16. Информация о движении резервов под снижение стоимости запасов в отчетном периоде (тыс. руб.)

Остаток резерва на 31 декабря 2017 г.	Изменение резерва за отчетный период		Остаток резерва на 31 декабря 2018 г.
	Создано (доначислено), +	Восстановлено (скорректировано), –	
50 706	19 142	[32 203]	37 645

11. ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

Финансовые вложения при принятии к учету оцениваются по фактическим затратам на их приобретение. В последующем финансовые вложения, по которым определяется рыночная стоимость, переоцениваются по рыночной стоимости, финансовые вложения, по которым не определяется рыночная стоимость, не переоцениваются, но тестируются на обесценение. Если проверка на обесценение подтверждает их устойчивое существенное снижение стоимости, то Общество по состоянию на последнее число квартала (на последнее число отчетного года) создает (корректирует) резерв под обесценение финансовых вложений. Величина резерва под обесценение финансовых вложений по состоянию на 31 декабря 2018 г. составила 48 629 млн руб. Корректировка оценки финансовых вложений, по которым определяется рыночная стоимость, до текущей рыночной стоимости проводится ежеквартально. В составе долгосрочных акций и краткосрочных облигаций отражены вложения, по которым определяется рыночная стоимость. Разница между текущей рыночной стоимостью на отчетную дату и предыдущей оценкой на 31 декабря 2018 г. финансовых вложений, по которым определяется текущая рыночная стоимость, составляет 521 млн руб. (доход). Сумма корректировки отнесена на финансовый результат в качестве прочих доходов. Возможность определения текущей рыночной стоимости в общем случае определяется наличием котировок на рынке ценных бумаг. В этом случае текущей рыночной стоимостью финансовых вложений признается их рыночная цена, рассчитанная в установленном порядке организатором торговли на рынке ценных бумаг.

К финансовым вложениям в виде акций ПАО «АНК «Башнефть», котирующимся на рынке ценных бумаг, применяется порядок учета, предусмотренный для финансовых вложений, по которым текущая рыночная стоимость не определяется. Это обусловлено тем, что котировки на рынке ценных бумаг не отражают рыночную цену (премию за контроль). Объем акций, доступный для свободного обращения на рынке, незначителен и торги по ним нерепрезентативны для оценки стоимости мажоритарного пакета, т.к. легко подвергаются манипуляциям со стороны биржевых игроков.

Первоначальная стоимость долговых ценных бумаг, по которым не определяется текущая рыночная стоимость, не корректируется на разницу между первоначальной и номинальной стоимостью.

При невозможности установить стоимость активов, переданных или подлежащих передаче организацией, стоимость финансовых вложений, полученных организацией по договорам, предусматривающим исполнение обязательств (оплату) неденежными средствами, определяется исходя из стоимости, по которой в сравнимых обстоятельствах приобретаются аналогичные финансовые вложения.

По долговым ценным бумагам и предоставленным займам оценка по дисконтированной стоимости не производится.

При выбытии активов, принятых к бухгалтерскому учету в качестве финансовых вложений, по которым определяется текущая рыночная стоимость, их стоимость определяется Обществом исходя из последней оценки.

Финансовые вложения, по которым не определяется текущая рыночная стоимость, оцениваются по первоначальной стоимости каждой выбывающей единицы.

Депозитные вклады со сроком размещения не более 91 дня финансовыми вложениями не считаются и отражаются в бухгалтерской отчетности по статье «Денежные средства».

Краткосрочная задолженность по финансовым вложениям переводится в долгосрочную в случаях, если по условиям договора сроки платежа пересматриваются в сторону увеличения и становятся свыше 365 дней после отчетной даты.

Долгосрочная задолженность по финансовым вложениям переводится в краткосрочную, когда по условиям договора срок до погашения задолженности остается 365 дней и менее после отчетной даты.

Стоимость всех финансовых вложений, ранее переоцениваемых по рыночной стоимости, отражена по текущей рыночной стоимости на отчетную дату. Финансовых вложений, оцениваемых по рыночной стоимости, с неопределенной рыночной стоимостью на отчетную дату в учете Общества нет.

Финансовых вложений, находящихся в залоге, либо переданных третьим лицам (кроме продажи) в учете Общества нет.

С 1 января 2016 г. вклады в имущество, а также иные инвестиции с целью улучшения финансового состояния Обществ Группы (финансовая помощь, безвозмездная передача активов и т. д.) подлежали капитализации в стоимости финансовых вложений в Общества, в которые осуществлялись дополнительные инвестиции.

Таблица 17. Информация о финансовых вложениях (тыс. руб.)

Финансовые вложения по видам	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Всего	7 260 408 278	6 731 832 453	6 391 313 951
Долгосрочные вложения – всего	6 159 574 705	6 003 776 788	5 492 046 642
Паи и акции (доли участия), в т. ч.:			
Акции (доли участия) дочерних и зависимых обществ	3 942 196 509	3 657 753 129	3 029 208 915
Предоставленные долгосрочные займы	1 954 261 188	1 712 770 543	1 836 738 528
Прочие долгосрочные финансовые вложения	258 329 964	628 964 087	621 397 715
Краткосрочные вложения – всего	1 100 833 573	728 055 665	899 267 309
Предоставленные краткосрочные займы	655 165 832	572 777 685	575 449 953
Депозитные вклады	216 368 210	37 440 130	47 459 830
Векселя и облигации полученные	130 282 140	64 444 958	79 413 940
Дебиторская задолженность, приобретенная по договорам уступки права требования	456	1 056	27 557
Прочие краткосрочные финансовые вложения	99 016 935	53 391 836	196 916 029

Изменение стоимости долгосрочных финансовых вложений за 2018 год с 6 003 777 млн руб. до 6 159 575 млн руб. произошло, в основном, за счет увеличения долей и вложений в уставные капиталы дочерних обществ в размере 284 443 млн руб., в т. ч. в рамках формирования субхолдинговой структуры управления активами; увеличения суммы выданных займов на сумму 241 491 млн руб., в т. ч. за счет предоставления, переоценки задолженности; уменьшения прочих финансовых вложений на сумму 370 634 млн руб., в т. ч. за счет закрытия долгосрочных депозитов.

При формировании стоимости долей и вложений субхолдинговых структур путем внесения долей и акций других дочерних обществ, стоимость определяется исходя из стоимости, по которой в сравнимых обстоятельствах приобретаются аналогичные финансовые вложения. В качестве индикатора такой стоимости используется рыночная стоимость передаваемых долей и акций, рассчитанная независимым оценщиком. Разница между балансовой и рыночной стоимостью переданных долей и акций отражается в составе прочих доходов (расходов).

В течение 2018 года, главным образом, произошло следующее увеличение стоимости вложений в ООО «РН-Эксплорейшн» на 90 396 млн руб., ООО «РН-Коммерция» на 77 516 млн руб., ООО «РН-Разведка и добыча» на 57 399 млн руб., ООО «РН-Иностранные проекты» на 43 886 млн руб., ООО «РН-Актив» на 7 557 млн руб., ООО «РН-Газ» на 5 859 млн руб.

Изменение стоимости краткосрочных финансовых вложений за 2018 год с 728 056 млн руб. до 1 100 834 млн руб. обусловлено, в основном, размещением и реклассификацией краткосрочных депозитов, предоставлением и реклассификацией краткосрочных займов, приобретением и переоценкой краткосрочных векселей и облигаций, увеличением вложений в прочие краткосрочные вложения, включая прочие ценные бумаги.

12. ПРОИЗВОДНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ, УЧИТЫВАЕМЫЕ ПО СПРАВЕДЛИВОЙ СТОИМОСТИ ЧЕРЕЗ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТАХ

Производные финансовые инструменты (деривативы) – это финансовые инструменты, одновременно отвечающие следующим критериям:

- стоимость финансового инструмента изменяется в соответствии с изменением определенной процентной ставки, курса ценной бумаги, цены товара, обменного курса иностранной валюты, индекса цен или процентных ставок, кредитного рейтинга или кредитного индекса или иных «базисных» переменных;
- приобретение финансового инструмента не требует инвестиций или требует первоначальных чистых инвестиций, величина которых меньше, чем для других инструментов, цена на которые имеет аналогичную реакцию на изменение рыночных факторов; иным видам контрактов, от которых ожидается аналогичная реакция на изменение рыночных факторов;
- расчет по финансовому инструменту осуществляется в будущем.

В рамках управления валютно-процентным риском Общество заключило сделки валютно-процентного свопа на продажу долларов США, позволяющие сбалансировать валюты выручки и обязательств, а также снизить абсолютный размер процентных ставок по привлеченному долговому финансированию.

Производные финансовые инструменты оцениваются по справедливой стоимости.

Метод определения справедливой стоимости сделок основывается на оценке текущей дисконтированной стоимости будущих денежных потоков с использованием данных консенсус-прогноза обменных курсов валют. Консенсус-прогноз учитывает прогноз ключевых международных банков и агентств. Основным источником информации для прогноза является система Bloomberg. Возникающие прибыли или убытки за период в виде корректировок при изменении справедливой стоимости признаются в Отчете о финансовых результатах.

Под изменением справедливой стоимости производного финансового инструмента подразумевается разница между справедливой стоимостью на начало отчетного периода (или на дату приобретения, в зависимости от того, какая является наиболее поздней) и на конец отчетного периода.

Производные финансовые инструменты, признаваемые по справедливой стоимости через Отчет о финансовых результатах, отражаются в активе (пассиве) Баланса по одноименным статьям в зависимости от их срочности.

На отчетную дату краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам включают обязательства по сделкам валютно-процентного свопа.

Ниже представлена информация о сделках с производными финансовыми инструментами:

Таблица 18. Информация о сделках с производными финансовыми инструментами

Наименование финансового инструмента	Период		Номинальная сумма на 31 декабря 2018 г.		Тип ставки	Справедливая стоимость обязательства на 31 декабря (тыс. руб.)	
	выпуска	возврата	млн долл. США	млн руб. ¹		2018 г.	2017 г.
Свопы	2013	2018	–	–	Плавающая	–	51 966 086
Свопы	2014	2019	1 010	70 165	Плавающая	33 058 044	22 107 217
Итого			1 010	70 165		33 058 044	74 073 303

В 2018 году Общество завершило сделки с производными финансовыми инструментами, заключенные в период 2013 г., на номинальную сумму 2 138 млн долл. США (148 528 млн руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2018 г.).

¹ Эквивалент номинальной суммы по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2018 г.

13. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПЕРАЦИЯХ ХЕДЖИРОВАНИЯ

Управление валютным риском, связанным с изменениями денежных потоков по будущим поступлениям в иностранной валюте

Операции хеджирования – операции (совокупность операций) с финансовыми инструментами срочных сделок (в том числе разных видов), совершаемые в целях уменьшения (компенсации) неблагоприятных последствий (полностью или частично), обусловленных возникновением убытка, недополучением прибыли, уменьшением выручки, уменьшением рыночной стоимости имущества, включая имущественные права (права требования), увеличением обязательств Общества вследствие изменения цены, процентной ставки, валютного курса, в том числе курса иностранной валюты к валюте РФ, или иного показателя (совокупности показателей) объекта (объектов) хеджирования.

В отчетном году Обществом производились операции в рамках хеджирования валютного риска, связанного с изменениями денежных потоков по будущим поступлениям в иностранной валюте, ввиду наличия валютных рисков по экспортной выручке, номинированной в иностранной валюте, главным образом, в долларах США. Для того чтобы компенсировать влияние валютных рисков на величину будущей выручки в иностранной валюте, Общество привлекает обязательства в той же иностранной валюте.

1 октября 2014 г. Общество назначило часть обязательств по кредитам и займам, номинированным в долларах США, в качестве инструмента хеджирования экспортной выручки, номинированной в долларах США, получение которой ожидается с высокой вероятностью.

Часть будущей ежемесячной экспортной выручки, планируемой к поступлению в долларах США была назначена в качестве объекта хеджирования. Номинальные суммы объекта и инструментов хеджирования равны. В той мере, в которой изменение курса влияет на инструмент хеджирования, эффекты такого влияния отражаются в составе статьи «Прочие фонды и резервы» в соответствии с Учетной политикой Общества; в дальнейшем указанные эффекты переносятся в состав прибыли или убытка того периода, в котором признается хеджируемая выручка. Стратегия управления валютным риском, связанным с изменениями денежных потоков по будущим поступлениям в иностранной валюте, предполагает хеджирование экспортной выручки в размере чистой монетарной позиции в долларах США. На периодической основе Общество приводит номинальную сумму хеджирования в соответствие с чистой монетарной позицией в долларах США. По состоянию на 31 декабря 2018 г. инструменты хеджирования не назначены.

Таблица 19. Информация о суммах, признанных в составе прочих фондов и резервов по операциям хеджирования (тыс. руб.)

Наименование показателя	2018 год	2017 год	2016 год
Признано в составе прочих фондов и резервов на начало года	(231 748 689)	(348 012 103)	(471 888 054)
Возникло курсовых разниц по инструментам хеджирования потоков денежных средств до налогообложения	333 196	(317 589)	7 751 412
Реклассифицировано в состав прибылей и убытков	145 524 439	145 646 857	147 093 527
Разница между бухгалтерской прибылью (убытком) и налогооблагаемой прибылью (убытком) отчетного периода, образовавшаяся в результате отражения операций хеджирования ¹	(29 171 527)	(29 065 854)	(30 968 988)
Признано в составе прочих фондов и резервов на конец года	(115 062 581)	(231 748 689)	(348 012 103)

Нижне представлен прогноз переноса сумм от переоценки инструментов хеджирования, накопленных в составе прочих фондов и резервов, в состав прибылей и убытков по состоянию на 31 декабря 2018 г.:

Таблица 20. Прогноз включения сумм переоценки в состав прибылей и убытков (млн руб.)

Год	2019 год	2020 год	2021 год	Итого
Реклассификации	145 565	(1 900)	163	143 828
Налог на прибыль	(29 113)	380	(33)	(28 766)
ИТОГО ЗА ВЫЧЕТОМ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ	116 452	(1 520)	130	115 062

14. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА

По статье «Денежные средства» отражаются средства Общества на счетах в банках и кредитных организациях, в операционных и иных кассах, депозитные вклады и иные денежные эквиваленты со сроком размещения не более 91 дня.

Для целей составления Отчета о движении денежных средств денежные потоки квалифицируются на основании критериев, установленных пп. 9–11 ПБУ 23/2011.

Денежные потоки, которые не могут быть однозначно классифицированы, отражаются как денежные потоки от текущих операций.

Величина денежных потоков в иностранной валюте пересчитывается в рубли по официальному курсу этой иностранной валюты к рублю, устанавливаемому Центральным банком Российской Федерации на дату осуществления или поступления платежа. Средний курс для пересчета денежных потоков не применяется. Денежные средства, не доступные для использования самим Обществом, отсутствуют.

Таблица 21. Информация о сумме денежных средств и их эквивалентов (тыс. руб.)

Денежные средства	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Денежные средства	504 118 733	115 167 670	106 388 455
в т. ч. денежные средства, ограниченные к использованию	3 366 005	8 269 529	10 475
Депозитные вклады со сроком размещения не более 91 дня и иные денежные эквиваленты	94 422 491	1 470 990	477 835 005

15. ДЕБИТОРСКАЯ И КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

Дебиторская и кредиторская задолженность отражается в бухгалтерском учете и отчетности в соответствии с условиями заключенных договоров.

В Бухгалтерском балансе дебиторская задолженность поставщиков и подрядчиков включает авансы выданные, которые показываются за минусом НДС, подлежащего вычету либо принятого к вычету на отчетную дату в соответствии с НК РФ. НДС с авансов, подлежащий вычету (не предъявленный к вычету на отчетную дату), отражается в Бухгалтерском балансе по строке «Прочие оборотные активы».

Кредиторская задолженность перед покупателями и заказчиками в Бухгалтерском балансе включает авансы полученные, которые отражаются за минусом НДС с авансов полученных.

В составе дебиторской задолженности отражаются бездоходные финансовые вложения, осуществляемые внутри Группы компаний ПАО «НК «Роснефть».

Общество не является получателем государственной помощи.

Резерв по сомнительным долгам создается по расчетам с другими организациями и физическими лицами за продукцию, товары, работы и услуги, выданным авансам и прочей дебиторской задолженности с отнесением суммы резерва на финансовые результаты в составе прочих расходов.

Краткосрочная дебиторская и кредиторская задолженность переводится в долгосрочную в случаях, если по условиям договора сроки платежа пересматриваются в сторону увеличения и становятся свыше 365 дней.

Долгосрочная дебиторская и кредиторская задолженность переводится в краткосрочную, когда по условиям договора срок до погашения задолженности остается 365 дней и менее.

В аналогичном порядке осуществляется перевод части долгосрочной дебиторской и кредиторской задолженности в краткосрочную, если по условиям договора задолженность погашается частями в разные периоды.

¹ Отражена по строке 2466 Отчета о финансовых результатах.

Таблица 22. Информация о дебиторской задолженности (тыс. руб.)

Дебиторская задолженность по видам	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Дебиторская задолженность – всего	2 653 803 215	2 531 306 562	1 523 299 152
Долгосрочная дебиторская задолженность	1 648 785 448	1 411 377 288	716 707 241
В том числе:			
Покупатели и заказчики	53 330	89 808	109 262
Авансы выданные	592 718	443 736	398 706
Прочие дебиторы, в т. ч.	1 648 139 400	1 410 843 744	716 199 273
Займы, выданные обществам, входящим в Группу компаний ПАО «НК «Роснефть»	1 330 769 489	1 164 327 102	488 106 822
Проценты по долгосрочным займам, векселям	288 968 440	226 058 312	209 946 805
Краткосрочная дебиторская задолженность	1 005 017 767	1 119 929 274	806 591 911
В том числе:			
Покупатели и заказчики	490 499 629	548 535 766	329 312 013
Авансы выданные	37 565 998	38 208 836	36 203 998
Прочие дебиторы, в т. ч.	476 952 140	533 184 672	441 075 900
Задолженность бюджета и государственных внебюджетных фондов	96 014 921	53 345 166	64 394 983
Займы и векселя, выданные обществам, входящим в Группу компаний ПАО «НК «Роснефть»	109 168 244	139 691 819	60 493 379
Проценты (дисконт) по депозитам, займам, векселям	126 541 234	194 144 515	80 044 209
Расчеты по договорам комиссии, прочие дебиторы	80 463 919	79 157 929	85 276 864

Дебиторская задолженность Общества на 31 декабря 2017 г. составляла 2 531 307 млн руб. с учетом созданного резерва по сомнительным долгам в сумме 21 375 млн руб. За 2018 год задолженность возросла на 122 496 млн руб. и по состоянию на 31 декабря 2018 г. составила 2 653 803 млн руб. с учетом созданного резерва по сомнительным долгам в сумме 30 518 млн руб. Увеличение дебиторской задолженности вызвано, в основном, предоставлением беспроцентных долгосрочных займов на операционную деятельность обществам, входящим в Группу компаний ПАО «НК «Роснефть», участникам КГН.

Таблица 23. Информация о кредиторской задолженности (тыс. руб.)

Кредиторская задолженность по видам	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Кредиторская задолженность	2 333 146 921	1 785 522 679	1 753 787 381
Поставщики и подрядчики	1 526 096 089	1 120 734 835	1 064 165 761
Задолженность перед работниками Общества	35 661	34 690	12 612
Задолженность перед бюджетом и внебюджетными фондами	72 371 917	71 118 709	52 200 917
Авансы полученные	394 999 901	306 953 478	316 474 647
Расчеты по договорам комиссии, прочие кредиторы	339 643 353	286 680 967	320 933 444

За 2018 год кредиторская задолженность увеличилась по сравнению с 31 декабря 2017 г. на 547 624 млн руб. и по состоянию на 31 декабря 2018 г. составила 2 333 147 млн руб. Основное увеличение кредиторской задолженности произошло перед обществами, входящими в Группу компаний ПАО «НК «Роснефть» по расчетам за приобретаемую продукцию, операторские услуги по добыче и процессингу.

16. ДОЛГОСРОЧНЫЕ И КРАТКОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ, ПРОЧИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВЫДАВАННЫЕ

Задолженность по кредитам и займам отражается в бухгалтерском учете и отчетности в соответствии с условиями заключенных договоров.

Общество осуществляет перевод краткосрочной задолженности по кредитам и займам в долгосрочную в случаях, если по условиям договора сроки платежа пересматриваются в сторону увеличения и становятся свыше 365 дней. Общество осуществляет перевод долгосрочной задолженности в краткосрочную, когда погашения этой задолженности остается 365 дней и менее.

Суммы процентов, причитающихся к уплате по займам и кредитам полученным, начисляются равномерно, независимо от условий предоставления займа (кредита). Дополнительные расходы по займам (кредитам), за исключением комиссий по привлеченным займам (кредитам) (комиссии банков за выборку кредита, за организацию кредита, за открытие и ведение кредитной линии и других комиссий (вознаграждений) банков, связанных с привлечением займов (кредитов)), признаются в составе прочих расходов единовременно.

Комиссии по привлеченным займам (кредитам) в случае их существенности, включаются в состав прочих расходов равномерно в течение срока займа (кредита).

Сумма не списанных на отчетную дату комиссий по привлеченным займам (кредитам) в Бухгалтерском балансе отражается в составе прочих внеоборотных или прочих оборотных активов в зависимости от оставшегося срока признания в расходах (более 12 месяцев или менее 12 месяцев соответственно).

В целях отнесения процентов по кредитам и займам на стоимость приобретенных активов под инвестиционным активом понимается объект имущества, подготовка которого к предполагаемому использованию требует длительного (свыше 12 месяцев) времени на приобретение, сооружение и изготовление.

К инвестиционным активам относятся объекты внеоборотных активов, незавершенного производства и незавершенного строительства, которые впоследствии будут приняты к бухгалтерскому учету заемщиком и (или) заказчиком (инвестором, покупателем) в качестве основных средств (включая земельные участки), нематериальных активов, затрат на разведку и оценку природных ресурсов или иных внеоборотных активов.

В течение 2018 года Общество привлекало кредиты от российских банков под фиксированные и плавающие ставки на пополнение оборотных средств. Погашение по кредитам осуществлялось в соответствии с условиями заключенных договоров, как досрочно, так и в соответствии с плановыми сроками.

В бухгалтерской отчетности на отчетную дату задолженность по кредитам отражена с учетом начисленных процентов.

Сумма расходов по привлеченным заемным средствам, включенных в прочие расходы, составила 143 млн руб.

Общая сумма процентов, начисленных по кредитам Общества за отчетный период, составила 86 535 млн руб. По сравнению с предыдущим годом задолженность по процентам увеличилась на 7 725 млн руб.

Сумма процентов, включенных в стоимость создаваемых (приобретаемых) инвестиционных активов, составила 17 458 млн руб. Сумма включенных в стоимость инвестиционного актива процентов, причитающихся к оплате заимодавцу (кредитору), по займам, взятым на цели, не связанные с приобретением, сооружением и (или) изготовлением инвестиционного актива, составила 17 263 млн руб.

Таблица 24. Информация о долгосрочных и краткосрочных кредитах и займах (тыс. руб.)

Кредиты и займы по видам	Остаток на 31 декабря 2017 г.	Изменения за отчетный период			Остаток на 31 декабря 2018 г.
		Получено (начислено)	Погашено (уплачено)	Реклассифицировано	
Долгосрочные кредиты и займы	5 083 998 328	1 743 219 910	(1 008 129 067)	(26 347 424)	5 792 741 747
в т. ч.					
долгосрочные кредиты	1 035 641 655	286 683 318	-	(78 543 805)	1 243 781 168
долгосрочные займы	1 173 409 127	1 354 033 998	(999 537 601)	78 071 520	1 605 977 044
долгосрочные проценты, начисленные по договорам кредитов и займов	88 634 719	32 201 481	(8 376 566)	(20 854 194)	91 605 440
долгосрочные векселя собственные	3 567 226	-	(214 900)	(333 904)	3 018 422
долгосрочные проценты, начисленные по вексялям	1 745 601	301 113	-	(298 009)	1 748 705
долгосрочные облигации собственные	2 781 000 000	70 000 000	-	(4 389 032)	2 846 610 968
Краткосрочные кредиты и займы	860 270 860	2 390 776 535	(2 459 459 763)	26 347 424	817 935 056
в т. ч.					
краткосрочные кредиты	234 500 000	860 803 620	(770 903 620)	-	324 400 000
краткосрочные займы	290 611 827	1 170 974 094	(1 147 546 010)	(78 071 520)	235 968 391
текущая часть долгосрочных кредитов и займов	118 609 340	16 479 284	(127 239 911)	78 543 805	86 392 518
текущая часть долгосрочных процентов, начисленных по договорам кредитов и займов	956 329	74 864 185	(74 636 845)	-	1 183 669
краткосрочные проценты, начисленные по договорам кредитов и займов	73 046 148	34 204 005	(37 047 963)	20 854 194	91 056 384
краткосрочные облигации собственные	110 000 000	-	(69 152 213)	4 389 032	45 236 819
проценты, начисленные по облигациям собственным (купонный доход)	32 547 216	233 444 975	(232 933 201)	-	33 058 990
краткосрочные векселя собственные	-	-	-	333 904	333 904
краткосрочные проценты, начисленные по вексялям	-	6 372	-	298 009	304 381

Ниже представлена информация о выпусках рублевых неконвертируемых процентных облигаций на предъявителя по состоянию на 31 декабря.

Таблица 25. Информация о выпусках рублевых неконвертируемых процентных облигаций на предъявителя (млн руб.)

Вид облигаций	Номер выпуска	Дата размещения	Общая номинальная стоимость, млн руб.	Ставка купона	На 31 декабря	
					2018 г.	2017 г.
Облигации	04, 05	Октябрь 2012 года	20 000	7,9 %	20 000	20 000
Облигации	07, 08	Март 2013 года	30 000	7,3 %	30 000	30 000
Облигации	06 ² , 09 ² , 10 ²	Июнь 2013 года	40 000	7,0 %	611	40 000
Биржевые облигации	Б0-05 ² , Б0-06 ²	Декабрь 2013 года	40 000	8,5 % ¹	10 237	40 000
Биржевые облигации	Б0-01, Б0-07	Февраль 2014 года	35 000	8,90 %	35 000	35 000
Биржевые облигации	Б0-02, Б0-03, Б0-04, Б0-08, Б0-09, Б0-10, Б0-11, Б0-12, Б0-13, Б0-14	Декабрь 2014 года	225 000	9,4 %	225 000	225 000
Биржевые облигации	Б0-15, Б0-16, Б0-17, Б0-24	Декабрь 2014 года	400 000	7,85 %	400 000	400 000
Биржевые облигации	Б0-18, Б0-19, Б0-20, Б0-21, Б0-22, Б0-23, Б0-25, Б0-26	Январь 2015 года	400 000	7,6 % ¹	400 000	400 000
Биржевые облигации	001P-01	Декабрь 2016 года	600 000	7,6 % ¹	600 000	600 000
Биржевые облигации	001P-02	Декабрь 2016 года	30 000	9,39 %	30 000	30 000
Биржевые облигации	001P-03	Декабрь 2016 года	20 000	9,50 %	20 000	20 000
Биржевые облигации	001P-04	Май 2017 года	40 000	8,65 %	40 000	40 000
Биржевые облигации	001P-05	Май 2017 года	15 000	8,6 %	15 000	15 000
Биржевые облигации	001P-06	Июль 2017 года	90 000	8,5 %	90 000	90 000
Биржевые облигации	001P-07	Июль 2017 года	176 000	8,5 %	176 000	176 000
Биржевые облигации	001P-08	Октябрь 2017 года	100 000	7,6 % ¹	100 000	100 000
Биржевые облигации	002P-01	Декабрь 2017 года	300 000	7,6 % ¹	300 000	300 000
Биржевые облигации	002P-02	Декабрь 2017 года	300 000	7,6 % ¹	300 000	300 000
Биржевые облигации	002P-03	Декабрь 2017 года	30 000	7,75 %	30 000	30 000
Биржевые облигации	002P-04	Февраль 2018 года	50 000	7,5 %	50 000	-
Биржевые облигации	002P-05	Март 2018 года	20 000	7,3 %	20 000	-
ИТОГО ДОЛГОСРОЧНЫЕ РУБЛЕВЫЕ ОБЛИГАЦИИ					2 891 848	2 891 000

По облигациям всех вышеуказанных выпусков срок обращения составляет 6, 8 и 10 лет.

Досрочное приобретение/выкуп облигаций не является досрочным погашением облигаций.

24 июля 2012 г. Обществом осуществлен выпуск и последующая продажа векселей в количестве 40 штук номинальной стоимостью 274 млн руб. каждый с последовательными (по квартальными) сроками погашения в течение 10 лет, с процентной ставкой 9 % годовых общей стоимостью 10 976 млн руб. Часть векселей была оплачена в 2012-2018 годах.

График погашения долгосрочных векселей выданных по состоянию на 31 декабря 2018 г. приведен ниже:

¹ Для купонного периода, действующего по состоянию на 31 декабря 2018 г.

² Часть выпуска выкуплена Эмитентом по состоянию на 31 декабря 2018 г.

Таблица 26. График погашения долгосрочных векселей, выданных по состоянию на 31 декабря 2018 г. (млн руб.)

2019 год	-
2020 год	1 098
2021 год	1 098
2022 год	822
2023 год и позже	-
ИТОГО ДОЛГОСРОЧНАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ	3 018

График погашения долгосрочных кредитов и займов, облигаций собственных по состоянию на 31 декабря 2018 г. приведен ниже:

Таблица 27. График погашения долгосрочных кредитов и займов, облигаций собственных по состоянию на 31 декабря 2018 г. (млн руб.)

2019 год	86 392
2020 год	936 887
2021 год	975 267
2022 год	437 008
2023 год и позже	3 392 445
ИТОГО ДОЛГОСРОЧНАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ	5 827 999

Таблица 28. Информация о прочих долгосрочных обязательствах (млн руб.)

Суммы открытых, но не выбранных кредитных линий		Описание ограничений по использованию кредитных ресурсов (в т. ч. о суммах обязательных минимальных (неснижаемых) остатков)
на начало периода	на конец периода	
20 000	10 000	Нет

Часть кредитов обеспечена экспортными контрактами на поставку сырой нефти.

Общая стоимость выданных Обществом гарантий и поручительств на 31 декабря 2018 г. составила 63 059 млн руб., в т. ч. стоимость обеспечений, выданных в иностранной валюте, составила 436 млн долл. США и 24 млн евро по курсу ЦБ РФ на дату совершения операции. При этом распределение выданных обеспечений по предметам залога составило:

Таблица 29. Информация о распределении выданных обеспечений по предметам залога

Предметы залога (обеспечения выданные)	Доля в общей сумме обеспечений, %
Выручка от продажи нефти и нефтепродуктов	37,80
Поручительства	62,20

В рамках операционной деятельности ПАО «НК «Роснефть» действует безусловная неограниченная бессрочная гарантия (поручительство), предоставленная в 2013 году в пользу Правительства Норвегии и норвежских государственных органов, предусматривающая полное покрытие потенциальных обязательств компании RN Nordic Oil AS в отношении ее операционной деятельности на Норвежском континентальном шельфе. Предоставление гарантии материнской компании по обязательствам RN Nordic Oil AS в отношении экологических рисков является императивным требованием законодательства Норвегии и является условием для выдачи RN Nordic Oil AS лицензии на работу на Норвежском шельфе совместно с компанией Statoil ASA. В рамках реализации сотрудничества ПАО «НК «Роснефть» с компаниями Eni S.p.A, Equinor ASA (до июля 2018 года – Statoil ASA) и ExxonMobil Oil Corporation по проектам на шельфе РФ, действуют предоставленные в 2013 и 2014 годах взаимные гарантии, которые являются неограниченными, безусловными и бессрочными.

В рамках реализации сотрудничества ПАО «НК «Роснефть» и ExxonMobil Oil Corporation по трудноизвлекаемым запасам нефти и газа в Западной Сибири действует соглашение, предусматривающее предоставление сторонами взаимных гарантий, которые являются неограниченными, безусловными и бессрочными.

В рамках реализации сотрудничества в области трудноизвлекаемых запасов нефти и газа в четвертом квартале 2015 года ПАО «НК «Роснефть» и Equinor ASA (до июля 2018 года – Statoil ASA) предоставили взаимные гарантии исполнения обязательств аффилированными лицами сторон. Гарантии являются неограниченными, безусловными и бессрочными.

Таблица 30. Информация о прочих долгосрочных обязательствах (тыс. руб.)

Прочие долгосрочные обязательства по видам	Остаток на начало года	Получено (начислено)	Погашено (реклассифицировано в состав краткосрочной задолженности)	Остаток на конец года
Прочие долгосрочные обязательства, в т. ч.:	1 419 426 029	75 104 404	(360 140 014)	1 134 390 419
Долгосрочная предоплата по договорам на поставку нефти и нефтепродуктов	1 418 250 120	-	(359 729 442)	1 058 520 678

В течение 2013–2014 годов Общество подписало ряд долгосрочных контрактов на поставку нефти и нефтепродуктов, предусматривающих получение предоплаты. Суммарный минимальный объем будущих поставок по данным договорам составляет примерно 400 млн тонн.

Основные условия контрактов перечислены ниже:

- предоплата составляет не более 30 % от стоимости общего объема нефти по контрактам;
- цена нефти определяется на основе текущих рыночных котировок;
- погашение предоплаты осуществляется путем физической поставки нефти.

С 1 января 2015 г. начались плановые поставки нефти по долгосрочным контрактам, предусматривающим предоплаты. Зачет предоплаты по указанным контрактам за 2018 год составил 266 млрд руб. (6,76 млрд долл. США по курсу на даты предоплат, не подлежащие переоценке по текущему курсу).

В рамках исполнения функций по договорам технического заказчика заключаются договоры подряда, одним из условий которых является резервирование Заказчиком части стоимости строительных работ, которая выплачивается подрядчику после приемки законченного строительством объекта. По состоянию на 31 декабря 2018 г. переведено в состав долгосрочной кредиторской задолженности обязательств на общую сумму 765,3 млн руб. по договорам, условиями которых предусмотрено погашение зарезервированных сумм спустя 1 год и более.

17. АКТИВЫ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, ВЫРАЖЕННЫЕ В ИНОСТРАННОЙ ВАЛЮТЕ

Изменение курса иностранных валют, в особенности доллара США, оказывает значительное влияние на результаты финансово-хозяйственной деятельности Общества.

Таблица 31. Информация по динамике курса обмена рубля к доллару США

По состоянию на 31 декабря	Обменный курс
2018 год	69,47
2017 год	57,60
2016 год	60,66
2015 год	72,88
2014 год	56,26

Для целей отражения в отчетности курсовой разницей признается совокупность всех операций пересчета стоимости активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте и подлежащих отражению в составе прочих доходов или прочих расходов. Результирующий (сальдированный) показатель от всех операций пересчета стоимости активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, за отчетный период составил 97 724 млн руб. и отражен в составе прочих доходов Общества.

Курсовые разницы по деятельности Общества за пределами территории РФ, зачисленные в отчетном периоде в состав добавочного капитала, составили: положительные курсовые разницы – 5,9 млн руб., отрицательные – 4,6 млн руб.

Курсовые разницы, возникшие в течение года по операциям с активами и обязательствами, выраженными в иностранной валюте, а также при пересчете их по состоянию на отчетную дату, относились на счет прочих доходов и расходов, за исключением обязательств, являющихся инструментами хеджирования (см. Примечание 13).

Операции, связанные с конвертацией валюты, отражаются в Отчете о финансовых результатах сальдировано по каждой операции конвертации, финансовый результат включается либо по строке «Прочие доходы» либо по строке «Прочие расходы» в зависимости от сальдо доходов (расходов) по каждой такой операции.

Таблица 32. Объемы доходов и расходов по операциям купли-продажи иностранной валюты (тыс. руб.)

Доходы и расходы	За 2018 год	За 2017 год
Объем доходов	14 849 072	6 839 523
Объем расходов	(64 297 345)	(22 268 125)

18. НАЛОГИ И СБОРЫ, ТАМОЖЕННЫЕ ПОШЛИНЫ

Налоговые обязательства Общества отражаются в отчетности по принципу временной определенности фактов хозяйственной деятельности.

Законодательно установленные ставки основных налогов в 2018 году составили:

- налог на прибыль – 20 %;
- налог на добавленную стоимость – 18 %.

С 1 января 2012 года создана консолидированная группа налогоплательщиков (далее – «КГН»), в состав которой вошли ПАО «НК «Роснефть» и 21 ее дочернее общество. ПАО «НК «Роснефть» определено ответственным участником КГН.

В настоящее время в соответствии с условиями заключенного соглашения количество участников КГН составляет 64 общества.

Налог на добычу полезных ископаемых, подлежащий включению в себестоимость продукции, товаров, работ, услуг, в 2018 году составил 921 936 млн руб., в 2017 году – 592 501 млн руб.

Экспортная пошлина в 2018 году была начислена в сумме 993 501 млн руб., в 2017 году – 589 471 млн руб.

Расчеты с бюджетом и внебюджетными фондами представлены в таблице.

Таблица 33. Расчеты с бюджетом и внебюджетными фондами (тыс. руб.)

	На 31 декабря 2018 г.	На 31 декабря 2017 г.	На 31 декабря 2016 г.
Дебиторская задолженность бюджета и государственных внебюджетных фондов – всего	96 014 921	53 345 166	64 394 983
Налог на добавленную стоимость (НДС)	91 483 038	50 870 082	57 558 838
Налог на прибыль	4 433 051	–	4 674 516
Прочая дебиторская задолженность по налогам и сборам	78 556	2 440 020	2 125 224
Задолженность государственных внебюджетных фондов	20 276	35 064	36 405
Кредиторская задолженность перед бюджетом и государственными внебюджетными фондами – всего	72 371 917	71 118 709	52 200 917
Налог на добычу полезных ископаемых	65 315 239	64 819 580	44 438 484
Налог на прибыль	–	206 319	121 336
Акциз	4 115 943	2 860 598	5 325 782
Налог на имущество	2 826 990	3 075 984	2 183 230
Прочая задолженность по налогам и сборам	112 463	155 013	131 122
Задолженность перед государственными внебюджетными фондами	1 282	1 215	963

Дебиторская задолженность по налогам и сборам по сравнению с 31 декабря 2017 г. увеличилась на 42 670 млн руб., в основном, за счет увеличения суммы НДС, подлежащей возмещению их бюджета по итогам IV квартала 2018 года по сравнению с аналогичным налоговым периодом 2017 года. Кроме того, на 4 433 млн руб. увеличилась дебиторская задолженность по налогу на прибыль в связи с тем, что в ноябре, декабре 2018 года произошло уменьшение консолидированной налоговой базы по КГН и, соответственно, уменьшение суммы налога на прибыль по КГН, ранее уплаченного в бюджет (за ноябрь 2018 года – на 1 925 млн руб.; за декабрь 2018 года – на 2 508 млн руб.).

Кредиторская задолженность по налогам и сборам по сравнению с 31 декабря 2017 г. увеличилась на 1 253 млн руб., в основном, в связи с увеличением выработки подакцизной продукции (акциз).

По состоянию на 31 декабря 2018, 2017 и 2016 гг. Общество не имело просроченных обязательств по налогам и сборам.

В соответствии с положениями Налогового кодекса РФ камеральные и выездные налоговые проверки могут быть проведены за 3 календарных года, предшествующих году, в котором вынесено решение о проведении проверки. Руководство Общества полагает, что результаты проверок не окажут существенного влияния на финансовое положение, поскольку налоговые обязательства определены в соответствии с требованиями налогового законодательства.

19. КАПИТАЛ

Уставный капитал

Уставный капитал Общества по состоянию на 31 декабря 2018 г. составил 105 981 778,17 руб. и разделен на 10 598 177 817 обыкновенных акций номинальной стоимостью 0,01 руб. каждая.

Резервный и добавочный капитал

Капитал Общества включает в себя также суммы добавочного и резервного капиталов. Резервный капитал Общества представляет собой резервный капитал, образованный в соответствии с учредительными документами и равный 5 % уставного капитала. На 31 декабря 2018 г. резервный капитал сформирован полностью и составляет 5,299 млн руб.

Добавочный капитал (без переоценки) Общества на 31 декабря 2018 г. составляет 113 279,9 млн руб. (на 31 декабря 2017 г. добавочный капитал составлял 113 278,5 млн руб.).

Собственные акции, выкупленные у акционеров

В соответствии с Программой приобретения акций на открытом рынке, в том числе в форме глобальных депозитарных расписок, удостоверяющих права на такие акции, одобренной Советом директоров в августе 2018 года (далее – «Программа»), могут быть приобретены обыкновенные акции ПАО «НК «Роснефть», в максимальном объеме до 2 млрд долл. США. Реализация Программы будет осуществляться с даты одобрения Советом директоров по 31 декабря 2020 г. включительно.

Максимальный объем акций и глобальных депозитарных расписок, которые могут быть приобретены в рамках Программы, составит не более 340 000 000 шт. Программа нацелена на обеспечение высокой доходности для акционеров в случае существенной рыночной волатильности.

В течение 2018 года сделки по выкупу собственных акций не осуществлялись.

Чистые активы

Чистые активы Общества на 31 декабря 2018 г. составили 2 026 470 млн руб. Увеличение чистых активов по сравнению с предыдущей отчетной датой (1 684 375 млн руб.) составило 342 095 млн руб., или 20,3 %. Чистые активы Общества на 31 декабря 2018 г. превышают его уставный капитал на 2 026 364 млн руб.

20. ДОХОДЫ И РАСХОДЫ, НЕРАСПРЕДЕЛЕННАЯ ПРИБЫЛЬ

Выручка от продаж продукции, работ и услуг отражается в учете по мере отгрузки продукции, выполнения работ и оказания услуг и предъявления покупателям (заказчикам) расчетных документов.

При необходимости для своевременного отражения фактов хозяйственной деятельности в Обществе применяется метод начисления при наличии условий признания выручки в соответствии с Положением по бухгалтерскому учету «Доходы организации» [ПБУ 9/99]. В этом случае, регистрация выручки в бухгалтерском учете осуществляется на основании оперативной информации, представленной структурными подразделениями Общества.

Общество применяет метод формирования неполной себестоимости продукции (директ-костинг), в связи с чем общехозяйственные и административные расходы полностью списываются на счет учета продаж, т. е. полностью признаются в отчетном периоде, без распределения на остатки незавершенного производства и остатки готовой продукции (за исключением общехозяйственных расходов, непосредственно связанных с приобретением, сооружением или изготовлением активов, которые включаются в стоимость активов).

Расходы на продажу распределяются между проданной продукцией (товарами) и отгруженной, но не реализованной продукцией с учетом остатков готовой продукции (товаров) на складе.

Расходы на рекламу Общества в целом (без указания конкретных видов продукции) учитываются в составе расходов на продажу.

Использование прибыли отражается в учете и отчетности в году, следующим за отчетным годом, в соответствии с решением собрания акционеров. При этом часть прибыли, которая по решению акционеров не была выплачена в качестве дивидендов, показывается в отчетности по строке «Нераспределенная прибыль». Использование этой прибыли на капитальные вложения не уменьшает общий остаток по строке «Нераспределенная прибыль».

Величина нераспределенной прибыли прошлых лет на 31 декабря 2018 г. составила 1 721 879 млн руб., на 31 декабря 2017 г. – 1 802 734 млн руб.

Изменение величины прибыли прошлых лет произошло, в основном, за счет:

- начисленных дивидендов – 70 478 млн руб.;
- изменения подхода начисления резервов (раскрытие изменения отражено в разделе 3 «Изменение вступительных остатков бухгалтерской (финансовой) отчетности за 2018 год») – 10 459 млн руб.

На величину нераспределенной прибыли отчетного года повлияли следующие доходы и расходы:

Таблица 34. Доходы и расходы Общества (тыс. руб.)

Показатели	За 2018 год	За 2017 год
Выручка (нетто) от продажи товаров, продукции, работ, услуг (за минусом налога на добавленную стоимость)	6 968 248 044	4 892 934 388
в т. ч.:		
от продаж по основному виду деятельности	4 721 264 040	3 387 455 369
торгово-закупочной деятельности	1 866 340 138	1 158 898 792
доходы от участия в уставных капиталах других организаций	375 223 648	341 657 551
посреднической деятельности	5 420 218	4 922 676
Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг	(4 815 224 782)	(3 459 587 329)
в т. ч.:		
по основному виду деятельности	(3 364 749 974)	(2 552 733 441)
торгово-закупочной деятельности	(1 450 474 808)	(906 853 888)
Расходы, связанные с разведкой и оценкой запасов нефти и газа	(24 065 226)	(14 149 489)
Валовая прибыль	2 128 958 036	1 419 197 570
Коммерческие расходы	(1 422 676 475)	(990 299 266)
Общехозяйственные и административные расходы	(80 583 478)	(68 941 225)
Прибыль (убыток) от продаж товаров, работ, услуг	625 698 083	359 957 079
Прибыль (убыток) по прочим доходам и расходам	(191 859 995)	(276 850 201)
в т. ч.:		
Проценты к получению	186 773 202	179 953 353
Проценты к уплате,	(451 851 788)	(396 184 404)
в т. ч.: Расходы по амортизации дисконта ARO (ОЛОС)	(4 122 532)	(3 709 919)
Доходы от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов	51 966 086	23 560 680
Расходы от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов	(10 950 827)	-

Показатели	За 2018 год	За 2017 год
Доходы от продажи и иного выбытия прочего имущества,	29 397 843	226 196 430
в т. ч.: Доходы от продажи краткосрочных ценных бумаг	-	154 096 834
Доходы от продажи долгосрочных ценных бумаг	32 022	64 813 112
Доходы от продажи ОС	18 465 582	6 627 635
Доходы от продажи НКС	10 116 640	391 765
Расходы от продажи и иного выбытия прочего имущества,	(30 025 792)	(175 050 494)
в т. ч.: Стоимость выбывших краткосрочных ценных бумаг	-	(160 265 787)
Расходы от продажи долгосрочных ценных бумаг	(6 635)	(5 787 808)
Расходы от продажи ОС	(17 413 277)	(3 504 214)
Расходы от продажи НКС	(9 669 663)	(428 375)
Иные прочие доходы,	298 930 179	103 191 012
в т. ч. Разница между балансовой стоимостью, переданных финансовых вложений акций (долей участия) в качестве вклада в уставный капитал, и их рыночной стоимостью	145 759 461	70 256 042
Курсовые разницы	97 724 202	-
Возмещение акциза	6 786 182	6 671 740
Иные прочие расходы,	(266 098 898)	(238 516 778)
в т. ч. Признание отложенного эффекта хеджирования в составе прочих расходов	(145 524 439)	(145 646 857)
Курсовые разницы	-	(15 900 578)
Налог на прибыль с доходов в виде дивидендов	(5 384 349)	(704 282)

Таблица 35. Распределение расходов Общества по элементам затрат, признанных в Отчете о финансовых результатах (тыс. руб.)

Показатели	За 2018 год	За 2017 год
Материальные затраты	5 186 702 859	3 720 656 091
Затраты на оплату труда	39 822 391	32 609 834
Отчисления на социальные нужды	6 477 812	6 308 733
Амортизация	131 827 944	141 504 417
Прочие затраты, в т. ч. НДС и расходы, связанные с разведкой и оценкой запасов нефти и газа	977 718 955	631 898 234
ИТОГО ПО ЭЛЕМЕНТАМ ЗАТРАТ	6 342 549 961	4 532 977 309
Изменение остатков (прирост [-], уменьшение [+]): незавершенного производства, готовой продукции и др.	29 410 920	16 640 282
ИТОГО РАСХОДЫ ПО ОБЫЧНЫМ ВИДАМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	6 342 549 961	4 532 977 309

21. ОТЛОЖЕННЫЕ НАЛОГОВЫЕ АКТИВЫ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, ПОСТОЯННЫЕ НАЛОГОВЫЕ АКТИВЫ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В бухгалтерском учете отражаются постоянные и временные разницы между бухгалтерской прибылью и налогооблагаемой прибылью отчетного периода. Временные и постоянные разницы, рассчитанные путем сопоставления данных бухгалтерского и налогового учета по статьям расходов и доходов отчетного периода, приводят к образованию «Постоянных налоговых обязательств и активов» и «Отложенных налоговых обязательств и активов».

Сумма текущего налога на прибыль формируется в бухгалтерском учете путем отражения:

- условного дохода (расхода);
- постоянного налогового актива;
- постоянного налогового обязательства;
- отложенного налогового актива;
- отложенного налогового обязательства.

Общество формирует показатели, характеризующие учет расчетов по налогу на прибыль, ежемесячно.

В бухгалтерском балансе Общества отложенные налоговые активы и отложенные налоговые обязательства по налогу на прибыль отражаются развернуто, соответственно, в качестве внеоборотных активов и долгосрочных обязательств.

Создаваемый в бухгалтерском учете резерв по сомнительным долгам является источником формирования временной разницы.

Свернутая сумма постоянных налоговых активов (обязательств) приведена в Отчете о финансовых результатах справочно.

Ставка налога на прибыль при расчете отложенных и постоянных налоговых активов и обязательств составляет 20 %.

Таблица 36. Информация об отложенных и постоянных налоговых активах и обязательствах (тыс. руб.)

Наименование	Остаток на начало года	Начислено за отчетный год	Погашено за отчетный год	Остаток на конец года
Отложенный налоговый актив	95 062 970	52 330 419	(52 551 496)	94 841 893
Отложенное налоговое обязательство	(91 105 397)	(12 055 007)	11 351 892	(91 808 512)
Постоянный налоговый актив	x	128 128 492	x	x
Постоянное налоговое обязательство	x	(46 622 923)	x	x

Показатель условного расхода по налогу на прибыль за 2018 год составил 86 768 млн руб., за 2017 год – 16 621 млн руб.

В составе движения отложенных налогов за отчетный период, отраженного по строкам 2430 «Изменение отложенных налоговых обязательств» и 2450 «Изменение отложенных налоговых активов», включены суммы отложенных налогов, списанных и/или начисленных в связи с подачей уточненных налоговых деклараций, списанных отложенных налоговых обязательств и активов, которые никогда не будут реализованы.

В составе отложенного налогового актива отражены убытки Общества, перенесенные на будущее, не использованные для уменьшения налога на прибыль в отчетном (налоговом) периоде, но которые будут приняты в целях налогообложения в последующих отчетных (налоговых) периодах.

Постоянные и временные разницы, повлекшие корректировку условного расхода по налогу на прибыль, приведены в таблице.

Таблица 37. Информация о постоянных и временных разницах, повлекших корректировку условного расхода по налогу на прибыль (тыс. руб.)

Наименование	Остаток на начало года	Начислено за отчетный год	Погашено за отчетный год	Остаток на конец года
Вычитаемые временные разницы	475 314 850	261 652 095	(262 757 480)	474 209 465
Налогооблагаемые временные разницы	(455 526 985)	(60 275 035)	56 759 460	(459 042 560)
Отрицательные постоянные разницы	x	640 642 460	x	x
Положительные постоянные разницы	x	(233 114 615)	x	x

22. ВЫПЛАТА ДИВИДЕНДОВ

Количество и номинальная стоимость акций

Акционерный капитал представляет собой капитал Общества согласно учредительным документам. Владельцы обыкновенных акций имеют право одного голоса на собрании акционеров на каждую приобретенную акцию.

Обществом размещено 10 598 177 817 обыкновенных акций номинальной стоимостью 0,01 руб. каждая на общую сумму по номинальной стоимости 105 981 778,17 руб.

Сумма дивидендов

Чистая прибыль Общества за 2018 год составляет 460 784 млн руб. Чистая прибыль на одну акцию за 2018 год составляет 43,48 руб./акцию.

Рекомендации Общему собранию акционеров по размеру дивидендов по акциям Общества за 2018 год будут предварительно определены Советом директоров Общества в 1 полугодии 2019 года.

По итогам работы Общества за 2017 год годовое общее собрание акционеров ПАО «НК «Роснефть» 21 июня 2018 г. (протокол б/н от 26 июня 2018 г.) утвердило дивиденды по обыкновенным акциям ПАО «НК «Роснефть» в размере 6,65 руб. на 1 акцию, что в сумме составило 70 478 млн руб. По состоянию на 31 декабря 2018 г. Общество выплатило дивиденды в сумме 70 461 млн руб. Дивиденды выплачены всем лицам, зарегистрированным в реестре владельцев именных ценных бумаг эмитента, за исключением лиц, своевременно не информировавших реестродержателя эмитента об изменении данных, содержащихся в анкете зарегистрированного лица.

По итогам работы Общества за 1 полугодие 2018 года внеочередное общее собрание акционеров ПАО «НК «Роснефть» 28 сентября 2018 г. (протокол б/н от 3 октября 2018 г.) утвердило промежуточные дивиденды по обыкновенным акциям ПАО «НК «Роснефть» в размере 14,58 руб. на одну акцию, что в сумме составило 154 521 млн руб.

По состоянию на 31 декабря 2018 г. Общество выплатило дивиденды в сумме 154 485 млн руб. Дивиденды выплачены всем лицам, зарегистрированным в реестре владельцев именных ценных бумаг эмитента, за исключением лиц, своевременно не информировавших реестродержателя эмитента об изменении данных, содержащихся в анкете зарегистрированного лица.

23. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

После 31 декабря 2018 г. в хозяйственной деятельности Общества не имели место факты, которые оказали или могут оказать влияние на финансовое состояние, движение денежных средств или результаты деятельности Общества.

24. УСЛОВНЫЕ ФАКТЫ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. ОЦЕНОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Условные активы и обязательства

Общество вовлечено в ряд судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления ее деятельности. По мнению руководства Общества конечный результат таких судебных разбирательств не будет иметь существенного влияния на результаты деятельности или финансовое положение ПАО «НК «Роснефть».

Оценочные обязательства

Оценочное обязательство – обязательство Общества с неопределенной величиной и (или) сроком исполнения. Оценочное обязательство может возникнуть:

- из норм законодательных и иных нормативных правовых актов, судебных решений, договоров;
- в результате действий Общества, которые вследствие установившейся прошлой практики или заявлений Общества, указывают другим лицам, что Общество принимает на себя определенные обязанности и, как следствие, у таких лиц возникают обоснованные ожидания, что Общество выполнит такие обязанности.

Оценочное обязательство признается в бухгалтерском учете при одновременном соблюдении следующих условий:

- у Общества существует обязанность, явившаяся следствием прошлых событий его хозяйственной жизни, исполнение которой Общество не может избежать. В случае, когда у Общества возникают сомнения в наличии такой обязанности, оно признает оценочное обязательство, если в результате анализа всех обстоятельств и условий, включая мнения экспертов, более вероятно, чем нет, что обязанность существует;
- уменьшение экономических выгод Общества, необходимое для исполнения оценочного обязательства, вероятно (вероятность >50 %);
- величина оценочного обязательства может быть обоснованно оценена.

В соответствии с Положением по бухгалтерскому учету «Оценочные обязательства, условные обязательства и условные активы» (ПБУ 8/2010), вступившим в силу с бухгалтерской отчетности за 2011 год, у Общества существуют оценочные обязательства, связанные с экологической деятельностью.

Оценочное обязательство, связанное с экологической деятельностью, возникает в связи с нарушением исходного состояния окружающей среды в результате хозяйственной деятельности Общества.

Величина оценочного обязательства, связанного с экологической деятельностью, определена исходя из оценки затрат (планируемых затрат), которые Общество, как ожидается, понесет при исполнении оценочного обязательства при восстановлении земель и водных объектов, состояние которых нарушено, по состоянию на отчетную дату. Оценка производится на основе данных внутренней (управленческой) отчетности организации, формирующей систему экологической информации.

Информация об оценочных обязательствах Общества приведена в таблице.

Таблица 38. Информация об оценочных обязательствах (тыс. руб.)

Вид	Описание оценочного обязательства	Период	Остаток на начало периода	Признано (начислено) за отчетный период	Списано		Увеличение (+)/ уменьшение (-) оценочного обязательства при признании расходов/ доходов (сторнировании расходов) при признании оценочных значений	Остаток на конец периода	
					(погашено) в счет отражения затрат или признания кредиторской задолженности	в связи с избыточностью суммы или прекращением выполнения условий признания			
Оценочные обязательства, сформированные за счет расходов по обычным видам деятельности – всего, в т. ч. по видам:									
Всего			2018	22 648 964	17 403 103	(16 875 356)	(607 167)	(393 273)	22 176 271
			2017	25 970 538	17 060 149	(18 574 650)	(1 014 352)	(792 721)	22 648 964
Оценочное обязательство по выплате ежегодного вознаграждения по итогам работы за год	Планируемая сумма выплат работникам вознаграждения по итогам работы за год с учетом страховых взносов по эффективной ставке		2018	9 835 675	13 796 537	(13 037 760)	-	-	10 594 452
			2017	12 994 683	12 192 238	(15 351 246)	-	-	9 835 675
Оценочное обязательство по предстоящей оплате отпускных	Обязательство Общества перед работниками по оплате отпусков, исходя из количества дней неиспользованного отпуска на конец отчетного периода, с учетом страховых взносов по эффективной ставке		2018	3 412 562	2 427 965	(3 018 728)	(139)	-	2 821 660
			2017	2 911 004	2 865 383	(2 363 825)	-	-	3 412 562
Оценочные обязательства, связанные с экологической деятельностью	Формируется по всем видам экологических обязательств. Расчет осуществляется в разрезе мест возникновения. Отражается в учете по приведенной стоимости		2018	8 697 515	341 562	(460 694)	-	(393 273)	8 185 110
			2017	9 328 745	956 408	(794 917)	-	(792 721)	8 697 515
Оценочные обязательства по судебным разбирательствам	Оценочные обязательства признаются отдельно по каждому судебному разбирательству		2018	703 212	837 039	(358 174)	(607 028)	-	575 049
			2017	736 106	1 046 120	(64 662)	(1 014 352)	-	703 212
Оценочные обязательства, сформированные за счет увеличения стоимости активов:									
Всего			2018	58 434 030	5 975 705	(1 555 852)	(11 148)	(9 091 747)	53 750 988
			2017	47 376 046	5 744 026	(1 447 847)	-	6 761 805	58 434 030
Оценочное обязательство по ликвидации основных средств	Формируется по всем недвижимым нефтегазовым активам. Расчет осуществляется в разрезе месторождений. Отражается в учете по приведенной стоимости.		2018	56 750 608	4 752 086	(1 168 407)	(11 148)	(8 228 499)	52 094 640
			2017	45 916 121	4 730 658	(640 317)	-	6 744 146	56 750 608
Оценочные обязательства, связанные с экологической деятельностью	Обязательства, подлежащие включению в стоимость активов (08*)		2018	1 683 422	1 223 619	(387 445)	-	(863 248)	1 656 348
			2017	1 459 925	1 013 368	(807 530)	-	17 659	1 683 422

В графе Таблицы 38 «Признано (начислено) за отчетный период» в части оценочного обязательства по ликвидации основных средств учтено начисление оценочного обязательства и расходы по амортизации дисконта (проценты), признаваемые в связи с приближением срока исполнения оценочного обязательства. Сумма увеличения оценочного обязательства за отчетный период (проценты) в связи с приближением срока исполнения обязательства подлежит отражению в бухгалтерском учете и отчетности в качестве расходов отчетного периода. Эффекты от изменения оценочных значений стоимости ликвидации, ставки и срока дисконтирования отражены в графе Таблицы 38 «Увеличение (+) / уменьшение (-) оценочного обязательства при признании расходов/доходов (сторнировании расходов) при признании оценочных значений».

В графе Таблицы 38 «Увеличение (+) / уменьшение (-) оценочного обязательства при признании расходов/доходов (сторнировании расходов) при признании оценочных значений» в части оценочного обязательства, связанного с экологической деятельностью, отражены эффекты от пересмотра оценочных значений стоимости и объемов исполнения обязательств, эффекты от изменения ставки дисконтирования, рекласс между видами обязательств, которые были сформированы за счет расходов по обычным видам деятельности и за счет увеличения стоимости активов.

25. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

В ходе своей обычной деятельности ПАО «НК «Роснефть» совершает операции с предприятиями, являющимися связанными сторонами в соответствии с российским законодательством. Перечень связанных сторон сгруппирован исходя из содержания отношений между предприятиями с учетом требования приоритета содержания перед формой. К связанным сторонам ПАО «НК «Роснефть» относят также предприятия, которые не являются аффилированными лицами по российскому законодательству, но являются таковыми в соответствии с МСФО № 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах».

Суммы операций и остатки расчетов со связанными сторонами раскрываются по отдельности для следующих групп связанных сторон, имеющих различный характер взаимоотношений с ПАО «НК «Роснефть»:

- дочерние общества (компании, консолидируемые ПАО «НК «Роснефть» по методу дочерних);
- зависимые общества (юридические лица, консолидируемые ПАО «НК «Роснефть» по методу долевого участия и по методу пропорциональной консолидации);
- основные владельцы (акционеры, распоряжающиеся более чем 10 % голосующих акций, либо имеющие существенное влияние по другим основаниям) и компании, контролируемые государством;
- участники совместной деятельности (без образования юридического лица и консолидируемые по методу пропорциональной консолидации);
- прочие связанные стороны.

Раздел таблицы «Денежные потоки» раскрывается при наличии существенных денежных потоков по группе связанных сторон – более 10 % от любой из статей Отчета о движении денежных средств.

Дочерние общества

В данной группе раскрыта информация по операциям с дочерними обществами, в которых ПАО «НК «Роснефть» владеет непосредственно или через другие организации долей более чем 50 % обыкновенных голосующих акций или которые контролирует другим способом.

Таблица 39. Информация об операциях с дочерними обществами (тыс. руб.)

Операции	За 2018 год	За 2017 год
ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ И ПРОЧИЕ ДОХОДЫ		
Реализация нефти и газа	1 054 417 117	760 172 013
Реализация нефтепродуктов и продуктов нефтехимии	1 527 326 855	1 092 930 743
Доходы от сдачи имущества в аренду	150 594 846	143 720 209
Доходы от участия в уставных капиталах других организаций	159 247 612	341 029 692
Прочие доходы	187 852 911	85 329 878
	3 079 439 341	2 423 182 535
ЗАТРАТЫ И РАСХОДЫ		
Покупка нефти и газа	2 322 042 045	1 509 261 388
Покупка нефтепродуктов и продуктов нефтехимии	4 920 810	15 291 335
Логистические услуги и расходы на транспортировку	159 564 621	147 507 998
Услуги по добыче нефти и газа	342 257 716	331 384 565
Стоимость процессинга	157 157 311	146 262 604
Расходы по аренде имущества	510 392	357 750
Прочие расходы	73 466 823	61 666 346
	3 059 919 718	2 211 731 986
ПРОЧИЕ ОПЕРАЦИИ		
Кредиты/займы выданные	1 975 502 995	2 148 009 714
Погашение кредитов/займов выданных	1 737 331 936	1 469 797 056
Поступление краткосрочных кредитов и займов	1 180 046 505	991 723 907
Погашение краткосрочных кредитов и займов	1 165 256 127	926 096 097
Поступление долгосрочных кредитов и займов	1 176 457 487	881 711 168
Погашение долгосрочных кредитов и займов	992 263 560	929 811 806
Депозиты размещенные	374 798 640	266 000 000
Депозиты погашенные	352 850 000	266 000 000
Проценты к получению	159 618 232	151 626 578
Проценты к уплате	45 983 108	44 921 811
ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ		
ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ОТ ТЕКУЩИХ ОПЕРАЦИЙ		
Поступления		
от продажи продукции, товаров, работ и услуг	2 526 310 943	1 767 440 519
арендных платежей, лицензионных платежей, роялти, комиссионных и иных аналогичных платежей	151 213 150	144 223 477
Платежи		
поставщикам (подрядчикам) за сырье, материалы, работы, услуги	(2 810 471 452)	(2 297 638 093)
поисковые затраты	(14 607 056)	(10 047 131)
прочие платежи	(104 939 017)	(11 811 808)
ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ОТ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ОПЕРАЦИЙ		

Операции	За 2018 год	За 2017 год
Поступления		
от продажи внеоборотных активов (кроме финансовых вложений)	18 527 152	4 920 023
от возврата предоставленных займов, прав требования денежных средств к другим лицам и др.	1 737 647 384	1 470 040 394
дивидендов, процентов по долговым финансовым вложениям и аналогичных поступлений от долевого участия в других организациях	355 312 656	451 887 635
Платежи		
в связи с приобретением, созданием, модернизацией, реконструкцией и подготовкой к использованию внеоборотных активов	(184 480 474)	(178 629 295)
в связи с приобретением акций других организаций (долей участия)	(148 272 795)	(567 948 332)
в связи с предоставлением займов другим лицам	(1 975 502 995)	(2 148 009 714)
поисковые активы	(14 552 151)	(12 348 170)
ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ОТ ФИНАНСОВЫХ ОПЕРАЦИЙ		
Поступления		
получение кредитов и займов	2 356 503 992	1 873 435 075
Платежи		
возврат кредитов и займов, погашение (выкуп) векселей и др.	(2 232 786 629)	(1 855 907 903)

Таблица 40. Активы и обязательства, участвующие в операциях с дочерними обществами (тыс. руб.)

Активы и обязательства	Сальдо на 31 декабря 2018 г.	Сальдо на 31 декабря 2017 г.
АКТИВЫ		
Денежные средства и денежные эквиваленты	59 038 002	32 971 089
Дебиторская задолженность, в т. ч.	2 085 545 419	1 947 862 230
– долгосрочная	1 610 680 068	1 386 531 255
– авансы выданные под капитальное строительство и оборудование к установке	14 910 443	16 082 146
– авансы выданные краткосрочные	7 568 489	4 300 545
– величина образованного резерва по сомнительным долгам	2 999 318	3 417 386
Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения,	6 489 566 357	5 874 063 137
в т. ч. долгосрочные	5 836 049 136	5 326 357 829
	8 634 149 778	7 854 896 456
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		
Кредиторская задолженность	1 560 159 472	1 209 818 719
Краткосрочные и долгосрочные кредиты и займы (включая проценты)	1 869 749 149	1 365 776 209
в т. ч. долгосрочные	1 542 979 725	1 009 578 842
	3 429 908 621	2 575 594 928

Зависимые общества

В данной группе раскрыта информация по операциям с зависимыми обществами, в которых ПАО «НК «Роснефть» владеет непосредственно или через другие организации долей, составляющей более 20 %, но менее 50 % обыкновенных голосующих акций (или контроль не обеспечивается по иным обстоятельствам) и оказывает существенное влияние.

Таблица 41. Информация об операциях с зависимыми обществами (тыс. руб.)

Операции	За 2018 год	За 2017 год
ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ И ПРОЧИЕ ДОХОДЫ		
Реализация нефти и газа	9 895 428	10 547 768
Реализация нефтепродуктов и продуктов нефтехимии	256 901 420	187 063 415
Доходы от сдачи имущества в аренду	267 982	141 380
Доходы от участия в уставных капиталах других организаций	6 385	483 784
Прочие доходы	874 885	1 587 431
	267 946 100	199 823 778
ЗАТРАТЫ И РАСХОДЫ		
Покупка нефти и газа	370 758 918	259 006 657
Логистические услуги и расходы на транспортировку	21 706 524	21 982 242
Расходы по аренде имущества	227 202	221 105
Стоимость процессинга	14 357 449	12 297 570
Прочие расходы	9 014 113	7 638 059
	416 064 206	301 145 633

Операции	За 2018 год	За 2017 год
ПРОЧИЕ ОПЕРАЦИИ		
Кредиты/займы выданные	3 806 525	5 475 724
Погашение кредитов/займов выданных	1 476 200	265 185
Поступление краткосрочных кредитов и займов	13 570	3 800
Погашение краткосрочных кредитов и займов	64 830	34 580
Поступление долгосрочных кредитов и займов	9 773 280	10 266 044
Погашение долгосрочных кредитов и займов	5 794 060	12 645 314
Проценты к получению	2 141 534	2 193 041
Проценты к уплате	1 114 412	5 287 894
ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ		
Денежные потоки от текущих операций		
Поступления		
прочие поступления	294 284 172	204 963 702

Таблица 42. Активы и обязательства, участвующие в операциях с зависимыми обществами (тыс. руб.)

Активы и обязательства	Сальдо на 31 декабря 2018 г.	Сальдо на 31 декабря 2017 г.
АКТИВЫ		
Дебиторская задолженность, в т. ч.	33 863 180	37 783 751
• долгосрочная	4 148 305	1 957 642
• авансы выданные под капитальное строительство и оборудование к установке	4 979	1 778 291
• авансы выданные краткосрочные	1 470 657	8 644 636
• величина образованного резерва по сомнительным долгам	9 473 083	4 495 047
Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения,	48 984 585	56 150 901
в т. ч. долгосрочные	47 338 161	41 080 830
	82 847 765	93 934 652
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		
Кредиторская задолженность	317 267 080	157 999 510
Краткосрочные и долгосрочные кредиты и займы (включая проценты),	15 405 438	110 948 027
в т. ч. долгосрочные	15 394 669	105 770 671
	332 672 518	268 947 537

Информация о размерах вознаграждений, выплаченных основному управленческому персоналу

С целью раскрытия информации к основному управленческому персоналу отнесены: члены Правления ПАО «НК «Роснефть» и члены Совета директоров. Краткосрочное вознаграждение членов Правления, с учетом ротации управленческого состава, включая заработную плату, премии и компенсационные выплаты с учетом налога на доходы физических лиц, составило 3 854 млн руб. и 3 927 млн руб. в 2018 и 2017 годах, соответственно (суммы не являющихся доходами членов Правления отчислений на социальное страхование, выплаченных в бюджет РФ в соответствии с требованиями законодательства, составили 567 млн руб. и 579 млн руб.). Сумма краткосрочного вознаграждения членов Правления и членов Совета директоров за 2018 год раскрыта в соответствии с требованиями законодательства РФ о раскрытии информации эмитентами эмиссионных ценных бумаг.

Основные владельцы и компании, контролируемые основными владельцами

В данной группе раскрыта информация по операциям с юридическими лицами, которые имеют право распоряжаться более чем 10 % общего количества голосов, приходящихся на голосующие акции, с компаниями, контролируемые основными владельцами, в том числе связанными с государством.

Таблица 43. Информация об операциях с основными владельцами и компаниями, контролируемые основными владельцами (тыс. руб.)

Операции	За 2018 год	За 2017 год
ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ И ПРОЧИЕ ДОХОДЫ		
Реализация нефти и газа	280 452 006	200 761 921
Реализация нефтепродуктов и продуктов нефтехимии	108 595 740	80 460 092
Доходы от операций с финансовыми инструментами срочных сделок	402 203	484 776
Доходы от участия в уставных капиталах других организаций	135 628	143 845
Прочие доходы	1 323 127	1 113 755
	390 908 704	282 964 389

Операции	За 2018 год	За 2017 год
ЗАТРАТЫ И РАСХОДЫ		
Покупка нефти и газа	139 160 281	87 781 422
Покупка нефтепродуктов	2 910 840	3 418 660
Логистические услуги и расходы на транспортировку	360 400 484	337 710 503
Таможенные пошлины	973 983 183	577 765 600
Расходы по аренде имущества	122 474	601 252
Расходы от операций с финансовыми инструментами срочных сделок	35 677 914	11 173 372
Прочие расходы	3 222 426	1 846 804
	1 515 477 602	1 020 297 613
ПРОЧИЕ ОПЕРАЦИИ		
Поступление краткосрочных кредитов и займов	374 600 000	430 950 000
Погашение краткосрочных кредитов и займов	319 600 000	393 450 000
Поступление долгосрочных кредитов и займов	100 000 000	195 881 560
Депозиты размещенные	4 304 803 257	2 211 925 386
Депозиты погашенные	4 669 493 457	2 220 704 740
Проценты к уплате	38 047 139	27 931 120
Проценты к получению	11 274 669	14 124 828
ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ		
Денежные потоки от текущих операций		
Платежи		
проценты по долговым обязательствам	(37 467 323)	(27 872 268)
прочие платежи	(87 748 686)	(37 889 330)
Денежные потоки от инвестиционных операций		
Поступления		
от продажи долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам)	462 927 962	384 815 190
прочие поступления	49 897 794	20 261 178
Денежные потоки от финансовых операций		
Поступления		
получение кредитов и займов	474 600 000	626 831 560
Платежи		
на уплату дивидендов и иных платежей по распределению прибыли в пользу собственников (участников)	(193 330 982)	(89 723 808)
возврат кредитов и займов	(319 600 000)	(393 450 000)

Таблица 44. Активы и обязательства, участвующие в операциях с основными владельцами и компаниями, контролируруемыми основными владельцами (тыс. руб.)

Активы и обязательства	Сальдо на 31 декабря 2018 г.	Сальдо на 31 декабря 2017 г.
АКТИВЫ		
Денежные средства и денежные эквиваленты	475 694 965	18 511 957
Дебиторская задолженность, в т. ч.	97 499 791	80 572 803
• долгосрочная	5 132 184	876 315
• авансы выданные под капитальное строительство и оборудование к установке	28 237 506	26 918 572
• авансы выданные краткосрочные	29 803 656	25 613 089
• величина образованного резерва по сомнительным долгам	9 136	-
Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения	165 693 636	484 574 214
в т. ч. долгосрочные	96 324 663	474 574 214
	738 888 392	583 658 974
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		
Кредиторская задолженность	10 170 206	81 062 115
Краткосрочные и долгосрочные кредиты и займы (включая проценты)	605 153 497	436 507 994
в т. ч. долгосрочные	408 917 660	295 860 220
	615 323 703	517 570 109

Участники совместной деятельности

Операции с компаниями, являющимися участниками совместной деятельности с ПАО «НК «Роснефть» за период 2017–2018 годы, отсутствуют.

Прочие связанные стороны

В группу «Прочие связанные стороны» включен негосударственный пенсионный фонд, действующий в интересах работников Общества.

Таблица 45. Информация об операциях с прочими связанными сторонами (тыс. руб.)

Операции	За 2018 год	За 2017 год
ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ И ПРОЧИЕ ДОХОДЫ		
Прочие доходы	345	331
	345	331
ЗАТРАТЫ И РАСХОДЫ		
Расходы по договорам негосударственного пенсионного обеспечения	4 590 389	406 536
	4 590 389	406 536

Таблица 46. Активы и обязательства, участвующие в операциях с прочими связанными сторонами (тыс. руб.)

Активы и обязательства	Сальдо на 31 декабря 2018 г.	Сальдо на 31 декабря 2017 г.
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		
Кредиторская задолженность	3 804 684	17
	3 804 684	17

ПАО «НК «Роснефть» за отчетный период использовало в основном денежную форму расчетов со связанными сторонами.

26. ПОКАЗАТЕЛИ ПО СЕГМЕНТАМ

Общество, его дочерние и зависимые общества (далее – «Группа Компаний «НК «Роснефть»») осуществляют свою деятельность как вертикально интегрированное производство. Основными видами деятельности Группы Компаний «НК «Роснефть» являются разведка, разработка, добыча и реализация нефти и газа, а также производство, транспортировка и реализация продуктов их переработки в Российской Федерации и за рубежом. Управленческая информация, результаты которой систематически анализируются лицами, наделенными в Обществе полномочиями по принятию решений о распределении ресурсов внутри Общества и оценке этих результатов, формируется в отношении деятельности Группы Компаний «НК «Роснефть» в целом. Учитывая тот факт, что деятельность Общества как юридического лица неотделима от управления Группой, принятие управленческих решений и распределение ресурсов осуществляется лицами, наделенными соответствующими полномочиями, на уровне Группы Компаний «НК «Роснефть» в целом; отдельная управленческая отчетность, отражающая финансовые результаты, величину активов и обязательств по сегментам, относящаяся исключительно к операциям Общества и не затрагивающая Группу в целом, по направлениям не составляется. Поэтому информация по сегментам в полном объеме раскрывается в консолидированной бухгалтерской отчетности Группы Компаний «НК «Роснефть».

В настоящих Пояснениях ниже приведена информация о выручке в разрезе сегментов, в виду представления данных сведений полномочным лицам Общества на систематической основе. При выделении информации по сегментам принимались во внимание общеэкономические, валютные, кредитные, ценовые риски, которым может быть подвержено Общество.

Таблица 47. Информация о выручке от реализации по сегментам (тыс. руб.)

Наименование сегмента	Выручка нетто за отчетный год		
	Всего	Внешний рынок	Внутренний рынок
Нефть	3 584 321 705	2 944 466 386	639 855 319
Газ	178 249 590	–	178 249 590
Нефтепродукты и нефтехимия	2 670 741 304	1 399 195 332	1 271 545 972
Прочие продажи	534 935 445	–	534 935 445
ВСЕГО	6 968 248 044	4 343 661 718	2 624 586 326

В сегмент «Нефть» включается реализация нефти и газового конденсата;

В сегмент «Газ» включается реализация природного газа, ПНГ и СОГ;

В сегмент «Нефтепродукты и нефтехимия» включается реализация продуктов переработки нефти и газа;

В сегмент «Прочие продажи» вошли: продажа прочих товаров, продукции общественного питания, оказание услуг, дивиденды, сдача в аренду основных средств и др.

27. СОПУТСТВУЮЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Вопросы защиты окружающей среды

Деятельность предприятий нефтегазовой отрасли всегда сопряжена с риском нанесения ущерба окружающей среде. Руководство Общества полагает, что его деятельность соответствует требованиям законодательства по охране окружающей среды, и поэтому у Общества отсутствует риск появления значительных обязательств, за исключением раскрытых и начисленных в настоящей отчетности.

Страхование

Общество продолжает осуществлять страхование имущества, автотранспортных средств, грузов, транспортировки, строительно-монтажных работ и ответственности должностных лиц.

Энергетические ресурсы

Данные о совокупных затратах по использованным в течение 2018 года энергетическим ресурсам¹.

Таблица 48. Данные по использованным ресурсам (тыс. руб.)

№	Наименование вида энергетического ресурса	Сумма
1	Электрическая энергия	33 805
2	Тепловая энергия	4 704

Управление рисками

В России продолжаются экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечает требованиям рыночной экономики. Стабильность российской экономики в будущем будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности предпринимаемых правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

Негативное влияние на российскую экономику оказывают снижение цен на нефть и санкции, введенные против России некоторыми странами. Процентные ставки в рублях остаются высокими. Совокупность этих факторов привела к снижению доступности капитала и увеличению его стоимости, а также к повышению неопределенности относительно дальнейшего экономического роста, что может негативно повлиять на финансовое положение, результаты деятельности и экономические перспективы Общества.

Руководство Общества полагает, что оно предпринимает надлежащие меры по поддержанию экономической устойчивости Общества в текущих условиях.

¹ Требование ст. 22 Федерального закона от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ». В соответствии со ст. 2 № 261-ФЗ энергетический ресурс – носитель энергии, энергия которого используется или может быть использована при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, а также вид энергии (атомная, тепловая, электрическая, электромагнитная энергия или другой вид энергии).

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Дата государственной регистрации Открытого акционерного общества «Нефтяная компания «Роснефть» и регистрационный номер:

- дата государственной регистрации Общества как юридического лица: 7 декабря 1995 года;
- номер свидетельства о государственной регистрации Общества: 024.537;
- дата внесения записи в Единый государственный реестр юридических лиц о юридическом лице, зарегистрированном до 1 июля 2002 года: 12 августа 2002 года;
- серия и номер свидетельства о внесении записи в Единый государственный реестр юридических лиц о юридическом лице, зарегистрированном до 1 июля 2002 года: Серия 77 № 004856711;
- основной государственный регистрационный номер, за которым в Единый государственный реестр юридических лиц внесена запись о создании Общества: 1027700043502.

Субъект Российской Федерации, на территории которого зарегистрировано Общество: г. Москва. Основной вид деятельности Общества: проведение геолого-поисковых и геологоразведочных работ с целью поиска месторождений нефти, газа, угля и иных полезных ископаемых; добыча, транспортировка и переработка нефти, газа, угля и иных полезных ископаемых, а также леса; производство нефтепродуктов, нефтехимической и другой продукции, включая электроэнергию, продукты деревообработки, товары народного потребления и оказание услуг населению; хранение и реализация (включая продажу на внутреннем рынке и на экспорт) нефти, газа, нефтепродуктов, угля, электроэнергии, продуктов деревообработки, иных продуктов переработки углеводородного и другого сырья.

На основании Распоряжения Правительства Российской Федерации от 20 августа 2009 года № 1226-р ПАО «НК «Роснефть» включено в перечень стратегических предприятий, обеспечивающих реализацию единой государственной политики в отраслях экономики, в которых осуществляют деятельность эти организации.

На основании Указа Президента Российской Федерации от 21 мая 2012 года № 688 ПАО «НК «Роснефть» включено в перечень стратегических предприятий и стратегических акционерных обществ.

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Полное фирменное наименование:

Публичное акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть»

Сокращенное наименование:

ПАО «НК «Роснефть»

Местонахождение Общества:

Российская Федерация, 117997, Москва,
Софийская наб., д. 26/1

Почтовый адрес:

Российская Федерация, 117997,
Москва, Софийская наб., д. 26/1

Справочная служба:

Тел.: +7 (499) 517-88-99
Факс: +7 (499) 517-72-35
Телекс: 114405 DISVO.RU
Эл. почта: postman@rosneft.ru

Для акционеров:

Управление по работе
с акционерами Департамента
корпоративного управления
ПАО «НК «Роснефть»
Тел.: +7 (495) 987-30-60;
8 (800) 500-11-00 (звонок
по России бесплатный)
Факс: +7 (499) 517-86-53
Эл. почта: shareholders@rosneft.ru

Для институциональных инвесторов:

Департамент отношений с инвесторами ПАО «НК «Роснефть»
Тел.: +7 (495) 411-05-04
Эл. почта: ir@rosneft.ru

Аудитор отчетности Компании по международным стандартам:

Общество с ограниченной ответственностью «Эрнст энд Янг»
Россия, 115035, Москва, Садовническая наб., д. 77, стр. 1
Тел.: +7 (495) 705-97-00;
+7 (495) 755-97-00
Факс: +7 (495) 755-97-01

Аудитор отчетности Компании по российским стандартам:

Общество с ограниченной ответственностью «Эрнст энд Янг»
Россия, 115035, Москва, Садовническая наб., д. 77, стр. 1
Тел.: +7 (495) 705-97-00;
+7 (495) 755-97-00
Факс: +7 (495) 755-97-01

Регистратор Компании:

Общество с ограниченной ответственностью «Реестр-РН»
109028, Москва, Подкопаевский пер., д. 2/6, стр. 3-4
Тел.: +7 (495) 411-79-11
Факс: +7 (495) 411-83-12
Эл. почта: support@reestrn.ru
Веб-сайт: www.reestrn.ru

Депозитарий ГДР:

J. P. Morgan

Офис в Москве:

Российская Федерация, 125047, Москва, Бутырский Вал, д. 10, здание А, 13-й этаж
Тел.: +7 (495) 967-71-13

Офис в Лондоне:

25 Bank Street, Canary Wharf, 17th Floor, London E14 5JP, UK
Тел.: +44 (207) 134-55-18

Веб-сайт Компании:

Русская версия: www.rosneft.ru
Английская версия: www.rosneft.com

