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 Стратегия 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 ................................................................................ 219
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, которыми 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.

Годовой отчет утвержден Общим собранием акционеров 04.06.2019 (Протокол № 6/4)

Посетите наш сайт: www.rosneft.ru

2
Обращение Председателя Совета директоров ПАО «НК «Роснефть»

Герхард ШРЁДЕР

Председатель Совета директоров ПАО «НК «Роснефть»
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 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 производственные 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 квартиль 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 свою долю владения до 18,93 %, став вторым после BP (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 обеспечивают 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 выбранная Стратегия позволит «Роснефти» и дальше развивать свой бизнес на европейском рынке.

Уважаемые акционеры и инвесторы!
Обращение Главного исполнительного директора, Председателя Правления ПАО «НК «Роснефть»}

Игорь Иванович
СЕЧИН

Председатель Правления,
Главный исполнительный директор ПАО «НК «Роснефть»
В 2018 году «Роснефть» не только сохранила мировое лидерство среди публичных нефтяных компаний по объему добычи нефти и жидкости углеводородов, но и задала новые ориентиры в отрасли. Компания поставила рекорд по добыче углеводородов – 285,5 млн т нэ, 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 Среднеботуобинского.

«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 баррелей, а коэффициент замещения добычи доказанными запасами достиг 173%.

По итогам года объем нефтепереработки Компании вырос на 2%, составив 115 млн т.

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 прошлом году стали основой для роста рыночной капитализации Компании, которая за 2018 год выросла более чем на 48%.

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, %

<table>
<thead>
<tr>
<th>Газ</th>
<th>Жидкие углеводороды</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Газ</td>
<td>Жидкие углеводороды</td>
</tr>
<tr>
<td>Газ</td>
<td>Жидкие углеводороды</td>
</tr>
<tr>
<td>Газ</td>
<td>Жидкие углеводороды</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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

Источники: отчетность компаний, Газпром – Wood Mackenzie
«Роснефть» является лидером по уровню удельных операционных затрат на добычу углеводородов среди публичных компаний

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

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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Финансы и инвестиции</th>
<th>Корпоративное управление</th>
<th>Развитие технологий</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>• Усиление качества инвестиционного/проектного управления</td>
<td>• Развитие организационных компетенций и людских ресурсов</td>
<td>• Цифровизация по всему периметру бизнеса</td>
</tr>
<tr>
<td>• Удержание лидерства по операционной эффективности</td>
<td>• Приверженность высоким этическим принципам ведения бизнеса</td>
<td>• Создание устойчивого технологического преимущества</td>
</tr>
<tr>
<td>• Обеспечение высокого уровня доходности акционеров</td>
<td></td>
<td>• Локализация производства</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>• Технологические партнерства</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>• Развитие собственного научно-проектного комплекса</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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.
<table>
<thead>
<tr>
<th>ИНВЕСТОРЫ И АКЦИОНЕРЫ</th>
<th>ОБЩЕСТВО</th>
<th>ГОСУДАРСТВО</th>
<th>ПОТРЕБИТЕЛИ</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Акционерная стоимость</td>
<td>Экология</td>
<td>Налоги</td>
<td>Поставки нефти и нефтепродуктов</td>
</tr>
<tr>
<td>50% чистой прибыли по МСФО направляется на дивиденды</td>
<td>&gt;240 млрд руб. «зеленых» инвестиций за последние пять лет</td>
<td>4 трлн руб. налогов и таможенных пошлин</td>
<td>129,1 млн т нефти</td>
</tr>
<tr>
<td>+48% рост капитализации</td>
<td>Запуск нового экологичного бизнеса: 10 станций реализации компримированного природного газа введено в 2018 году</td>
<td>936 млрд руб. капитальных затрат, обеспечивающих значительный мультипликативный эффект для экономики России</td>
<td>113,1 млн т нефтепродуктов</td>
</tr>
<tr>
<td>-14 млрд долл. США сокращение долговой нагрузки</td>
<td>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</td>
<td>Доходы от приватизации</td>
<td>62 млрд куб. м газа</td>
</tr>
<tr>
<td>\</td>
<td>Рабочие места</td>
<td>Привлечение иностранных инвестиций</td>
<td>1 трлн руб. за три года</td>
</tr>
<tr>
<td>\</td>
<td>325,6 тыс. сотрудников</td>
<td>25 млрд долл. США в 2014–2018 годах</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>
Бизнес-модель

Геологоразведка и добыча

1 121 лицензия на территории Российской Федерации
84 % успешность поисково-разведочного бурения на сушу Российской Федерации
23 года обеспеченность запасами углеводородов по классификации PRMS

Ресурс нефти, млн т

245,8
- Добыча нефти
- Покупка нефти в Российской Федерации
- Покупка нефти за рубежом

Ресурс газа, млрд куб. м

74,8
- Добыча газа
- Покупка газа

Нефтепереработка и нефтехимия

13 НПЗ на территории России
75,1 % глубина переработки на российских НПЗ

Переработка нефти, млн т

115,0
- В России
- За рубежом

Ресурс нефтепродуктов и продуктов нефтехимии, млн т

118,8
- Производство в России
- Производство за рубежом
- Покупка

*1 Добыча дочерними и пропорционально консолидированными предприятиями.
Коммерция и логистика

138 нефтеbaz
2 963 АЗС
1 933 магазина

Экономический эффект

274,6 млрд руб.
общий объем начисленных дивидендов за 2018 год

549 млрд руб.
чистая прибыль, относящаяся к акционерам Компании

2 081 млрд руб.
EBITDA

24,8 % маржа EBITDA

8 238 млрд руб.
выручка

1 Без учета внутригрупповых оборотов.
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.
Структура Компании

Геологоразведка и добыча

<table>
<thead>
<tr>
<th>Геологоразведка</th>
<th>Российская Федерация</th>
<th>Венесуэла</th>
<th>Мьянма</th>
<th>Вьетнам</th>
<th>Мозамбик</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>ООО «Ермак Нефтегаз»</td>
<td>ООО «РН-Ендырнефтегаз»</td>
<td>Petrovictoria S.A.</td>
<td></td>
<td></td>
<td>RN Zambesi North Pte. Ltd.</td>
</tr>
<tr>
<td>Бразилия</td>
<td>Rosneft BRASIL E&amp;P LTDA</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Норвегия</td>
<td>RN Nordic Oil AS</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>RN Zambesi South Pte. Ltd.</td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>Сервис</th>
<th>Российская Федерация</th>
<th>Венесуэла</th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>ООО «РН-Сервис»</td>
<td>ООО «РН-Бурение»</td>
<td>Precision Drilling de Venezuela, C.A.</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>ООО «РН-ГРП»</td>
<td>АО «Таргин»</td>
<td>Perforosven, S.A.</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>ООО «Башнефть-Петротест»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>Добыча</th>
<th>Тимано-Печора</th>
<th>Восточная Сибирь</th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>ООО «РН-Северная нефть»</td>
<td>ООО «Северо-Варьяганское»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>ООО «Башнефть-Поляр»</td>
<td>АО «HK «Конданснефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ООО «Северо-КомНефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Дальний Восток (шельф)</td>
<td>ООО «РН-Юганскнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Сахалин-1</td>
<td>ООО «РН-Гурнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>АО «РН-Шельф-Дальний Восток»</td>
<td>АО «Томское»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Западная Сибирь</td>
<td>ООО «РН-Томскийнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ООО «РН-Уватнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>АО «Самотлорнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>АО «Рослан Интернейшнл»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ООО «РН-Нганьнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>АО «ННП»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>АО «Сибнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ООО «Кынско-Часельское нефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ООО «Харамтурнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>АО «Тюменнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>АО «Мессояханефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ПАО «Варна нефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ПАО «НГК «Славнефть»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ООО «Соровскнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>АО «Корпорация Югранефть»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ООО «Северо-Варьяганское»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>АО «HK «Конданснефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ООО «Северо-КомНефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Восточная Сибирь и Дальний Восток (суша)</td>
<td>ООО «РН-Ставропольнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ООО «HK «Роснефть-Дагнефть»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>АО «Дагнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ООО «РН «Ингушнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ООО «HK «Приазовнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Урало-Поволжье</td>
<td>ООО «РН-Ставропольнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ПАО «HK «Роснефть-Дагнефть»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>АО «Дагнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ООО «РН «Ингушнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ООО «HK «Приазовнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Юг России</td>
<td>ООО «РН-Ставропольнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ООО «HK «Роснефть-Дагнефть»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>АО «Дагнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ООО «РН «Ингушнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>ООО «HK «Приазовнефтегаз»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>
### 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 Уральский НПЗ
  («Башнефть-Уфансфтехим», «Башнефть-Новыойл» 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 «Уфаргоссинтез»

#### Сбыт

- ООО «РН-Морской терминал Нахodka»
- 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»-Кубаннефтепродукт»
- 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 «Бранскнефтепродукт»
- 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»-Караачево-Черкесскнефтепродукт»
- ООО «РН-Ингушнефтепродукт»
- ООО «РН-Ярославль»
- ОАО «РН-Волгоград»
- ОАО «РН-Чеченнефтепродукт»
- ОАО «Белгороднефтепродукт»
- ОАО «Иркутскнефтепродукт»
- ОАО «Орелнефтепродукт»
- ОАО «Пензанефтепродукт»
- ОАО «Томскнефтепродукт»
- ООО «РН-Бункер»
- ООО «РН-Буковиня»
- ООО «РН-Волгоград»
- ООО «РН-Ярославль»
- ООО «РН-Черноземье»
- ОАО «Урансевергаз»
- ИФОО «РН-Запад»

#### Газопереработка
- АО «Отрадненский ГПЗ»
- АО «Нефтегорский ГПЗ»
- ООО «Туймазинское ГПП»
- ООО «Шахтинское ГПП»
- ООО «РН-Булукупское ГПП»

#### Республика Беларусь
- ОАО «Мозырский НПЗ»

#### Украина
- ЧАО «ПИНИК»

#### Германия
- Rosneft Deutschland GmbH
- РСК Raffinerie GmbH

#### Республика Беларусь
- ПАО «Мозырский НПЗ»

#### Монголия
- КОО «Роснефть-Монголия»
- КОО «Мэргэван»

#### Киргизия
- ЗАО «РН-Кыргызнефтепродукт»

#### Армения
- ООО «ПЕТРОЛ МАРКЕТ»
- ЗАО «Роснефть-Армения»

#### Грузия
- Petrocas Energy International Limited
ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018
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
   EBITDA
   +49%

2. РЕАЛИЗАЦИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПРОЕКТОВ
   В СРОК И В РАМКАХ БЮДЖЕТА, ДОСТИЖЕНИЕ ЦЕЛЕВЫХ СИНТЕРГИЙ
   2018
   5 новых месторождений

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

Кроме того, в 2018 году Советом директоров Компании были одобожены 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.

Компания нацелена на рациональное освоение природных богатств, выпуск современных экологичных видов топлива 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
- Кадровый потенциал
- Окружающая среда
- «РН – Город будущего»
- Региональное развитие
- Цифровая «Роснефть»
Стратегические цели и приоритеты

Разведка и добыча

Добыча жидкых углеводородов всего, млн т

<table>
<thead>
<tr>
<th>2017</th>
<th>2018</th>
<th>2022</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>225</td>
<td>230</td>
<td>250</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Добыча из трудноизвлекаемых запасов, млн т

<table>
<thead>
<tr>
<th>2017</th>
<th>2018</th>
<th>2022</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>16</td>
<td>19</td>
<td>33</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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, Тасв-Юрях (второй этап), Тагульское, Куомбинское 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 %
sокращение 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 %
cокращение операционных затрат в сопоставимых условиях

Привлечение технологических партнеров к капиталоемким рисковым проектам
BP: совместная реализация проекта по разработке Харампурского и Фестивального лицензионных участков
 lainor: изучение запасов доманиковых отложений в Самарской области, разработка Северо-Комсомольского месторождения

РАЗВИТИЕ ЭФФЕКТИВНОГО СЕРВИСА

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 %
cокращение операционных затрат в сопоставимых условиях

Привлечение технологических партнеров к капиталоемким рисковым проектам
BP: совместная реализация проекта по разработке Харампурского и Фестивального лицензионных участков
 lainor: изучение запасов доманиковых отложений в Самарской области, разработка Северо-Комсомольского месторождения
РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТОВ В РАМКАХ БЮДЖЕТОВ И СРОКОВ

Добыча свыше 100 млрд куб. м

Опережающими темпами ведется освоение стратегического месторождения Зохр на шельфе Египта. Менее чем через год после запуска производственные мощности месторождения увеличены до ~57 млн куб. м газа в сутки.

Реализация основных проектов по добыче газа, включая «Роспап» 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 BP 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 %.

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 нефтяно-газоконденсатного 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.
ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ РОСТ ПРИБЫЛЬНОСТИ

Завершение проектов развития НПЗ в России – существенное улучшение доходности

Продолжилась реализация проектов развития НПЗ в Российской Федерации

Основная часть оборудования закуплена, ведутся строительно-монтажные работы

Продолжена работа над проектами расширения 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 катализатора и производству нефтехимической продукции на НПЗ Вадинар (Индия)

Строительство крупных нефтехимических 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

Производство моторных топлив, соответствующих Техрегламенту, млн т

<table>
<thead>
<tr>
<th>Дизельное топливо</th>
<th>Бензин</th>
<th>Керосин</th>
<th>2017</th>
<th>2018</th>
<th>2022</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>3,3</td>
<td>14,7</td>
<td>23,6</td>
<td>42</td>
<td>43</td>
<td>64</td>
</tr>
<tr>
<td>14,6</td>
<td>24,6</td>
<td>40,3</td>
<td>5,1</td>
<td>18,9</td>
<td>18,9</td>
</tr>
</tbody>
</table>

1 Моторные топлива, соответствующие Техрегламенту, - автобензин и дизтопливо класса «Евро-5» и авиакеросин.
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 (авиатопливо, 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
- Увеличено производство и реализация битума по новому ГОСТу.

В РОЗНИЧНОМ БИЗНЕСЕ

Сильные бренды и высокие стандарты обслуживания на АЗС

- 142 АЗС/АЗК ребрендирано в бренд «Роснефть» (на конец 2018 года ребрендирано 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 программы лояльности – за время реализации программы привлечено более 10 млн человек
- Завершен переход на фирменное топливо Pulsar на 451 АЗС в 13 регионах Российской Федерации
- Выпущены в обращение новые виды топлива с улучшенными характеристиками: Pulsar 100, АИ-95 «Евро-6», топлива ACTIVE

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 дойвика 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 актив в реальном времени, а также уникальной технологии автономного мониторинга производственных объектов при помощи дронов и машинного зрения
- Апробация технологии компьютерного зрения для мониторинга соблюдения HSE при бурении
- Первый в российской нефтегазовой отрасли центр геолого-геофизического сопровождения, под 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

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, единой операторной, облачной системы сбора, хранения и обработки информации на базе GE Predix

Совершенствование систем учета – снижение потерь и потребления топлива

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

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

Автоматизация и роботизация

24 нефтебазы
оснащены автоматическими системами налива

46 нефтебаз
оснащены автоматическими системами измерения в резервуарах

1 тыс. АЗК
оснащены современными системами учета нефтепродуктов, которые охватывают 70 % материальных потоков
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

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.

Частота происшествий с оборудованием первого уровня (PSER-1)

Продовственный 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

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.

63 %
сокращение фугитивных выбросов метана

93 %
dоля оборотной и повторно используемой воды

Снижение на 9 %
прямых выбросов парниковых газов по downstream

---

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.

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
Долгосрочная программа развития и отчет о ее выполнении


Долгосрочная программа развития (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 Федерации. Актуализированная ДПР была утверждена Советом директоров Компании (протокол № 12 от 20 декабря 2018 года).


Долгосрочная программа развития (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 Федерации. Актуализированная ДПР была утверждена Советом директоров Компании (протокол № 12 от 20 декабря 2018 года).


Долгосрочная программа развития (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 Федерации. Актуализированная ДПР была утверждена Советом директоров Компании (протокол № 12 от 20 декабря 2018 года).


Долгосрочная программа развития (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 Федерации. Актуализированная ДПР была утверждена Советом директоров Компании (протокол № 12 от 20 декабря 2018 года).
1.3 Структура системы показателей эффективности

Цель внедрения системы показателей эффективности – перевод Стратегии и ДПР Компании в форму конкретных показателей оперативного управления, оценка текущего состояния их достижения и создание основы для принятия эффективных управленческих решений. Таким образом осуществляется процесс мотивации сотрудников Компании на поэтапную реализацию стратегических целей Компании.

- Коллективные показатели эффективности Компании
- Индивидуальные показатели эффективности Главного исполнительного директора
- Коллективные показатели эффективности блоков
- Индивидуальные показатели эффективности руководителей Компании, ответственных за результаты деятельности блоков
- Коллективные показатели эффективности Обществ Группы
- Индивидуальные показатели эффективности руководителей Обществ Группы
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 (EBITDA), доходность на задействованный капитал (ROACE), совокупный доход акционеров (TSR), коэффициент долговой нагрузки (чистый долг / EBITDA), 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 основе 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.

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 / EBITDA);
- 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 Групп. 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).

Фактическое выполнение КПЭ Компании

<table>
<thead>
<tr>
<th>Показатель</th>
<th>2018 год, факт</th>
<th>Степень достижения планового значения в 2018 году</th>
<th>2017 год, факт</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>ROACE (%)</td>
<td>17,4</td>
<td>Лучше плана</td>
<td>11,5</td>
</tr>
<tr>
<td>Коэффициент долговой нагрузки (чистый долг / EBITDA)®§</td>
<td>14</td>
<td>Лучше плана</td>
<td>2,1</td>
</tr>
<tr>
<td>Показатель травматизма по Компании (LTIF и FAR), %</td>
<td>95,8</td>
<td>Лучше плана</td>
<td>н/д</td>
</tr>
<tr>
<td>Сохранение совокупной доходности акционеров ПАО «НК «Роснефть»» (TSR) не ниже среднеотраслевого уровня компаний Российской Федерации, %³⁴</td>
<td>27,1</td>
<td>Не ниже среднеотраслевого уровня компаний Российской Федерации</td>
<td>9,3</td>
</tr>
<tr>
<td>Интегральный ключевой показатель эффективности инновационной деятельности, %⁵</td>
<td>100</td>
<td>План выполнен</td>
<td>100</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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.

По итогам 2018 года показатели с учетом нормализации были выполнены.
### Ключевые производственные и финансовые показатели

#### Основные производственные показатели

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

#### Основные финансовые показатели

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

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.
По итогам 12 месяцев 2018 года добыча нефти и жидких углеводородов Компанией 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 Куюмбинского месторождений) и продолжение активной разработки действующих проектов в условиях выполнения в течение года договоренности по ограничению добычи в рамках Соглашения ОПЕК+.

Снижение добычи газа за 12 месяцев 2018 года на 17 % 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.
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 увеличилась на 11,3 % и 8,2 % соответственно, что связано с ростом тарифов естественных монополий, индексацией заработной платы и плановым увеличением объемов ремонтов.

EBITDA и чистая прибыль, млрд руб.

Показатель EBITDA 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 обесценений. 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.

\[ \text{Примечания 15, 24, 25 к Приложению № 1.} \]
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 рост поставок на внутренний рынок.

1 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


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, что примерно на уровне факта 2017 года.

Фактический объем капитальных вложений 2018 года составил 936 млрд руб., что примерно на уровне факта 2017 года. Рост относительно 2017 года в рублевом выражении — 15 %, 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 буровые работы, проектов на НПЗ по строительству и реконструкции технологических установок и комплексов для повышения глубины переработки и выхода светлых нефтепродуктов, развитию собственного нефтехимснаба и поддержание действующих активов в рамках утвержденного бизнес-плана и Стратегии Компании.

В основном инвестиции Компании сосредоточены в России за счет управления инвестиционным портфелем и ранжирования проектов по экономической эффективности с учетом материальности по добыче, влиянию на денежный поток и готовности проектов к реализации, позволяет оперативно реагировать на все изменения макроэкономической среды или среднесрочных задач Компании.

Финансирование капитальных вложений 2016–2018 годов, млрд руб.

Стоит отметить, что более 92 % из них 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 % Инвестиционная программа в 2018 году напрямую связана с реализацией инвестиционной стратегии Компании.
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»
допл. США / барр. н. э.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Год</th>
<th>Ввод</th>
<th>Ввод</th>
<th>Ввод</th>
<th>Ввод</th>
<th>Ввод</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2018</td>
<td>12,2</td>
<td>13,0</td>
<td>13,3</td>
<td>14,2</td>
<td>14,8</td>
</tr>
<tr>
<td>2019</td>
<td>19,6</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2020</td>
<td>20,3</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

**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 (Суэзское, Тагульское, Лодочное, Юрубчено-Тохомское, Кумбийское месторождения), в Якутии (Среднебогуобинское месторождение);
- на севере Западной Сибири: Восточно-Мессояхское, Русское месторождение;
- в традиционных регионах добычи в синергии со зрелыми месторождениями: Эргинский кластер (Эргинский лицензионный участок, Кондинское, Чапровское, Западно-Эргинское месторождение, Южно-Эргинское лицензионный участок и Ендырское месторождение) и Восточно-Салымский лицензионный участок вблизи лицензионных участков ООО «РН-Юганскнефтегаз», 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 сдаче нефти до 5 млн т в год. Объем добычи на Среднебутинском месторождении за 2018 год составил 2,9 млн т.
- Тагильское: 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 многосторонних и многозабойных скважин. Обеспечена добыча за 2018 год в объеме 0,3 млн т, что соответствует действующему проектному документу.
- Куобемское: месторождение введено в эксплуатацию, осуществлен технологический запуск основного объекта обустройства месторождения – центрального пункта сбора. Добыча нефти за 2018 год составила 0,5 млн т в соответствии с утвержденным проектно-техническим документом.
- Восточно-Сальмский лицензионный участок: промышленная разработка Восточно-Сальмского лицензионного участка ООО «РН-Юганскнефтегаз» начата запуском в эксплуатацию Соровского 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 добывающие 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 добывающими 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 Бьетане.

Газовые проекты

В 2018 году объем капиталных 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 «Рослан», полномасштабная разработка которых в ближайшем 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 BP 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 позволят ПАО «НК «Роснефть» достигнуть стратегической цели по увеличению добычи газа свыше 100 млрд куб. м в год. Запуск проектов «Рослан» и «Хarampur» 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 Зохр на шельфе Египта в составе международного консорциума с Eni, BP, Mubadala и египетской государственной нефтяной 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 доля 100 %
Лидерство по запуску новых проектов

Проект «Роспан»

Площадь круга соответствует «полке», добычные цифры в круге – по нефтяным проектам в млн т в год, по газовым проектам (Заур, Роспан и Харамур) в млн т н.э. в год. Показатели по проектам приведены в долях 100%.
Развитие внутреннего сервиса

Компания продолжает реализовывать стратегию по развитию собственных нефтехранилищ, 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, коммепицию 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 аэро-топливно-заправочных комплексов.

Ключевые результаты 2018 года в нефтепереработке

- На Рязанской НПК начат выпуск высококачественного биотоплива 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 экологическая технология водоочистки, которая обеспечивает высочайшую степень очистки сточных вод.
- Центральная заводская лаборатория Сызранского НПЗ и операторная центр 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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Лимиты полномочий</th>
<th>Иерархия инвестиционных органов</th>
</tr>
</thead>
</table>
| >1 500 млн долл. США | **СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ**
|  | 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 |

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 опреде-
  ления потребностей Компании в инвести-
  циях, повышения квалификации и компе-
  тентности 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 систем их идентификации и классифика-
  кации;

- соблюдение принципов высокой социальной ответственности Компании в
  сфере экологической и промышленной
  безопасности, обеспечения безопас-
  ных 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 полно-
  мочий) 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 показате-
  лями эффективности.

- Мониторинг и контроль: процессы регулярного и качественного мониторинга проектов на всех уровнях Компании, процесс управления изменениями; автоматизированный контроль наличия инвестиционных решений при вступ-
  лении в финансовые обязательства («режим двух ключей») 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 эффектив-
  ности с учетом материальности, готовности к реализации, влияния на денежный поток и иных факторов, в увязке со Стратегией Компании и теку-
  щими приоритетами; использование инструментов сценарного анализа портфеля.

- Развитие информационных технологий и автоматизация: автоматизация процесса управления портфелем инвестиционных проектов Компа-
  нии и процессов ведения плановых, фактических и прогнозных данных о реализации проектов в разрезе бизнес-сегментов и объектов капи-
  тальных 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.

**Непрерывный процесс**

**Отбор правильных проектов**
**Оптимизация портфеля**
**Исполнение**
**Оценка достигнутой ценности**

**Ранжирование и рейтингование, принятие решений, мониторинг**

Стратегия
Фокус на выгодах
Баланс «риск-выгода»
Ограничения
Изменения в приоритетах
Изменения в проектах

Оптимальное распределение ресурсов
Создание стоимости (NPV, IRR)
Утверждение, отмена, завершение проектов
Результаты проектов (мониторинг и постпроектная оценка)
Рекомендации по улучшению
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 Компании

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

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

Восполнение добычи нефти и ГК приростом от ГРР: 146%
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 суще

1,1 трлн куб. м
ресурсы газа на суще

22,2 млрд т
ресурс нефти и конденсата на шельфе

23,2 трлн куб. м
ресурс газа на шельфе

143 млрд барр. н. э.
(19,4 млрд т н. э.) — объем запасов углеводородов Компании категории АВ1С1 + B2C2 по итогам 2018 года

393 млн т н. э.
замещение запасов углеводородов по категории АВ1С1 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
заранее испытанием на суще Российской Федерации

84 %
успешность поисково-разведочного бурения на суще Российской Федерации
Геологоразведочные работы на сушу 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. Съемка проводилась параллельно с производственными работами по стандартной методике. Обработка полученных данных полностью завершена. Результаты превзошли ожидания: значительно повысилась геологическая информативность, производительность, доказана 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 съемки.

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 сушу Российской Федерации завершены испытания 142 поисково-разведочные скважины с высоким уровнем успешности – 84%.

Выполнено около 5 тыс. лот. 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


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 %.

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


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

<table>
<thead>
<tr>
<th>2016 год</th>
<th>2017 год</th>
<th>2018 год</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Жидкие углеводороды</td>
<td>Жидкие углеводороды</td>
<td>Жидкие углеводороды</td>
</tr>
<tr>
<td>Газ</td>
<td>Газ</td>
<td>Газ</td>
</tr>
<tr>
<td>46 075</td>
<td>82 087</td>
<td>46 520</td>
</tr>
<tr>
<td>46 075</td>
<td>82 087</td>
<td>46 520</td>
</tr>
<tr>
<td>13 845</td>
<td>23 989</td>
<td>14 064</td>
</tr>
<tr>
<td>32 230</td>
<td>58 098</td>
<td>32 456</td>
</tr>
<tr>
<td>10 437</td>
<td>27 335</td>
<td>24 638</td>
</tr>
<tr>
<td>37 772</td>
<td>84 782</td>
<td>39 907</td>
</tr>
<tr>
<td>PRMS 1Р</td>
<td>PRMS 2Р</td>
<td>PRMS 3Р</td>
</tr>
<tr>
<td>SEC 1Р</td>
<td>PRMS 1Р</td>
<td>PRMS 2Р</td>
</tr>
<tr>
<td>PRMS 3Р</td>
<td>SEC 1Р</td>
<td>SEC 1Р</td>
</tr>
</tbody>
</table>

1 Коэффициент замещения рассчитан в тоннах нефтяного эквивалента. Коэффициент замещения в баррелях нефтяного эквивалента составил 173 %.
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 Новоен-дырской, 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 мн. т. 

В ООО «РН-Уватнефтегаз» последовательно реализуется стратегия 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 большие нефтяных запасов, чем извлекают из недр. Так, по итогам деятельности ООО «РН-Уватнефтегаз» в 2018 году превышение прироста извлекаемых запасов категории АВ1С1 (25,2 млн т) над объемами добычи (добыча 10,6 млн т нефти) составило 238 %.

Основным достижением программы ГРР 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 ГРР 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 ВН1. Извлекаемые запасы газа категории В1 + В2, открыто Иртышское месторождение на территории Западно-Сибирского региона составил 22,5 млрд куб. м.

С 1996 года Компания ведет работы по Русско-Реченскому лицензионному участку, расположенном в Тазовском районе ЯНАО, на границе с Красноярским краем. По результатам ГРР 2018 года при испытании скважин 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 положения поисковых и разведочных скважин.

Определение перспектив месторождений на территории Верхнеичерского месторождения, определено перспективы месторождения, в размерах 2017 года уточнены и дополняются перспективы месторождения, уточнены положения поисковых и разведочных скважин.

**Восточная Сибирь и Дальний Восток**

Технологическое развитие Компании в части повышения эффективности ГРР 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 ГРР.

В 2018 году по результатам сейсморазведочных работ уточнена геолого-геофизическая модель строения Даниловского, Сангасского 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, открыты две новые залежи с запасами АВ1С1 + В2 в 1,1 млн т.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Западная Сибирь</th>
<th>Восточная Сибирь и Дальний Восток</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Восполнение запасов по регионам</strong></td>
<td><strong>Восполнение запасов по регионам</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Западная Сибирь</strong></td>
<td><strong>Восточная Сибирь и Дальний Восток</strong></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Восточная Сибирь и Дальний Восток</strong></td>
<td><strong>Технологическое развитие Компании в части повышения эффективности ГРР 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 ГРР.</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>
на Западно-Чонском и Средне-Кочемском лицензионных участках подтверждаются перспективы участков, предварительно оконтурены интересующие объекты. По результатам поисково-оценочного и разведочного бурения уточнена модель строения Верхнеченского, 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.

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.

В 2018 году выполнены свысоморазведочные 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 ГРР в пределах Карланюртовского, Каратюбинского, Карабудакханского, 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

79 скважин с успешностью 84 % завершены испытаниями

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

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 21 %.

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 Компания смогла 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 Компания смогла 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 многосторонних и высокоэффективных 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 буро-бурового сервиса в общем объеме проходки поддерживается на уровне более 50 %.

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.
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, позволило в 2018 году увеличить ввод новых скважин из эксплуатационного бурения Компании на 35 % по сравнению с 2017 годом (с 3 368 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 получение 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 «Кондамнефть» 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 увеличивалась 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 12 тыс. м) и с восьмью 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 12 тыс. м) и с восьмью 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 объектах БСО Мамонтовского и Южно-Балькского месторождений получааемые запускные дебиты превышают 200–300 т/сут по отдельным скважинам. Кроме того, на низкопроницаемых залежах выполняемые запускные лезвуют до 100 т/сут.

В АО «Томскнефть» ВНК реализуется программа МЗС на пластиках со сложным геологическим строением. В 2018 году введено 19 МЗС со средним пусковым дебитом свыше 40 % выше обычных скважин с горизонтальным заканчиванием.

В 2018 году в ООО «РН-Юганскнефтегаз» выполнено около 400 зарезов боковых стволов (ЗБС), в том числе в горизонтальном заканчивании (ЗБГС) – более 250 мероприятий. Активно реализуется программа на зрелых месторождениях: например, на объекте БСО Мамонтовского и Южно-Балькского месторождений получаемые запускные дебиты превышают 200–300 т/сут по отдельным скважинам. Кроме того, на низкопроницаемых залежах выполняемые ЗБГС с проведением МГРП, в частности, на Приобском месторождении в отдельных случаях достигаются 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 — Югры 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» добило 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 промышленном году на месторождениях Уватского проекта было введено в добычу 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» добило первый миллион тонн нефти на Южно-Гавриковском месторождении. В настоящее время 20 нефтяных скважин обеспечивают среднесуточную добычу на уровне 1 тс нефти.

20 лицензионных участков на территории Тюменской и Омской областей, а также ХМАО — Югры
70 % доказанных запасов сосредоточены на Усть-Тегусском, Западно-Запасном, Уренском, Северо-Тямкинском и Протозановском месторождениях
10,8 млн т н. э. добыча углеводородов
10,6 млн т добыча жидких углеводородов
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 заказчивания 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 показатели добычи нефти, установив абсолютный исторический рекорд суточной добычи нефти. Годовой уровень добычи вырос на 5,5 %, впервые превысив порог в 70 млн т. Высоких показателей удалось добиться благодаря совершенствованию методов разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, применению передовых технологий и системной работе по расширению ресурсной базы. В 2018 году с запуском в эксплуатацию Соровского месторождения началась добыча на Восточно-Салымском лицензионном участке. В рамках проекта реализована синергия в области совместного использования инфраструктуры подготовки нефти и ввода новых производственных объектов инфраструктуры. На месторождении введено 15 новых скважин с суммарным запускным дебитом более 10 тыс. т / сут.
80 %
дооценных 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 жидкых 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 двухколонной 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-Юганскнефтегаз» 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»

Помышленная 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 часть 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 единиц, а реализация ГТМ – на 197 единиц. Дополнительная добыча нефти и газово- вого конденсата за счет ГТМ выросла до 2,3 млн т, в том числе за счет бурения новых скважин – 12 млн т.

В Компании продолжаются 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 16,4 % выше дебит 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 углеводородов в 2018 году, из них

>19,4 млн т добыча жидких углеводородов

1 С учетом данных по АО «Корпорация Югрнефть».
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 35,7 млн т. Основную долю в добыче обеспечивают месторождения Ванкорского кластера (60 % от общей добычи регионов) и ПАО «Верхнечонскнефтегаз» (23 % от общей добычи).

В результате разработки новых проектов добычи 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 Среднебоготубинского 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.


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.

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 10 (на двух – как недропользователь) лицензионных участках на территории Красноярского края. Общество реализует проект по освоению расширенного первоочередного участка Юрубчен-ТОХМСского 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 Юрубчен-ТОХМСского 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 Юрубчен-ТОХМСского 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 Среднебогубинского нефтегазоконденсатного месторождения. Среднебогубинское нефтегазоконденсатное месторождение входит в тройку самых крупных активов «Роснефти» в Восточно-Сибирском нефтнем кластере.

ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» по итогам 2018 года увеличилось 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 преимуще-ственно эксплуатируются карбонатные коллекторы, внедрена уникальная для России технология проведения пропантового 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, Бариновское, 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 Компании 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 сохранять уровень добычи нефти на зрелых месторождениях на высоком уровне.

48,4 млн т н. э.

dобыча 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.

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 жидкых 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.

Тимано-Печорская провинция

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, составил в 2018 году 18,7 млн т, что на 15,3% превышает добычу за 2017 год и более чем в два раза — уровень 2014 года. Доля добычи ТРИЗ от общего объема добычи Компании 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-Нганнефть», АО «Верхнечонскнефтегаз», ООО «РН-Уватнефтегаз», АО «НК «Кондантнефть». Вместе с ООО «РН-Юганскнефтегаз» эти предприятия на текущий момент обеспечивают более 90% ресурсной базы ТРИЗ Компании.

Извлекаемые запасы высоковязкой нефти Компании на территории Российской Федерации составляют более 550 млн т, из них более 400 млн т сосредоточено на уникальном по величине запасах 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 льготируемой добычи из залежей ТРИЗ и высоковязкой нефти планируется на месторождениях Западной Сибири — низкопроницаемые пластины 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 технолюжеских неопределенностей, для которых выполняется поиск оптимальных технико-экономических решений. Существует возможность значительного увеличения ресурсной базы Компании за счет реализации потенциала нетрадиционных запасов нефти (бажен, абалах, хадук, доманик) и высоковязкой нефти. Дополнительный потенциал возможен в случае успешной реализации опытно-промышленных работ в рамках совместных проектов с международными партнерами.

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.

18,7 млн т (8,4%) добыча углеводородов из ТРИЗ в 2018 году

>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 усилением конструкции и увеличение длины горизонтальных скважин, увеличением количества стадий ГРП в горизонтальных скважинах. За 2018 год на площади 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.


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 геологической адаптивной системы разработки и развития технологий заказчивающих скважин – вовлечение запасов нефти в добычу составляет до 1 млрд т.

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

Разработка технологий вовлечения в добычу нефти из отложений баженовской свиты на основе специфических исследований керна, локализации перспективных зон под бурение и технологий заказчивающих скважин – вовлекаемые в добычу запасы нефти составляют около 100 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 покуровской свиты Северо-Комсомольского месторождения.
Реализация программы по повышению рационального использования попутного нефтяного газа

В 2018 году ПАО «НК «Роснефть» продолжила работу по повышению уровня полезного использования попутного нефтяного газа (ПНГ). По итогам года данный показатель составил 89,7 % без учета месторождений, находящихся на ранних стадиях 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 «Конданснефть»;

34,93 млрд куб. м
добыча ПНГ за 2018 год

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов.

Ванкорский кластер

5,4 млрд куб. м
добыча ПНГ за 2018 год
Повышение уровня рационального использования ПНГ на Ванкорском месторождении до 97,8 %

АО «Самотлорнефтегаз»

5,9 млрд куб. м
добыча ПНГ за 2018 год
Поддержание уровня полезного использования ПНГ 97 % на Самотлорском месторождении

ООО «РН-Пурнефтегаз»

4,0 млрд куб. м
добыча ПНГ за 2018 год
Увеличение производства ШФЛУ 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 «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

1 ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов.
2.4
Разработка новых месторождений

Ванкорский кластер

Ванкорский кластер формируют Ванкорское, Сузунское, Таюльское 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

2018 год

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 ЛС 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-ПК, обеспечен транспорт нефти, введены объекты малой генерации;
- второй этап – реализация газовой программы, обеспечивающей подготовку и транспортировку 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

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

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.

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 прочее).
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 закачивания 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. Готовиться 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.

1,6 млн т нефти добыча на Кондинском месторождении в 2018 году

Планы на ближайшее будущее

- В период 2019–2021 годов будет обеспечен последовательный ввод Эргинского, Западно-Эргинского, Чапровского и Ендырского месторождений, на которых проводится комплекс ГРР с целью доказывания месторождений.
- На Южно-Эргинском лицензионном участке запланирована программа ГРР 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

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 строительно-монтажные 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).

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 строительно-монтажные 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).

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 строительно-монтажные 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).

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 строительно-монтажные 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

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 первоочередного 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).

На втором этапе предполагается освоение всей Юрубченской залежи.

Третий этап предусматривает ввод в разработку всех залежей Юрубчено-Тохомского месторождения в пределах Юрубченского и Терско-Камовского (южного) лицензионных участков.

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 нефтеразделя на депрессии.
- 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.

ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018
Развитие Куюмбинского месторождения

2018 год

0,5 млн т
запуск первого пускового комплекса
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.

Планы на ближайшее будущее

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

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, проходят 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.

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

В ИЮЛЕ 2018 ГОДА добыта миллионная тонна нефти с начала разработки Куюмбинского месторождения.
Разработка Среднеботуобинского месторождения (вторая очередь)

Участники проекта, %

- 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»).

- 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.

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.

2,9 млн т
добыча нефти и газового конденсата в 2018 году, что более чем в два раза выше уровня 2017 года

2018 год
запуск второй очереди обустройства месторождения

185 единиц
эксплуатационный фонд скважин на конец 2018 года
Разработка Русского месторождения

0,3 млн т
dобыча в 2018 году

148 единиц
exплуатационный фонд скважин на конец 2018 года

Планы на ближайшее будущее

- Ведется подготовка объектов ПСП «Заполярное» 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.

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 Заполярное».
- Введен в работу энергокомплекс по выработке электроэнергии на ПНГ.

2018 год
запуск месторождения

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.

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 строительно-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-промышлённых работ на пласту ПК1.
- Осуществляются работы по операющему 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.
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 доляе 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.
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 переоборудования поставлены и введены 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, %

<table>
<thead>
<tr>
<th>%</th>
<th>1</th>
<th>2</th>
<th>3</th>
<th>4</th>
<th>5</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>54</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>46</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>40</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>27</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>27</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Примечание:
1 По 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 операций. 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» полностью 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 нефтьпромыслового оборудования

Холдингом в 2018 году проведено сервисное обслуживание нефтьпромыслового оборудования в количестве 2 518 293 суток и 4 701 360 шт., выполнен ремонт нефтьпромыслового 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 нефтьпромыслового оборудования - 45 %.

ООО «РН-Ремонт НПО» осуществляет производственную деятельность на территории Сахалинской области, Красноярского края, Томской области, ХМАО – Югры, 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 выведено 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
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 инфраструктуры, 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 позволят принять оптимальное решение по дальнейшим геологоразведочным работам на лицензионном участке.

Российский шельф имеет самую большую в мире площадь >6 МЛН КВ. КМ

19 участков на шельфе морей Западной Арктики

55 участков на шельфе Российской Федерации

41 млрд т н.э. суммарный ресурсный потенциал в 2018 году

7 участков в акватории южных морей
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 + С2) более 80 млн т нефти.


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 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;
Добыча нефти и газа на российском шельфе

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 нефтегазотранспортный 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 потребителем газа в 2018 году (в доле ПАО «НК «Роснефть» 0,5 млрд куб. м)

0,7 млн т
фактическая добыча нефти и конденсата за 2018 год

0,1 млрд куб. м
суммарный объем поставленного потребителем газа в 2018 году
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.

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».

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.

0,4 млн т
фактическая добыча нефти за 2018 год

0,3 млн т
фактическая добыча нефти за 2018 год

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.

0,1 млрд куб. м
фактическая добыча газа за 2018 год

0,1 млрд куб. м
фактическая добыча газа за 2018 год

0,3 млрд куб. м
фактическая добыча газа за 2018 год

24,8 тыс. т
фактическая добыча нефти за 2018 год
(в доле ПАО «НК «Роснефть» 12,6 тыс. т)

25,6 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 BP 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 предприятий 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 год

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 жидкого углеводорода.

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 нефтехимии;
  - 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 актуальность 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.
ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018

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 Зохр на шельфе Египта. В 2018 году освоение месторождения велося 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 – A5-B, Z5-C и Z5-D – на шельфе Республики Мозамбик. В настоящее время начаты геологоразведочные работы с перспективой значительных газовых открыв.
- Компания и Beijing Gas Group Company Limited подписали Соглашение по созданию совместного предприятия по строительству и эксплуатации в России сети автомобильных газона- полнительных 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. м, 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 жидкých углеводородов. Объем добычи газа Компанией в России за 2018 год, включая газ, направленный на производство жидкých 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 Зохр на шельфе Египта. Освоение месторождения идет опережающими темпами. Менее чем за год после запуска месторождения был достигнут уровень добычи газа порядка 57 млн куб. м 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 жидкých углеводородов.
2 В доля 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 Компании 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 метана;
- газотурбинной электростанции Восточно-Уренгойского лицензионного участка, наливного железнодорожного терминала на станции Коротчаево;
- магистральных и внутрипромысловых трубопроводов, объектов энергообеспечения.

**Харампур**

Вторым важнейшим проектом для развития газового бизнеса является проект разработки Харампурского месторождения, который реализуется Компанией в партнерстве с BP. При этом планируется как разработка традиционных запасов газа Сеноманской 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 строительно-монтажные работы по газопроводу внешнего транспорта газа, в завершающей стадии находится подготовительные работы по строительству установки комплексной подготовки газа.

**Сибнефтегаз**

Крупнейший в настоящий момент газодобывающий актив Компании.

В 2018 году добыто 11,96 трлн куб. м природного газа.

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

Суммарные извлекаемые запасы природного газа по классификации АВ1С1 + В2С2 на 1 января 2019 года составляют около 114 трлн куб. м, 32,7 млрд 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.

**Планы**

- Обустройство газового промысла Сеноманской залежи.
- Строительство установки комплексной подготовки газа.
- Подготовка промышленного понадобительского технико-экономического обоснования полномасштабной разработки объектов Туронской залежи.

Запуск проекта запланирован на 2020 год.
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 транспортной 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 Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения, на базе которого в долгосрочной перспективе планируется реализовывать 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 приобладающих 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.

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 площадке 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 «Росан Интернешнл» и ООО «РН-Пурнефтегаз». Добыча ПНГ осуществлялась преимущественно на месторождениях АО «Самотлорнефтегаз», ООО «РН-Юганскефтегаз», ООО «РН-Пурнефтегаз» и ПАО «Варьеганнефтегаз» и составила 22,1 млрд куб. м.

Добыча газа в Восточной Сибири осуществляется на месторождениях Банкской 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 газа в Центральной России за 2018 год была обеспечена 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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Регион</th>
<th>Добыча газа, млрд куб. м</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Западная Сибирь</td>
<td>47,45</td>
</tr>
<tr>
<td>Восточная Сибирь</td>
<td>8,2</td>
</tr>
<tr>
<td>Дальний Восток</td>
<td>3,7</td>
</tr>
<tr>
<td>Зарубежные проекты</td>
<td>2,96</td>
</tr>
<tr>
<td>Центральная Россия</td>
<td>2,4</td>
</tr>
<tr>
<td>Юг России</td>
<td>2,31</td>
</tr>
<tr>
<td>Тимано-Печорская</td>
<td>0,24</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Данные предоставлены компанией ПАО «НК «Роснефть».

Продолжение читайте в разделе 2.3.
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 международных газовых проектах обеспечит Компании экономически эффективный, существенный прирост запасов природного газа и создание сбалансированного по риску-профилю портфеля активов.

ГАЗОВЫЕ АКТИВЫ ЗА РУБЕЖОМ

Египет: 30% участия в уникальном проекте по разработке газового месторождения Зохр, 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 ГРР 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.

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

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

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

1 В доле 100%.

Проект Зохр
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


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.).

8,63 млн т
добыва нефти по проектам Компании в Венесуэле за 2018 год (100 % проекта)
СП Petromonagas S.A.
Компания участвует в трех добывающих СП (Petromonagas S.A., Petropriera S.A., Boqueron S.A.), занимающихся разработкой зрелых месторождений. Крупнейшим из СП является Petromonagas S.A.
• 35 горизонтальных скважин заканчено 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-промышлённые 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-6», расположенном в поссе 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-промышлённая разработка первого очередного 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 модели. Ожидается завершение базового проектирования постоянной инфраструктуры месторождения.
• В 2018 году выполнено 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 эксплуатировать добываемый газ за вычетом роялти, выплачиваемого в натуральной форме.
• В декабре 2017 года министерство нефти и энергетики Венесуэлы выдали лицензию 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 профиля 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 заверили 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


В 2013 году Компания подписала СРП на разработку Блока 05.3/11 (в настоящее время проект находится на стадии ГРР). Лицензионный участок расположен в регионе с доказанной нефтегазоносностью и развитой инфраструктурой и граничит с разрабатываемыми месторождениями на Блоках 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 береговую комплексы по подготовке газа и конденсата, далее продукция поступает на комплекс газотурбинных электростанций для производства 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 зарезки бокового ствола на скважине PLD-IX 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.


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 ГРР.

Трубопровод Нам Кон Сон

При пропускной способности 77 млрд куб. м в год прокачка за 2018 год составила около 64 млрд куб. м (прокачивается продукция Блока 06.1 и других операторов бассейна Нам Кон Сон).
Проект «Зохр» в Арабской Республике Египет

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

Месторождение Зохр 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 Зохр началась в декабре 2017 года.

В 2018 году в эксплуатацию были введены семь новых добывающих скважин, четыре технологические линии установки 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» — 12,2 млрд куб. м газа и 0,1 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 Зохр, поставляется в национальную газовую сеть Египта.

Фактическая добыча за 2018 год (100 % проекта):

- 12,2 млрд куб. м газа
- 0,1 млн т конденсата

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

В 2018 году пробураны 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.

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.

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 ГРР в соответствии с обязательствами. В 2019 году планируется выполнение сейсморазведки и бурение поисково-разведочных скважин.
Проекты на шельфе Республики Мозамбик

В рамках развития стратегического сотрудничества ПАО «НК «Роснефть» с компанией ExxonMobil сформирован консорциум для совместного участия в проекте ГРР 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 A5-B, Z5-C и Z5-D, в соответствии с результатами тендера, проведенного в октябре 2015 года. Доля Компании в проектах составляет 20 %.

Мьянма

Bashneft International B.V. является оператором проекта на блоке ЭР-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.

20 %
доля Компании в проектах в Мозамбике

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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Показатели</th>
<th>2016</th>
<th>2017</th>
<th>2018</th>
<th>Изменение 2017/2018, %</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Мощности по первичной переработке (млн т в год)</td>
<td>100,9</td>
<td>118,4</td>
<td>118,4</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Объем переработки за год (млн т)</td>
<td>87,5</td>
<td>100,6</td>
<td>103,3</td>
<td>2,8 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Коэффициент использования имеющихся мощностей (%)</td>
<td>86,7</td>
<td>85,0</td>
<td>87,2</td>
<td>2,2 п. п.</td>
</tr>
<tr>
<td>Производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции (млн т)</td>
<td>84,8</td>
<td>96,9</td>
<td>99,7</td>
<td>2,9 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Глубина переработки (%)</td>
<td>72,0</td>
<td>75,2</td>
<td>75,1</td>
<td>–0,1 п. п.</td>
</tr>
<tr>
<td>Выход светлых нефтепродуктов (%)</td>
<td>56,6</td>
<td>58,4</td>
<td>58,1</td>
<td>–0,3 п. п.</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 млн т
объем переработки нефти на российских НПЗ в 2018 году

Структура товарной продукции НПЗ Российской Федерации, млн т

<table>
<thead>
<tr>
<th>Товарная продукция</th>
<th>2017 год</th>
<th>2018 год</th>
<th>Изменение</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Дизельное топливо  1</td>
<td>33,01</td>
<td>34,07</td>
<td>3,2 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Автобензины</td>
<td>-1,4 %</td>
<td>15,29</td>
<td>15,08</td>
</tr>
<tr>
<td>Мазут</td>
<td>23,04</td>
<td>23,99</td>
<td>+1,4 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Нафта</td>
<td>6,22</td>
<td>6,4</td>
<td>+2,9 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Керосин</td>
<td>3,16</td>
<td>3,56</td>
<td>+3,3 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Нефтехимическая продукция</td>
<td>1,52</td>
<td>1,57</td>
<td>+0,5 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие</td>
<td>14,51</td>
<td>15,06</td>
<td>+0,5 %</td>
</tr>
</tbody>
</table>

1 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».

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

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.

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 долей (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 НПЗ Вадинар, 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 Компании 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 НПК 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 прединвестиционная 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-Уфанифтехим»;
- начата реализация программы по обеспечению измерений внутриводных материальных потоков;
- продолжена реализация проектов по восстановлению после аварий газоффракционирующей секции установки ЛК-БУ с Ачинского НПЗ и установки гидрокрекинга филиала ПАО АНК «Башнефть-Уфанифтехим»;
- 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 НПК 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 «зеленными инвестициями». В отчетном году Компанией реализованы следующие экологические проекты:
- завершена реконструкция производства изопропилбензола (кумола) на «Уфаоргсинтез» с увеличением мощности и переходом на технологию, обеспечивающую минимизацию воздействия на окружающую среду;
- введен в эксплуатацию блок доочистки с мембранным биореактором на сооружениях биохимической очистки сточных вод на Новокуйбышевском 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 замена закупаемых 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, использующего при производстве присадки отечественный компонент.
- Организованы и проведены работы по поставке топлива для реактивных двигателей Джет А-1 и ТС-1 в «Башнефть-Новай» с альтернативной противозависионной 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 специально-го назначения модернизированных автомобильных бензинов, дизельных и реактивных топлив производства Сызранского НПЗ, «Башнефть-УНПЗ», «Башнефть-Новай», «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 прора-ботка 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 (СУУП) 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-смещение 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 энергоемкости Solomon в 2018 году на 2,9 пункта. За 2018 год выполнена утвержденная директива по экономии энергоресурсов блока «Нефtepереработка». При плановом эффекте 412,1 тыс. т. фактический эффект составил 445,5 тыс. т.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Направления повышения операционной эффективности</th>
<th>Основные мероприятия, реализованные в 2018 году</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Оптимизация мощностей и отборов</td>
<td>• Замена внутренних контактных устройств</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>• Техническое перевооружение систем отгрузки продукции</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>• Оптимизация режима работы эстакад слива/налива нефти и нефтепродуктов</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>• Внедрение систем усовершенствованного управления технологическими процессами на НПЗ</td>
</tr>
<tr>
<td>Снижение потребления энергоресурсов</td>
<td>• Реконструкция пароконденсатных и теплофикационных сетей предприятий</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>• Увеличение эффективности котлов-утилизаторов</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>• Повышение КПД технологических печей</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>• Повышение эффективности теплообменного оборудования</td>
</tr>
<tr>
<td>Эксплуатационная надежность и готовность</td>
<td>• Мероприятия по оптимизации сроков проведения капитальных ремонтов и технологических операций на установках НПЗ без сокращения объемов работ</td>
</tr>
<tr>
<td>Снижение безвозвратных потерь нефти и нефтепродуктов</td>
<td>• Сокращение выброса неочищенного углеводородного газа с установок в факельную сеть</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>• Оснащение резервуаров понтонарами</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Рисунок: Реконструкция НПЗ "Роснефть"
Информация по заводам в Российской Федерации

Основные направления работы в 2018 году

Новокуйбышевский НПЗ

Выпуск нефтепродуктов и продукции нефтехимии, тыс. т

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 год</th>
<th>2019 год</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Объем переработки, тыс. т</td>
<td>6 948</td>
<td>7 900</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Основные направления работы в 2018 году

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

Куйбышевский НПЗ

Выпуск нефтепродуктов и продукции нефтехимии, тыс. т

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 год</th>
<th>2019 год</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Объем переработки, тыс. т</td>
<td>5 693</td>
<td>7 000</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Основные направления работы в 2018 году

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

ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018
Сызранский НПЗ

Выпуск нефтепродуктов и продукции нефтехимии, тыс. т

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

Выход светлых нефтепродуктов - 57,4 %
Глубина переработки - 76,9 %

Рязанская НПК

Выпуск нефтепродуктов и продукции нефтехимии, тыс. т

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

Выход светлых нефтепродуктов - 55,9 %
Глубина переработки - 70,7 %
Саратовский НПЗ

Основные направления работы в 2018 году

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

![Image](34x193 to 193x331)

Выпуск нефтепродуктов и продукции нефтехимии, тыс. т

![Image](193x681 to 34x543)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Продукт</th>
<th>Выпуск, тыс. т</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Автомобильные бензины</td>
<td>1 235</td>
</tr>
<tr>
<td>Дизельное топливо</td>
<td>2 144</td>
</tr>
<tr>
<td>Нафта</td>
<td>120</td>
</tr>
<tr>
<td>Мазут</td>
<td>1 818</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочее</td>
<td>6 499</td>
</tr>
<tr>
<td>Всего</td>
<td>10 672</td>
</tr>
</tbody>
</table>

51,7 % выход светлых нефтепродуктов
81,2 % глубина переработки

6 710 — Проектная мощность на 1 января 2019 года
7 000 — Объем переработки

Туапсинский НПЗ

Основные направления работы в 2018 году

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

![Image](34x338 to 193x681)

Выпуск нефтепродуктов и продукции нефтехимии, тыс. т

![Image](193x681 to 34x543)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Продукт</th>
<th>Выпуск, тыс. т</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Дизельное топливо</td>
<td>3 186</td>
</tr>
<tr>
<td>Нафта</td>
<td>2 055</td>
</tr>
<tr>
<td>Мазут</td>
<td>3 785</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочее</td>
<td>1 645</td>
</tr>
<tr>
<td>Всего</td>
<td>10 672</td>
</tr>
</tbody>
</table>

49,3 % выход светлых нефтепродуктов
64,7 % глубина переработки

10 748 — Проектная мощность на 1 января 2019 года
12 000 — Объем переработки
Ачинский НПЗ

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

Выпуск нефтепродуктов и продукции нефтехимии, тыс. т

<table>
<thead>
<tr>
<th>Номенклатура</th>
<th>Выпуск, тыс. т</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Автомобильные бензины</td>
<td>1 047</td>
</tr>
<tr>
<td>Дизельное топливо</td>
<td>2 401</td>
</tr>
<tr>
<td>Керосины</td>
<td>131</td>
</tr>
<tr>
<td>Нарфа</td>
<td>155</td>
</tr>
<tr>
<td>Мазут</td>
<td>2 014</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочее</td>
<td>859</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Объем переработки, тыс. т:
- Объем переработки, тыс. т: 6 992
- Проектная мощность на 1 января 2019 года, тыс. т: 7 500

Ангарская НХК

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

Выпуск нефтепродуктов и продукции нефтехимии, тыс. т

<table>
<thead>
<tr>
<th>Номенклатура</th>
<th>Выпуск, тыс. т</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Автомобильные бензины</td>
<td>1 154</td>
</tr>
<tr>
<td>Дизельное топливо</td>
<td>3 376</td>
</tr>
<tr>
<td>Керосины</td>
<td>518</td>
</tr>
<tr>
<td>Нарфа</td>
<td>336</td>
</tr>
<tr>
<td>Мазут</td>
<td>1 406</td>
</tr>
<tr>
<td>Нефтехимическая продукция</td>
<td>51</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочее</td>
<td>1 075</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Объем переработки, тыс. т:
- Объем переработки, тыс. т: 9 040
- Проектная мощность на 1 января 2019 года, тыс. т: 10 200
### Комсомольский НПЗ

<table>
<thead>
<tr>
<th>Выход светлых нефтепродуктов (63,3%)</th>
<th>Глубина переработки (89,1%)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>6587 тыс. т</td>
<td>8300 тыс. т</td>
</tr>
<tr>
<td>Объем переработки, тыс. т</td>
<td>Проектная мощность на 1 января 2019 года, тыс. т</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Нефтеперерабатывающий комплекс ПАО АНК «Башнефть»

<table>
<thead>
<tr>
<th>Выход светлых нефтепродуктов (65,5%)</th>
<th>Глубина переработки (82,7%)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>18 244 тыс. т</td>
<td>23 500 тыс. т</td>
</tr>
<tr>
<td>Объем переработки, тыс. т</td>
<td>Проектная мощность на 1 января 2019 года, тыс. т</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Основные направления работы в 2018 году

- Строительство комплекса гидрокрекинга-гидроочистки с объектами общезаводского хозяйства
- Проекты повышения операционной эффективности
- 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-Новойл», «Башнефть-Уфанефтехим» и «Башнефть-УНПЗ».
Контроль качества нефтепродуктов

Моторные топлива, выпускаемые в обращение нефтеперерабатывающими предприятиями ПАО «НК «Роснефть», соответствуют требованиям технического регламента Таможенного союза TR ТС 015/2011 «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 эффективности производства и контроля 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 противозносных 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 «Мозырский 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 – импортируемые 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 монономеров.

«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 нефтяная 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.

Проектирование проекта обеспечит выход Компании на оптовый, мелкооптовый и розничный рынки нефтепродуктов Китая, а также на быстро растущий и дефицитный рынок нефтехимической продукции Китая и стран региона.
Nayara Energy Limited


ПАО «НК «Роснефть» приобрело долю в одном из самых современных НПЗ Азиатско-Тихоокеанского региона в г. Вадинар, 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 Вадинар 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 квартиле.

НПЗ Вадинар 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 Вадинар, 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 (Швейцария) – до 54,17% (с 35,42%). В свою очередь компания BP Plc (BP) консолидировала 100% долей в НПЗ Gelsenkirchen.

“Роснефть” стала третьим по величине нефтеперерабатчиком 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 нефтепродуктов. 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, автогаз, 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, использует 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 полиэтилен- го-модифицированного 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 одним из самых масштабных в мире. Данное программное обеспечение представляет собой новейшую разработку для ресурсного планирования предприятий.

Выпуск нефтепродуктов, тыс. т.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Дизельное топливо</th>
<th>Альфабит</th>
<th>Бензин</th>
<th>Битум</th>
<th>Керосины</th>
<th>Мазут</th>
<th>Нефть</th>
<th>Прочее</th>
<th>Автогаз</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>5 221</td>
<td>3 434</td>
<td>11 788</td>
<td>878</td>
<td>258</td>
<td>1 574</td>
<td>1 574</td>
<td>426</td>
<td>1 574</td>
</tr>
</tbody>
</table>

> 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» (НКК);
- 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.

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

АЗП на сегодняшний день остается единственным предприятием в Восточной Сибири, выпускающим полиэтилен 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.

Ангарский завод полимеров
ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018

Уфаоргсинтез

ПАО «Уфаоргсинтез» – одно из крупнейших предприятий нефтехимической промышленности в России, специализируется на производстве продуктов органического синтеза.

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 УНК 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 высокооктановых добавок к моторным топливам, а также единственный в стране производство синтетического этанола.

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, фенол синтетический технический, спирт этиловый синтетический технический, сжиженные углеводородные газы, пара-третичный бутилфенол.

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 высокооктановых добавок к моторным топливам, а также единственный в стране производство синтетического этанола.
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 «Отрадненский ГПЗ» (ОГПЗ);
- АО «Нефтегорский ГПЗ» (НГПЗ);
- ООО «Туймазинское ГПП» (ТГПП);
- ООО «Шкаповское ГПП» (ШГПП);
- ООО «РН-Бузулукское ГПП» (БГПП).

Отрадненский ГПЗ

На ОГПЗ в 2018 году было переработано 257 млн куб. м ПНГ, добываемого на нефтегазовых промыслах АО «Самаранефте-газ» 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, добываемого на нефтегазовых промыслах АО «Самаранефте-газ» 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, добываемого на нефтегазовых промыслах ООО «Башнефть-Добыча» (НГДУ «Туймазнефть»), 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

Шкаповское ГПП, входящее в состав ПАО АНО «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

Бузулукское ГПП было образовано 1 сентября 2017 года путем выделения из ПАО «Оренбургнефть» Зайкинского ГПП. В состав предприятия входит две отдельные производственные площадки – Покровская УКП 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 продукцией 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 позволил начать со 2-го квартала 2019 года отрабатывать технологию промышленного производства катализаторов, разрабатываемых 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 АЗкис произвел и поставил вместо импортных катализаторы парового риформинга метана для водородных установок на Куйбышевском НПЗ, РНПК, «Башнефть-Уфанефтехим» и «Башнефть-Новойл». В результате произведенных замен доля катализаторов АЗкис парового риформинга на производствах водорода на НПЗ Компанией 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%
- Кольма (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 сыровой 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 планово 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 PTT (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 (BГC).

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.

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.

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. 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.

Рост объемов реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке

+3 %

+3,4 %

 eksport нефтепродуктов в 2018 году
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 Demirören 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

Реализация газа

Компания осуществляет поставки природного, сухого отбензиненного газа и ПНГ как потребителям Российской Федерации, так и за рубеж.

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 Федерациин 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 промышленных, так и социальных потребителей.

Объем реализации газа за рубежом составил 2,9 млрд куб. м и был преимущенно обеспечен реализацией газа с месторождения Зохр.

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 monetизации газа в Компании разработана система оптимизации товарно-транспортных потоков, используемая при построении оперативного баланса газа.

В течение 2018 года Компания также продолжала 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 ГАЗА

62 млрд куб. м
234 млрд руб.

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 охвачивала 66 регионов России. «Роснефть» является крупнейшей розничной сетью в Российской Федерации с наименьшим 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 арендные 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 розничу 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 (кофекорнеры), 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 введена линейка горячих напитков;
• введен в эксплуатацию первый АЗК нового малого формата BP. АЗК нового формата открыт на базе ребрендированной станции ТНК, расположенной на трассе M-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 позволяло 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 14 %.

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 контрактирования 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:

В 2018 году объем реализации нефтепродуктов с региональных нефтебаз составил 6,6 млн т, что является ростом на 1,4 % по сравнению с 2017 годом.
• внедрение рисков-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 хозяйства 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 действующие 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 продаж в 2018 году:
127 млн т – авиакомпании и ТЗК (+11 % к 2017 году);
12 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.

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 %) — иностраным судовладельцам, 0,6 млн т (20 %) — на внутреннем рынке.
В 2018 году реализованы инициативы по расширению присутствия Компании на бункеровом 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 Рыбопромышленная Компания», ФГБУ «Морспассслужба».
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 молосернистых 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.

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 перевозки 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 непроизводственный простой порожних вагонов.

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 понтона)";
- "Резервуарный парк. Модернизация (дооснащение) системы измерения массы (II этап)".

Продолжены работы по проектированию объектов:
- "Модернизация газоулавливающей 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 продления 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 нефтепродуктов ¹

0,3 млн т
перевалка ресурса сторонних поставщиков

0,86 млн т
объем перевалки собственных нефтепродуктов через терминал

0,26 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.

0,3 млн т
объем перевалки ресурса сторонних поставщиков
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 2018 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

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2017</th>
<th>2018</th>
<th>2019 (о)</th>
<th>2020 (о)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Мир</td>
<td>3,8</td>
<td>3,7</td>
<td>3,6</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Развитые страны</td>
<td>2,9</td>
<td>2,8</td>
<td>2,7</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>США</td>
<td>3,0</td>
<td>2,9</td>
<td>2,8</td>
<td>2,7</td>
</tr>
<tr>
<td>Канада</td>
<td>1,8</td>
<td>1,9</td>
<td>1,9</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Европа</td>
<td>1,8</td>
<td>1,6</td>
<td>1,7</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Германия</td>
<td>2,2</td>
<td>2,2</td>
<td>2,2</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Франция</td>
<td>1,8</td>
<td>1,5</td>
<td>1,6</td>
<td>1,5</td>
</tr>
<tr>
<td>Великобритания</td>
<td>1,8</td>
<td>1,5</td>
<td>1,6</td>
<td>1,5</td>
</tr>
<tr>
<td>Япония</td>
<td>0,8</td>
<td>1,1</td>
<td>0,5</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Источники: МВФ, ОЭСР, Евростат

1 Паритет покупательной способности.
2 В 2018 году нижняя прогрессивная ставка в США для физических лиц уменьшилась с 15 до 10 %, а верхняя – с 39,6 до 37 %. Максимальная ставка в 37 % 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
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 % 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 оказалось поддержку обрабатывающей промышленности, оптово-розничной торговли 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.

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. 74 % 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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Год</th>
<th>Нефть</th>
<th>СПГ</th>
<th>Газ</th>
<th>Прочие товары</th>
<th>Сельскохозяйственное сырье</th>
<th>Промышленные товары</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2015</td>
<td>127,4</td>
<td>12,7</td>
<td>67,5</td>
<td>89,6</td>
<td>13,0</td>
<td>129,9</td>
</tr>
<tr>
<td>2016</td>
<td>119,6</td>
<td>12,2</td>
<td>46,1</td>
<td>73,7</td>
<td>11,5</td>
<td>127,0</td>
</tr>
<tr>
<td>2017</td>
<td>145,7</td>
<td>25,1</td>
<td>41,9</td>
<td>93,4</td>
<td>26,1</td>
<td>162,6</td>
</tr>
<tr>
<td>2018</td>
<td>162,6</td>
<td>25,1</td>
<td>78,1</td>
<td>129</td>
<td>25,1</td>
<td>285,8</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 ожидает 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 до 1,8–2,3 и 2,0–3,0 % соответственно. Этому будут способствовать постепенное накопление положительного эффекта 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 января достигла максимального в 2018 году значения 50,2 долл. США / барр., после чего началось ее снижение до уровня 42,1 долл. США / барр. в декабре. Среднегодовая цена Brent в 2018 году составила 54,3 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 российской 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 рисковые активы из-за ужесточения денежно-кредитной политики ФРС США (базовая ставка в 2018 году была повышена с 1,25–1,5 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.
Изменение среднегодовых номинальных валютных kursov крупнейших развивающихся и нефтедобывающих стран к доллару США в 2018 году, % г/г

<table>
<thead>
<tr>
<th>Страна</th>
<th>Изменение курса</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Турция</td>
<td>-24,9</td>
</tr>
<tr>
<td>Иран</td>
<td>-18,6</td>
</tr>
<tr>
<td>Бразилия</td>
<td>-12,7</td>
</tr>
<tr>
<td>Россия</td>
<td>-7,1</td>
</tr>
<tr>
<td>Индонезия</td>
<td>-6,0</td>
</tr>
<tr>
<td>Казахстан</td>
<td>-5,5</td>
</tr>
<tr>
<td>Индия</td>
<td>-4,8</td>
</tr>
<tr>
<td>Австралия</td>
<td>-2,5</td>
</tr>
<tr>
<td>Мексика</td>
<td>-1,7</td>
</tr>
<tr>
<td>Копуля</td>
<td>0,0</td>
</tr>
<tr>
<td>Саудовская Аравия</td>
<td>0,2</td>
</tr>
<tr>
<td>Канада</td>
<td>0,5</td>
</tr>
<tr>
<td>ЮАР</td>
<td>1,6</td>
</tr>
<tr>
<td>Норвегия</td>
<td>2,1</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Изменение номинальных валютных kursов крупнейших развивающихся и нефтедобывающих стран к доллару США на конец декабря 2018 года, % г/г

<table>
<thead>
<tr>
<th>Страна</th>
<th>Изменение курса</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Турция</td>
<td>-28,4</td>
</tr>
<tr>
<td>Россия</td>
<td>-16,9</td>
</tr>
<tr>
<td>Бразилия</td>
<td>-14,6</td>
</tr>
<tr>
<td>ЮАР</td>
<td>-14,1</td>
</tr>
<tr>
<td>Иран</td>
<td>-14,1</td>
</tr>
<tr>
<td>Казахстан</td>
<td>-12,6</td>
</tr>
<tr>
<td>Австралия</td>
<td>-9,7</td>
</tr>
<tr>
<td>Индия</td>
<td>-8,3</td>
</tr>
<tr>
<td>Копуля</td>
<td>-8</td>
</tr>
<tr>
<td>Саудовская Аравия</td>
<td>-8,2</td>
</tr>
<tr>
<td>Канада</td>
<td>-6</td>
</tr>
<tr>
<td>Ирландия</td>
<td>-5,6</td>
</tr>
<tr>
<td>Норвегия</td>
<td>-5,4</td>
</tr>
<tr>
<td>Китай</td>
<td>0,4</td>
</tr>
<tr>
<td>Мексика</td>
<td>0,0</td>
</tr>
</tbody>
</table>

В 2018 году инфляция составила 4,3% (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 усил permitted by the text is the increased price of energy carriers, which in turn affected the growth of prices of producers in the production and processing of oil, which led to an increase in the price of motor fuel within the country.

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 % (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).

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 %.

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.

Источники: Банк России, Банк международных расчетов
3.2 Обзор нефтяной 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 (3,6 % мирового прироста) и Северной Америки (3,5 %), на которые пришлось 35 % и 25 % мирового спроса на жидкие углеводороды соответственно.

По данным МЭА, мировое производство ЖУВ в 2018 году увеличилось на 2,7 млн барр. / сут. 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 ЖУВ в 2018 году стали США, обеспечив 82 % прироста мирового производства ЖУВ. Производство ЖУВ в США в 2018 году увеличилось на 16,7 %, 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 ЖУВ в Канаде – на 8,1 % / г/г, до 5,2 млн барр. / сут. В то же время в Мексике производство ЖУВ в 2018 году снизилось на 10,7 %, до 2,1 млн барр. / сут. Страна участвует в соглашении о сокращении добычи ОПЕК+ и в 2018 году существенно перепроверила свои обязательства в рамках соглашения в связи с естественным снижением добычи на основных месторождениях.

В странах Азии в 2018 году продолжилось снижение производства ЖУВ, но темпы снижения замедлились до 18 % / г/г (3,3 % / г/г – в 2017 году), по итогам года производство ЖУВ в регионе составило 7,6 млн барр. / сут. Производство ЖУВ 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 ЖУВ в странах ОПЕК+ 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 ЖУВ 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 (биоэтанол, GTL, CTL и другие).
2 За исключением Эстонии и Латвии.
3 В странах-участницах 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 ЖУВ подразумевается добыча сырой нефти и газового конденсата, газоконденсатных жидкостей, а также производство углеводородных компонентов из нетрадиционных источников (биоэтанол, GTL, CTL и другие). Мировое производство ЖУВ включает объемное расширение углеводородов при переработке.
на 28% г/г до 15 млн барр./сут. [−43% к уровню 2014 года], в том числе сырой нефти – на 29% г/г, до 14 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 нефти) в сентябре 2018 года на рынке нефти дефицит производства сменился профицитом. Введение же жестких, чем ожидал рынок, санкций США в отношении Ирана (США предоставили руки стране Китай (включая Тайвань), Греция, Индия, Италия, Япония, Южная Корея, Тайвань и Турция) временем (на 180 дней) ослабление действия санкционного режима в части приобретения нефти у Ирана) усилило дисбаланс на мировом рынке нефти. Из-за растущего избыточного предложения и падения цен на нефть в декабре 2018 года представители стран ОПЕК+ приняли решение сократить добычу нефти с января по июнь 2019 года суммарно в 1,2 млн барр./сут., от уровня 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 ОЭСР в декабре 2018 года составили около 1,08 мрд барр., что на 1,7% ниже уровня декабря 2017 года.

По прогнозу МЭА, в 2019 году мировой спрос на жидкие углеводороды увеличится на 1,4% г/г, до 101,6 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 углеводороды увеличится на 1,5% г/г, до 101,4 млн барр./сут., мировое производство жидких углеводородов – на 11% г/г, до 101,6 млн барр./сут.
Мировой рынок газа

Мировой спрос на газ в 2018 году вырос на 4,2 % и составил 3,85 трлн куб. м. 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 % мирового потребления газа), главным образом за счет США, где увеличился спрос на газ в электроэнергетике и ЖХК. В странах Азиатско-Тихоокеанского региона, обеспечивающих 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 газа до 3,85 трлн куб. м. При этом 27 % мировой добычи обеспечивает 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 Компании1, в 2018 году на экспорт было отправлено около 1,2 трлн куб. м газа. Около 65 % мирового экспорта газа 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 ожидалось некоторое замедление темпов роста мирового спроса на газ2 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 44,0 млрд куб. м). Доля СПГ в мировом потреблении газа в 2018 году составила 11,4 % (11,3 % – в 2017 году)

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 нарастили объемы импорта преимущественно благодаря месторождений в регионе – в Египте и ОАЭ. В результате ввода в эксплуатацию месторождения Зохр Египет вышел на самообеспечение газом и прекратил импорт СПГ с октября 2018 года. Месторождение разрабатывается международным консорциумом, в состав которого входят 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 (мощностью 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 / год 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, 6,8 % 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 26,4 % мирового экспорта СПГ.

В 2018 году окончательное инвестиционное решение6 принятие трех 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

1 По предварительной оценке агентства IHS Markit.
2 Оценка, рассчитанная на основе данных IHS Markit.
3 Египет, Израиль, Иордания, Кувейт, ОАЭ.
4 Запуск первой линии завода «Ямал СПГ» мощностью 5,5 млн т / год состоялся в декабре 2017 года.
5 Окончательное инвестиционное решение – решение о начале реализации проекта. Как правило, принимается после завершения этапа проектирования, получения необходимых разрешений, заключения ЕРС контракта, определения источника финансирования и направлений реализации продукции проекта.
Долгосрочный прогноз спроса на углеводороды

Возможности замещения исходного 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 нефть 1 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 региона 3, 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 газ 9, 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 (1,3 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 (1,3 трлн куб. м в 2040 году).
Нефтяная отрасль Российской Федерации

Добыча нефти и газового конденсата в России, млн т

<table>
<thead>
<tr>
<th>Год</th>
<th>Структура добычи нефти и газового конденсата по округам России, млн т</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2015</td>
<td>534,2</td>
</tr>
<tr>
<td>2016</td>
<td>547,6</td>
</tr>
<tr>
<td>2017</td>
<td>546,8</td>
</tr>
<tr>
<td>2018</td>
<td>555,9</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 (уменьшение на 11,8% г/г – до 31,5 млн т; 5,7% добычи в Российской Федерации). В Уральском федеральном округе добыча нефти и газового конденсата 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 Федерации), 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 (–12% 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 (–12% 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).

В 2018 году Россия вступила в тройку мировых лидеров по добыче нефти.
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. м. 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 287 млрд куб. м, увеличившись с 2017 года на 4,1 %. В виде СПГ, в основном участниками СРП «Сахалин-2» и «Ямал СПГ», было экспортировано 26,9 млрд куб. м (+7,7 % 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 используются оптовые цены на газ, добываемый ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации, устанавливается соответствующими приказами Федеральной антимонопольной службы Российской Федерации (далее — регулируемая цена).
по транспортировке газа, является двуста- вочным и состоит из плата за пользование газопроводами и плата 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 тарифо-транспортной работы, проделанной ПАО «Газпром» при транспортировке газа. Действующие тарифы установлены приказом ФСТ России № 216-э/1 от 8 июля 2016 года. В 2016, 2017 и 2018 годах индекса- ция тарифов не производилась.

ПАО «Газпром» также оказывает независи- мым производителям услуги по хранению газа в подземных хранилищах газа (ПХГ). В настоящее время действуют 25 объектов ПХГ, которые расположены в основ- ных 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 мар- та следующего года). ПАО «НК Роснефть» использует мощности ПХГ для регулирова- ния неравномерности потребления газа конечными потребителями. В последующие годы для внутреннего рынка газа Российской Федерации характерно усилению конкуренции за потребителей и постепенный рост доли независимых производителей газа в общем объеме поставок на внутренний рынок.


Ориентиром для уровня индексации регулируемой цены на газ в прогнозном периоде является прогноз социально-эконо- мического развития Российской Федерации, публикуемый Министерством экономического развития Российской Федерации.

Фактический рост регулируемых цен на газ в Российской Федерации

<table>
<thead>
<tr>
<th>Показатели</th>
<th>2016</th>
<th>2017</th>
<th>2018</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Рост цен для потребителей, исключая население, %</td>
<td>0,0</td>
<td>Июль 3,9</td>
<td>Август 3,4</td>
</tr>
<tr>
<td>Рост цен для населения, %</td>
<td>Июль 2,0</td>
<td>Июль 3,9</td>
<td>Июль 3,4</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Индексация регулируемых цен (тарифов) на продукцию (услуги) отраслей инфраструктурного сектора на 2019–2021 годы, %

<table>
<thead>
<tr>
<th>Показатели</th>
<th>2019</th>
<th>2020</th>
<th>2021</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Индексация оптовых цен для всех категорий потребителей, исключая население, %</td>
<td>Июль 1,4</td>
<td>Июль 3,0</td>
<td>Июль 3,0</td>
</tr>
<tr>
<td>Индексация оптовых цен для населения, %</td>
<td>Июль 1,4</td>
<td>Июль 3,0</td>
<td>Июль 3,0</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Источник: Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года

* 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 добьче 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 объектов и запуску новых месторождений и площадей, а также успешной реализации программы геолого-разведочных работ (ГРР). В «Роснефти» уделяется особое внимание геолого-разведке 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 %.

Возмещение запасов и затраты на разведку и разработку


Органический RRR 2016–2018 годов (коэффициент возмещения запасов за три года)

41 431 млн барр. н. э. в 2018 году

Лидер среди публичных нефтегазовых компаний по доказанным запасам углеводородов по классификации SEC.
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 1Р составили 47 045 млн барр. н. э. (6 368 млн т н. э.), по категории 2Р – 84 094 млн барр. н. э. (11 388 млн т н. э.), по категории 3Р – 121 165 млн барр. н. э. (16 426 млн т н. э.).

Традиционно демонстрируя высокую эффективность проведения ГРР, «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 добычей приростом запасов (стоимость замещения запасов)
ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018

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 %.


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 «Роснефть» удалось оперативно нарастить добычу благодаря подготовленному потенциалу дополнительной добычи. За счет гибкости в оптимизации режимов эксплуатации высокообводненных и низкобитовых скважин на зрелых месторождениях («РН-Нганскнефтегаз», «Варзоганскнефтегаз», «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 – 1975 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-Сальмского 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.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Год</th>
<th>Газпром нефть</th>
<th>«Роснефть»</th>
<th>Татнефть</th>
<th>Лукойл</th>
<th>СНГ</th>
<th>Прочие</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2016</td>
<td>7,1</td>
<td>11,1</td>
<td>0,9</td>
<td>0,3</td>
<td>0</td>
<td>0,2</td>
</tr>
<tr>
<td>2017</td>
<td>7,1</td>
<td>11,1</td>
<td>0,9</td>
<td>0,3</td>
<td>0</td>
<td>0,2</td>
</tr>
<tr>
<td>2018</td>
<td>7,1</td>
<td>11,3</td>
<td>0,9</td>
<td>0,3</td>
<td>0</td>
<td>0,2</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Источник: ЦДУ ТЭК

78 166
тыс. барр. / сут.
добыча нефти в 2018 году в мире

1 «Роснефть» включает показатели ПАО АОК «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 пул новых проектов. Суммарная добыча жидких углеводородов за 2018 год на Сузунском, Восточно-Мессояхском, Юрубчено-Тохомском и Кондинском месторождениях, запущенных после 2016 года, составил более 75 млн барр. В соответствии с утвержденными планами Компании в 4-м квартале 2018 года обеспечена полный 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-Комскомольское, Северо-Даниловское, Юрубчено-Тохомское месторождения, Роснефть, позволит наращивать объемы добычи Компании за счет органического роста.

Важной вехой в рамках диверсификации портфеля добывающих активов и разви́тия проектов по разведке и добы́чке Компании за рубежом стало откры́тие в первом полугодии 2018 года нового месторождения Салман в Ираке на Бло́ке 12 по результатам бурения первой поисковой сква́жины. «Росне́фть» продолжает развивать сотрудничество с Курдским регионом Республики Ирак. В мае 2018 года ПАО «НК «Росне́фть» и правительство Курдского региона Республики Ирак подписали соглашение о развитии газового бизнеса в регионе, включая разработку комплексного плана развития и проведение предварительного проектирования строительства и эксплуатации газопровода в Иракском Курдистане. Уже, 18 октября 2017 года вступила в силу соглашения о разделе продукции (СРП) в отношении пяти добывающих 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 Зохр 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 газа в сутки может быть достигнут уже в 2019 году.

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

5 795
4 087
3 833
3 683
3 666
2 827
2 628
2 347

Источник: отчетность компаний

Средний темп прироста добычи углеводородов за 10 лет, %

<table>
<thead>
<tr>
<th>Компания</th>
<th>Темп прироста</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Роснефть</td>
<td>+9,6 %</td>
</tr>
<tr>
<td>PetroChina</td>
<td>+2,4 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Shell</td>
<td>+1,2 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Chevron</td>
<td>+1,1 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Petrobras</td>
<td>+0,9 %</td>
</tr>
<tr>
<td>ЛУКОЙЛ</td>
<td>+0,7 %</td>
</tr>
<tr>
<td>ExxonMobil</td>
<td>–0,2 %</td>
</tr>
<tr>
<td>BP</td>
<td>–0,4 %</td>
</tr>
</tbody>
</table>

В таблице 2 даны усредненные данные по суммарной добыче газа в сутки, а в таблице 3 – усредненные данные по средней темп прироста за 10 лет.
ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018

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 характерна значительная эффективность переработки; в удаленных регионах страны высококачественными нефтепродуктами, включая удаленные регионы страны. Так, Ачинский и Комсомольский НПЗ и Ангарская НХК являются ключевыми поставщиками моторных топлив для других российских производителей, гарантируя бесперебойное снабжение сдерживая рост цен, который неизбежно случается поставок нефтепродуктов с нефтеперерабатывающих заводов Компании в 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 время 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 прошлом 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 центральная управляющая система магистральных трубопроводов АК «Транснефть» была оснащена передовым цифровым оборудованием, которое позволило наладить контроль за уровнем 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. Источник ЦДУ ТЭК, «Роснефть» – данные отчетности

Динамика переработки нефти в Российской Федерации, млн т

| ПАО «Роснефть» | 101 | 100,6 | 103,3 |
| «ЛУКОЙЛ» | 42 | 43,3 | 43,3 |
| «Газпром нефть» | 38,7 | 36,7 | 39,4 |
| «Сургутнефтигаз» | 18,5 | 18,2 | 18,2 |
| «Газпром» | 11,8 | 13 | 13 |
| «Татнефть» | 8,9 | 8,1 | 8,8 |
| «Новатек» | 6,9 | 6,9 | 6,9 |
| «НК» | 4,7 | 4,7 | 4,9 |
| Независимые НПЗ | 6,7 | 7,9 | 9,5 |
| Мии-НПЗ | | | |

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 экологическим 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 Ново-куйбышевском 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 закупаемых 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 бензиновые фракции и топливные газы, 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 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.

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.

Укрепление конкурентных позиций Компании на европейском рынке способствует переработка нефти на нефтеперерабатывающих заводах расположенных в Германии. С 1 января 2017 года в ре-

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 основе 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 привлечённой инфраструктурой нефтепродуктообеспечения (нефтебазы, АЗС, АЗК), которая учитывает емкость
ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018

режимных 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, ПАО «НК «Роснефть» в 2018 году перевыполнило норматив биржевой реализации по дизельному топливу более чем на 3600% по сравнению с 2017 годом. 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 намерение сторон подписывать дополнительный контракт на поставку до 4,6 млн т нефтепродуктов до 2020 года, в том числе до 3,6 млн т дизельного топлива с верхним содержанием серы 10 ppm и до 1,0 млн т сжиженного углеводородного газа. Последующее подписание контракта позволит «Роснефти» существенно укрепить свои позиции на рынке Турции – Компания сможет обеспечить поставки дополнительных 11,3 млн т импортного сырья и около 6% всего потребляемого дизельного топлива в стране. Кроме того, ПАО «НК «Роснефть» и BA Gas Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş. 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 PCK, Bayernoil и MERO. 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 дочернего общества 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 нефтеперерабатывающих заводов в Германии с долей участия ПАО «НК «Роснефть», а также и с более чем 30 отгруженными терминалами на территории Германии, используя автомобильный, железнодорожный и речной транспорт. Клиентская база компании насчитывает более 500 предприятий в Германии, Польше, Чехии, Швейцарии, Австрии и Франции.


Компания уделяет особое внимание развитию газового бизнеса, в том числе по- вышению 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-

![](image)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Производство моторных топлив в Российской Федерации</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Автомобильный бензин, млн т</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>40,0</td>
</tr>
<tr>
<td>15,1</td>
</tr>
<tr>
<td>0,5</td>
</tr>
<tr>
<td>8,8</td>
</tr>
<tr>
<td>7,7</td>
</tr>
<tr>
<td>Источник: ЦДУ ТЭК</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**Источник:**  
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.

В таблице приведены данные о удельных капитальных затратах на разведку и добычу за период с 2016 по 2018 год. Удельные затраты включают затраты на разведку и добычу в расчете на баррель нефти.

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.

На протяжении многих лет «Роснефть» стабильно показывает положительный свободный денежный поток.

1 На барр. н. э. добыча 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


Также с января 2018 года в отношении нефти, добываемой на отдельных участках недр в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа, применяется налоговый вычет из НДПИ в размере 2,9 млрд руб. в месяц. Данный вычет применим к участкам недр Самотлорского месторождения, права пользования которыми принадлежат Компании.

Акцизы на нефтепродукты


Ставки акцизов на нефтепродукты в 2017–2018 годах, руб/т

<table>
<thead>
<tr>
<th>Подакцизные товары</th>
<th>с 1 января по 31 декабря 2017 года</th>
<th>с 1 января по 31 мая 2018 года</th>
<th>с 1 июня по 31 декабря 2018 года</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Автомобильный бензин</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>не соответствующий классу «Евро-5»</td>
<td>13 100</td>
<td>13 100</td>
<td>13 100</td>
</tr>
<tr>
<td>соответствующий классу «Евро-5»</td>
<td>10 130</td>
<td>11 213</td>
<td>8 213</td>
</tr>
<tr>
<td>Прямогонный бензин</td>
<td>13 100</td>
<td>13 100</td>
<td>13 100</td>
</tr>
<tr>
<td>Дизельное топливо</td>
<td>6 800</td>
<td>7 665</td>
<td>5 665</td>
</tr>
<tr>
<td>Авиационный керосин</td>
<td>2 800</td>
<td>2 800</td>
<td>2 800</td>
</tr>
<tr>
<td>Моторные масла</td>
<td>4 500</td>
<td>4 500</td>
<td>4 500</td>
</tr>
<tr>
<td>Бензол, параксилол, ортоксилол</td>
<td>2 800</td>
<td>2 800</td>
<td>2 800</td>
</tr>
<tr>
<td>Средние дистилляты</td>
<td>7 800</td>
<td>8 662</td>
<td>6 665</td>
</tr>
</tbody>
</table>
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 – НДПИ 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 НДПИ. 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 нефтеперерабатывающих 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 ОБЩЕПРИМЕННОЙ 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.
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

| Интегрированная СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ, ОХРАННОЙ ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ | | |
|---|---|---|---|
| Система управления промышленной безопасностью | Система управления охраной труда | Система экологического менеджмента | Система управления безопасной эксплуатацией транспортных средств | Система обеспечения пожарной безопасности |

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, включала 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 нефтехимия» 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 ПБОТС «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 труда

Руководители на всех уровнях определяют четкие ориентиры в области ПБОТС 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 процессы 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 ПБОТ» 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 ПБиОТ за 2016-2017 годы сформированы в соответствии с периметром Обществ Группы под операционным контролем ПАО «НК «Роснефть».
Изменение показателя FAR в 2018 году связано с авиационным происшествием на Ванкорском месторождении при оказании Компании 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.
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 находящихся 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.

Обращение с отходами и рекультивация земель

Водопотребление, млрд куб. м

2016 2017 2018

2,15
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, обеспечение органами государственной власти. Для всех заинтересованных лиц, а также представителей животного мира водные объекты сохраняют общий доступный 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 своевременное принятие мер 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 «Башнефть» и 66 местных предприятий и снижения 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 разлива 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 локализацию и ликвидацию 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 разливой 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 бьём медведем для компаний, работающих в Арктике;
- выполнены работы по экологическому мониторингу морской экосистемы на лицензионном участке «Медынское-Варандейское» 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 бункерования 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 «Звенигородский олень» в Красноярском крае, восполнение рыбных ресурсов в реках и водоемах Архангельской, Вологодской, Новосибирской, Тюменской областей, Красноярского и Краснодарского края, Ямало-Ненецкого автономного округа, Республики Карелия, Республики Саха (Якутия), мониторинг численности птиц на территории водо-болотных угодий «Верхнее Двуобье» 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 молоди ценных пород рыб, включая молодь пелаги, сибирского осетра, хариуса, нерки, атлантического лосося, кеты и мускуна 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» предусматривается снижение выбросов парниковых газов. Компания реализует Инвестиционную газовую программу и Программу энергобережения, 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 заказки 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 обусловливает значительное сокращение сжигания метана.

В АО «Верхнечонскнефтегаз» введены в эксплуатацию временное подземное хранилище газа и газокомпрессорная станция обратной заказки в пласт для утилизации газа в пласт. Объем финансирования составил 8 787 млн руб. Функционирование объектов позволит исключить сжигание ПНГ свыше 5 % и обеспечить возможность в дальнейшем полезно использовать заказанные 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.

1 Показатель отражает отношение объема выбросов парниковых газов (прямых и косвенных) к объему производства, тонн СО2-эквивалента / тыс. барр. н. э.
## 4.2

### Персонал и социальные программы

Главный актив Компании — это высокопрофессиональный персонал, мотивированный на эффективную работу. За 2018 год среднеспиcочная численность персонала Обществ Группы ПАО «НК «Роснефть» составила 308,0 тыс. человек. В сравнении с 2017 годом среднеспиcочная численность увеличилась на 6,0 тыс. человек.

Основные причины увеличения среднеспиcочной численности Компании — приобретение или включение в периметр бизнес-планов Компании новых активов («Харампурнефтегаз», «СевКомНефтегаз», «ВНИПИнефть», ВНИИ НП, ВНИКТИ НХО, ИГиРГИ и других — 19 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 среднеспиcочной численности, что практически равняется показателю 2017 года (12,3 %).

### 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 основных бизнес-блоков. Целевое значение показателя производительности труда по результатам 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 учитывались 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 (ТОС) по производственным и функциональным направлениям деятельности Обществ Группы основных бизнес-блоков. Их поэтапное внедрение планируется в период до 2020 года 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

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 «Башнефть». В 2018 году продолжена работа по автоматизации процесса «Кадровый резерв Компании». В целях обеспечения кадровой защищенности Компании проводится система работы по развитию управленческого кадрового резерва: организована многоступенчатая система оценки компетенций для отбора, определения приоритетов развития резервистов, формирования индивидуальных планов развития резервистов.

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 зарубежные 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 по повышению 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.
Профессиональное обучение по профилям бизнеса


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 техноLOGической 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 Обществах Группы Компании проведено обучение по международным курсам “Контроль скважины. Управление скважной 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 технологи 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
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 (Одишевский 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.

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 компетенции «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...
Во исполнение условий Соглашения:
- в октябре – ноябре 2018 года проведена стажировка работников КННК на базе «РН-Уватнефтегаз» и «РН-ЦЭПиТР» (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 отдачи пластов на нефтяных месторождениях» на английском языке.

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, соответствующие требованиям профессиональных стандартов.

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 корпоративно-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 Компании и Аппарата управления Компании и обучающимися 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 компетенций 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 разработаны комплекты материалов для оценки персонала блоков «Газ» и «Нефтегазопереработка, нефтегазохимия и энергетика КНИИ». Актуализированы материалы по оценке профессионально-технических компетенций блока «Геология и разработка КНИИ» и проектно-изыскательские работы КНИИ 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.


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 – вуза – предприятие».
Довузовская подготовка


«Роснефть-классы» создаются при поддержке Обществ Группы ПАО «НК «Роснефть» на основе 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 внимание к участию «Роснефть-классов» в олимпийском движении школьников, организана и проведена совместная с образовательным фондом Талант и успех пилотная партнерская программа для одаренных учащихся «Роснефть-классов» на базе Центра «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 куровых 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 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 приняло 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 профильным 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 магистратуру 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 Общества 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 Москве, обсуждались актуальные, волнующие трудовые коллективы Общества Группы вопросы – как в части стратегии развития Компании, приоритетных задач и проектов, так и более предметные: вопросы индексации заработных плат работников, качества специходы 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 (колледжальный 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
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 усиlena.

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 %

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.


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 15 тыс. квартир в регионах присутствия Компании.
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, обеспечивающее 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 единные 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 тренировок, 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 защиты 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 Острова свободы, 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, приближения медицинской помощи к месту жительства работников, а также повышения 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 двустороннего 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, охранных групп, осуществляющих помощь ........................................ 1,4 %
- Поддержка коренных малочисленных народов Севера .......................................................... 0,9 %
- Благотворительные, общественно-полезные организации, гуманитарная помощь ........................................ 0,7 %
- Детские дома ......................................................... 0,4 %
- Возрождение духовного наследия ................................ 0,2 %
- Прочие ................................................................. 0,7 %

1 Включая поддержку пенсионеров, малообеспеченных семей, молодежных организаций, городских мероприятий, социально-бытовых и сельскохозяйственных учреждений, экологические проекты.

187
В 2018 году ПАО «НК «Роснефть» традиционно направило значительные средства целевым пожертвованиям 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 поддержало 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

Уникальная выставка живописи и японских гравюр эпохи Эдо в Пушкинском музее Москвы

«Роснефть» оказывает поддержку театру балета Бориса Эйфмана
клуба «Арсенал». «Роснефть» поддерживает отечественного автодорожного производителя и способствует развитию автоспорта в России, являясь спонсором автобилевой гонкой команды Lada Sport Rosneft. Компания является главным 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 Пьетро 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 главным спонсором Международной музыкальной премии Bravo, фестиваля «Белые ночи» и других.


Экологическая заселенность 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 звенкинских оленей, соболя и краснокнижных видов гусей.

2,1 млрд руб.
расходы Компании на спонсорскую деятельность в 2018 году

Оказана поддержка
9 российским
и зарубежным бизнес-форумам и конференциям
4.5

Повышение энергоэффективности и энергосбережение

Потребление топливно-энергетических ресурсов

ПАО «НК «Роснефть» является одним из крупнейших потребителей топливо-энергетических ресурсов в Российской Федерации и занимает более 4 % в энергобалансе страны. Суммарный объем потребления топливно-энергетических ресурсов по Компании² за 2018 год составил 20 501 тыс. т. у.т., 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 условные выполнен по ГОСТ Р 51750-2001, топливо – по постановлению Росстата № 46.
Распределение энергопотребления и энергозатрат за 2018 год по направлениям производственной деятельности

<table>
<thead>
<tr>
<th>Направление деятельности</th>
<th>Потребление топливо-энергетических ресурсов</th>
<th>Приведено к тыс. т. у. т. / млн руб.</th>
<th>Доля ТЭР, %</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Электроэнергия, тыс. кВт·ч / млн руб.</td>
<td>Теплоэнергия, тыс. Гкал / млн руб.</td>
<td>Топливо, тыс. т. / млн руб.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Добыча нефти и газа</td>
<td>1765 425 / 66</td>
<td>23 876 / 642</td>
<td>55,2 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Переработка нефти</td>
<td>108 438 / 994</td>
<td>260 422 / 445</td>
<td>38,3 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Нефтехимия и газопереработка</td>
<td>26 420 / 268</td>
<td>19 265 / 68</td>
<td>9 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Добыча и распределение газа</td>
<td>205 / 6</td>
<td>468 / 1,4</td>
<td>0,1 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Нефтепродуктообеспечение</td>
<td>13 101 / 1</td>
<td>760 / 5,4</td>
<td>0,5 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Сервис</td>
<td>1 877 / 1</td>
<td>322 / 11</td>
<td>0,1 %</td>
</tr>
<tr>
<td>ИТОГО</td>
<td>1 915 466 / 1 336</td>
<td>305 112 / 1 163</td>
<td>100 %</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Реализация программы энергосбережения


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:

- актуализирована типовая организационная структура подразделений по энергоэффективности предприятий нефтегазодобычи с учетом критериев объема энергопотребления, качества производственных объектов и их удаленности;
- организован процесс внутреннего обучения по повышению энергоэффективности. Подготовлены учебные 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 процессах 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;

Развитие электроэнергетики

В 2018 году в рамках реализации проектов энергообеспечения перспективных нефтегазодобывающих активов ОАО «НК «Роснефть» 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-Юганснефтехим»;
- ПС 110/35/6 кВ Восточный месторождение 2×60 МВА, «Средневугутская-2» 2×40 МВА, «Арго» 2×25 МВА с заходами ВЛ 110 кВ (21,5 км), построенные для ООО «РН-Юганснефтехим» в рамках договоров технологического присоединения с АО «Тюменэнерго»;
- ПС 110/35/10 2×25 МВА в районе УПСВ месторождения им. А. Титова с питающей 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 «Лантимская» 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 «Кондантнефть».

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 Владыма до д. Концевец 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 оборудований в собственных сетях нефтегазодобывающих обществ снизилось в 2018 году относительно 2017 года на 23 %, вследствие чего показатель удельных недобоев 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 её 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 «Башнефтехим» 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 производств российским 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-КИМ» обеспечивает 100%-е покрытие оперативных задач по разработке месторождений, ПО «РН-ГРИД» – 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 доступ 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 нефтяных 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 судоверфь 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 на судоверфи «Звезда» приступили к серийному производству современных крупнотоннажных судов, предназначенных для перевозки сырой нефти и нефтепродуктов. Танкеры «Афрамакс» 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 «Афрамакс», арктических челнов, судов снабжения, а также мелкосидящего ледокола.

ПАО «НК «Роснефть» уделяет первоочередное значение развитию социальной инфраструктуры в г. Большом Камне и строительству жилья для сотрудников судоверфи. 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 возведён 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.
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 прейскурантные 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 непроизводственных 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.
Компании
Стратегия
Компания ориентирована на развитие взаимоотношений с субъектами малого и среднего предпринимательства. С целью расширения доступа субъектов МСП к закупкам Компания на постоянной основе реализует мероприятия в соответствии с нормативно-правовыми актами Правительства Российской Федерации. Выполнены показатели по доле закупок у субъектов малого и среднего предпринимательства в объеме оплат, приходящихся на одного предпринимателя.

Для реализации целей и основных принципов закупочной деятельности Компании и Обществами Группы в 2018 году на электронной торговой площадке АО «ЭК-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).

В Компании реализуется программа импортозамещения, утвержденная в 2015 году и актуализированная в 2016 году.

Компания ориентирована на развитие взаимоотношений с субъектами малого и среднего предпринимательства (далее – МСП). 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).

Для реализации целей и основных принципов закупочной деятельности Компании и Обществами Группы в 2018 году на электронной торговой площадке АО «ЭК-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).

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 производства, работ, услуг, выполняемых, оказываемых российскими лицами в случаях и порядке, установленных действующим законодательством.

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.
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.

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 верхнекимерских отложений. Испытания показали технологическую возможность безаварийного применения данной технологии ГРП.
- Разработаны подходы к локализации перспективных зон глинисто-кремнистых низкопроницаемых пород верхнекимерских 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 технологии реконструкции строения и прогноза нефтегазоносности палеобассейнов с целью повышения эффективности ГРР 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 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.
Наукоемкое технологическое программное обеспечение

- Внедрен в промышленную эксплуатацию разработанный в Компании ПК «RH 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 «RH ГРИД».
- Разработана промышленная версия корпоративного ПК «RH-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 «RH-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 «RH-КИМ», програмный продукт передан на специализированьные 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 «RH-Геосим» по управлению потоком задач, визуализации и обработке данных ГИС, 2D- и 3D-визуализации геологических объектов, построения структурных поверхностей. По итогам проекта ПК «RH-Геосим» обеспечит до 80 % потребности Компании в геологическом моделировании.
- 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 уста- новленной автономной измерительной инфраструктуры.
- Проведены метеорологические исследования в районе временной полевой базы Хастьр (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 устьевой арматуры в зимний период при двухгодичном 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 устьевой арматуры от опасных ледяных образований при различных инженерно-геологических условиях.

Технология монетизации ПНГ

- Разработаны исходные данные для проектирования опытно-промышленной установки GTL-1.5.
- Наработан образец синтетической нефти с повышенным содержанием изоалканов для выполнения исследования влияния синтетической нефти на качественные характеристики товарных нефтепродуктов.

Нефтехимия

- Разработаны исходные данные для проектирования и базовый проект опытно-промышленной установки получения синтетических высоковязких полиалфаолефиновых базовых масел. Данный тип масел применяется для производства трансмиссионных масел и масел для высоконагруженных узлов и механизмов.
- Завершена разработка исходных данных для проектирования опытно-промышленной установки изопропилового спирта гидрированием ацетона по собственной оригинальной технологии.
- Завершена разработка технологий получения собственной линейки реагентов нефтехимии – 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 технологии 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 энергосберегающих гидравлических масел уровень HVLP отечественный загуститель Максойл В4-38. Разработаны технологии производства и наработаны опытные партии пакета присадок и всесезонных энергосберегающих гидравлических масел.

Полимерные материалы для нефтедобычи

- Наработана опытно-промышленная партия сверхлегкого полимерного проппанта на основе полидизопентадиена (ПДЦПД). В конце 2018 года, на первом этапе опытно-промышленных работ (ОПР) проведены малообъемные операции ГРП с использованием данного пропранта на трех скважинах Самотлорского месторождения. Выполненные ГРП подтвердили техническую возможность заказки пропранта в пласт без осложнений. Внедрение пропранта 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 узкоконечным, 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 Федерального агентства по недропользованию Российской Федерации (ЦКР Роснедр) 361 проектно-технологический документ на разработку месторождений, в том числе по ключевым месторождениям Компании: Русскому, Сузунскому, Верхнечонскому, Куымбинскому, Харабпурскому 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 технологий, 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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Деятельность</th>
<th>Количество, шт.</th>
<th>Совокупная дополнительная добыча нефти, тыс. т</th>
<th>Общий экономический эффект млн руб.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Испытание новых технологий</td>
<td>149</td>
<td>119</td>
<td>905</td>
</tr>
<tr>
<td>Внедрение испытанных технологий</td>
<td>92</td>
<td>552</td>
<td>5 898</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 высоконеохимических низкоазсывающих 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.
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. Наращивая 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. 280).

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 добывки минерального сырья (подробнее читайте на с. 168).
Компания поддерживает развитие культуры и спорта, инвестирует в развитие духовных ценностей и 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 подходит 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 комплаена 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.

Отчетность

Высший орган управления, к компетенции которого отнесены определяющие (ключевые) вопросы деятельности Компании.

В Совет директоров входит стратегическое руководство деятельностью Компании, подотчетен Общему собранию акционеров и действует в интересах Компании и ее акционеров в пределах своей компетенции.

Совет директоров осуществляет стратегическое руководство деятельностью Компании, подотчетен Общему собранию акционеров и действует в интересах Компании и ее акционеров в пределах своей компетенции.

Комитеты Совета директоров

- Комитет по кадрам и вознаграждениям
- Комитет по стратегическому планированию
- Комитет по аудиту

Готовит рекомендации по вопросам эффективности кадровой политики и политики преимущественности, системы назначений и вознаграждений, оценки кандидатов в члены Совета директоров и руководство Компанией, соответствие независимых директоров критериям независимости, а также эффективности деятельности Совета директоров, исполнительных органов и топ-менеджеров Компании.
ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ОРГАНЫ

Однако \n
Координаторы и совещательные \норганы при Главном испол-\нителном директоре для более \глубокой проработки отдельных \вопросов:  
- Технологический совет;  
- Инвестиционный комитет;  
- Бюджетный комитет.

Иные координаторы и совеща-\тельные органы в системе управ-\ления:  
- Совет по деловой этике;  
- Центральный закупочный комитет;  
- Экспертный совет по информаци-\онным технологиям;

- Экспертный совет по качеству \и безопасности нефтепродуктов;  
- и другие координаторные \и совещательные \органы Компании.

Назначение Руководителя Службы внутреннего аудита и Корпоративного секретаря на основании решения Совета директоров

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, контролем и менеджментом Компании.

ВНЕШНИЙ АУДИТОР

Коммерческая организация, выбранная по итогам проведения закупочных процедур и утверждаемая Общим собранием акционеров по рекомендации Совета директоров Компании, принятой на основании оценки, проведенной Комитетом по аудиту.

РЕВИЗИОННАЯ КОМИсСИОНАЯ

Осуществляет контроль финансово-хозяйственной деятельности Компании и ее органов управления, должностных лиц, подразделений и служб, филиалов и представительств.
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 Компании.

Внеочередное Общее собрание акционеров
28 сентября 2018 года состоялось внеочередное Общее собрание акционеров Компании в форме заочного голосования. Принято решение о выплате дивидендов по результатам первого полугодия 2018 года. В голосовании приняли участие владельцы 92,4 % акций Компании.

Совет директоров
Совет директоров избирается Общим собранием акционеров и осуществляет стратегическое руководство деятельностью Компании 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, Красноярск, Москва, Нанкино, Нефтекумск, Нефтеюганск, Нижневартовск, Рязань, Сарапул, Санкт-Петербург, Тюмень, Туапсе, Уфа, Хабаровск, Южно-Сахалинск, а также Ванкорское месторождение и Ямбургский НПЗ.
Состав Совета директоров ПАО «НК «Роснефть»

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

Родился в 1944 году.
В 1976 году окончил юридический факультет Геттингенского университета.
Иностранный член Российской академии наук.

В сентябре 2017 года избран в Совет директоров ПАО «НК «Роснефть».

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).

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.

2012 год – н. в. – Главный исполнительный директор, Председатель Правления ПАО «НК «Роснефть».

В 2004 году впервые избран в Совет 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).

Маттиас ВАРНИГ
Заместитель Председателя Совета директоров, независимый директор, Председатель Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям, член Комитета Совета директоров по аудиту

Родился в 1955 году.
В 1981 году окончил Высшую Школу Экономики им. Бруно Лейшнера (Берлин).

2008 год – н. в. – директор Interatis AG (Швейцария).

Владеет 92 633 акциями ПАО «НК «Роснефть» (0,0009 % от уставного капитала Компании).


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 «Гранфлекс», Председателем Административного Совета Gas Project Development Central Asia AG (Швейцария) и Interatis Consulting AG (Швейцария).
Фаизал АЛСУВАИДИ
Член Комитета Совета директоров по стратегическому планированию

Родился в 1954 году.
В 1978 году окончил Технический колледж Мертон (Великобритания).

Акциями ПАО «НК «Роснефть» не владеет.

Андрей Рэмович БЕЛОУСОВ
Член Комитета Совета директоров по стратегическому планированию

Родился в 1954 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.
2013 год – н. в. – помощник Президента Российской Федерации.
В июне 2015 года избран в Совет директоров ПАО «НК «Роснефть».
Являясь членом Совета директоров АО «РОСНЕФТЕГАЗ».

Акциями ПАО «НК «Роснефть» не владеет.

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.


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».
В июне 2015 года избран в Совет директоров ПАО «НК «Роснефть».


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 партнёрства «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 Виттерсранда, 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

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 1955 году.
В 1977 году окончил Университет Южной Калифорнии.
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 GSO Consultants LTD.
В июне 2015 года избран в Совет директоров ПАО «НК «Роснефть».

Акциями ПАО «НК «Роснефть» не владеет.
Родился в 1971 году.

В 1993 году окончил Норильский индустриальный институт, в 2009 году окончил Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова.


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».

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 Полпредственного совета ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», членом Полпредственного совета ФГАОУ 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.

Акциями ПАО «НК «Роснефть» не владеет.

Ханс-Йорг РУДЛОФФ

Родился в 1940 году.

В 1965 году окончил Бернский университет.


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.


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.
Корпоративное управление

Стратегия Компании
Результаты деятельности
Обзор рынка и конкурентная среда
Состав и структура Совета директоров

<table>
<thead>
<tr>
<th>Члены Совета директоров</th>
<th>Сферы компетенций</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Герхард Шрёдер</td>
<td>Стратегия, Нефть-газ</td>
</tr>
<tr>
<td>Игорь Иванович Сечин</td>
<td>Стратегия, Нефть-газ, Корпоративное управление и М&amp;A, Право</td>
</tr>
<tr>
<td>Маттиас Варниг</td>
<td>Стратегия, Нефть-газ, Корпоративное управление и М&amp;A</td>
</tr>
<tr>
<td>Файзал Алсуваиди</td>
<td>Стратегия, Нефть-газ, Корпоративное управление и М&amp;A, Право</td>
</tr>
<tr>
<td>Андрей Рэмович Белоусов</td>
<td>Стратегия, Нефть-газ, Корпоративное управление и М&amp;A, Право</td>
</tr>
<tr>
<td>Олег Вячеславович Вьюгин</td>
<td>Стратегия, Нефть-газ, Корпоративное управление и М&amp;A, Право</td>
</tr>
<tr>
<td>Айван Глазенберг</td>
<td>Стратегия, Нефть-газ</td>
</tr>
<tr>
<td>Роберт Дадли</td>
<td>Стратегия, Нефть-газ, Корпоративное управление и М&amp;A</td>
</tr>
<tr>
<td>Гильермо Кинтеро</td>
<td>Стратегия, Нефть-газ, Корпоративное управление и М&amp;A</td>
</tr>
<tr>
<td>Александр Валентинович Новак</td>
<td>Стратегия, Нефть-газ</td>
</tr>
<tr>
<td>Ханс-Йорг Рудлофф</td>
<td>Стратегия, Нефть-газ</td>
</tr>
<tr>
<td>Дональд Хамфриз^</td>
<td>Стратегия, Нефть-газ</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Ключевые компетенции членов Совета директоров

- От 46 до 55 лет: 9%
- От 56 до 65 лет: 64%
- От 66 лет: 27%
- Независимые: 36%
- Неисполнительные: 55%
- Исполнительные: 9%

^ Вышел из состава Совета директоров 21 июня 2018 года.
Участие членов Совета директоров в заседаниях Совета директоров и комитетов в 2018 году

<table>
<thead>
<tr>
<th>Член Совета директоров</th>
<th>Статус (исполнительный/неисполнительный/независимый)</th>
<th>Участие в заседаниях</th>
<th>Комитет по аудиту</th>
<th>Комитет по кадрам и вознаграждениям</th>
<th>Комитет по стратегическому планированию</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Герхард Шрёдер</td>
<td>Независимый</td>
<td>24/24</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Игорь Иванович Сечин</td>
<td>Исполнительный</td>
<td>23/24</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Маттиас Варниг</td>
<td>Независимый</td>
<td>24/24</td>
<td>14/14</td>
<td>13/13</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Файсал Альсуваиди</td>
<td>Неисполнительный</td>
<td>24/24</td>
<td></td>
<td>13/13</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Андрей Ромович Белоусов</td>
<td>Неисполнительный</td>
<td>22/24</td>
<td></td>
<td>13/13</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Олег Винчеславович Вьюгин</td>
<td>Независимый</td>
<td>24/24</td>
<td>14/14</td>
<td>13/13</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Айван Глазенберг</td>
<td>Неисполнительный</td>
<td>24/24</td>
<td></td>
<td>13/13</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Роберт Дадли</td>
<td>Неисполнительный</td>
<td>24/24</td>
<td></td>
<td>13/13</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Гильермо Кинтеро</td>
<td>Неисполнительный</td>
<td>24/24</td>
<td></td>
<td>13/13</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Александр Валентинович Новак</td>
<td>Неисполнительный</td>
<td>22/24</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Ханс-Йорг Рудлофф</td>
<td>Независимый</td>
<td>13/13</td>
<td>6/6</td>
<td>6/6</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Дональд Хамфриз¹</td>
<td>Независимый</td>
<td>11/11</td>
<td>8/8</td>
<td>7/7</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

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

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 (IT-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», «Недостаточная доступность чистой энергии», «Достойная работа и экономический рост», «Борьба с изменением 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.

Одобрана реализация бизнес-проектов по разработке месторождения Зохр в блоке Шорук (Египет), развития Чукотского 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 Бьогина 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:
- Положение 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;
- отчет 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.


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) 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 Рудлофф 1 – Председатель (независимый директор)
Маттиас Варнг (независимый директор)
Олег Вячеславович Вьюгин (независимый директор)

СОСТАВ КОМИТЕТА ПО КАДРАМ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ

Маттиас Варнг – Председатель (независимый директор)
Ханс-Йорг Рудлофф (независимый директор)
Гильермо Кинтеро

СОСТАВ КОМИТЕТА ПО СТРАТЕГИЧЕСКОМУ ПЛАНИРОВАНИЮ

Роберт Дадли – Председатель
Александр Валентинович Новак – заместитель Председателя
Файзал Альсуваиди
Андрей Рэмович Белоусов
Олег Вячеславович Вьюгин (независимый директор)
Айван Глаэзенберг

1 С 1 января 2018 года по 23 июня 2018 года Председателем Комитета является 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» стремится 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 дивиденда 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;
• 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 информации, подготовленной аудитором, предварительно обсуждались в ходе телефонных конференций с участием членов Комитета, менеджмента Компании и представителей внешнего аудитора.
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.

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.

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 год.

По инициативе Маттиаса Варнига проводились телефонные конференции с участием членов Комитета и менеджмента Компании для обсуждения ключевых вопросов работы Комитета.
Значимые решения

В сфере определения приоритетных направлений деятельности:
▪ рассмотрен статус реализации Стратегии «Роснефть – 2022», утвержденные 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;

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.

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.

В отчетном году Комитет не только уделал внимание ключевым вопросам стратегического развития и бизнес-планирования, но и рекомендовал Совету директоров рассмотреть принципы устойчивого развития и утвердить публичную позицию Компании в области ESG.

Приверженность 17 целям устойчивого развития ООН подтверждает, что одной из основных ценностей Компании является ответственность бизнеса.

ESG (Environment, Social, Governance) — ответственность в области охраны окружающей среды, социальных вопросов, управления.
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 Завалеева.

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.


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 13 488 350 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.
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.
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).
С апреля 2013 года – вице-президент по бурению, освоению и сервису ПАО «НК «Роснефть».
В сентябре 2013 года назначен в состав Правления ПАО «НК «Роснефть».
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.


В июле 2016 года назначен в состав Правления ПАО «НК «Роснефть».

Является генеральным директором, членом Совета директоров АО «РОСНЕФТЬЕГАС», Председателем Наблюдательного совета РУ 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, касающихся 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.


1996–2005 годы – занимал руководящие посты в компании BP.

2005–2012 годы – занимал руководящие должности в компании ТНК-ВР.


В июне 2012 года назначен в состав Правления ПАО «НК «Роснефть».


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 «ГНК-BP Менеджмент».
2011–2014 годы – работал в компаниях BP (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 Компани Лимитед (Великобритания).
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.
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».
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».
2015–2017 годы – занимала руководящие должности
В апреле 2018 года назначена в состав Правления ПАО «НК «Роснефть».
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.
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»,
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».
В июле 2017 года назначена в состав Правления ПАО «НК «Роснефть».
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.
В апреле 2015 года назначен в состав Правления ПАО «НК «Роснефть».
Владеет 377 114 акциями ПАО «НК «Роснефть» (0.0036 % от уставного капитала Компании).
**Состав и структура Правления**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Члены Правления</th>
<th>Состав и структура Правления</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Игорь Иванович Сечин</td>
<td>От 46 до 55 лет</td>
</tr>
<tr>
<td>Юрий Иванович Калинин</td>
<td>От 56 до 65 лет</td>
</tr>
<tr>
<td>Эрик Морис Лирон</td>
<td>От 66 лет и старше</td>
</tr>
<tr>
<td>Геннаидий Иванович Букаев</td>
<td>До 45 лет</td>
</tr>
<tr>
<td>Дидье Касимиро</td>
<td>До 45 лет</td>
</tr>
<tr>
<td>Юрий Игоревич Курилин</td>
<td>От 46 до 55 лет</td>
</tr>
<tr>
<td>Петр Иванович Лазарев</td>
<td>От 56 до 65 лет</td>
</tr>
<tr>
<td>Елена Владимировна Завалеева</td>
<td>От 66 лет и старше</td>
</tr>
<tr>
<td>Зелько Рунье</td>
<td>До 45 лет</td>
</tr>
<tr>
<td>Влада Вилориковна Русакова</td>
<td>От 46 до 55 лет</td>
</tr>
<tr>
<td>Андрей Николаевич Шишкин</td>
<td>От 56 до 65 лет</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**Продолжительность работы в составе Правления**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Член Правления</th>
<th>Срок работы</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Игорь Иванович Сечин</td>
<td>С 2012 года (6 лет)</td>
</tr>
<tr>
<td>Юрий Иванович Калинин</td>
<td>С 2013 года (5 лет)</td>
</tr>
<tr>
<td>Эрик Морис Лирон</td>
<td>С 2013 года (5 лет)</td>
</tr>
<tr>
<td>Геннаидий Иванович Букаев</td>
<td>С 2016 года (2 года)</td>
</tr>
<tr>
<td>Дидье Касимиро</td>
<td>С 2012 года (6 лет)</td>
</tr>
<tr>
<td>Юрий Игоревич Курилин</td>
<td>С 2017 года (1 год)</td>
</tr>
<tr>
<td>Петр Иванович Лазарев</td>
<td>С 2011 года (7 лет)</td>
</tr>
<tr>
<td>Елена Владимировна Завалеева</td>
<td>С 2018 года (менее 1 года)</td>
</tr>
<tr>
<td>Зелько Рунье</td>
<td>С 2012 года (6 лет)</td>
</tr>
<tr>
<td>Влада Вилориковна Русакова</td>
<td>С 2017 года (1 год)</td>
</tr>
<tr>
<td>Андрей Николаевич Шишкин</td>
<td>С 2015 года (3 года)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**Информация для акционеров и инвесторов**

Владеют русским, английским, французским, немецким, испанским, португальским, голландским и хорватским языками.
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;
- Существует 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;
- одобрены внутренние документы Компании в области:
  - промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды;
  - управления рисками и внутреннего контроля;
  - организации работы Техноконструированияского 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;
- представлены кандидаты для избрания в советы директоров и исполнительные органы ключевых Обществ Группы.

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 подотчет Совету директоров, назначен на должность и освобожден 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 в Минске в 1996 году, Российскую академию государственной службы при Президенте Российской Федерации в 2011 году.
Имеет квалификацию мастера делового администрирования (MBA, 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 «Top-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 № 5 от 5 мая 2014 года.
2 Первое место по итогам 2016 и 2017 годов, третье место по итогам 2018 года в рейтинге «Top-50 директоров по корпоративному управлению». 
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.

ГОСТУ САБЗИАЕМ БС СБЗИРСБЗ 21 ХОЮ 2018 МАРАН ПРИГНТО 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 Альсуваиди – 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 Кинтедо, Александру Новаку, Игорю Сечину. Общий размер вознаграждения членов Совета директоров за 2017/2018 корпоративный год составил 3 385 000 долл. США.
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 коллегиальных 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., 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 Компании не выдавались.

Структура вознаграждения менеджмента, млн руб.

- Заработная плата (базовое вознаграждение) .................. 881
- Премирование (годовое, разовое за реализацию значимых проектов) .................. 2,949
- Компенсация расходов ........................................... 24

881
2,949
2

\(^1\) 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.

\(^2\) 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 природоохранный 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 законодательства, 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.

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 в возникающих отношениях 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.

Оперативным лицом за организацию работы по исполнению требований законодательства и внутренних документов в области противодействия неправомерному использованию инсайдерской информации Советом директором назначен Корпоративный секретарь – Светлана Валентиновна Грицкевич.

Топ-менеджеры и работники

Правила предотвращения и профилактики конфликта интересов регулируются Кодексом деловой и корпоративной этики, в котором определены понятия конфликта интересов и корпоративного двойственности, 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 алгоритмов 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, обеспечив выполнение 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, капитальное строительство, 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 обращение 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 неприимимом 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

20
проверок
направлены в правоохранительные органы
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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Председатель Ревизионной комиссии</th>
<th>Члены Ревизионной комиссии</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Захар Борисович Сабанцев</td>
<td>Ольга Анатольевна Андрианова</td>
</tr>
<tr>
<td>Родился в 1974 году.</td>
<td>Родилась в 1958 году.</td>
</tr>
<tr>
<td>Окончил Московский государственный университет экономики, статистики и информатики.</td>
<td>Окончила Всероссийский заочный финансово-экономический институт (ВЗФЭИ).</td>
</tr>
<tr>
<td>Начальник отдела мониторинга финансового сектора, организационного обеспечения и сводной работы Департамента финансовой политики Министерства финансов Российской Федерации (Минфина России).</td>
<td>Имеет отраслевую награду – почётную грамоту Министерства энергетики Российской Федерации (Минэнерго России).</td>
</tr>
<tr>
<td>Александр Евгеньевич Богашов</td>
<td>Сергей Иванович Пома</td>
</tr>
<tr>
<td>Родился в 1989 году.</td>
<td>Родился в 1959 году.</td>
</tr>
<tr>
<td>Окончил ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления».</td>
<td>Окончил Черноморское высшее военно-морское училище им. П. С. Нахимова, Санкт-Петербургский государственный университет.</td>
</tr>
<tr>
<td>Директор Департамента корпоративного управления ценовой конъюнктуры и контрольно-ревизионной работы в отраслях ТЭК Министерства энергетики Российской Федерации (Минэнерго России).</td>
<td>Вице-президент Национальной ассоциации участников фондового рынка (НАУФОР).</td>
</tr>
<tr>
<td>Павел Геннадьевич Шумов</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Родился в 1978 году.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Окончил Московский государственный университет экономики, статистики и информатики.</td>
<td>И. о. заместителя директора Департамента государственного регулирования тарифов и инфраструктурных реформ Министерства экономического развития Российской Федерации (Минэкономразвития России).</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 имелся 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» № П4-33 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, выносимых 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 общеориентированной 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.

Мероприятия по развитию СУРиВК в 2018 году

<table>
<thead>
<tr>
<th>Основные направления развития СУРиВК</th>
<th>Основные результаты</th>
</tr>
</thead>
</table>
| Совершенствование методологической базы СУРиВК. Обучение работников Компании | Проведена актуализация локальных документов Компании, регламентирующих процессы СУРиВК, в том числе:  
▪ Политики Компании «Система управления рисками и внутреннего контроля»;  
▪ Стандарта Компании «Общекорпоративная система управления рисками»;  
▪ Стандарта Компании «Система внутреннего контроля».  
В рамках мероприятий проведено обучение более 350 работников ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы в области СУРиВК. |
| Развитие инфраструктуры и процесса управления рисками и внутреннего контроля в Компании | Поддерживается в актуальном состоянии Единый реестр рисков и контрольных процедур.  
Разработан ряд количественных моделей по оценке ключевых рисков Компании, а также проведена верификация существующих моделей количественной оценки рисков. |
| Внедрение и поддержание СВК | На постоянной основе ведется разработка, внедрение и унификация контрольных процедур в бизнес-процессах Компании. |
| Разработка и совершенствование информационных ресурсов для развития и поддержания СУРиВК | Введены в промышленную эксплуатацию информационные ресурсы «Управление рисками» и «Внутренний контроль» на базе информационной системы SAS. |

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. ГОДОВОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ
2. ВЫЯВЛЕНИЕ РИСКОВ
3. ОЦЕНКА РИСКОВ
4. РЕАГИРОВАНИЕ НА РИСКИ
5. ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ ОТЧЕТНОСТИ
6. МОНИТОРИНГ

Непрерывное совершенствование инфраструктуры и процесса ОСУР
Взаимосвязь ОСУР с другими процессами
Распределение полномочий в рамках ОСУР
Оценка рисков
Нормативные документы

Процесс управления рисками

Это совокупность компонентов ОСУР, действующих на основе существующей организационной структуры, внутренних политик и регламентов, процедур и методов управления рисками, применяемых в Компании на всех уровнях управления и в рамках всех функциональных направлений с целью приведения рисков Компании к приемлемому уровню в рамках реализации стратегических целей ПАО «НК «Роснефть».

Инфраструктура управления рисками

Набор компонентов, обеспечивающих основы организационные меры и структуру для осуществления процесса управления рисками в масштабе всей Компании.

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».

250
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-планирования) 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»

**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 ремонта 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 ряд его дочерних обществ).
ПАО «НК «Роснефть» учитывает действующие санкции в своей деятельности и на постоянной основе осуществляет 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 токчное влияние на перспективные проекты Компании.

ИЗМЕНЕНИЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА И РЕГУЛЯТОРНОЙ СРЕДЫ
На результаты деятельности Компании в значительной степени могут оказывать влияние изменения в применяемом 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 кovenantанты. 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 производственно-деятельной деятельности из-за аварии и других случайных воздействий, при страховании ответственности на случай возможных исходов 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 на уровне «A» (S&P, AM Best, Fitch).

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-0104 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-0016 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.

ПАО «НК «Роснефть» осуществляет страхование ответственности в случаях, предусмотренных Федеральным законодательством, в том числе требований 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).
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 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).


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 внутреннего 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, включая результаты оценки рисков Компании, планы деятельности внутреннего аудита. План деятельности внутреннего аудита включает плановые проверки и прочие мероприятия внутреннего аудита.

Руководитель внутреннего аудита в рамках своей деятельности осуществляет подготовку и представление Совету директоров ПАО «НК «Роснефть» и исполнительным органам Компании обеспечивает независимость, достаточную для выполнения функций, возложенных на внутренний аудит.

Система контроля и управления рисками, основу которой составляет Стратегия управления рисками, включает комплекс мероприятий по устранению выявленных нарушений, результатов выполнения плана деятельности внутреннего аудита, результатов оценки фактического состояния, надежности и эффективности СУРиВК и корпоративного управления. Отчеты о результатах деятельности внутреннего аудита по 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 регулирования работников в случае возникновения ситуаций, которые могут повлиять на независимость и объективность внутреннего аудита, внутренний аудиторы письменно подтверждают руководителям структурных подразделений Службы внутреннего аудита и руководителю внутреннего аудита свою индивидуальную объективность не реже одного раза в год.


Основная задача при реализации функции внутреннего аудита в отчетном периоде – повышение качества работы и рост производительности труда, в том числе за счет:
- базисной проверки 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 СУРнВК, 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 СУРнВК, 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. 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 в ходе личных докладов по 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.
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 Компании.

Одна ГДР удостоверяет права в отношении одной обыкновенной именной акции.

Среди акционеров и инвесторов Компании числится более 97 тыс. физических и юридических лиц, а также более 500 держателей ГДР.

Основные держатели акций Компании:

Структура акционерного капитала на 31 декабря 2017 года, %

Структура акционерного капитала на 31 декабря 2018 года, %

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.

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.


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 %.


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 %.

1 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.

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 обществе выданной ему бессрочной лицензии на осуществление деятельности по ведению реестра владельцев ценных бумаг.


Компания совместно с ООО «Реестр-РН» регулярно информирует акционеров о необходимости актуализации сведений об акционерах, содержащихся в реестре акционеров ПАО «НК «Роснефть».

Виды обращений акционеров, %

- Телефонные обращения — 80 %
- Письменные обращения — 8 %
- Заявки на выплату дивидендов — 11 %
- Обращения по электронной почте — 1 %

Ответы на часто задаваемые вопросы акционеров размещены на сайте Компании.
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 18 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».


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

UBS
HSBC Non-Deal Roadshow, Лондон, Сингапур

ФЕВРАЛЬ

Credit Suisse
Credit Suisse Energy Summit, Вэйл

J.P.Morgan
J.P. Morgan Credit Emerging Markets Conference, Майами

Citi
Citi Non-Deal Road Show, Сан-Франциско, Лос-Анджелес

МАРТ

J.P.Morgan
J.P. Morgan CEEMEA Conference, Лондон

Credit Suisse
Credit Suisse Citi Non-Deal Roadshow, Бостон

МАЙ

Morgan Stanley
Morgan Stanley CEEMEA Conference, Лондон

UBS
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
UBS Annual LATEMEA Conference, Лондон

BAML
BAML CalGEMS CEO/CFO Conference, Лос-Анджелес

ИЮЛЬ

AVГУСТ

Раскрытие результатов деятельности Компании за 2-й квартал 2018 года

Конференц-звонок для инвесторов с участием руководителей финансово-экономического блока и производственных направлений

ЯНВАРь

J.P.Morgan
J.P. Morgan CEEMEA Conference, Лондон

BAML
BAML Energy and Utilities Conference, Лондон

ОКТЯБРь

Goldman Sachs
Goldman Sachs European Non-Deal Roadshow

Renaissance Capital
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
UBS Global Emerging Markets 1:1 Conference, Нью-Йорк

VTB Capital
VTB Capital Investment Forum «RUSSIA CALLING!», Москва

ДЕКАБРь

UBS Annual LATEMEA Conference, Лондон

BAML CalGEMS CEO/CFO Conference, Лос-Анджелес

Goldman Sachs
Goldman Sachs Global Natural Resources conference, Лондон

UBS
UBS Global Emerging Markets 1:1 Conference, Нью-Йорк

VTB Capital
VTB Capital 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

Wood & Company
Wood & Company Winter Emerging Europe Conference, Прага
<table>
<thead>
<tr>
<th>Индекс</th>
<th>Вес акций и ГДР Компании на конец 2018 года, %</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>MSCI Russia</td>
<td>3,33</td>
</tr>
<tr>
<td>FTSE Russia 10B</td>
<td>4,48</td>
</tr>
<tr>
<td>MICEX</td>
<td>5,84</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Список крупнейших институциональных инвесторов в акции и депозитарные расписки в январе 2019 года

<table>
<thead>
<tr>
<th>Инвестиционная организация</th>
<th>Доля акций в свободном обращении, %</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>BlackRock Fund Advisors</td>
<td>3,83</td>
</tr>
<tr>
<td>The Vanguard Group, Inc.</td>
<td>3,60</td>
</tr>
<tr>
<td>SAFE Investment Co. Ltd.</td>
<td>3,14</td>
</tr>
<tr>
<td>JPMorgan Asset Management (UK) Ltd.</td>
<td>1,60</td>
</tr>
<tr>
<td>Macquarie Investment Management Business Trust</td>
<td>1,53</td>
</tr>
<tr>
<td>SSgA Funds Management, Inc.</td>
<td>1,52</td>
</tr>
<tr>
<td>Wellington Management Co. LLP</td>
<td>1,22</td>
</tr>
<tr>
<td>Abu Dhabi Investment Authority (Investment Management)</td>
<td>1,11</td>
</tr>
<tr>
<td>Pzena Investment Management LLC</td>
<td>1,02</td>
</tr>
<tr>
<td>Van Eck Associates Corp.</td>
<td>1,02</td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>№</th>
<th>Банк</th>
<th>Рекомендация на начало 2018 года</th>
<th>Рекомендация на конец 2018 года</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>1</td>
<td>Citi</td>
<td>Покупать</td>
<td>Покупать</td>
</tr>
<tr>
<td>2</td>
<td>Венес Капитал</td>
<td>Отсутствие рекомендации</td>
<td>Покупать</td>
</tr>
<tr>
<td>3</td>
<td>БКС</td>
<td>Покупать</td>
<td>Покупать</td>
</tr>
<tr>
<td>4</td>
<td>Merrill Lynch</td>
<td>Покупать</td>
<td>Держать</td>
</tr>
<tr>
<td>5</td>
<td>АТОН</td>
<td>Покупать</td>
<td>Покупать</td>
</tr>
<tr>
<td>6</td>
<td>UBS</td>
<td>Покупать</td>
<td>Покупать</td>
</tr>
<tr>
<td>7</td>
<td>Ренессанс Капитал</td>
<td>Покупать</td>
<td>Покупать</td>
</tr>
<tr>
<td>8</td>
<td>Goldman Sachs</td>
<td>Покупать</td>
<td>Покупать</td>
</tr>
<tr>
<td>9</td>
<td>HSBC</td>
<td>Покупать</td>
<td>Покупать</td>
</tr>
<tr>
<td>10</td>
<td>Deutsche Bank</td>
<td>Покупать</td>
<td>На пересмотре</td>
</tr>
<tr>
<td>11</td>
<td>Wood &amp; Company</td>
<td>Держать</td>
<td>Покупать</td>
</tr>
<tr>
<td>12</td>
<td>Morgan Stanley</td>
<td>Покупать</td>
<td>Покупать</td>
</tr>
<tr>
<td>13</td>
<td>Credit Suisse</td>
<td>Держать</td>
<td>Покупать</td>
</tr>
<tr>
<td>14</td>
<td>Raiffeisen Bank</td>
<td>Покупать</td>
<td>Покупать</td>
</tr>
<tr>
<td>15</td>
<td>SOVA Capital</td>
<td>Покупать</td>
<td>Держать</td>
</tr>
<tr>
<td>16</td>
<td>J.P. Morgan</td>
<td>Держать</td>
<td>Держать</td>
</tr>
<tr>
<td>17</td>
<td>Газпромбанк</td>
<td>На пересмотре</td>
<td>На пересмотре</td>
</tr>
<tr>
<td>18</td>
<td>Альфа Банк</td>
<td>На пересмотре</td>
<td>На пересмотре</td>
</tr>
<tr>
<td>19</td>
<td>Уралсиб</td>
<td>Держать</td>
<td>На пересмотре</td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Сбербанк</td>
<td>Продавать</td>
<td>Держать</td>
</tr>
<tr>
<td>21</td>
<td>ВТБ Капитал</td>
<td>На пересмотре</td>
<td>На пересмотре</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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, MOEX

1 Стоимость акций приведена на конец месяца.
6.5
Облигации и кредитные рейтинги Компании

«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 Общества 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 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.

НАИВЫСШИЙ РЕЙТИНГ надежности на уровне «ruAAA» присвоен рейтинговым агентством «Эксперт РА» рублевым облигациям «Роснефти». 
<table>
<thead>
<tr>
<th>Номинал, млрд</th>
<th>Валюта</th>
<th>Купон, %</th>
<th>Серия / номер выпуска</th>
<th>Дата размещения</th>
<th>Дата погашения</th>
<th>Эмитент</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>0,8</td>
<td>Долл. США</td>
<td>6,625</td>
<td>Серия 4</td>
<td>Март 2007 года</td>
<td>Март 2017 года</td>
<td>Rosneft Finance S.A.</td>
</tr>
<tr>
<td>1,1</td>
<td>Долл. США</td>
<td>7,875</td>
<td>Серия 6</td>
<td>Октябрь 2007 года</td>
<td>Март 2018 года</td>
<td>Rosneft Finance S.A.</td>
</tr>
<tr>
<td>0,5</td>
<td>Долл. США</td>
<td>7,250</td>
<td>Серия 8</td>
<td>Февраль 2010 года</td>
<td>Февраль 2020 года</td>
<td>Rosneft Finance S.A.</td>
</tr>
<tr>
<td>1</td>
<td>Долл. США</td>
<td>3,149</td>
<td>Серия 1</td>
<td>Декабрь 2012 года</td>
<td>Март 2017 года</td>
<td>Rosneft International Finance Ltd.</td>
</tr>
<tr>
<td>2</td>
<td>Долл. США</td>
<td>4,199</td>
<td>Серия 2</td>
<td>Декабрь 2012 года</td>
<td>Март 2022 года</td>
<td>Rosneft International Finance Ltd.</td>
</tr>
</tbody>
</table>

| Еврооблигации | | | | | | |

<table>
<thead>
<tr>
<th>Номинал, млрд</th>
<th>Валюта</th>
<th>Купон, %</th>
<th>Серия / номер выпуска</th>
<th>Дата размещения</th>
<th>Дата погашения</th>
<th>Эмитент</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>20</td>
<td>Руб.</td>
<td>7,900</td>
<td>Серии 04, 05</td>
<td>Октябрь 2012 года</td>
<td>Октябрь 2022 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>30</td>
<td>Руб.</td>
<td>7,300</td>
<td>Серии 07, 08</td>
<td>Март 2013 года</td>
<td>Март 2023 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>40</td>
<td>Руб.</td>
<td>7,000</td>
<td>Серии 06, 09, 10</td>
<td>Июнь 2013 года</td>
<td>Май 2023 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>40</td>
<td>Руб.</td>
<td>8,500</td>
<td>Серии БО-05, БО-06</td>
<td>Декабрь 2013 года</td>
<td>Декабрь 2023 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>35</td>
<td>Руб.</td>
<td>8,900</td>
<td>Серии БО-01, БО-07</td>
<td>Февраль 2014 года</td>
<td>Февраль 2024 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>225</td>
<td>Руб.</td>
<td>9,600</td>
<td>Серии БО-02, БО-03, БО-04, БО-08, БО-09, БО-10, БО-11, БО-12, БО-13, БО-14</td>
<td>Декабрь 2014 года</td>
<td>Ноябрь 2024 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>400</td>
<td>Руб.</td>
<td>7,850</td>
<td>Серии БО-15, БО-16, БО-17, БО-24</td>
<td>Декабрь 2014 года</td>
<td>Декабрь 2020 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>600</td>
<td>Руб.</td>
<td>7,600</td>
<td>001Р-01</td>
<td>Декабрь 2016 года</td>
<td>Ноябрь 2026 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>30</td>
<td>Руб.</td>
<td>9,390</td>
<td>001Р-02</td>
<td>Декабрь 2016 года</td>
<td>Декабрь 2026 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Руб.</td>
<td>9,500</td>
<td>001Р-03</td>
<td>Декабрь 2016 года</td>
<td>Декабрь 2026 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>40</td>
<td>Руб.</td>
<td>8,650</td>
<td>001Р-04</td>
<td>Май 2017 года</td>
<td>Апрель 2027 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>15</td>
<td>Руб.</td>
<td>8,600</td>
<td>001Р-05</td>
<td>Май 2017 года</td>
<td>Май 2025 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>266</td>
<td>Руб.</td>
<td>8,500</td>
<td>001Р-06, 001Р-07</td>
<td>Июль 2017 года</td>
<td>Июль 2027 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>100</td>
<td>Руб.</td>
<td>7,600</td>
<td>001Р-08</td>
<td>Октябрь 2017 года</td>
<td>Сентябрь 2027 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>600</td>
<td>Руб.</td>
<td>7,600</td>
<td>002Р-01, 002Р-02</td>
<td>Декабрь 2017 года</td>
<td>Ноябрь 2027 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>30</td>
<td>Руб.</td>
<td>7,750</td>
<td>002Р-03</td>
<td>Декабрь 2017 года</td>
<td>Декабрь 2027 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>50</td>
<td>Руб.</td>
<td>7,500</td>
<td>002Р-04</td>
<td>Февраль 2018 года</td>
<td>Февраль 2028 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Руб.</td>
<td>7,300</td>
<td>002Р-05</td>
<td>Март 2018 года</td>
<td>Февраль 2028 года</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть»</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 оказывать влияние на стоимость ценных бумаг Компании. При опубликовании

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 оказывать влияние на стоимость ценных бумаг Компании. При опубликовании

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 оказывать влияние на стоимость ценных бумаг Компании. При опубликовании
Компания дополнительно раскрывает информацию, не предусмотренную законодательством и требованиями бирж:
- операционные и финансовые показатели 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.
Приложение 1
Консолидированная финансовая отчетность ПАО «НК «Роснефть» на 31 декабря 2018 года с аудиторским заключением независимого аудитора
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 именуемые «Компания», состоящей из консолидированного баланса по состоянию на 31 декабря 2018 года, консолидированного отчета о прибылях и убытках, 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 иными требованиями, принятыми к нашему аудиту консолидированной финансовой отчетности в Российской Федерации, и нам выполнено прочее этическое обязательство 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, являются 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 выражали отдельного мнения по этим вопросам. В отношении каждого из указанных ниже вопросов наше ощущение того, как соответствующий вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приводится в этом контексте.
Мы выполнили обязанности, определенные в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего заключения, в том числе по отношению к этим вопросам. Соответственно, наш аудит включает выполнение процедур, разработанных в ответ на нашу оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности. Результаты нашего аудиторского подхода в том числе проведение анализа насыщенческих факторов, антител против, теоретически возможных рисков и проверку соответствия другим аудиторским стандартам, в том числе по отношению к различным сегментам (например, переработка, коммерция и логистика), указывают на достаточную уверенность в том, что риски существенного искажения консолидированной финансовой отчетности были учтены.

Ключевой вопрос аудита

<table>
<thead>
<tr>
<th>Обеспечение гудвила и основных средств сегмента Переработка, коммерция и логистика</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Мы считаем, что данный вопрос является одним из наиболее значимых для нашего аудита в связи с существенной суммой обеспечения 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 изменение цен на нефть и высокая волатильность национальной валюты в последнее время, 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 гудвилах, основных средствах и соответствующих текстах на обеспечение раскрыта в Примечаниях 24 и 25 к консолидированной финансовой отчетности.</td>
</tr>
<tr>
<td>Мы сравнили модель, используемую для определения ценностей от использования группы ЕГДС, с которой относится гудвил сегмента ПКиЛ, а также основные предпосылки модели и предпосылки, использованные 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 налогобложения и ценообразования на внутреннем рынке нефтепродуктов. Мы провели проверку арифметической точности модели обеспечения и анализ чувствительности ценности использования и изменений с помощью модели, мы получили аудиторские докумены, которые указывают на несущественность арифметической точности широко использованной модели. Мы также проанализировали распределение основных средств сегмента ПКиЛ по единицам, генерирующим денежные средства («ЕГДС»), и наличие индикаторов обеспечения по каждой из ЕГДС. При наличии индикаторов обеспечения, мы протестировали, как указано выше, расчеты обеспечения балансовой стоимости, а также основных предпосылок, с наибольшим риском обеспечения балансовой стоимости таких активов. Мы также проанализировали соответствие расчету информации в отношении обеспечения гудвила и основных средств ПКиЛ.</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия и прочие внеоборотные нефинансовые активы
| Мы считаем, что данный вопрос является одним из наиболее значимых для нашего аудита в связи с существенностью остатков таких активов для финансовой отчетности, их подверженностью различным внешним, в том числе геополитическим, рискам, сложной текущей экономической ситуацией в странах присутствия ассоциированных и совместных предприятий Компании, с высоким уровнем субъективности допущений, использованных при проведении анализа на предмет обесценения, а также существенности суждений и оценок со стороны руководства. Информация о данных активах раскрыта в Примечаниях 27, 28 и 29 к консолидированной финансовой отчетности. |
| 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 инвестиционных сумм. Как указано ниже в описании ключевого вопроса аудита «Оценка запасов и ассоциированные и совместные предприятия, используемые в анализе данных активов на обеспечение, с оценками внешнего эксперта. Мы проанализировали соответствующие расчеты в консолидированной финансовой отчетности. |
Оценка запасов и ресурсов нефти и газа

Мы считаем, что данный вопрос является 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 обнаружения, а также на показатели износа, истощения и амортизации и обязательств по выводу активов из эксплуатации.

Оценка запасов и ресурсов углеводородов является областью существенного суждения из-за технической и коммерческой непредсказуемости в количественной оценке и, в ряде случаев, сложности договорных соглашений, определяющих долю Компании в отчетных объемах.

Запасы и ресурсы также являются фундаментальными показателями будущего потенциала деятельности Компании.

Информация об оценке запасов и ресурсов нефти и газа раскрыта в Примечаниях 4 к консолидированной финансовой отчетности в разделе о существенных учетных оценках.

Как соответствующий ключевой вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита

Мы выполнили процедуры по оценке компетентности, возможностей и обязанностей внешнего эксперта, привлеченного Компанией для оценки запасов и ресурсов нефти и газа. Мы оценили предпосылки, использованные внешним экспертом, и сравним их с макроэкономическим показателем, 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 обнаружение, начисления износа, истощения и амортизации, а также обязательств по выводу активов из эксплуатации.

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 приложенной консолидированной финансовой отчетности мы не выполнили 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 наш 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, выражая 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 вопросов, имеющих ли существенных несоответствий между прочей информацией и консолидированной финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержат 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

Наша цель заключается 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 предполагает 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.

В рамках аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скепсис на протяже-нии 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 надежность характера применяемой учетной политики и обоснованность определенных руководством бухгалтерских оценок и раскрытий 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 принять внимание в нашем аудиторском заключении к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является недостаточным, 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 достоверное представление;
· получаем достаточные аудиторские доказательства в отношении финансовой информации организаций и хозяйственной деятельности внутри Компании, чтобы выражать мнение о консолидированной финансовой отчетности. Мы отвечаем за общее руководство, контроль и проведение аудита Компании. Мы являемся единолично ответственными за наш 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 изменениях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, если мы выявляем такие 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 информируем его об всех возникновениях и прочих вопросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, а в необходимых случаях — в соответствии с нормативным актом, или «независимость».

Из тех вопросов, которые мы довели до сведения Комитета Совета директоров по аудиту, мы определяем вопросы, которые были наиболее значимы для аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период и которые, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском заключении; кроме того, когда публичное раскрытие информации об этих вопросах запрещено законом или нормативным актом, или в случаях, 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, Садовническая наб., д. 78/1.

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 1027735707203.
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 экзем- пляр реестра аудиторов и аудиторских организаций за основным регистрационным номером записи 11603050648
### КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ БАЛАНС (В МИЛЛИАРДАХ РОССИЙСКИХ РУБЕЛЯХ)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Активы</th>
<th>Прим.</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Оборотные активы</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Денежные средства и их эквиваленты</td>
<td>19</td>
<td>832</td>
<td>522</td>
</tr>
<tr>
<td>Денежные средства с ограничением к использованию</td>
<td>19</td>
<td>12</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие оборотные финансовые активы</td>
<td>20</td>
<td>633</td>
<td>536</td>
</tr>
<tr>
<td>Дебиторская задолженность</td>
<td>21</td>
<td>642</td>
<td>843</td>
</tr>
<tr>
<td>Товарно-материальные запасы</td>
<td>22</td>
<td>393</td>
<td>324</td>
</tr>
<tr>
<td>Авансы выданные и прочие оборотные активы</td>
<td>23</td>
<td>510</td>
<td>464</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого оборотные активы</td>
<td>3</td>
<td>022</td>
<td>2 292</td>
</tr>
<tr>
<td>Внеоборотные активы</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Основные средства</td>
<td>24</td>
<td>8 445</td>
<td>7 923</td>
</tr>
<tr>
<td>Нематериальные активы</td>
<td>25</td>
<td>75</td>
<td>75</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие внеоборотные финансовые активы</td>
<td>26</td>
<td>239</td>
<td>606</td>
</tr>
<tr>
<td>Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия</td>
<td>27</td>
<td>735</td>
<td>635</td>
</tr>
<tr>
<td>Банковские кредиты выданные</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Отложенные налоговые активы</td>
<td>16</td>
<td>28</td>
<td>26</td>
</tr>
<tr>
<td>Гудвил</td>
<td>25</td>
<td>85</td>
<td>265</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие внеоборотные нефинансовые активы</td>
<td>28</td>
<td>295</td>
<td>285</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого внеоборотные активы</td>
<td>10</td>
<td>141</td>
<td>9 936</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого активы</td>
<td>13</td>
<td>163</td>
<td>12 228</td>
</tr>
</tbody>
</table>

| 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 | 31 | 23 | 39 |
| Обязательства по прочим налогам | 32 | 327 | 278 |
| Резервы | 32 | 43 | 29 |
| Предоплата по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов | 33 | 354 | 264 |
| Прочие краткосрочные обязательства | | | |
| 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 | | | |
| Нераспределенная прибыль | | | |
| 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 РУБЕЛЕЙ, ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ ПРИБЫЛИ НА АКЦИЮ И КОЛИЧЕСТВА АКЦИЙ)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Прим.</th>
<th>За годы, оканчивающиеся 31 декабря</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>2018 г.</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии</td>
<td>8 076</td>
<td>5 877</td>
</tr>
<tr>
<td>Вспомогательные услуги и прочая реализация</td>
<td>80</td>
<td>77</td>
</tr>
<tr>
<td>Доход от ассоциированных и совместных предприятий</td>
<td>82</td>
<td>57</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий</td>
<td>8 238</td>
<td>6 011</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Затраты и расходы

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Производственные и операционные расходы</td>
<td>642</td>
<td>607</td>
</tr>
<tr>
<td>Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке</td>
<td>1 099</td>
<td>837</td>
</tr>
<tr>
<td>Общехозяйственные и административные расходы</td>
<td>167</td>
<td>172</td>
</tr>
<tr>
<td>Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку</td>
<td>638</td>
<td>596</td>
</tr>
<tr>
<td>Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа</td>
<td>11</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td>Износ, истощение и амортизация</td>
<td>635</td>
<td>586</td>
</tr>
<tr>
<td>Налоги, кроме налога на прибыль</td>
<td>2 701</td>
<td>1 919</td>
</tr>
<tr>
<td>Экспортная пошлина</td>
<td>1 061</td>
<td>858</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого затраты и расходы</td>
<td>6 954</td>
<td>5 390</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Операционная прибыль

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Операционная прибыль</td>
<td>1 284</td>
<td>621</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Финансовые доходы

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Финансовые доходы</td>
<td>122</td>
<td>107</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые расходы</td>
<td>2 (290)</td>
<td>(225)</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие доходы</td>
<td>49</td>
<td>110</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие расходы</td>
<td>294</td>
<td>175</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Курсовые разницы

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Резерв по курсовым разницам</td>
<td>107</td>
<td>3</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Прибыль до налогообложения

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Прибыль до налогообложения</td>
<td>632</td>
<td>395</td>
</tr>
<tr>
<td>Налог на прибыль</td>
<td>(183)</td>
<td>(98)</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистая прибыль</td>
<td>449</td>
<td>297</td>
</tr>
</tbody>
</table>

1 Чистая прибыль, относящаяся к:
- акционерам Роснефти | 549 | 222 |
- неконтролирующим долям | 100 | 75 |

### Чистая прибыль, относящаяся к Роснефти, на одну обыкновенную акцию (в рублях) — базовая и разведенная прибыль

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Чистая прибыль, относящаяся к Роснефти, на одну обыкновенную акцию (в рублях)</td>
<td>51,80</td>
<td>20,95</td>
</tr>
<tr>
<td>Средневзвешенное количество акций в обращении (миллионов шт.)</td>
<td>10 598</td>
<td>10 598</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Прим.</th>
<th>За годы, оканчивающиеся 31 декабря</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>2018 г.</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистая прибыль</td>
<td>649</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочий совокупный доход, – переносимый впоследствии в состав прибылей и убытков</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Курсовые разницы от пересчета иностранных операций</td>
<td>4</td>
</tr>
<tr>
<td>Курсовые разницы по инструментам хеджирования</td>
<td>6</td>
</tr>
<tr>
<td>Расход/доход от изменения справедливой стоимости долговых финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прочий совокупный доход</td>
<td>(2)</td>
</tr>
<tr>
<td>Увеличение резерва под ожидаемые кредитные убытки по долговым финансовым активам, оцениваемым по справедливой стоимости через прочий совокупный доход</td>
<td>7</td>
</tr>
<tr>
<td>Доли в прочем совокупном убытке ассоциированных и совместных предприятий</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Налог на прибыль, относящийся к прочему совокупному доходу, переносимому впоследствии в состав прибылей и убытков</td>
<td>6</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого прочий совокупный доход, переносимый впоследствии в состав прибылей и убытков</td>
<td>126</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочий совокупный доход, – не переносимый впоследствии в состав прибылей и убытков</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Доход от изменения справедливой стоимости долговых финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прочий совокупный доход</td>
<td>6</td>
</tr>
<tr>
<td>Налог на прибыль, относящийся к прочему совокупному доходу, не переносимому впоследствии в состав прибылей и убытков</td>
<td>(1)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого прочий совокупный доход, не переносимый впоследствии в состав прибылей и убытков, за вычетом налога на прибыль</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td>Общий совокупный доход, за вычетом налога на прибыль</td>
<td>780</td>
</tr>
<tr>
<td>Общий совокупный доход, за вычетом налога на прибыль, относящийся к:</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>акционерам Роснефти</td>
<td>680</td>
</tr>
<tr>
<td>неконтролирующим долям</td>
<td>100</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Консолидированный отчет об изменениях в акционерном капитале (в миллиардах российских рублей, за исключением данных по акциям)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Количество акций (млн шт.)</th>
<th>Уставный капитал</th>
<th>Добавочный капитал</th>
<th>Прочие фонды и резервы</th>
<th>Нераспределенная прибыль</th>
<th>Итого акционерный капитал Роснефти</th>
<th>Неконтролирующие доли</th>
<th>Итого капитал</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Остаток на 1 января 2017 г.</td>
<td>10 598</td>
<td>1 603</td>
<td>(497)</td>
<td>3 195</td>
<td>3 302</td>
<td>480</td>
<td>3 782</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистая прибыль</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>222</td>
<td>222</td>
<td>75</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочий совокупный доход</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>175</td>
<td>–</td>
<td>175</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Общий совокупный доход</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>175</td>
<td>222</td>
<td>397</td>
<td>75</td>
</tr>
</tbody>
</table>
| Дивиденды объявленные (Примечание 56) | – | – | – | – | (104) | (104) | (45) | (147)
| Изменение долгов участия в дочерних обществах (Примечание 37) | – | – | 24 | – | – | 24 | 44 | 68 |
| Взносы в капиталы дочерних обществ | – | – | – | – | – | – | (1) | (1) |
| Прочие движения | – | – | – | – | – | – | 9 | 9 |
| Остаток на 31 декабря 2017 г. | 10 598 | 1 627 | (322) | 3 315 | 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 56) | – | – | – | – | (225) | (225) | (61) | (286) |
| Изменение долгов 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 |

278
## КОНсолидированный отчет о движении денежных средств

(В миллиардах российских рублей)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Прим.</th>
<th>За годы, оканчивающиеся 31 декабря</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>2018 г.</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Операционная деятельность

<table>
<thead>
<tr>
<th>Составляющая</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Чистая прибыль</td>
<td>649</td>
<td>297</td>
</tr>
<tr>
<td>Корректировки для сопоставления чистой прибыли с денежными средствами, полученными от основной деятельности</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Износ, амортизация и прочие аналогичные расходы</td>
<td>26, 25</td>
<td>635</td>
</tr>
<tr>
<td>Убыток от выбытия внеоборотных активов</td>
<td>13</td>
<td>14</td>
</tr>
<tr>
<td>Затраты по непроизводственным активам</td>
<td>3</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Зачет полученной предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов</td>
<td>33</td>
<td>283</td>
</tr>
<tr>
<td>Зачет выданной предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов</td>
<td>205</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Прибыль от курсовых разниц неоперационного характера</td>
<td>77</td>
<td>264</td>
</tr>
<tr>
<td>Реализованные курсовые разницы по инструментам хеджирования</td>
<td>6</td>
<td>146</td>
</tr>
<tr>
<td>Зачет прочих финансовых обязательств</td>
<td>(164)</td>
<td>(105)</td>
</tr>
<tr>
<td>Доход от ассоциированных и совместных предприятий</td>
<td>27</td>
<td>82</td>
</tr>
<tr>
<td>Неденежный доход от сделок по приобретению, нетто</td>
<td>13</td>
<td>26</td>
</tr>
<tr>
<td>Доход по мировому соглашению</td>
<td>13</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Убыток от выбытия непроизводственных активов</td>
<td>13</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Изменение резерва под финансовые активы</td>
<td>6</td>
<td>16</td>
</tr>
<tr>
<td>Убыток от изменения оценок и обесценения активов</td>
<td>238</td>
<td>23</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые расходы</td>
<td>12</td>
<td>290</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые доходы</td>
<td>11</td>
<td>(122)</td>
</tr>
<tr>
<td>Расход по налогу на прибыль</td>
<td>16</td>
<td>183</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Изменения в операционных активах и обязательствах

<table>
<thead>
<tr>
<th>Составляющая</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Уменьшение дебиторской задолженности, без учета резерва</td>
<td>215</td>
<td>(184)</td>
</tr>
<tr>
<td>Увеличение товарно-материальных запасов</td>
<td>68</td>
<td>(43)</td>
</tr>
<tr>
<td>Уменьшение денежных средств с ограниченным использованием</td>
<td>5</td>
<td>(10)</td>
</tr>
<tr>
<td>Увеличение авансов выданных и прочих оборотных активов</td>
<td>26</td>
<td>(27)</td>
</tr>
<tr>
<td>Увеличение выданной долгосрочной предоплаты по договорам поставки нефти и нефтепродуктов</td>
<td>172</td>
<td>(207)</td>
</tr>
<tr>
<td>Уменьшение кредиторской задолженности и начислений</td>
<td>26</td>
<td>24</td>
</tr>
<tr>
<td>Уменьшение обязательств по прочим налогам</td>
<td>48</td>
<td>56</td>
</tr>
<tr>
<td>Уменьшение прочих краткосрочных обязательств</td>
<td>8</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Уменьшение прочих долгосрочных обязательств</td>
<td>8</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Проценты, уплаченные за пользование денежными средствами, полученными по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов</td>
<td>6</td>
<td>(10)</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистое увеличение операционных активов дочерних банков</td>
<td>130</td>
<td>(144)</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистое увеличение операционных обязательств дочерних банков</td>
<td>144</td>
<td>170</td>
</tr>
<tr>
<td>Реализация ценных бумаг</td>
<td>–</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистые денежные средства от операционной деятельности до уплаты налога на прибыль и процентов</td>
<td>1 640</td>
<td>391</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Платежи по налогу на прибыль | (221) | (112) |

### Дивиденды полученные | 67 | 37 |

### Чистые денежные средства от операционной деятельности | 1 502 | 337 |

### Инвестиционная деятельность

<table>
<thead>
<tr>
<th>Составляющая</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Капитальные затраты</td>
<td>(936)</td>
<td>(1022)</td>
</tr>
<tr>
<td>Покупка лицензий и платежи за участие в аукционах</td>
<td>3</td>
<td>(34)</td>
</tr>
<tr>
<td>Приобретение оборудования и прочих активов</td>
<td>(410)</td>
<td>(103)</td>
</tr>
<tr>
<td>Поступления от реализации оборудования и прочих активов</td>
<td>189</td>
<td>258</td>
</tr>
<tr>
<td>Приобретение оборудования и прочих активов</td>
<td>71</td>
<td>(58)</td>
</tr>
<tr>
<td>Поступления от реализации оборудования и прочих активов</td>
<td>466</td>
<td>127</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансирование совместных предприятий</td>
<td>(2)</td>
<td>(2)</td>
</tr>
<tr>
<td>Приобретение долей в ассоциированных и совместных предприятиях</td>
<td>27</td>
<td>(219)</td>
</tr>
<tr>
<td>Поступления от реализации инвестиций в совместные предприятия</td>
<td>7</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Поступления от реализации дочерних обществ, за вычетом полученных денежных средств, и долей в совместной деятельности</td>
<td>7</td>
<td>(35)</td>
</tr>
<tr>
<td>Поступления от реализации основных средств</td>
<td>7</td>
<td>5</td>
</tr>
</tbody>
</table>
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 «Нефтная 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 открытую 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 открытую акционерное общество «Нефтная Компания «Роснефть»».


Приказом Министерства Российской Федерации по управлению федеральным имуществом Российской Федерации от 17 марта 2016 года № 02-9/7 «О передаче акции ПАО «НК «Роснефть»» на акции присоединенных 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 ВР пис. (+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 50,1 плес 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. Государство 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 континentalного шельфа.

В отношении Компании действуют экспортные козы, установленные Комиссией Правительства Российской Федерации по вопросам использования систем магистральных нефтегазопроводов и нефтедорожных транспортных сетей на территории Российской Федерации. 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 в заводах третьих лиц для дальнейшей реализации нефтепродуктов на внутреннем и внешнем рынках.

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Притянутая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (далее – «МСФО»), включая все примечания и установленные в отчетном периоде Международные стандарты финансовой отчетности и интерпретации Совета по Международным стандартам финансовой отчетности, и полностью им соответствует.

Приложения примечания к консолидированной финансовой отчетности являются его неотъемлемой частью.
ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018

3. ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отличается от финансовой отчетности, составляемой в соответствии с требованиями Россией Федерации, в которой отражены некоторые корректировки, не примененные в бухгалтерском учете Компании, но которые необходимы для отражения финансового положения, результатов хозяйственной деятельности и движения денежных средств в соответствии с МСФО. Основные корректировки состоят в (1) отражении некоторых расходов, (2) оценке основных средств и начислении амортизации; (3) отражении налога на прибыль; (4) обесценении активов; (5) переоценке приобретаемых активов; (6) отражении в учете временной разницы; (7) перераспределении остатков накопленной amortизации; (8) переоценке долгосрочных финансовых вложений; (9) учету производных инвестиционных инструментов; и (10) распределению прибыли между компаниями, которые приобретают участие в приобретаемой компании.

В консолидированной финансовой отчетности отражены все изменения, произошедшие в финансовой отчетности дочерних обществ, контролируемых выбором, и компаний, выбранных специальным назначением, в которых Компания является основным выделяемым аудитором. Все существенные внутригрупповые операции и обязательства, включая долги и кредиты, включены в состав консолидированной финансовой отчетности. Консолидированная бухгалтерская отчетность представляет собой обобщенный отчет Компании, содержащий информацию, необходимую для понимания финансового положения, результатов хозяйственной деятельности и движения денежных средств за год.

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 первоначальной стоимостной оценки, оцененной 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 на последнюю отчетную дату приобретения, 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 в течение 20 лет после даты приобретения. После этого времени условное вознаграждение признается в бухгалтерском учете Компании, если оно было признано ранее в другом стандарте, и в конце каждого отчетного периода сокращается на сумму прироста справедливой стоимости в соответствующей инвестиции или на сумму убытка, если соответствующая инвестиция не признана в отчетном периоде. Условное вознаграждение не признавается в бухгалтерском учете Компании, если оно было признано ранее в другом стандарте, и в конце каждого отчетного периода сокращается на сумму прироста справедливой стоимости в соответствующей инвестиции или на сумму убытка, если соответствующая инвестиция не признана в отчетном периоде.

Ассоциированные организации

Инвестиции в ассоциированные организации учитываются по методу долевого участия в капитале, за исключением случаев, когда они классифицируются 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 дату Компании в чистой прибыли или убытке и прочем совокупном доходе объекта инвестирования после даты приобретения.

Ассоциированные организации, в которые у Компании нет контроля, признаются в консолидированном отчете по приобретенным долям и убыткам или в консолидированном отчете о прочем совокупном доходе Компании, соответственно. Полученные от ассоциированной организации доходы уменьшают балансовую стоимость инвестиции.

Ассоциированные организации, в которые у Компании нет контроля, признаются в консолидированном отчете по приобретенным долям и убыткам или в консолидированном отчете о прочем совокупном доходе Компании, соответственно. Полученные от ассоциированной организации доходы уменьшают балансовую стоимость инвестиции.

Совместная деятельность

Компания осуществляет совместную деятельность в формах совместных предприятий и совместных операций. Совместное предприятие представляет собой совместное предприятие на основе договора, определяющего равные права участников совместной деятельности. Совместное предприятие создается на основе договора, определяющего равные права участников совместной деятельности. Доля участия в совместном предприятии признается в составе прибыли в соответствие с датой начала совместной деятельности и датой прекращения.

Совместно контролируемая компания представляет собой совместное предприятие на основе договора, определяющего равные права участников совместной деятельности. Совместное предприятие создается на основе договора, определяющего равные права участников совместной деятельности. Доля участия в совместном предприятии признается в составе прибыли только после даты начала совместной деятельности и даты прекращения.
Денежные средства и их эквиваленты
Денежные средства представляют собой наличные денежные средства в кассе, суммы на банковских счетах Компании, денежные средства в пути и прочие 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 обращены на известную сумму денежных средств и имеют срок погашения не более трёх месяцев 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 признаёт финансовый актив в балансе только в том случае, когда она становится стороной по договору в отношении данного финансово-инструмента. При первоначальном признании финансовые активы оцениваются по справедливой стоимости, которая, как правило, и составляет цену сделки, т.е. справедливую стоимость выплаченной или полученной в вознаграждение.

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 предусмотренным 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 долговые инструменты, которые в противном случае оценивались бы по справедливой стоимости через прибыль или убыток, может по собственному усмотрению принять решение, без права ее 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 корректировок производного инструмента по справедливой стоимости, зависит от целей его выпуска или приобретения. Прибыли и убытки по производным инструментам, не предназначенным для операций хеджирования, в соответствии с МСФО (IFRS) «Финансовые инструменты» признаются в момент возникновения в составе прибыли или убытка за период.

Если рынок для финансовых активов не является активным, тогда Компания оценивает справедливую стоимость с использованием следующих методов:

- анализ 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 предпочитает 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 финансового актива для получения предусмотренных договором денежных потоков; и
- договорные условия финансового актива обусловливают получение в указанные даты денежных потоков, являющихся исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга.

При оценке финансовых активов, включаемых в эту категорию, могут быть выделены займы, гарантированные одними или несколькими третьими лицами, которые не котируются на активном рынке, а также прочие финансовые активы, зарегистрированные в консолидированном балансе в виде активов за исключением оцененных по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, амортизированных по способу уменьшения остаточной стоимости или амортизированных по другому методу. В этом случае справедливая стоимость определяется путем дисконтирования будущих ожидаемых денежных потоков на основе срока погашения таких займов и ставки дисконтирования,

в частностях, торговая и прочая кредиторская 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, цель которой является удержание финансового актива для получения предусмотренных договором денежных потоков; и
- договорные условия финансового актива обусловливают 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 оценением ее изменений на прибыль или убыток. Дивиденды и проценты по кредитам отражаются в консолидированном отчете о прибыли и убытках по методу начисления. Сумма начисленных процентов рассчитывается с использованием эффективной ставки процента.

При прекращении признания финансового актива на балансе инвестиции в долговые инструменты (облигации, векселя и иные бумаги долгового характера), учитываемые в категории по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, накопленное в составе прочего совокупного дохода прибыли или убытки реклассифицируются в состав прибыли или убытка за период.

Финансовые обязательства
Компания признаёт финансовые обязательства 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 выплаченной или полученной в вознаграждение.

При первоначальном признании финансовые обязательства разделяются на следующие категории:

- финансовые обязательства, учитываемые по справедливой стоимости с оценением ее изменений на прибыль или убыток;
- прочие финансовые обязательства.

Финансовые обязательства, учитываемые по справедливой стоимости с оценением ее изменений на прибыль или убыток, представляют собой финансовые обязательства, предназначенные для торговли, за исключением тех случаев, когда такие обязательства связаны с поставкой некотируемых долговых инструментов. При первоначальном признании Компания вправе отнести к этой категории любое финансовое обязательство, за исключением долговых инструментов, которые не котируются на активном рынке и справедливая стоимость которых не может быть достоверно оценена. Однако в данном случае это обязательство не может быть включено в иную категорию.

Финансовые обязательства, не отнесенные к финансовым обязательствам, учитываемым по справедливой стоимости с оценением ее изменений на прибыль или убыток, относятся к прочим финансовым обязательствам. К прочим финансовым обязательствам относятся, в частности, торговые и прочие краткосрочные обязательства на основе договоров с поставкой некотируемых долговых инструментов, которые подлежат удержанию в рамках бизнес-модели, целью которой является сохранение финансового актива для последующего отражения в консолидированном балансе, если его сумма существенна. 

Компания признает финансовые обязательства в балансе только в том случае, когда она становится стороной по договору в отношении данного финансового актива. При первоначальном признании обязательства оцениваются по справедливой стоимости, которая, как правило, и составляет цену сделки, т.е. справедливую стоимость выплаченной или полученной в качестве вознаграждения.
Компания списывает финансовое обязательство (или часть финансового обязательства) тогда и только тогда, когда оно погашено, то есть, когда указанное в договоре обязательство исполнено либо прекращено, либо возмещено другим способом. Разность между балансовой стоимостью финансового обязательства (или части финансового обязательства) погашенного или переданного другой стороной, и суммой погашения, включая любые переданные неденежные активы или принятые обязательства, относится на счет прибыли 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. Частичная перепродажа предыдущего периода была скорректирована для соответствия принципам раскрытия текущего периода.

В частности, в связи с значительным расширением операционной деятельности дочерних банков Компании и необходимостью ее доверительного и последовательного отражения в консолидированной отчетности, представление денежных потоков от операционной деятельности банков было пересмотрено в связи с изменением всех подобных позиций в разделах «операционная деятельность» Консолидированного отчета о движении денежных средств. В связи с этим операционные активы дочерних банков, включая краткосрочные межбанковские депозиты, 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 разведенной 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. Приложение 35 «Акционерный капитал»). Собственные выкупленные акции представляются в консолидированном балансе как внят из капитала по стоимости выкупа.

Товарно-материальные запасы
Товарно-материальные запасы, которые в основном представляют собой сырье нефти, продукты нефтепереработки, нефти и нефтяных материалов, учитывались по средневзвешенной стоимости в разрезе дочерних обществ, кроме случаев, когда их рыночная стоимость за вычетом расходов на продажу и подготовку к продаже ниже балансовой стоимости. Стоимость материалов, которые используются в производстве, не снижается ниже первоначальной стоимости, если от реализации готовой продукции ожидается прибыль.

Операционные расходы, связанные с разведкой и добычей
Операционные расходы, связанные с разведкой и добычей, включают затраты, связанные с разведкой, оценкой, правом на запасы и основными средствами добычи нефти и газа. Они также включают в себя прочие оборотные активы и счета затрат, связанных с разведкой и добычей, включая расходы на разведку, оценку и подготовку месторождений к добыче, а также расходы на приобретение лицензий, разведку и добычу, а также расходы на приобретение нефтегазовых запасов и право на их добычу.

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 малых деталей основных средств относятся на эксплуатационные расходы. Затраты на модернизацию и усовершенствование технических характеристик основных средств увеличивают их стоимость.

Прибыль или убыток прочих основных средств, перерасчеты на валютные сделки, а также доходы и расходы по операциям с ценными бумагами, включая доходы и расходы по изменениям в оценке запасов, относятся в списании прочих основных средств на прибыль и убыток.
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 непреднамеренно связанной с ними инфраструктуры в качестве базы распределения используются данные разрабатываемые запасы месторождения.

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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Основные средства</th>
<th>Срок полезного использования, не более</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Здания и сооружения</td>
<td>30-45 лет</td>
</tr>
<tr>
<td>Машины и оборудование</td>
<td>5-25 лет</td>
</tr>
<tr>
<td>Транспорт и прочие основные средства</td>
<td>6-10 лет</td>
</tr>
<tr>
<td>Суда для обслуживания буровых платформ</td>
<td>20 лет</td>
</tr>
<tr>
<td>Буровые платформы</td>
<td>20 лет</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Землю, как правило, имеют 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 признавает субсидию на капитальное строительство, предоставленные 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 активов, для строительства которого они были получены.

Обесценение долгосрочных активов

Каждую отчетную дату Компания проверяет наличие или отсутствие признаков обесценения активов или единиц, генерирующих денежные потоки, и, в случае их выявления, определяет возмещаемую стоимость соответствующих активов или единиц.

При выявлении существования признаков, указывающих на возможное уменьшение стоимости актива, Компания рассматривает внутренние и внешние источники информации. Как минимум, рассматриваются 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, имеющие непосредственные последствия для Компании, происходящие в течение периода или ожидаемые в ближайшем будущем в технологических, рыночных, экономических или юридических условиях, в которых работает Компания, или на рынке, для которого предназначен актив;
- в течение периода увеличился рыночный процентный ставки или другие рыночные показатели, прибыльности инвестиций, и эти увеличения, вероятно, повлияют на ставку дисконтирования, которая используется при расчете ценности использования актива, и существенно уменьшают его возмещаемую сумму;

Внутренние источники информации:
- имеются доказательства устаревания или физического повреждения актива;
- существенные изменения, имеющие непосредственные последствия для Компании, происходящие в течение периода или ожидаемые в ближайшем будущем в степени или способе текущего или предполагаемого использования актива (например, простой актива, перерыв срока полезного использования актива – из неопределённого 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 уже превышены, а именно: потоки денежных средств для приобретения актива или последующие потребности в денежных средствах для его эксплуатации и обслуживания значительно выше, чем заложенные в бюджет;
- фактические чистые потоки денежных средств или операционной прибыли или убытки от актива значительно меньше, чем заложенные в бюджет; присутствуют операционные убытки или чистые оттоки денежных средств по актива, 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 не предусмотренными в бюджете, и не запланированы для проведения работ в течение следующего бюджетного периода;
- наличие достаточной информации, подтверждающей, что несмотря на вероятное продолжение разработки на определенной территории, незначительно, что обоснованная стоимость актива расходы и оценка будут возмещена в полной мере благодаря успешной разработке или продаже.

Возмещаемая стоимость актива или единицы, генерирующей денежные потоки, представляет собой наиболее 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 акт 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 справедливая стоимость единицы, генерирующей денежные потоки, превышает ее ценность использования, то Компания определяет справедливую стоимость единицы для определения возмещаемой стоимости. Если справедливая стоимость единицы меньше ее справедливой 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 активы, которые могут быть получены от реализации актива). Возмещаемые будущие денежные потоки 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 финансовым активам, оцениваемым по амортизированной стоимости и по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, дебиторской задолженности по активу, активу по договору или обязательствах по предоставлению займа и по договору финансовой аренды, к которым применяются требования, касающиеся обесценения. Требования МСФО 9, касающиеся обесценения, не применяют к долговым инструментам вне зависимости от категории, в которую они определены, и к инструментам, определенным в категории оцениваемой 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 активного 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, направленные на осуществление капитального строительства и приобретение объектов основных средств, капитализируются при условии, что эти затраты можно было бы избежать, если бы Компания не проводила капитальных вложений. Затраты по займам капитализируются только в течение непосредственного основного 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 рассма
tриваются в качестве корректировки процентных расходов.

Договоры финансовой и операционной аренды

Договоры аренды, предусматривающих переход к Компании преимущественно всех рисков и выгод, связанных с владением активом, классифицируются как финансовая аренда и капитализируются при условии, что эти обязательства и риски, связанные с ними, предполагались на момент подписания договора. Обесценение финансовых активов, связанных с такими договорами, производится в соответствии с требованиями МСФО 9.

Компания, предоставляющая операционную аренду, оценивает вероятность перехода права собственности к арендатору в конце договора. Если такая уверенность есть, то актив амортизируется на протяжении всего срока договора. Если нет обоснованной уверенности в том, что арендатор получит право собственности к концу срока финансовой аренды, актив полностью амортизируется на протяжении срока аренды. Затраты 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, транспортной и трубопроводной магистральных нефтепроводов. Как правило, лицензии и прочие регулирующие документы устанавливают требования по ликвидации данных активов после окончания добычи. Данные требования обзывают Компанию производить ликвидацию скважин, демонтаж оборудования, рекультивацию земли и прочие действия.

Оценка Компании данных обязательств основывается на действующих требованиях законодательства или лицензий, а также фактических расходах по ликвидации данных активов и других необходимых действиях. Оценка Компании данных обязательств основывается на дисконтированной сумме ожидаемых будущих расходов по выводу из эксплуатации данных активов.

Структура дисконтирования пересматривается каждую отчетную дату, и она отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег и риски, характерные для обязательств.

Данный резерв пересматривается по состоянию на отчетную дату в соответствии с положениями Комитета по интерпретации МСФО (КИМСФО) «Изменения в существующих резервах по вывозу из эксплуатации» следующим образом:

- при изменении оценок будущих денежных потоков (например, стоимость ликвидации одной скважины, срок ликвидации) или ставок дисконтирования, изменения в сумме обязательств включаются в стоимость основного средства, при этом стоимость основного средства не может быть отрицательной и не может превышать 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, различную реализацию. Деятельность Компании по нефтепереработке связана с реализацией нефтепродуктов. Прямое или выражение отношений, характеризующих существенные контракты, включают в активы, классифицируемые в качестве договора финансовой аренды.

Доходы от проведения геологоразведки и разработки могут быть неустойчивыми и изменяться в зависимости от рыночных условий.

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 (Приложение 40). По обществам, не вошедшим в консолидированную группу налогоплательщиков, налог на прибыль исчисляется исходя из их индивидуальной налоговой базы. В предыдущем финансовом году в соответствии с МСФО (IAS) 12 «Налог на прибыль» налог на прибыль расчитывается 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 налоговых активов временных разниц, которые возникают в результате:

- первоначального признания гудвилла;
- первоначального признания активов и обязательств в результате сделки, которая:
  - не является объединением компаний и
  - не влечет на бухгалтерскую, ни на налоговую 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 ближайшем будущем.

Убыток, полученный в предыдущие отчетные периоды и планируемый к использованию для уменьшения налогоблагаемой прибыли в текущем и последующих периодах, признается как отложенный налоговый актив.

Отложенный налоговый актив признается только в той мере, в какой существует вероятность получения налогоблагаемой прибыли, против которой могут быть зачтены соответствующие временные разницы, кроме случаев первоначального признания актива или обязательств в операции, которая:

- не является объединением компаний и
- на момент совершения операции не влечет на бухгалтерскую, ни на налоговоблагаемую прибыль (налоговый убыток).
Операции в валюте представления консолидированной финансовой отчетности являются российский рубль. Выручка от реализаций, которые относятся к результатам от участия в совместных предприятиях, включает в себя продажу продукции и услуг, полученных от клиентов. Расходы, связанные со сборами нефтеперерабатывающих производств, включают затраты на транспортировку и хранение нефти. Отложенные налоговые активы и обязательства классифицируются как внеоборотные. Операции и остатки: операции в иностранной валюте переводятся в функциональную валюту с использованием курса пересчета, приближенного к дате операции. Положительные и отрицательные курсовые разницы, возникшие в результате таких операций и их переоценки денежных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, по курсу на отчетную дату, признаются в составе прибыли или убытка.
ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018

Эффект первого применения МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты»

<table>
<thead>
<tr>
<th>Категория активов</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
<th>Изменение оценки в связи с изменением классификации</th>
<th>Итого на 1 января 2018 г.</th>
<th>Резерв по МСФО 39 на 1 января 2018 г.</th>
<th>Увеличение резерва</th>
<th>Резерв по МСФО 9 на 1 января 2018 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>I. Денежные средства и их эквиваленты</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Денежные средства в кассе и на банковских счетах – рубли</td>
<td>44</td>
<td>–</td>
<td>44</td>
<td>–</td>
<td>[1]</td>
<td>[1]</td>
</tr>
<tr>
<td>Денежные средства в кассе и на банковских счетах – иностранная валюта</td>
<td>12</td>
<td>–</td>
<td>12</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Предпосылки 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 хеджирующей операции, когда они переходят в состав прибыли или убытка за период. Неденежные активы и обязательства переоцениваются по исторической цене, действующей на дату операций. Неденежные активы и обязательства, признаваемые по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсу на дату определения справедливой стоимости.

Предприятие Компании

Результаты деятельности и финансовое положение всех дочерних обществ, ассоциированных и совместных предприятий Компании, которые имеют функциональную валюту, отличающуюся от валюты представления отчетности, переводятся 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 представляет собой накопленный эффект курсов пересчета, преобразующих валюту на дату операции); и
- все результатирующие разницы, возникшие при пересчете, признаны в качестве отдельного компонента прочего совокупного дохода.

Предполага 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 нефинансовых активов 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 такого, чтобы контракт удовлетворял определению обычной продажи, считаются невыполненными, если применительно хотя бы одно из следующего:

- возможность произвести расчеты по договору на нетто-основе не обеспечена из-за 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 получения прибыли от краткосрочных колебаний в цене или надбавки.

Предполага по-представляется, 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 долговое обязательство на выплату денежных средств или поставку других финансовых активов.

Изменения в учетной политике

Приемка учетной политики соответствует учетной политике, принятой в предыдущем отчетном году, за исключением применения новых стандартов, интерпретаций и поправок, а также и 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 2016 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 обнародованию финансовых инструментов, а также к учету хеджирования.
- В отношении классификации МСФО (IFRS) 9 заменяет модель понесенного убытка, применяющуюся 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 исключена 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 оценивающим по амортизированной стоимости на оценивающую по справедливой стоимости через прибыль и убыток.
- Вместо прежнего стандарта МСФО (IFRS) 9 будет применена поправка ко МСФО (IAS) 32 «Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия» и МСФО (IFRS) 9. МСФО (IFRS) 9 включает требования и условие об обязательной консолидации отчетности в отношении долгосрочных инвестиций в ассоциированные или совместные компании, которые не учитывались по методу долевого участия, а также закрепляет отложенные доходы от таких инвестиций в качестве нефинансовых обязательств, так как отток экономических выгод, связанных с ними, представляет собой поставку товаров и услуг, а не долговое обязательство на выплату денежных средств или поставку других финансовых активов.
<table>
<thead>
<tr>
<th>Категория активов</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
<th>Изменение оценки в связи с изменением классификации</th>
<th>Итого на 1 января 2018 г.</th>
<th>Резерв по МСФО 39 на 1 января 2018 г.</th>
<th>Увеличение резерва</th>
<th>Резерв по МСФО 9 на 1 января 2018 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Депозиты и иные денежные эквиваленты в рублях</td>
<td>142</td>
<td>–</td>
<td>142</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочее</td>
<td>12</td>
<td>–</td>
<td>12</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>ИТОГО ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ</td>
<td>322</td>
<td>–</td>
<td>322</td>
<td>–</td>
<td>(1)</td>
<td>(1)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 Имевшихся в наличии для продажи | 19 | – | 19 | – | – | – |
Облигации из категории Имевшихся в наличии для продажи | 116 | – | 116 | – | – | – |
Государственные облигации из категории Удерживаемых до погашения | 1 | – | 1 | – | – | – |
Вложения в акции и пак из категории Имевшихся 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 | 45 | – | 45 | – | – | – |
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) | (26) |
Ссудная задолженность банков Компании | 108 | – | 108 | – | – | – |
Прочая дебиторская задолженность | 116 | – | 116 | – | (13) | (13) |
ИТОГО ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ | 882 | – | 882 | – | (39) | (39) |

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 ПДД

Акции ПАО «ИНТЕР РАО 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 | – | (6) | (6) |
Общий итог | 2 940 | (5) | 2 941 | (5) | (19) | (19) |

Общий эффект на нераспределенную прибыль до налогообложения | (33) |
Общий эффект на нераспределенную прибыль после налогообложения | (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 рассчитывать информацию об условиях активов и обязательств. 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, преимуществ и сроков полезного использования долгосрочных активов;
- обеспечение гибкости и основных средств [Примечание 25 «Нефтегазовые активы и гудвилл» и Примечание 26 «Основные средства и незавершенное строительство»];
- оценка резервов по ожидаемым кредитным убыткам [Примечание 27 «Дебиторская задолженность»];
- оценка обязательств, связанных с выбытием активов [Примечание 5 «Основные аспекты учетной политики», раздел «Замена обязательств, связанных с выбытием активов, и Примечание 5 «Резервы»];
- оценку обязательств по налогам и судебным разбирательствам, признание и раскрытие условных обязательств [Примечание 40 «Условные активы и обязательства»];
- оценку обязательств и активов по отложенному налогу на прибыль [Примечание 5 «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 заключения новых договоров операционной аренды;
- распределение цены приобретения на стоимость приобретенных активов и прибыли [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 оценка 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 ВСПУТИВШИЕ В СИЛУ

В январе 2018 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 арендодателя. Наиболее существенным ожидаемым эффектом от внедрения нового стандарта является увеличение активов и финансовых обязательств на балансе арендодателей. Новый руководство заменяет стандарт МСФО (IAS) 17 «Аренда», а также соответствующие интерпретации положений МСФО касательно аренды.

МСФО (IFRS) 16 вступает в силу для годовых периодов, начинаясь 1 января 2019 года и позднее. Компания намерена применить 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, ежегодные изменения в части арендных обязательств оказывают влияние на отчетность приблизительно на 2,5% территории России.

В мае 2018 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 (IAS) 41 «Договоры страхования».

В июне 2018 года Совет по МСФО выпустил интерпретацию (IFRSC) 23 «Неопределенности в сфере налогообложения прибыли». Данная интерпретация разъясняет, что компания должна отражать в отчетности неисполненные положения договоров страхования, которые могут оказывать существенное влияние на финансовую отчетность.
6. УПРАВЛЕНИЕ КАПИТАЛОМ И ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Управление капиталом

Компания осуществляет управление капиталом для обеспечения продолжения своей деятельности в обстоятельствах будущего 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, включая долгосрочные и краткосрочные кредиты и займы, и прочих финансовых обязательств, 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 свободных денежных средств, размещённых в краткосрочные финансовые активы и активах, а также краткосрочные депозиты. Коэффициент отношения обязательств по финансовой деятельности, уменьшенных на сумму ликвидных финансовых активов, к задействованному капиталу Компании приведен в таблице ниже:

<table>
<thead>
<tr>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г. (пересмотренные данные)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Отношение обязательств по финансовой деятельности за минусом ликвидных финансовых активов к задействованному капиталу, %</td>
<td>37,9</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Управление финансовыми рисками

В ходе своей деятельности Компания подвержена следующим финансовым рискам: рыночному риску (включая валютный, 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 колебаний валютных курсов подвергена 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:

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Активы</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>На 31 декабря</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Доллар США</td>
<td>864</td>
<td>903</td>
<td>(1 969)</td>
<td>(1 815)</td>
</tr>
<tr>
<td>Евро</td>
<td>684</td>
<td>425</td>
<td>(340)</td>
<td>(67)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого</td>
<td>1 548</td>
<td>1 328</td>
<td>(2 309)</td>
<td>(1 882)</td>
</tr>
<tr>
<td>Обязательства</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>На 31 декабря</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Доллар США</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Евро</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Итого</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Компания идентифицирует валютные риски и управляет ими с использованием комплексного подхода, учитывающего возможное применение 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 колебаниях иностранной валюты.

Управление валютным риском, связанным с изменениями денежных потоков по будущим поступлениям в иностранной валюте

Компания назначила часть обязательств по кредитам и займам, номинированных в долларах США, в качестве инструмента хеджирования экспортной выручки, номинированной в долларах США, получение которой сопряжено 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 и инструмента хеджирования равны. В той мере, в которой изменение курса влияет на инструмент хеджирования, эффекты такого влияния отражаются в составе прочего совокупного дохода (убытка), 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 соответствии с чистой монетарной позицией в долларах США.

Изменения в номинальной сумме хеджирования за 2018 год представлены ниже:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование статьи</th>
<th>Млн долл. США</th>
<th>Эквивалент в млрд руб. по курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2018 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Номинальная сумма на 31 декабря 2017 г.</td>
<td>873</td>
<td>61</td>
</tr>
<tr>
<td>Назначение инструмента хеджирования</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Признание хеджируемых операций за период</td>
<td>(95)</td>
<td>(4)</td>
</tr>
<tr>
<td>Отмена инструментов хеджирования</td>
<td>(818)</td>
<td>(57)</td>
</tr>
<tr>
<td>Номинальная сумма на 31 декабря 2018 г.</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Аналит чувствительности финансовых инструментов к валютному риску

Валютный риск оценивается ежемесячно с использованием метода математического моделирования (метод Монте-Карло), а также анализ чувствительности и поддерживается в рамках параметров, установленных 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.

Анализ чувствительности 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 варируемого 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 изменению 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 процентов, применимых к варируемым элементам процентных ставок по кредитам и займам. Увеличение или уменьшение ставок отражает проведенную руководством оценку их возможного влияния.

Процентный риск (риск изменения процентных ставок)

Компания контролирует собственную подверженность влиянию кредитного риска. Оценка кредитоспособности внешних контрагентов осуществляется в отношении всех покупателей и их финансовых гарантий, 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 «Ключевые активы и обязательства. Гарантии и возмещения».

Также при управлении денежными потоками и кредитными рисками Компания регулярно опосредует 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.

Кредитный риск

Компания контролирует собственную подверженность влиянию кредитного риска. Оценка кредитоспособности внешних контрагентов осуществляется в отношении всех покупателей и их финансовых гарантий, 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 «Ключевые активы и обязательства. Гарантии и возмещения».

Также при управлении денежными потоками и кредитными рисками Компания регулярно опосредует 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 рисками ликвидности для управления краткосрочным, среднесрочным и долгосрочным финансированием. Компания контролирует риск ликвидности за счет поддержания достаточных резервов, банковских кредитных линий и резервных займов. 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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Год, закончившийся 31 декабря 2018 г.</th>
<th>По требованию</th>
<th>&lt; 1 год</th>
<th>1-5 лет</th>
<th>Более 5 лет</th>
<th>Итого</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства</td>
<td>–</td>
<td>1 169</td>
<td>5 579</td>
<td>752</td>
<td>5 500</td>
</tr>
<tr>
<td>Обязательства по финансовой аренде</td>
<td>–</td>
<td>9</td>
<td>19</td>
<td>18</td>
<td>46</td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам</td>
<td>–</td>
<td>452</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>452</td>
</tr>
<tr>
<td>Заработная плата и связанные начисления</td>
<td>–</td>
<td>88</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>88</td>
</tr>
<tr>
<td>Операционные обязательства дочерних банков</td>
<td>77</td>
<td>376</td>
<td>17</td>
<td>–</td>
<td>470</td>
</tr>
<tr>
<td>Выплаты по дивидендам</td>
<td>–</td>
<td>1</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочая кредиторская задолженность</td>
<td>–</td>
<td>63</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>63</td>
</tr>
<tr>
<td>Производные финансовые инструменты</td>
<td>–</td>
<td>33</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>33</td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>Год, закончившийся 31 декабря 2017 г.</th>
<th>По требованию</th>
<th>&lt; 1 год</th>
<th>1-5 лет</th>
<th>Более 5 лет</th>
<th>Итого</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства</td>
<td>–</td>
<td>2 247</td>
<td>1 017</td>
<td>814</td>
<td>4 668</td>
</tr>
<tr>
<td>Обязательства по финансовой аренде</td>
<td>–</td>
<td>9</td>
<td>24</td>
<td>21</td>
<td>54</td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам</td>
<td>–</td>
<td>451</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>451</td>
</tr>
<tr>
<td>Заработная плата и связанные начисления</td>
<td>–</td>
<td>81</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>81</td>
</tr>
<tr>
<td>Операционные обязательства дочерних банков</td>
<td>88</td>
<td>247</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>335</td>
</tr>
<tr>
<td>Выплаты по дивидендам</td>
<td>–</td>
<td>5</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочая кредиторская задолженность</td>
<td>–</td>
<td>46</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>46</td>
</tr>
<tr>
<td>Производные финансовые инструменты</td>
<td>–</td>
<td>74</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>74</td>
</tr>
</tbody>
</table>

7. ПРИОБРЕТЕНИЕ ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВ И ДОЛЕЙ В СОВМЕСТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Приобретение 2018 года
Приобретение долей в совместных предприятиях
В третьем квартале 2018 года Компании завершила приобретения долей в одном из совместных предприятий, занимающегося геологоразведочными работами.

Ниже представлено финальное распределение совокупной стоимости приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств, сделанное Компанией:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Активы</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Оборотные активы</td>
</tr>
<tr>
<td>Денежные средства и их эквиваленты</td>
</tr>
<tr>
<td>Дебиторская задолженность</td>
</tr>
<tr>
<td>Товарно-материальные запасы</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого оборотные активы</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого активы</td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>Обязательства</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Краткосрочные обязательства</td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиторская задолженность и начисления</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие краткосрочные обязательства</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого краткосрочные обязательства</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого обязательств</td>
</tr>
</tbody>
</table>

В составе Прочих доходов Компании также отражена прибыль от переоценки ранее имевшихся инвестиций в совместном предприятии, учитываемых 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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Активы</th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Оборотные активы</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Денежные средства и их эквиваленты</td>
<td>1</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Денежные средства, с ограничением к использованию</td>
<td>4</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие оборотные активы</td>
<td>2</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Итого оборотные активы</td>
<td>7</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Внеоборотные активы</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Основные средства</td>
<td>2</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Итого внеоборотные активы</td>
<td>2</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Итого активы</td>
<td>9</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Идентифицируемые чистые активы приобретаемых предприятий по справедливой стоимости, за вычетом взаимных обязательств и требований, возникших до приобретения контроля

<table>
<thead>
<tr>
<th>Активы</th>
<th>Балансовый метод</th>
<th>Балансовый метод</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Идентифицируемые чистые активы</td>
<td>9</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Справедливая стоимость переданного возмещения в денежной форме</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Справедливая стоимость ранее имевшихся долей в совместных предприятиях</td>
<td>6</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Изменение обязательств Компании в результате приобретения контроля</td>
<td>(11)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Итого доход от выгодного приобретения</td>
<td>14</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

В составе Прочих доходов Компании также отражена прибыль от переоценки ранее имевшихся инвестиций в совместные предприятия, учитываемых по методу долевого участия, 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 долл. США.

### Приобретение долей в НИПИ (по концессионному соглашению 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 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.

### Приобретение долей в АКБ «Пересвет» (АО)

В июне 2017 года Компания приобрела 99,9% акций АКБ «Пересвет» (АО), 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 цен приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств, сделанное Компанией:

### Активы

<table>
<thead>
<tr>
<th>Активы</th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Денежные средства и их эквиваленты</td>
<td>1</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Обязательные резервы на счетах в Банке России</td>
<td>1</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиты клиентам</td>
<td>27</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Инвестиционные ценные бумаги, имеющиеся в наличии для продажи</td>
<td>21</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Инвестиционные ценные бумаги, удерживаемые до погашения</td>
<td>13</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Ожидаемые выгоды от финансовой помощи ГК «АСВ» в виде займа с льготной процентной ставкой</td>
<td>19</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Инвестиционная недвижимость</td>
<td>3</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Текущие активы по налогу на прибыль</td>
<td>2</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Итого активы</td>
<td>87</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Обязательства

<table>
<thead>
<tr>
<th>Обязательства</th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Средства кредитных организаций</td>
<td>18</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Средства клиентов</td>
<td>15</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Выпущенные долговые ценные бумаги</td>
<td>7</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие заемные средства</td>
<td>32</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие финансовые обязательства</td>
<td>15</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие резервы</td>
<td>2</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Итого обязательства</td>
<td>89</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости (2)
Активы

Переданное возмещение для целей определения гудвилла 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. подтвержден в составе Прочих расходов в Консолидированном отчете о прибылях и убытках Компании за 2017 год (Примечание 13). Оценка долевого компонента конвертируемых облигаций, представляющего собой неконтролирующее долю участия, равна нулю. Справедливая стоимость совокупного возмещения на дату приобретения, переданного в форме денежных средств, составила 10 млрд 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, Чапровского 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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>АКТИВЫ</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Оборотные активы</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Денежные средства и их эквиваленты</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие оборотные активы</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого оборотные активы</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Внеоборотные активы</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Основные средства</td>
</tr>
<tr>
<td>Отложенные налоговые активы</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого внеоборотные активы</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Итого активы</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Краткосрочные обязательства</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие краткосрочные обязательства</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого краткосрочные обязательства</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Долгосрочные обязательства</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Отложенные налоговые обязательства</td>
</tr>
<tr>
<td>Долгосрочные кредиты и займы</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого долгосрочные обязательства</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Итого обязательства</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости</td>
</tr>
<tr>
<td>Гудвил</td>
</tr>
<tr>
<td>Стоимость приобретения</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Приобретение TNK Trading International S.A.


Ниже представлено финальное распределение совокупной стоимости приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств, сделанное Компанией:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Активы</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Оборотные активы</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Денежные средства и их эквиваленты</td>
</tr>
<tr>
<td>Авансы выданные и прочие оборотные активы</td>
</tr>
<tr>
<td>Дебиторская задолженность</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие оборотные финансовые активы</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого оборотные активы</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Внеоборотные активы</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>Нематериальные активы</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого внеоборотные активы</td>
</tr>
</tbody>
</table>
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 TTI.

Нетто-эффект от признания обесценения гудвила и прибыли от переоценки ранее имевшихся инвестиций в совместные предприятия, учитываемых 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 TTI и основным контрагентом по поставке нефти.

Потоки денежных средств при приобретении TTI:

| Чистая сумма денежных средств, приобретенная с TTI | 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 TTI 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 TTI на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств.

Распределение цены указанных приобретений завершилось в течение 2018 года.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Предварительные данные</th>
<th>Эффект завершения оценок</th>
<th>Финальные данные</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>АКТИВЫ</strong></td>
<td>АКБ «Пересвет»</td>
<td>«TTI»</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого оборотные активы</td>
<td>2 292</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Внеоборотные активы</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Основные средства</td>
<td>7 923</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Нематериальные активы</td>
<td>71</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие внеоборотные финансовые активы</td>
<td>606</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия</td>
<td>638</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Банковские кредиты выданные</td>
<td>121</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Операционные налоговые активы</td>
<td>26</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Гудвил</td>
<td>295</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие внеоборотные нефинансовые активы</td>
<td>295</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого внеоборотные активы</td>
<td>9 935</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>ИТОГО АКТИВЫ</td>
<td>13 227</td>
<td>2</td>
</tr>
</tbody>
</table>

| ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ |                  |      |      |            |
| Итого краткосрочные обязательства | 3 836 | – | – | 3 836 |
| Итого долгосрочные обязательства | 4 208 | – | 1  | 4 209 |
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 операции 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 некоммерческой деятельности по рыночным ценам.
Показатели операционных сегментов за 2018 год:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Разведка и добыча</th>
<th>Переработка, коммерция и логистика</th>
<th>Корпоративная и прочие деятельности</th>
<th>Корректировки</th>
<th>Консолидированные данные</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Итого выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий</td>
<td>4 679</td>
<td>8 255</td>
<td>136</td>
<td>(4 832)</td>
</tr>
<tr>
<td>В том числе: доход от ассоциированных и совместных предприятий</td>
<td>76</td>
<td>5</td>
<td>1</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Затраты и расходы</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации</td>
<td>2 883</td>
<td>8 092</td>
<td>196</td>
<td>(4 832)</td>
</tr>
<tr>
<td>Износ, истощение и амортизация</td>
<td>504</td>
<td>123</td>
<td>8</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого затраты и расходы</td>
<td>3 387</td>
<td>8 215</td>
<td>204</td>
<td>(4 832)</td>
</tr>
<tr>
<td>Операционная прибыль</td>
<td>1 312</td>
<td>40</td>
<td>(68)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые доходы</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>122</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые расходы</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(290)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого финансовые расходы</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(168)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие доходы</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>49</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие расходы</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(294)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Курсовые разницы</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>107</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Реализованные курсовые разницы по инструментам хеджирования</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(146)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Прибыль до налогообложения</td>
<td>1 312</td>
<td>40</td>
<td>(520)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Налог на прибыль</td>
<td>(246)</td>
<td>(8)</td>
<td>71</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистая прибыль</td>
<td>1 066</td>
<td>32</td>
<td>(449)</td>
<td>–</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Показатели операционных сегментов за 2017 год (пересмотренные данные):

<table>
<thead>
<tr>
<th>Разведка и добыча</th>
<th>Переработка, коммерция и логистика</th>
<th>Корпоративная и прочие деятельности</th>
<th>Корректировки</th>
<th>Консолидированные данные</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Итого выручка от реализации и доход от ассоциированных и совместных предприятий</td>
<td>3 180</td>
<td>6 096</td>
<td>123</td>
<td>(3 588)</td>
</tr>
<tr>
<td>В том числе: доход от ассоциированных и совместных предприятий</td>
<td>42</td>
<td>13</td>
<td>2</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Затраты и расходы</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации</td>
<td>2 076</td>
<td>5 919</td>
<td>197</td>
<td>(3 588)</td>
</tr>
<tr>
<td>Износ, истощение и амортизация</td>
<td>482</td>
<td>116</td>
<td>8</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого затраты и расходы</td>
<td>2 558</td>
<td>6 035</td>
<td>205</td>
<td>(3 588)</td>
</tr>
<tr>
<td>Операционная прибыль</td>
<td>642</td>
<td>61</td>
<td>(82)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые доходы</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>107</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые расходы</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(225)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого финансовые расходы</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(118)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие доходы</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>110</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие расходы</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(75)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Курсовые разницы</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>3</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Реализованные курсовые разницы по инструментам хеджирования</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(146)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Прибыль до налогообложения</td>
<td>642</td>
<td>61</td>
<td>(308)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Налог на прибыль</td>
<td>(120)</td>
<td>(10)</td>
<td>32</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистая прибыль</td>
<td>522</td>
<td>51</td>
<td>(276)</td>
<td>–</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Расшифровка выручки от реализации нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии представлена ниже (основана на стране регистрации покупателя):

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Реализация нефти, нефтепродуктов и нефтехимии в странах дальнего зарубежья</td>
<td>5 791</td>
<td>3 986</td>
</tr>
<tr>
<td>Реализация нефти и нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья – СНГ, кроме РФ</td>
<td>357</td>
<td>262</td>
</tr>
<tr>
<td>Реализация нефти, нефтепродуктов и нефтехимии на внутреннем рынке</td>
<td>1 694</td>
<td>1 434</td>
</tr>
<tr>
<td>Реализация газа</td>
<td>234</td>
<td>215</td>
</tr>
<tr>
<td>Всего реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии</td>
<td>8 076</td>
<td>5 877</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Налог</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Налог на добычу полезных ископаемых</td>
<td>2 258</td>
<td>1 488</td>
</tr>
<tr>
<td>Акцизы</td>
<td>327</td>
<td>326</td>
</tr>
<tr>
<td>Налог на имущество</td>
<td>42</td>
<td>58</td>
</tr>
<tr>
<td>Страховые взносы</td>
<td>67</td>
<td>61</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие</td>
<td>7</td>
<td>6</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Итого налоги</strong></td>
<td>2 701</td>
<td>1 919</td>
</tr>
</tbody>
</table>

10. ЭКСПОРТНАЯ ПОШЛИНА

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, экспортная пошлина включает:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Экспортная пошлина по реализации нефти</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>777</td>
<td>480</td>
</tr>
<tr>
<td>Экспортная пошлина по реализации нефтепродуктов и нефтехимии</td>
<td>284</td>
<td>178</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Итого экспортная пошлина</strong></td>
<td>1 061</td>
<td>658</td>
</tr>
</tbody>
</table>

11. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, финансовые доходы включают:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Финансовые доходы</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Процентные доходы</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>По финансовым активам(^1)</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>оцениваемым по амортизированной стоимости</td>
<td>46</td>
<td>44</td>
</tr>
<tr>
<td>оцениваемым по справедливой стоимости через прочий совокупный доход</td>
<td>14</td>
<td>13</td>
</tr>
<tr>
<td>оцениваемым по справедливой стоимости через прибыль или убыток</td>
<td>9</td>
<td>8</td>
</tr>
<tr>
<td>За пользование денежными средствами по долгосрочным авансам выданным (Примечание 28)</td>
<td>41</td>
<td>29</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Итого процентные доходы</strong></td>
<td>110</td>
<td>94</td>
</tr>
<tr>
<td>Уменьшение резервов под ожидаемые кредитные убытки по долговым финансовым активам, оцениваемым по амортизированной стоимости</td>
<td>1</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Изменение справедливой стоимости финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток</td>
<td>2</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистая прибыль от операций с производными финансовыми инструментами</td>
<td>1</td>
<td>10</td>
</tr>
<tr>
<td>Прибыль от реализации и выбытия финансовых активов</td>
<td>3</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие финансовые доходы</td>
<td>5</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Итого финансовые доходы</strong></td>
<td>122</td>
<td>107</td>
</tr>
</tbody>
</table>

\(^1\) Сравнительные данные представлены в соответствии с классификацией финансовых активов согласно МСФО (IFRS) 9, применяемого с 1 января 2018 года, для аналогичных типов финансовых активов.

12. ФИНАНСОВЫЕ РАСХОДЫ

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, финансовые расходы включают:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Финансовые расходы</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Процентные расходы</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>По кредитам и займам</td>
<td>(135)</td>
<td>(115)</td>
</tr>
<tr>
<td>За пользование денежными средствами, полученными по долгосрочным договорам поставки нефти и нефтепродуктов (Примечание 33)</td>
<td>(91)</td>
<td>(81)</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие процентные расходы</td>
<td>(10)</td>
<td>(5)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Итого процентные расходы</strong></td>
<td>(234)</td>
<td>(199)</td>
</tr>
<tr>
<td>Увеличение резервов в результате течения времени</td>
<td>(19)</td>
<td>(17)</td>
</tr>
<tr>
<td>Увеличение резервов под ожидаемые кредитные убытки по долговым финансовым активам:</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>оцениваемым по справедливой стоимости через прочий совокупный доход</td>
<td>(4)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>оцениваемым по амортизированной стоимости</td>
<td>(3)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Изменение справедливой стоимости финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток</td>
<td>(12)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистый убыток от операций с производными финансовыми инструментами</td>
<td>(17)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Убыток от реализации и выбытия финансовых активов</td>
<td>–</td>
<td>(8)</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие финансовые расходы</td>
<td>(1)</td>
<td>(1)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Итого финансовые расходы</strong></td>
<td>(290)</td>
<td>(225)</td>
</tr>
</tbody>
</table>
13. ПРОЧИЕ ДОХОДЫ И РАСХОДЫ

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, прочие доходы включают:

<table>
<thead>
<tr>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>(пересмотренные данные)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Возмещение платежа по лицензиям от партнеров – участников СП</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Страховое возмещение</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Доход от переоценки справедливой стоимости ранее имевшихся долей в СП</td>
<td>6</td>
</tr>
<tr>
<td>Доход от выгодного приобретения</td>
<td>20</td>
</tr>
<tr>
<td>Доход по мировому соглашению</td>
<td>13</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие</td>
<td>6</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого прочие доходы</td>
<td>49 110</td>
</tr>
</tbody>
</table>

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, прочие расходы включают:

<table>
<thead>
<tr>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>(пересмотренные данные)</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Реализация и выбытие основных средств и нематериальных активов</td>
<td>(14)</td>
</tr>
<tr>
<td>Обесценение активов</td>
<td>(219)</td>
</tr>
<tr>
<td>Выбытие непроизводственных активов</td>
<td>(1)</td>
</tr>
<tr>
<td>Резервы по судебным разбирательствам</td>
<td>(1)</td>
</tr>
<tr>
<td>Социальные выплаты, благотворительность, финансовая помощь</td>
<td>(23)</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие</td>
<td>(24)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого прочие расходы</td>
<td>(294)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

14. ЗАТРАТЫ НА ПЕРСОНАЛ

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, затраты на персонал включают:

<table>
<thead>
<tr>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Заработная плата</td>
<td>271</td>
</tr>
<tr>
<td>Страховые взносы</td>
<td>68</td>
</tr>
<tr>
<td>Расход по негосударственному пенсионному плану с установленными взносами</td>
<td>12</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие вознаграждения работникам</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого затраты на персонал</td>
<td>366 331</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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, оканчивавшиеся 31 декабря 2018 и 2017 годов, составила 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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Менее года</td>
<td>35</td>
</tr>
<tr>
<td>От 1 до 5 лет</td>
<td>78</td>
</tr>
<tr>
<td>Свыше 5 лет</td>
<td>199</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого будущие минимальные арендные платежи</td>
<td>312</td>
</tr>
</tbody>
</table>

16. НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, налог на прибыль включает:

<table>
<thead>
<tr>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Расход по текущему налогу на прибыль</td>
<td>175</td>
</tr>
<tr>
<td>Расход/(доход) по отложенному налогу на прибыль, относящийся к возникновению и списанию временных разниц</td>
<td>8</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого налог на прибыль</td>
<td>183</td>
</tr>
</tbody>
</table>
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 за рубежом дочерними обществами 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:

| 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 | (837) | (815) | (11) | (15) |
| Стоимость прав на добычу нефти и газа | (264) | (267) | 3 | 7 |
| Нематериальные активы | (9) | (9) | (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:
| Основные активы | 28 | 26 |
| Основные обязательства | (837) | (814) |
| Чистые отложенные налоговые обязательства | (809) | (788) |

Сверка отложенных налоговых обязательств, нетто представлена следующим образом:

| 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:

| Прибыль до налогообложения | 832 | 595 |
| 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 изменения ставок налога на прибыль в других юрисдикциях | – | 2 |
| Эффект изменения специальных налоговых режимов | 3 | 2 |
| Эффект льготных ставок налога на прибыль | (26) | (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 гудвилла | 36 | 2 |
ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018

Эффект от приобретения долей в совместных проектах (8)
Эффект от получения контроля над дочерним обществом – 1
Эффект от выкупа 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, перенесенным на будущие периоды, Компания полагает, что в будущем с высокой степенью вероятности они будут получены 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.

Неконтролирующие доли включают:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Неконтролирующая доля, %</th>
<th>Неконтролирующая доля на конец года</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>За 2018 год</th>
<th>Неконтролирующая доля в чистой прибыли</th>
<th>Неконтролирующая доля на конец года (пересмотренные данные)</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
<th>За 2017 год</th>
<th>Неконтролирующая доля в чистой прибыли (пересмотренные данные)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>ПАО АНК «Башнефть»</td>
<td>39,67</td>
<td>240</td>
<td>30</td>
<td>39,67</td>
<td>221</td>
<td>40</td>
<td></td>
<td>104</td>
</tr>
<tr>
<td>АО «Ванкорнефть»</td>
<td>49,90</td>
<td>143</td>
<td>38</td>
<td>49,90</td>
<td>140</td>
<td>28</td>
<td></td>
<td>104</td>
</tr>
<tr>
<td>ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»</td>
<td>49,90</td>
<td>119</td>
<td>24</td>
<td>49,90</td>
<td>104</td>
<td>3</td>
<td></td>
<td>104</td>
</tr>
<tr>
<td>АО «Верхнечонскнефтегаз»</td>
<td>20,05</td>
<td>48</td>
<td>10</td>
<td>20,05</td>
<td>43</td>
<td>3</td>
<td></td>
<td>43</td>
</tr>
<tr>
<td>ООО «Карачаевнефтегаз»</td>
<td>49,00</td>
<td>24</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td></td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>ООО «Славяннефтегаз»</td>
<td>39,67</td>
<td>21</td>
<td>1</td>
<td>39,67</td>
<td>20</td>
<td>1</td>
<td></td>
<td>20</td>
</tr>
<tr>
<td>ПАО «Ираорганнефть»</td>
<td>42,06</td>
<td>18</td>
<td>–</td>
<td>42,06</td>
<td>19</td>
<td>1</td>
<td></td>
<td>19</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого неконтролирующие доли</td>
<td>62%</td>
<td>100</td>
<td>564</td>
<td>75</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

В декабре 2017 года Компания и BP объявили о реализации проекта по разработке недр на базе дочернего общества Компании, ООО «Ираорганнефть» (доля BP – 45%). В соответствии с достигнутыми договоренностями во втором квартале 2018 года стороны приступили к реализации проекта.

Обобщенная финансовая информация о дочерних обществах, в которых есть существенные неконтролирующие доли, представлена ниже. Данная информация представлена до исключения внутригрупповых взаиморасчетов.
### Обобщенный баланс на 31 декабря 2018 г.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>ПАО АНК «Башнефть»</th>
<th>АО «Ванкорнефть»</th>
<th>ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Оборотные активы</td>
<td>849</td>
<td>70</td>
<td>33</td>
</tr>
<tr>
<td>Внеоборотные активы</td>
<td>798</td>
<td>102</td>
<td>223</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого активы</td>
<td>1 617</td>
<td>372</td>
<td>256</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные обязательства</td>
<td>698</td>
<td>43</td>
<td>8</td>
</tr>
<tr>
<td>Долгосрочные обязательства</td>
<td>222</td>
<td>32</td>
<td>27</td>
</tr>
<tr>
<td>Капитал</td>
<td>697</td>
<td>297</td>
<td>221</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого капитал и обязательства</td>
<td>1 617</td>
<td>372</td>
<td>256</td>
</tr>
<tr>
<td>в т.ч. неконтролирующие доли</td>
<td>240</td>
<td>143</td>
<td>119</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Обобщенный баланс на 31 декабря 2017 г.

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>ПАО АНК «Башнефть»</th>
<th>АО «Ванкорнефть»</th>
<th>ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Оборотные активы</td>
<td>324</td>
<td>71</td>
<td>11</td>
</tr>
<tr>
<td>Внеоборотные активы</td>
<td>792</td>
<td>292</td>
<td>215</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого активы</td>
<td>1 116</td>
<td>363</td>
<td>226</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные обязательства</td>
<td>234</td>
<td>36</td>
<td>7</td>
</tr>
<tr>
<td>Долгосрочные обязательства</td>
<td>234</td>
<td>35</td>
<td>28</td>
</tr>
<tr>
<td>Капитал</td>
<td>648</td>
<td>292</td>
<td>191</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого капитал и обязательства</td>
<td>1 116</td>
<td>363</td>
<td>226</td>
</tr>
<tr>
<td>в т.ч. неконтролирующие доли</td>
<td>221</td>
<td>140</td>
<td>104</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### 18. ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, базовая и разводненная прибыль на акцию включает:

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Чистая прибыль, относящаяся к акционерам Роснефти</td>
<td>549</td>
<td>222</td>
</tr>
<tr>
<td>Средневзвешенное количество выпущенных обыкновенных акций в обращении (миллионов шт.)</td>
<td>10 598</td>
<td>10 598</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого базовая и разводненная прибыль на акцию (рублей)</td>
<td>51,80</td>
<td>20,95</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### 19. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

Денежные средства и их эквиваленты включают:

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Денежные средства в кассе и на банковских счетах – рубли</td>
<td>30</td>
<td>44</td>
</tr>
<tr>
<td>Денежные средства в кассе и на банковских счетах – иностранная валюта</td>
<td>572</td>
<td>124</td>
</tr>
<tr>
<td>Депозиты</td>
<td>221</td>
<td>142</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочее</td>
<td>9</td>
<td>12</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого денежные средства и их эквиваленты</td>
<td>832</td>
<td>322</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Облигации</td>
<td>162</td>
</tr>
<tr>
<td>Векселя</td>
<td>191</td>
</tr>
<tr>
<td>Вложения в акции и паи</td>
<td>42</td>
</tr>
<tr>
<td>Займы, выданные по сделке обратного РЕПО</td>
<td>56</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход

<table>
<thead>
<tr>
<th>Вид ценных бумаг</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>Баланс</td>
<td>Годовая процентная ставка</td>
</tr>
<tr>
<td>Государственные и муниципальные облигации</td>
<td>18</td>
<td>2,5-14,15 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Корпоративные облигации</td>
<td>144</td>
<td>2,95-14,25 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Купонные облигации Банка России</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Корпоративные векселя</td>
<td>151</td>
<td>3,8-9,0 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого</td>
<td>313</td>
<td>202</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Резерв под убытки, оцениваемый в сумме, равной 12-месячным ожидаемым кредитным убыткам:</th>
<th>На 1 января 2018 г.</th>
<th>Увеличение резерва</th>
<th>Уменьшение резерва</th>
<th>Реклассификация</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>- по финансовым активам, оцениваемым по справедливой стоимости через прочий совокупный доход</td>
<td>2</td>
<td>5</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>7</td>
</tr>
<tr>
<td>- по финансовым активам, оцениваемым по амортизированной стоимости</td>
<td>1</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>1</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Резерв под убытки, оцениваемый в сумме, равной ожидаемым кредитным убыткам за весь срок:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Резерв под убытки, оцениваемый в сумме, равной ожидаемым кредитным убыткам за весь срок:</th>
<th>На 1 января 2018 г.</th>
<th>Увеличение резерва</th>
<th>Уменьшение резерва</th>
<th>Реклассификация</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>- по финансовым активам, оцениваемым по амортизированной стоимости</td>
<td>5</td>
<td>1</td>
<td>-</td>
<td>(а)</td>
<td>2</td>
</tr>
</tbody>
</table>

По состоянию на 31 декабря 2018 года у Компании отсутствуют финансовые активы, кредитно-обеспечененные при первоначальном признании.
21. ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

Дебиторская задолженность включает:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Торговая дебиторская задолженность</td>
<td>523</td>
<td>658</td>
</tr>
<tr>
<td>Ссудная задолженность банков Компании</td>
<td>124</td>
<td>108</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочая дебиторская задолженность</td>
<td>116</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Итого</td>
<td>652</td>
<td>772</td>
</tr>
<tr>
<td>Оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки</td>
<td>(58)</td>
<td>(39)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого дебиторская задолженность за вычетом резерва</td>
<td>642</td>
<td>844</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>На 1 января 2018 г.</th>
<th>Увеличение резерва</th>
<th>Уменьшение резерва</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Резерв под убытки, оцениваемый в сумме, равной 12-месячным ожидаемым кредитным убыткам</td>
<td>15</td>
<td>(11)</td>
<td>37</td>
</tr>
<tr>
<td>Резерв под будущие кредитные убытки по прочей дебиторской задолженности</td>
<td>7</td>
<td>(3)</td>
<td>19</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого</td>
<td>22</td>
<td></td>
<td>56</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Сырая нефть и газ</td>
<td>91</td>
<td>88</td>
</tr>
<tr>
<td>Нефтепродукты и нефтехимия</td>
<td>205</td>
<td>158</td>
</tr>
<tr>
<td>Материалы</td>
<td>97</td>
<td>78</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого товарно-материальные запасы</td>
<td>393</td>
<td>324</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Статья «Нефтепродукты и нефтехимия» включает также как для реализации, так и для внутреннего использования.

За годы, оканчивающиеся 31 декабря:

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Сумма запасов, признанных в качестве расходов</td>
<td>1 306</td>
<td>977</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>НДС и акцизы к возмещению из бюджета</td>
<td>221</td>
<td>180</td>
</tr>
<tr>
<td>Авансы, выданные поставщикам</td>
<td>217</td>
<td>210</td>
</tr>
<tr>
<td>- Краткосрочная часть долгосрочных авансов выданных</td>
<td>148</td>
<td>154</td>
</tr>
<tr>
<td>Расчеты по таможням</td>
<td>41</td>
<td>37</td>
</tr>
<tr>
<td>Расчеты по налогу на прибыль и прочим налогам</td>
<td>20</td>
<td>19</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие</td>
<td>11</td>
<td>8</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого авансы выданные и прочие оборотные активы</td>
<td>510</td>
<td>454</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Предпологая по таможенным пошлинам представляет собой в основном расходы по экспортной пошлине по экспорту нефти и нефтепродуктов (Примечание 10).
24. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА И НЕЗАВЕРШЕННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

<table>
<thead>
<tr>
<th>Разведка и добыча</th>
<th>Переработка, коммерция и логистика</th>
<th>Корпоративная и прочие деятельности</th>
<th>Итого</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Первоначальная стоимость на 1 января 2017 г.</strong></td>
<td>7 513</td>
<td>2 052</td>
<td>119</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Накопленные износ, истощение и убытки от обесценения на 1 января 2017 г.</strong></td>
<td>(2 174)</td>
<td>(371)</td>
<td>(30)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Чистая балансовая стоимость на 1 января 2017 г.</strong></td>
<td>5 339</td>
<td>1 681</td>
<td>89</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Авансы, выданные за основные средства на 1 января 2017 г.</strong></td>
<td>21</td>
<td>16</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Итого на 1 января 2017 г.</strong></td>
<td>5 360</td>
<td>1 697</td>
<td>94</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**Первоначальная стоимость**

Приобретение дочерних обществ и долей в совместной деятельности (Примечание 7) 277 – 4 281
Поступления 948 125 20 1 095
в т.ч. капитализированные расходы по кредитам и займам 105 39 – 144
Выбытие и прочие движения (25) (17) (2) (44)
Курсовые разницы (23) 12 (2) (15)
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 (426) (113) (9) (596)
Выбытие и прочие движения 11 8 1 20
Обесценение активов (4) (2) (7) (15)
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 2 4
Поступления 995 150 5 1 150
в т.ч. капитализированные расходы по кредитам и займам 143 48 – 191
Выбытие и прочие движения (61) 14 (8) (50)
Курсовые разницы 129 31 3 163
Резерв под обязательства, связанные с выбытием активов (27) – (27)
На 31 декабря 2018 г. 9 757 2 347 141 12 245

**Износ, истощение и убытки от обесценения**

Начисление износа и истощения (519) (113) (8) (640)
Выбытие и прочие движения 40 (14) 3 29
Обесценение активов (17) (12) – (29)
Курсовые разницы (59) 5 (1) (65)
На 31 декабря 2018 г. (3 183) (620) (34) (3 853)

**Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2018 г.** 6 574 1 727 91 8 592
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 8 645

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 на 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 391 млрд руб. (в том числе 197 млрд руб. – капитализированные процентные расходы) и 144 млрд руб. в т.ч. 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, использованная 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 приведенными к обесценению гудвилла 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 статье «Прочие доходы и расходы» (Примечание 15). Ключевые допущения, используемые при расчете ценностей 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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Первоначальная стоимость на 1 января</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Обесценение активов на 1 января</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистая балансовая стоимость на 1 января</td>
<td>386</td>
<td>263</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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) (6)
- 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 гудвил представлено в таблице ниже:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Первоначальная стоимость на 1 января 2017 г.</th>
<th>Права аренды земли</th>
<th>Прочие нематериальные активы</th>
<th>Итого нематериальные активы</th>
<th>Гудвил</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>34</td>
<td>48</td>
<td>82</td>
<td>256</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Накопленная амортизация на 1 января 2017 г.</td>
<td>(13)</td>
<td>(10)</td>
<td>(23)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистая балансовая стоимость на 1 января 2017 г.</td>
<td>21</td>
<td>38</td>
<td>59</td>
<td>256</td>
</tr>
<tr>
<td>Первоначальная стоимость</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Поступления</td>
<td>–</td>
<td>10</td>
<td>10</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Приобретение дочерних обществ (Примечание 7)</td>
<td>–</td>
<td>30</td>
<td>30</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td>Выбытия</td>
<td>–</td>
<td>(18)</td>
<td>(18)</td>
<td>(6)</td>
</tr>
<tr>
<td>Курсовые разницы</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>На 31 декабря 2017 г. (пересмотренные данные)</td>
<td>34</td>
<td>70</td>
<td>104</td>
<td>265</td>
</tr>
<tr>
<td>Амортизация</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Выбытие амортизации</td>
<td>–</td>
<td>1</td>
<td>1</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Курсовые разницы</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>На 31 декабря 2017 г. (пересмотренные данные)</td>
<td>(15)</td>
<td>(14)</td>
<td>(29)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2017 г. (пересмотренные данные)</td>
<td>19</td>
<td>56</td>
<td>75</td>
<td>265</td>
</tr>
<tr>
<td>Первоначальная стоимость</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Поступления</td>
<td>–</td>
<td>15</td>
<td>15</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Приобретение дочерних обществ (Примечание 7)</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Выбытия</td>
<td>–</td>
<td>(4)</td>
<td>(4)</td>
<td>(180)</td>
</tr>
<tr>
<td>Курсовые разницы</td>
<td>1</td>
<td>3</td>
<td>4</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>На 31 декабря 2018 г.</td>
<td>35</td>
<td>84</td>
<td>119</td>
<td>85</td>
</tr>
<tr>
<td>Амортизация</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Начисленная амортизация</td>
<td>[1]</td>
<td>[14]</td>
<td>[15]</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Выбытие амортизации</td>
<td>–</td>
<td>2</td>
<td>2</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Курсовые разницы</td>
<td>(1)</td>
<td>(1)</td>
<td>(2)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>На 31 декабря 2018 г.</td>
<td>(17)</td>
<td>(27)</td>
<td>(44)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2018 г.</td>
<td>18</td>
<td>57</td>
<td>75</td>
<td>85</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Годовой отчет 2018

Условия, в

Ценностная оценка активов, реализуемых на практике в целях создания и оценки производственных сегментов компании ПАО «НК «Роснефть», является основой для определения чувствительности активов к изменениям условий работы.

Бизнес-план Компании, утвержденный ее Советом директоров, является первичным источником информации при определении ценности использования производственных сегментов. Бизнес-план содержит внутренние прогнозы по объему перерабатываемых активов, объемным продажам 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 включаются ряд обоснованных внешних условий, связанных с зависимостью от внешних агентов, таких как уровень цен на нефть и природный газ. Учитывая, что цена на нефть и природный газ, маржа переработки и маржа по нефтепродуктам, а также уровень инфляции, связанной с ростом издержек производства, Компания приняла решение пересмотреть ключевые допущения, используемые при расчете ценности использования производственных сегментов, в результате чего было выявлено превышение стоимости идентифицируемых активов над ценностью использования сегмента «Переработка, коммерция и логистика» и признано частичное обесценение гудвилла данного сегмента в сумме 47 млрд руб. в промежутке консолидированной отчетности за шесть месяцев 2018 года. Прогнозы цен на нефть в третьем квартале 2018 года и соответствующие изменения в долгосрочном прогнозе основных показателей, а также отсутствие на момент подготовки отчетности определенности по изменению цен параметров, например, темпам прироста производственных сегментов Компании с учетом темпов прироста основных макропараметров, а также учитывали программу мероприятий по поддержанию финансового состояния Компании.

По результатам анализа был выявлен превышение стоимости идентифицируемых активов над ценностью использования сегмента «Переработка, коммерция и логистика», что привело к признанию обесценения всех основных активов данного сегмента. Объекты оценки по уровням цены реализации продуктов переработки нефти в соответствии с фиксированными ценами нефти и установкой цен на нефть и природный газ, маржа переработки и маржа по нефтепродуктам, а также уровень инфляции, связанной с ростом издержек производства, Компания приняла решение пересмотреть ключевые допущения, используемые при расчете ценности использования производственных сегментов, в результате чего было выявлено превышение стоимости идентифицируемых активов над ценностью использования сегмента «Переработка, коммерция и логистика» и признано частичное обесценение гудвилла данного сегмента в сумме 47 млрд руб. в промежутке консолидированной отчетности за шесть месяцев 2018 года. Прогнозы цен на нефть в третьем квартале 2018 года и соответствующие изменения в долгосрочном прогнозе основных показателей, а также отсутствие на момент подготовки отчетности определенности по изменению цен параметров, например, темпам прироста производственных сегментов Компании с учетом темпов прироста основных макропараметров, а также учитывали программу мероприятий по поддержанию финансового состояния Компании.

По результатам анализа был выявлен превышение стоимости идентифицируемых активов над ценностью использования сегмента «Переработка, коммерция и логистика», что привело к признанию обесценения всех основных активов данного сегмента. Объекты оценки по уровням цены реализации продуктов переработки нефти в соответствии с фиксированными ценами нефти и установкой цен на нефть и природный газ, маржа переработки и маржа по нефтепродуктам, а также уровень инфляции, связанной с ростом издержек производства, Компания приняла решение пересмотреть ключевые допущения, используемые при расчете ценности использования производственных сегментов, в результате чего было выявлено превышение стоимости идентифицируемых активов над ценностью использования сегмента «Переработка, коммерция и логистика» и признано частичное обесценение гудвилла данного сегмента в сумме 47 млрд руб. в промежутке консолидированной отчетности за шесть месяцев 2018 года. Прогнозы цен на нефть в третьем квартале 2018 года и соответствующие изменения в долгосрочном прогнозе основных показателей, а также отсутствие на момент подготовки отчетности определенности по изменению цен параметров, например, темпам прироста производственных сегментов Компании с учетом темпов прироста основных макропараметров, а также учитывали программу мероприятий по поддержанию финансового состояния Компании.

Ключевые допущения, используемые при расчете ценности использования активов

Изменение следующих факторов может наименьшее влияние на величину дисконтированных денежных потоков:

- Ставка дисконтирования. Для целей проведения теста на обесценение ставка дисконтирования определяется на основе средневзвешенной стоимости капитала Компании по долгосрочному прогнозу.
- Курс рубля к доллару США. Для целей проведения теста на обесценение были использованы следующие фиксированные значения среднегодового курса рубля к доллару США по отношению к доллару США: 54,6 руб. в 2018 году на основе средневзвешенной стоимости капитала Компании.
- Курс рубля к доллару Европейского Союза. Для целей проведения теста на обесценение были использованы следующие фиксированные значения среднегодового курса рубля к доллару Европейского Союза по отношению к доллару США: 54,6 руб. в 2018 году на основе средневзвешенной стоимости капитала Компании.
- Цена на нефть и нефтепродукты. Для целей проведения теста на обесценение были использованы следующие фиксированные значения среднегодовых цен на нефть и нефтепродукты по отношению к доллару США: 54,6 руб. в 2018 году на основе средневзвешенной стоимости капитала Компании.
- Цена на нефть и нефтепродукты. Для целей проведения теста на обесценение были использованы следующие фиксированные значения среднегодовых цен на нефть и нефтепродукты по отношению к доллару США: 54,6 руб. в 2018 году на основе средневзвешенной стоимости капитала Компании.
- Цена на нефть и нефтепродукты. Для целей проведения теста на обесценение были использованы следующие фиксированные значения среднегодовых цен на нефть и нефтепродукты по отношению к доллару США: 54,6 руб. в 2018 году на основе средневзвешенной стоимости капитала Компании.
- Цена на нефть и нефтепродукты. Для целей проведения теста на обесценение были использованы следующие фиксированные значения среднегодовых цен на нефть и нефтепродукты по отношению к доллару США: 54,6 руб. в 2018 году на основе средневзвешенной стоимости капитала Компании.
- Цена на нефть и нефтепродукты. Для целей проведения теста на обесценение были использованы следующие фиксированные значения среднегодовых цен на нефть и нефтепродукты по отношению к доллару США: 54,6 руб. в 2018 году на основе средневзвешенной стоимости капитала Компании.
- Цена на нефть и нефтепродукты. Для целей проведения теста на обесценение были использованы следующие фиксированные значения среднегодовых цен на нефть и нефтепродукты по отношению к доллару США: 54,6 руб. в 2018 году на основе средневзвешенной стоимости капитала Компании.
- Цена на нефть и нефтепродукты. Для целей проведения теста на обесценение были использованы следующие фиксированные значения среднегодовых цен на нефть и нефтепродукты по отношению к доллару США: 54,6 руб. в 2018 году на основе средневзвешенной стоимости капитала Компании.
26. ПРОЧИЕ ВНЕОБОРОТНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

Прочие внеоборотные финансовые активы представлены за вычетом резерва под будущие кредитные убытки и включают:

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование</th>
<th>Страна</th>
<th>Доля Компании на 31 декабря 2018 г., %</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Вложения в акции и паи</td>
<td></td>
<td>18</td>
<td>18</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Облигации</td>
<td></td>
<td>28</td>
<td>13</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Займы выданные</td>
<td></td>
<td>18</td>
<td>4</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Займы, выданные ассоциированным предприятиям</td>
<td></td>
<td>31</td>
<td>26</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Депозиты и депозитные сертификаты</td>
<td></td>
<td>23</td>
<td>49</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Долгосрочная дебиторская задолженность</td>
<td></td>
<td>11</td>
<td>3</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование</th>
<th>Страна</th>
<th>Доля Компании на 31 декабря 2018 г., %</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Депозиты</td>
<td></td>
<td>110</td>
<td>463</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Итого прочие внеоборотные финансовые активы</td>
<td></td>
<td>239</td>
<td>606</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

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».
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 внеоборотные финансовые активы.

Ниже представлено изменение резерва под ожидаемые кредитные убытки по прочим внеоборотным финансовым активам:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование объекта инвестиции</th>
<th>Страна</th>
<th>Доля Компании на 31 декабря 2018 г., %</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>NIP «Славнефть»</td>
<td>Россия</td>
<td>49,94</td>
<td>167</td>
<td>156</td>
</tr>
<tr>
<td>Petromonasgas S.A.</td>
<td>Венесуэла</td>
<td>40,00</td>
<td>77</td>
<td>46</td>
</tr>
<tr>
<td>Talhu Limited (DNO «Хряхнефт»)</td>
<td>Кипр</td>
<td>51,00</td>
<td>58</td>
<td>47</td>
</tr>
<tr>
<td>AO «Мессанефтегаз»</td>
<td>Россия</td>
<td>50,00</td>
<td>37</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td>Petrovictoria S.A.</td>
<td>Венесуэла</td>
<td>40,00</td>
<td>31</td>
<td>25</td>
</tr>
<tr>
<td>ООО «Национальный нефтяной консорциум»</td>
<td>Россия</td>
<td>80,00</td>
<td>30</td>
<td>24</td>
</tr>
<tr>
<td>Активы ТЭК Букове</td>
<td>Россия</td>
<td>50,00</td>
<td>17</td>
<td>18</td>
</tr>
<tr>
<td>STA «TERA Latvija»</td>
<td>Латвия</td>
<td>66,00</td>
<td>3</td>
<td>4</td>
</tr>
<tr>
<td>AO «Архангельскнефтегаз»</td>
<td>Россия</td>
<td>50,00</td>
<td>2</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>ООО «РГ-Новгород ОГП»</td>
<td>Россия</td>
<td>1,00</td>
<td>–</td>
<td>8</td>
</tr>
<tr>
<td>Nayara Energy Limited</td>
<td>Индия</td>
<td>49,33</td>
<td>251</td>
<td>224</td>
</tr>
<tr>
<td>ЗАО «Пургаз»</td>
<td>Россия</td>
<td>40,00</td>
<td>34</td>
<td>39</td>
</tr>
<tr>
<td>Petrocas Energy International Limited</td>
<td>Кипр</td>
<td>40,00</td>
<td>11</td>
<td>9</td>
</tr>
<tr>
<td>AO «Нижневартовская ГРЭС»</td>
<td>Россия</td>
<td>25,01</td>
<td>4</td>
<td>4</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие различные</td>
<td>различные</td>
<td>13</td>
<td>14</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Итого инвестиции в ассоциированные и совместные предприятия</td>
<td></td>
<td>735</td>
<td>635</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>
Доход/(убыток) от ассоциированных и совместных предприятий:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Доля Компании на 31 декабря 2018 г., %</th>
<th>Доля в доходе/(убытке) предприятий, учтенных по методу участия в капитале</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>(пересмотренные данные)</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>AO «Мессояханефтегаз»</td>
<td>50,00</td>
<td>31</td>
<td>11</td>
</tr>
<tr>
<td>Petromonagas S.A.</td>
<td>40,00</td>
<td>19</td>
<td>8</td>
</tr>
<tr>
<td>ПАО НГК «Славнефть»</td>
<td>49,94</td>
<td>11</td>
<td>7</td>
</tr>
<tr>
<td>TNK Trading International S.A.</td>
<td>59,95</td>
<td>–</td>
<td>10</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие</td>
<td>различная</td>
<td>21</td>
<td>21</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого доход от ассоциированных и совместных предприятий</td>
<td></td>
<td>82</td>
<td>57</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Непризнанная доля убытков ассоциированных и совместных предприятий включает:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование объекта инвестиции</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>ООО «Вениннефть»</td>
<td>2</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>ТОО «Адай Петролеум Компания»</td>
<td>11</td>
<td>7</td>
</tr>
<tr>
<td>Boqueron S.A.</td>
<td>8</td>
<td>6</td>
</tr>
<tr>
<td>Petroparita S.A.</td>
<td>4</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого непризнанная доля убытков ассоциированных и совместных компаний</td>
<td>20</td>
<td>18</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Ниже представлена финансовая информация о существенных ассоциированных и совместных предприятиях по состоянию на 31 декабря 2018 и 31 декабря 2017 годов:

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Оборотные активы</td>
<td>182</td>
<td>284</td>
</tr>
<tr>
<td>Внеоборотные активы</td>
<td>396</td>
<td>359</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого активы</td>
<td>558</td>
<td>663</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные обязательства</td>
<td>(242)</td>
<td>(415)</td>
</tr>
<tr>
<td>Долгосрочные обязательства</td>
<td>(284)</td>
<td>(187)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого обязательства</td>
<td>(526)</td>
<td>(602)</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистые активы</td>
<td>32</td>
<td>21</td>
</tr>
<tr>
<td>Доля Компании, %</td>
<td>49,13</td>
<td>49,13</td>
</tr>
<tr>
<td>Доля Компании в чистых активах</td>
<td>16</td>
<td>10</td>
</tr>
<tr>
<td>Гудвил</td>
<td>235</td>
<td>214</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого</td>
<td>251</td>
<td>224</td>
</tr>
<tr>
<td>Выручка от реализации</td>
<td>922</td>
<td>282</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые доходы</td>
<td>(27)</td>
<td>(15)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого</td>
<td>(16)</td>
<td>(6)</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие расходы</td>
<td>(866)</td>
<td>(257)</td>
</tr>
<tr>
<td>Прибыль до налогообложения</td>
<td>9</td>
<td>4</td>
</tr>
<tr>
<td>Налог на прибыль</td>
<td>(4)</td>
<td>(1)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого чистая прибыль</td>
<td>5</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Доля Компании, %</td>
<td>49,13</td>
<td>49,13</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого доле Компании в чистой прибыли</td>
<td>2</td>
<td>2</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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.

<table>
<thead>
<tr>
<th>ПАО НГК «Славнефть»</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Оборотные активы</td>
<td>93</td>
<td>60</td>
</tr>
<tr>
<td>Внеоборотные активы</td>
<td>473</td>
<td>447</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого активы</td>
<td>566</td>
<td>507</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные обязательства</td>
<td>(64)</td>
<td>(66)</td>
</tr>
<tr>
<td>Долгосрочные обязательства</td>
<td>(196)</td>
<td>(129)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого обязательства</td>
<td>(231)</td>
<td>(195)</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистые активы</td>
<td>335</td>
<td>312</td>
</tr>
<tr>
<td>Доля Компании, %</td>
<td>49,94</td>
<td>49,94</td>
</tr>
<tr>
<td>Доля Компании в чистых активах</td>
<td>167</td>
<td>156</td>
</tr>
<tr>
<td>Выручка от реализации</td>
<td>314</td>
<td>241</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые доходы</td>
<td>–</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые расходы</td>
<td>(8)</td>
<td>(7)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого</td>
<td>(104)</td>
<td>(17)</td>
</tr>
</tbody>
</table>
### Годовой отчет 2018

#### Приложение 1

**ПАО НГК «Славнефть»**

<table>
<thead>
<tr>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Прочие расходы</td>
<td>(228)</td>
</tr>
<tr>
<td>Прибыль до налогообложения</td>
<td>30</td>
</tr>
<tr>
<td>Налог на прибыль</td>
<td>(8)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого чистая прибыль</td>
<td>22</td>
</tr>
<tr>
<td>Доля Компании, %</td>
<td>49,94</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого доля Компании в чистой прибыли</td>
<td>11</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**АО «Месояханефтегаз»**

<table>
<thead>
<tr>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Оборотные активы</td>
<td>24</td>
</tr>
<tr>
<td>Внеоборотные активы</td>
<td>180</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого активы</td>
<td>204</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные обязательства</td>
<td>(19)</td>
</tr>
<tr>
<td>Долгосрочные обязательства</td>
<td>(110)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого обязательства</td>
<td>(129)</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистые активы</td>
<td>75</td>
</tr>
<tr>
<td>Доля Компании, %</td>
<td>50,00</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого доля Компании в чистых активах</td>
<td>37</td>
</tr>
<tr>
<td>Выручка от реализации</td>
<td>126</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые доходы</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые расходы</td>
<td>(6)</td>
</tr>
<tr>
<td>Износ, истощение и амортизация</td>
<td>(12)</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие расходы</td>
<td>(2)</td>
</tr>
<tr>
<td>Прибыль до налогообложения</td>
<td>75</td>
</tr>
<tr>
<td>Налог на прибыль</td>
<td>(13)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого чистая прибыль</td>
<td>62</td>
</tr>
<tr>
<td>Доля Компании, %</td>
<td>50,00</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого доля Компании в чистой прибыли</td>
<td>31</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**Taihu Limited**

<table>
<thead>
<tr>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Оборотные активы</td>
<td>67</td>
</tr>
<tr>
<td>Внеоборотные активы</td>
<td>80</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого активы</td>
<td>147</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные обязательства</td>
<td>(19)</td>
</tr>
<tr>
<td>Долгосрочные обязательства</td>
<td>(15)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого обязательства</td>
<td>(34)</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистые активы</td>
<td>113</td>
</tr>
<tr>
<td>Единовременная корректировка в соответствии с акционерным соглашением</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Доля Компании, %</td>
<td>51,00</td>
</tr>
<tr>
<td>Доля Компании в чистых активах</td>
<td>58</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### 28. ПРОЧИЕ ВНЕОБОРОТНЫЕ НЕФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

Прочие внеоборотные нефинансовые активы включают:

<table>
<thead>
<tr>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Долгосрочные авансы выданные</td>
<td>293</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого прочие внеоборотные нефинансовые активы</td>
<td>295</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Финансовые обязательства</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам</td>
<td>452</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные операционные обязательства дочерних банков</td>
<td>461</td>
</tr>
<tr>
<td>Заработная плата и связанные начисления</td>
<td>88</td>
</tr>
<tr>
<td>Расчеты по дивидендам</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочая кредиторская задолженность</td>
<td>63</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого финансовые обязательства</td>
<td>1 055</td>
</tr>
<tr>
<td>Нефинансовые обязательства</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные авансы полученные</td>
<td>75</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого кредиторская задолженность и начисления</td>
<td>1 130</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Торговая и прочая кредиторская задолженность являются беспроцентными.

30. КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ И ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства включают:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Валюта</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Долгосрочные</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Банковские кредиты</td>
<td>рубли</td>
<td>423</td>
</tr>
<tr>
<td>Банковские кредиты доллары США, евро</td>
<td>921</td>
<td>878</td>
</tr>
<tr>
<td>Облигации</td>
<td>рубли</td>
<td>461</td>
</tr>
<tr>
<td>Еврооблигации доллары США</td>
<td>177</td>
<td>215</td>
</tr>
<tr>
<td>Займы</td>
<td>рубли</td>
<td>77</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочее финансирование</td>
<td>рубли</td>
<td>704</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочее финансирование доллары США</td>
<td>691</td>
<td>224</td>
</tr>
<tr>
<td>За вычетом: краткосрочная часть долгосрочной задолженности</td>
<td>(202)</td>
<td>(1 045)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого долгосрочные кредиты и займы</td>
<td>3 252</td>
<td>1 610</td>
</tr>
<tr>
<td>Обязательства по финансовой аренде</td>
<td>27</td>
<td>32</td>
</tr>
<tr>
<td>Долгосрочные прочие финансовые обязательства</td>
<td>139</td>
<td>146</td>
</tr>
<tr>
<td>За вычетом: краткосрочная часть обязательств по финансовой аренде</td>
<td>(5)</td>
<td>(5)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого долгосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства</td>
<td>3 413</td>
<td>1 763</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Банковские кредиты</td>
<td>рубли</td>
<td>326</td>
</tr>
<tr>
<td>Банковские кредиты доллары США, евро</td>
<td>16</td>
<td>10</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочее финансирование</td>
<td>рубли</td>
<td>209</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочее финансирование доллары США</td>
<td>25</td>
<td>346</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочная часть долгосрочной задолженности</td>
<td>202</td>
<td>546</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого краткосрочные кредиты и займы и краткосрочная часть долгосрочных кредитов и займов</td>
<td>778</td>
<td>2 057</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочная часть обязательств по финансовой аренде</td>
<td>5</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные прочие финансовые обязательства</td>
<td>162</td>
<td>93</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам</td>
<td>33</td>
<td>74</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого краткосрочные кредиты и займы и прочие финансовые обязательства</td>
<td>978</td>
<td>2 229</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого кредиты и займы и прочие финансовые обязательства</td>
<td>4 391</td>
<td>4 012</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Долгосрочные кредиты и займы

Долгосрочные банковские кредиты включают:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Валюта</th>
<th>Ставка</th>
<th>Срок погашения</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Доллары США</td>
<td>от 5,25 % до LIBOR + 3,50 %</td>
<td>2020-2029 гг.</td>
<td>915</td>
<td>859</td>
</tr>
<tr>
<td>Евро</td>
<td>от EURIBOR + 0,95 % до EURIBOR + 2,00 %</td>
<td>2019-2020 гг.</td>
<td>6</td>
<td>10</td>
</tr>
<tr>
<td>Рубли</td>
<td>от 8,25 % до 9,75 %</td>
<td>2020-2024 гг.</td>
<td>423</td>
<td>326</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого</td>
<td>1 344</td>
<td>1 205</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Затраты на выпуск долговых обязательств | – | (1) |
| Итого долгосрочные банковские кредиты | 1 344 | 1 204 |
Ниже представлена информация о выпусках рублевых процентных облигаций на предъявителя по состоянию на 31 декабря:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Номер выпуска</th>
<th>Дата размещения</th>
<th>Дата погашения</th>
<th>Общая номинальная стоимость млрд руб.</th>
<th>Ставка купона</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Облигации 04,05</td>
<td>10.2012</td>
<td>10.2022</td>
<td>20</td>
<td>7,90 %</td>
<td>20</td>
<td>20</td>
</tr>
<tr>
<td>Облигации 07,08</td>
<td>03.2015</td>
<td>03.2023</td>
<td>30</td>
<td>7,30 %</td>
<td>31</td>
<td>31</td>
</tr>
<tr>
<td>Облигации 06,07,08</td>
<td>06.2015</td>
<td>05.2023</td>
<td>40</td>
<td>7,00 %</td>
<td>1</td>
<td>40</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-01, БО-02</td>
<td>12.2013</td>
<td>12.2023</td>
<td>40</td>
<td>8,50 %</td>
<td>10</td>
<td>11</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-01, БО-07</td>
<td>02.2014</td>
<td>02.2024</td>
<td>35</td>
<td>8,90 %</td>
<td>36</td>
<td>36</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-02, БО-03, БО-04</td>
<td>12.2014</td>
<td>11.2024</td>
<td>65</td>
<td>9,40 %</td>
<td>55</td>
<td>55</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-08, БО-09</td>
<td>12.2014</td>
<td>11.2024</td>
<td>150</td>
<td>9,40 %</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-10, БО-11, БО-12, БО-13</td>
<td>12.2014</td>
<td>11.2024</td>
<td>600</td>
<td>7,60 %</td>
<td>40</td>
<td>40</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-14</td>
<td>12.2014</td>
<td>11.2024</td>
<td>40</td>
<td>8,65 %</td>
<td>41</td>
<td>41</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-15, БО-16</td>
<td>12.2014</td>
<td>12.2024</td>
<td>400</td>
<td>7,85 %</td>
<td>15</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-17, БО-18, БО-19, БО-20</td>
<td>03.2015</td>
<td>03.2025</td>
<td>40</td>
<td>8,60 %</td>
<td>15</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-21, БО-22, БО-23</td>
<td>03.2015</td>
<td>03.2025</td>
<td>40</td>
<td>8,50 %</td>
<td>10</td>
<td>10</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-25, БО-26</td>
<td>01.2015</td>
<td>01.2025</td>
<td>400</td>
<td>7,60 %</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-27, БО-28</td>
<td>10.2017</td>
<td>09.2027</td>
<td>100</td>
<td>7,50 %</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-29, БО-30, БО-31</td>
<td>12.2017</td>
<td>11.2027</td>
<td>600</td>
<td>7,50 %</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-32, БО-33</td>
<td>12.2017</td>
<td>12.2027</td>
<td>60</td>
<td>7,50 %</td>
<td>30</td>
<td>30</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-34, БО-35</td>
<td>02.2018</td>
<td>02.2028</td>
<td>50</td>
<td>7,50 %</td>
<td>51</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-36, БО-37</td>
<td>03.2018</td>
<td>03.2028</td>
<td>20</td>
<td>7,50 %</td>
<td>21</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Облигации дочерних банков:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-38, БО-39, БО-40, БО-41</td>
<td>10.2017</td>
<td>10.2027</td>
<td>10</td>
<td>8,50 %</td>
<td>10</td>
<td>10</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-40, БО-41</td>
<td>02.2018</td>
<td>02.2028</td>
<td>10</td>
<td>8,50 %</td>
<td>5</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-42, БО-43</td>
<td>08.2014</td>
<td>08.2024</td>
<td>3</td>
<td>0,51 %</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-44, БО-45</td>
<td>07.2015</td>
<td>06.2025</td>
<td>4</td>
<td>0,51 %</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-46, БО-47</td>
<td>04.2015</td>
<td>04.2025</td>
<td>3</td>
<td>12,0 %</td>
<td>–</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-48, БО-49, БО-50</td>
<td>10.2015</td>
<td>09.2025</td>
<td>4</td>
<td>0,51 %</td>
<td>1</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-51, БО-52, БО-53</td>
<td>11.2015</td>
<td>10.2025</td>
<td>2</td>
<td>0,51 %</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-54, БО-55</td>
<td>06.2016</td>
<td>05.2026</td>
<td>5</td>
<td>0,51 %</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Конвертируемые облигации С-01, С-02</td>
<td>02.2017</td>
<td>02.2027</td>
<td>69</td>
<td>0,51 %</td>
<td>2</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>Облигации Башнефти:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Облигации БО-06, БО-07</td>
<td>05.2016</td>
<td>04.2026</td>
<td>15</td>
<td>10,90 %</td>
<td>16</td>
<td>16</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации БО-08, БО-09</td>
<td>10.2016</td>
<td>10.2026</td>
<td>5</td>
<td>9,30 %</td>
<td>5</td>
<td>5</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Обязательства по финансовой аренде погашаются следующим образом:

<table>
<thead>
<tr>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Минимальные арендные платежи</td>
<td>Финансовые расходы</td>
</tr>
<tr>
<td>Менее года</td>
<td>9</td>
</tr>
<tr>
<td>От 1 до 5 лет</td>
<td>19</td>
</tr>
<tr>
<td>Свыше 5 лет</td>
<td>18</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого</td>
<td>46</td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Минимальные арендные платежи</td>
</tr>
<tr>
<td>Менее года</td>
</tr>
<tr>
<td>От 1 до 5 лет</td>
</tr>
<tr>
<td>Свыше 5 лет</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого</td>
</tr>
</tbody>
</table>

1 Оферта не предусмотрена.
2 Выплаты по купону каждые три месяца.
3 Выплаты по купону в конце срока обращения.
4 На отчетную дату эти выплаты полностью или частично использованы в качестве инструмента по сдачам привлечения прочного финансирования.
5 Для купонного периода, датирующегося по состоянию на 31 декабря 2018 года.
6 По состоянию на 31 декабря 2018 года часть облигаций досрочно выпущена.
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 заключила 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): 

<table>
<thead>
<tr>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Здания</td>
<td>4</td>
</tr>
<tr>
<td>Машины и оборудование</td>
<td>27</td>
</tr>
<tr>
<td>Транспортные средства</td>
<td>16</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого первоначальная стоимость</td>
<td>47</td>
</tr>
<tr>
<td>Минус: накопленная амортизация (26)</td>
<td>(18)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого остаточная стоимость основных средств, полученных в лизинг</td>
<td>23</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Период выпуска</th>
<th>Период возврата</th>
<th>Номинальная сумма на 31 декабря 2018 г.</th>
<th>Справедливая стоимость обязательств на 31 декабря 2018 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Свопы 2013</td>
<td>–</td>
<td>2018</td>
<td>2017</td>
</tr>
<tr>
<td>Свопы 2014</td>
<td>2019</td>
<td>1 010 70</td>
<td>33 22</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого</td>
<td></td>
<td>1 010 70</td>
<td>33 74</td>
</tr>
</tbody>
</table>

**Сверка движений в финансовой деятельности в Отчете о движении денежных средств с балансовыми статьями обязательств:**

<table>
<thead>
<tr>
<th>Долгосрочные кредиты и займы</th>
<th>Краткосрочные кредиты и займы</th>
<th>Обязательства по финансовой аренде</th>
<th>Прочие долгосрочные финансовые обязательства</th>
<th>Прочие краткосрочные финансовые обязательства</th>
<th>Краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам</th>
<th>Итого</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Остаток на 1 января 2017 г.</td>
<td>1 889</td>
<td>1 475</td>
<td>22</td>
<td>4</td>
<td>4</td>
<td>96</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовая деятельность (денежное движение)</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Поступление/выплата креди-</td>
<td>2018</td>
<td>–</td>
<td>144</td>
<td>192</td>
<td>–</td>
<td>682</td>
</tr>
<tr>
<td>тов и займов</td>
<td>644</td>
<td>–</td>
<td>платащики</td>
<td>платащики</td>
<td>платащики</td>
<td>платащики</td>
</tr>
<tr>
<td>Проценты уплаченные</td>
<td>(145)</td>
<td>(70)</td>
<td>(4)</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(219)</td>
</tr>
<tr>
<td>Погашение прочих финансо-</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(7)</td>
<td>(11)</td>
<td>(14)</td>
<td>(22)</td>
</tr>
<tr>
<td>вых обязательств</td>
<td></td>
<td></td>
<td>[1]</td>
<td>[1]</td>
<td>[1]</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Операционная и инве-</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>стикционная деятельность</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>(неденежное движение)</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Изменения валютных курсов</td>
<td>(196)</td>
<td>96</td>
<td>–</td>
<td>[1]</td>
<td>[1]</td>
<td>[100]</td>
</tr>
<tr>
<td>Приобретение дочерних</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>компаний, за счет получ-</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>енных денежных средств</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Зачет прочих финансовых</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>обязательств</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Приобретение</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые расходы</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие движение</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Реклассификации</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Остаток на 31 декабря 2017 г.</td>
<td>1 610</td>
<td>2 057</td>
<td>32</td>
<td>146</td>
<td>93</td>
<td>74</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовая деятельность (денежное движение)</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Поступление/выплата креди-</td>
<td>1 022</td>
<td>(935)</td>
<td>–</td>
<td>246</td>
<td>87</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>тов и займов</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Проценты уплаченные</td>
<td>(196)</td>
<td>(70)</td>
<td>(4)</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(29)</td>
</tr>
<tr>
<td>Погашение прочих финансо-</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(6)</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(27)</td>
</tr>
<tr>
<td>вых обязательств</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Обратный выкуп облигаций</td>
<td></td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(40)</td>
</tr>
</tbody>
</table>
### 31. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПРОЧИМ НАЛОГАМ

Краткосрочные обязательства по прочим налогам включают:

<table>
<thead>
<tr>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Налог на добычу полезных ископаемых</td>
<td>163</td>
</tr>
<tr>
<td>Налог на добавленную стоимость</td>
<td>121</td>
</tr>
<tr>
<td>Акцизы</td>
<td>27</td>
</tr>
<tr>
<td>Налог на имущество</td>
<td>10</td>
</tr>
<tr>
<td>Налог на доходы физических лиц</td>
<td>3</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие</td>
<td>3</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Итого обязательства по прочим налогам 327 278

### 32. РЕЗЕРВЫ

<table>
<thead>
<tr>
<th>Обязательства, связанные с выбытием активов</th>
<th>Резерв на восстановление окружающей среды</th>
<th>Судебные, налоговые иски и прочие</th>
<th>Всего</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Остаток на 1 января 2017 г., в том числе</td>
<td>178</td>
<td>41</td>
<td>13</td>
</tr>
<tr>
<td>Долгосрочные</td>
<td>104</td>
<td>28</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные</td>
<td>4</td>
<td>13</td>
<td>12</td>
</tr>
<tr>
<td>Резервы, созданные в течение года (Примечание 40)</td>
<td>6</td>
<td>5</td>
<td>7</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Увеличение/(уменьшение) обязательства в результате:

| Изменения оценочных данных | (5) | (1) | - | (6) |
| Изменения ставки дисконтирования | 28 | - | - | 28 |
| Курсовые разницы | (1) | - | - | (1) |
| Проценты по займам | 14 | 3 | - | 17 |
| Приобретение дочерних обществ [Примечание 1] | - | - | 2 | 2 |

Увеличение/(уменьшение) обязательства в результате:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Использования</th>
<th>(2)</th>
<th>(7)</th>
<th>(2)</th>
<th>(16)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Остаток на 31 декабря 2017 г., в том числе</td>
<td>218</td>
<td>41</td>
<td>15</td>
<td>274</td>
</tr>
<tr>
<td>Долгосрочные</td>
<td>213</td>
<td>27</td>
<td>5</td>
<td>245</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные</td>
<td>5</td>
<td>14</td>
<td>10</td>
<td>29</td>
</tr>
<tr>
<td>Резервы, созданные в течение года (Примечание 40)</td>
<td>9</td>
<td>7</td>
<td>10</td>
<td>26</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Увеличение/(уменьшение) обязательства в результате:

| Изменения оценочных данных | (24) | - | 9 | (15) |
| Изменения ставки дисконтирования | (12) | - | - | (12) |
| Курсовые разницы | 8 | - | 2 | 10 |
| Проценты по займам | 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 | 45 |

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 Компания 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 исключительно составляет 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.

<table>
<thead>
<tr>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Остаток на 1 января</td>
<td>1 586</td>
</tr>
<tr>
<td>Получено</td>
<td>123</td>
</tr>
<tr>
<td>Погашено</td>
<td>(283)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого задолженность по долгосрочным контрактам на 31 декабря</td>
<td>1 426</td>
</tr>
<tr>
<td>Минус текущая часть</td>
<td>(354)</td>
</tr>
<tr>
<td>Остаток долгосрочной задолженности на 31 декабря</td>
<td>1 072</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 подлежащих переоценке по текущему курсу) за 2018 и 2017 годы.

34. ПРОЧИЕ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ВКЛЮЧАЮТ

Прочие долгосрочные обязательства включают:

<table>
<thead>
<tr>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Кредиторская задолженность по совместным проектам</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиторская задолженность по инвестиционной деятельности</td>
<td>2</td>
</tr>
<tr>
<td>Обязательства в рамках договоров совместной деятельности в Германии</td>
<td>21</td>
</tr>
<tr>
<td>Операционные обязательства дочерних банков</td>
<td>17</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого прочие долгосрочные обязательства</td>
<td>46</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Государственный Пенсионный фонд</td>
<td>52</td>
</tr>
<tr>
<td>НПФ «Нефтегарант»</td>
<td>12</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого пенсионные отчисления</td>
<td>64</td>
</tr>
</tbody>
</table>

36. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

Обыкновенные акции

По состоянию на 31 декабря 2018 и 2017 годов:

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>количество, млн шт.</td>
<td>10 598</td>
<td>9 598</td>
</tr>
<tr>
<td>сумма, млрд руб.</td>
<td>0,6</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Выпущенные и полностью оплаченные акции:</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>количество, млн шт.</td>
<td>10 598</td>
<td>9 598</td>
</tr>
<tr>
<td>сумма, млрд руб.</td>
<td>0,6</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Номинальная стоимость 1 обыкновенной акции, руб.</td>
<td>0,01</td>
<td>0,01</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 1,65 руб. на одну акцию, что в сумме составило 46,6 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 71,5 млрд руб.

21 июня 2018 года годовое Общее собрание акционеров утвердило дивиденды по обыкновенным акциям Компании по итогам первого полугодия 2018 года в размере 7,45 руб. на одну акцию, что в сумме составило 76,5 млрд руб.

Источником выплаты дивидендов являются 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 до 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 назначена на обеспечение высокой доходности для акционеров в случае осуществленной 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, торгующихся 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 прочих 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, подтвержденных 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 критерием справедливой стоимости в таблице ниже.

<table>
<thead>
<tr>
<th>Оценка по справедливой стоимости на 31 декабря 2018 г.</th>
<th>Уровень 1</th>
<th>Уровень 2</th>
<th>Уровень 3</th>
<th>Итого</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Активы</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Оборотные средства</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход</td>
<td>39</td>
<td>372</td>
<td>–</td>
<td>411</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток</td>
<td>–</td>
<td>1</td>
<td>–</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Внеоборотные средства</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход</td>
<td>–</td>
<td>18</td>
<td>–</td>
<td>18</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток</td>
<td>–</td>
<td>110</td>
<td>–</td>
<td>110</td>
</tr>
<tr>
<td>Всего активов по справедливой стоимости</td>
<td>39</td>
<td>501</td>
<td>–</td>
<td>540</td>
</tr>
<tr>
<td>Обязательства</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Производные финансовые инструменты</td>
<td>–</td>
<td>(33)</td>
<td>–</td>
<td>(33)</td>
</tr>
<tr>
<td>Всего обязательств по справедливой стоимости</td>
<td>–</td>
<td>(33)</td>
<td>–</td>
<td>(33)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 ожидаемых 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 обязательств определяется по учетной стоимости – (33) – (33).

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, контролируемыми акционерами (включая предприятия, которые либо непосредственно или косвенно контролируются Правительством Российской Федерации, а также группу компаний BP), ассоциированными и совместными предприятиями, основными управленцами 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 агрегированным для акционеров и компаний, контролируемых акционерами, ассоциированных и совместных предприятий, независимо от способа их агрегирования.

В рамках текущей деятельности Компания осуществляет операции с другими компаниями, контролируемыми государством. Тарифы на электроэнергию, транспортные тарифы на территорию 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 применяемым налоговым законодательством. Реализация нефти и нефтепродуктов связанным сторонам осуществляется в рамках обычной деятельности по ценам, существенно не отличающимся от средних рыночных цен.

317
Операции с акционерами и компаниями, контролируемыми акционерами

Выручка от реализации и доходы

<table>
<thead>
<tr>
<th>Статьи</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии</td>
<td>888</td>
<td>784</td>
</tr>
<tr>
<td>Вспомогательные услуги и прочая реализация</td>
<td>9</td>
<td>6</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые доходы</td>
<td>19</td>
<td>26</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>916</td>
<td>816</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Затраты и расходы

<table>
<thead>
<tr>
<th>Статьи</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Производственные и операционные расходы</td>
<td>8</td>
<td>14</td>
</tr>
<tr>
<td>Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке</td>
<td>97</td>
<td>73</td>
</tr>
<tr>
<td>Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку</td>
<td>500</td>
<td>473</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие расходы</td>
<td>21</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые расходы</td>
<td>26</td>
<td>8</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>652</td>
<td>583</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Прочие операции

<table>
<thead>
<tr>
<th>Статьи</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Приобретение дочерних обществ и долей в ассоциированных предприятиях</td>
<td>(3)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Поступление кредитов</td>
<td>266</td>
<td>237</td>
</tr>
<tr>
<td>Выплата кредитов</td>
<td>(111)</td>
<td>(58)</td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиты и займы выданные</td>
<td>(9)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Погашение кредитов и займов выданных</td>
<td>2</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Депозиты размещенные</td>
<td>(69)</td>
<td>(7)</td>
</tr>
<tr>
<td>Депозиты погашенные</td>
<td>463</td>
<td>2</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Остатки по счетам взаиморасчетов

<table>
<thead>
<tr>
<th>Статьи</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Активы</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Денежные средства и их эквиваленты</td>
<td>498</td>
<td>57</td>
</tr>
<tr>
<td>Дебиторская задолженность</td>
<td>77</td>
<td>68</td>
</tr>
<tr>
<td>Авансы выданные и прочие оборотные активы</td>
<td>65</td>
<td>61</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие финансовые активы</td>
<td>325</td>
<td>635</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>965</td>
<td>822</td>
</tr>
<tr>
<td>Обязательства</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиторская задолженность и начисления</td>
<td>47</td>
<td>32</td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства</td>
<td>904</td>
<td>655</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>951</td>
<td>687</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Операции с совместными предприятиями

Покупка нефти у совместных предприятий осуществляется по ценам внутреннего российского рынка.

Выручка от реализации и доходы

<table>
<thead>
<tr>
<th>Статьи</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии</td>
<td>12</td>
<td>11</td>
</tr>
<tr>
<td>Вспомогательные услуги и прочая реализация</td>
<td>3</td>
<td>10</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые доходы</td>
<td>5</td>
<td>26</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>21</td>
<td>47</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Затраты и расходы

<table>
<thead>
<tr>
<th>Статьи</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Производственные и операционные расходы</td>
<td>3</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td>Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке</td>
<td>287</td>
<td>285</td>
</tr>
<tr>
<td>Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку</td>
<td>12</td>
<td>9</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие расходы</td>
<td>3</td>
<td>4</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые расходы</td>
<td>1</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>316</td>
<td>304</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Прочие операции

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Приобретение долей в ассоциированных предприятиях и совместной деятельности</td>
<td>-</td>
<td>(6)</td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиты и займы выданные</td>
<td>(6)</td>
<td>(3)</td>
</tr>
<tr>
<td>Погашение кредитов и займов выданных</td>
<td>29</td>
<td>127</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Остатки по счетам взаиморасчетов

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Активы</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Дебиторская задолженность</td>
<td>3</td>
<td>6</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие финансовые активы</td>
<td>17</td>
<td>52</td>
</tr>
<tr>
<td>Обязательства</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиторская задолженность и начисления</td>
<td>161</td>
<td>85</td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства</td>
<td>30</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>171</td>
<td>100</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Операции с ассоциированными предприятиями

Выручка от реализации и доходы

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Реализация нефти, газа, нефтепродуктов и нефтехимии</td>
<td>364</td>
<td>222</td>
</tr>
<tr>
<td>Вспомогательные услуги и прочая реализация</td>
<td>1</td>
<td>5</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые доходы</td>
<td>4</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>369</td>
<td>227</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Затраты и расходы

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Производственные и операционные расходы</td>
<td>13</td>
<td>11</td>
</tr>
<tr>
<td>Стоимость приобретенной нефти, газа, нефтепродуктов и услуг по переработке</td>
<td>42</td>
<td>14</td>
</tr>
<tr>
<td>Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку</td>
<td>1</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие расходы</td>
<td>17</td>
<td>13</td>
</tr>
<tr>
<td>Финансовые расходы</td>
<td>2</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>75</td>
<td>39</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Прочие операции

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Кредиты и займы выданные</td>
<td>(31)</td>
<td>(32)</td>
</tr>
<tr>
<td>Погашение кредитов и займов выданных</td>
<td>17</td>
<td>-</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Остатки по счетам взаиморасчетов

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Активы</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Дебиторская задолженность</td>
<td>26</td>
<td>33</td>
</tr>
<tr>
<td>Авансы выданные и прочие оборотные активы</td>
<td>13</td>
<td>1</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие финансовые активы</td>
<td>57</td>
<td>41</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>96</td>
<td>75</td>
</tr>
<tr>
<td>Обязательства</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиторская задолженность и начисления</td>
<td>16</td>
<td>8</td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиты и займы и прочие финансовые обязательства</td>
<td>239</td>
<td>124</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>255</td>
<td>132</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Операции с негосударственными пенсионными фондами

Затраты и расходы

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Прочие расходы</td>
<td>12</td>
<td>7</td>
</tr>
</tbody>
</table>

2018 г. 2017 г.

<p>| | | |</p>
<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Поступление кредитов</td>
<td>7</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>Выплата кредитов</td>
<td>(4)</td>
<td>-</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Вознаграждение основному управленческому персоналу


39. ОСНОВНЫЕ ДОЧЕРНИЕ ОБЩЕСТВА

Ниже приведен перечень наиболее существенных предприятий Компании с учетом различных видах деятельности:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Разведка и добыча</th>
<th>Год 2018 г.</th>
<th>Год 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>АО «Оренбургнефть»</td>
<td>Россия</td>
<td>Разработка и добыча нефти и газа</td>
</tr>
<tr>
<td>АО «Самотлорнефть»</td>
<td>Россия</td>
<td>Разработка и добыча нефти и газа</td>
</tr>
<tr>
<td>АО «Ванкорнефть»</td>
<td>Россия</td>
<td>Разработка и добыча нефти и газа</td>
</tr>
<tr>
<td>ООО «РН-Юганскнефтегаз»</td>
<td>Россия</td>
<td>Операционные услуги по добыче нефти и газа</td>
</tr>
<tr>
<td>ПАО АНК «Башнефть»</td>
<td>Россия</td>
<td>Разработка и добыча нефти и газа</td>
</tr>
<tr>
<td>Нефтепереработка и сбыт</td>
<td>Год 2018 г.</td>
<td>Год 2017 г.</td>
</tr>
<tr>
<td>АО «Разуначанская нефтеперерабатывающая компания»</td>
<td>Россия</td>
<td>Производство нефтепродуктов</td>
</tr>
<tr>
<td>АО «Артаская нефтеперерабатывающая компания»</td>
<td>Россия</td>
<td>Производство нефтепродуктов</td>
</tr>
<tr>
<td>АО «Новокуйбышевский НПЗ»</td>
<td>Россия</td>
<td>Производство нефтепродуктов</td>
</tr>
<tr>
<td>ООО «РН-Комсомнатион»</td>
<td>Россия</td>
<td>Производство нефтепродуктов</td>
</tr>
<tr>
<td>АО «Сахалинский НПЗ»</td>
<td>Россия</td>
<td>Производство нефтепродуктов</td>
</tr>
<tr>
<td>АО «Ачинский НПЗ»</td>
<td>Россия</td>
<td>Производство нефтепродуктов</td>
</tr>
<tr>
<td>АО «Куйбышевский НПЗ»</td>
<td>Россия</td>
<td>Производство нефтепродуктов</td>
</tr>
<tr>
<td>ООО «РН-Тульский нефтеперерабатывающий завод»</td>
<td>Россия</td>
<td>Производство нефтепродуктов</td>
</tr>
<tr>
<td>ООО «РН-Буренок»</td>
<td>Россия</td>
<td>Реализация нефтепродуктов</td>
</tr>
<tr>
<td>ООО «РН-Арго»</td>
<td>Россия</td>
<td>Реализация нефтепродуктов</td>
</tr>
<tr>
<td>ООО «РН-Коммерция»</td>
<td>Россия</td>
<td>Реализация нефтепродуктов</td>
</tr>
<tr>
<td>ООО «РН-Трейд»</td>
<td>Россия</td>
<td>Инвестиционная деятельность</td>
</tr>
<tr>
<td>Rosneft Trading S.A.</td>
<td>Швейцария</td>
<td>Реализация нефтепродуктов</td>
</tr>
<tr>
<td>Rosneft Deutschland GmbH</td>
<td>Германия</td>
<td>Реализация нефтепродуктов</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочее</td>
<td>Год 2018 г.</td>
<td>Год 2017 г.</td>
</tr>
<tr>
<td>АО «РН Холдинг»</td>
<td>Россия</td>
<td>Холдинговая компания</td>
</tr>
<tr>
<td>АО «Всероссийский банк развития регионов» (ВБРР)</td>
<td>Россия</td>
<td>Банковские услуги</td>
</tr>
</tbody>
</table>
40. УСЛОВНЫЕ АКТИВЫ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Политико-экономическая ситуация

В России продолжаются экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая охватывает требования 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. Тем не менее, вне зависимости от сложившейся ситуации, Компания продолжает предпринимать необходимые усилия для поддержания стабильности своих финансовых и экономических показателей.

В рамках операционной деятельности ПАО «НК «Роснефть» действует безусловная неограниченная бессрочная гарантия, предоставляющая гарантии, которые являются неограниченными, безусловными и бессрочными.

В рамках операционной деятельности ПАО «НК «Роснефть» также включает в себя оказание услуг по всей территории Российской Федерации, включая поддержание в рабочем состоянии и техническом состоянии всех объектов, которые находятся в ее собственности или управляются ею. Компания также имеет в своем составе дочерние общества, которые занимаются оказанием услуг по всей территории Российской Федерации.

Судебные иски

В рамках реализации сотрудничества ПАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ ведутся расследования по вопросам о недопущении нарушений законодательства. В рамках реализации сотрудничества ПАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ ведутся расследования по вопросам о недопущении нарушений законодательства.

В рамках реализации сотрудничества ПАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ ведутся расследования по вопросам о недопущении нарушений законодательства. В рамках реализации сотрудничества ПАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ ведутся расследования по вопросам о недопущении нарушений законодательства.

Гарантии и возмещение ущерба

ПАО «НК «Роснефть» и его дочерние общества в полной мере обеспечены гарантиями, которые позволяют компенсировать потенциальную угрозу недопущения нарушений законодательства. Компания также имеет в своем составе дочерние общества, которые занимаются оказанием услуг по всей территории Российской Федерации.

40. УСЛОВНЫЕ АКТИВЫ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Наиболее значимыми являются следующие гарантии, которые предоставляются ПАО «НК «Роснефть» и его дочерними обществами в рамках реализации сотрудничества.

В рамках реализации сотрудничества ПАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ ведутся расследования по вопросам о недопущении нарушений законодательства. В рамках реализации сотрудничества ПАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ ведутся расследования по вопросам о недопущении нарушений законодательства.

В рамках реализации сотрудничества ПАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ ведутся расследования по вопросам о недопущении нарушений законодательства. В рамках реализации сотрудничества ПАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ ведутся расследования по вопросам о недопущении нарушений законодательства.

Судебные иски

ПАО «НК «Роснефть» и его дочерние общества в полной мере обеспечены гарантиями, которые позволяют компенсировать потенциальную угрозу недопущения нарушений законодательства. Компания также имеет в своем составе дочерние общества, которые занимаются оказанием услуг по всей территории Российской Федерации.

40. УСЛОВНЫЕ АКТИВЫ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Наиболее значимыми являются следующие гарантии, которые предоставляются ПАО «НК «Роснефть» и его дочерними обществами в рамках реализации сотрудничества.

В рамках реализации сотрудничества ПАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ ведутся расследования по вопросам о недопущении нарушений законодательства. В рамках реализации сотрудничества ПАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ ведутся расследования по вопросам о недопущении нарушений законодательства.
Инвестиционные обязательства
Компания и ее дочерние общества вовлечены в программы по геологоразведке и разработке месторождений, а также по переработке перерабатывающих и сбытовых предприятий. Бюджет данных проектов формируется на годовой основе.
Общая схема закупок, несмотря на не выполненного поставок, которые относятся к строительству и приобретению имущества, машин и оборудования, составил 758 млрд руб. и 776 млрд руб. по состоянию на 31 декабря 2018 и 31 декабря 2017 года 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 имеются 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

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Стоимость основных средств, относящихся к доказанным запасам нефти и газа</td>
<td>9 377</td>
<td>8 533</td>
</tr>
<tr>
<td>Стоимость основных средств, относящихся к недоказанным запасам нефти и газа</td>
<td>380</td>
<td>386</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого капитализированные затраты</td>
<td>9 757</td>
<td>8 719</td>
</tr>
<tr>
<td>Накопленные износ, истощение и убытки от обесценения</td>
<td>(1 183)</td>
<td>(2 628)</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистые капитализированные затраты</td>
<td>8 574</td>
<td>6 091</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Затраты, связанные с приобретением активов, разведкой и освоением запасов нефти и газа

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Затраты на приобретение активов, относящихся к доказанным запасам нефти и газа</td>
<td>2</td>
<td>193</td>
</tr>
<tr>
<td>Затраты на приобретение активов, относящихся к недоказанным запасам нефти и газа</td>
<td>12</td>
<td>123</td>
</tr>
<tr>
<td>Затраты на геологоразведочные работы</td>
<td>40</td>
<td>45</td>
</tr>
<tr>
<td>Затраты на разработку</td>
<td>951</td>
<td>876</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого затраты</td>
<td>1 005</td>
<td>1 237</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Выручка</td>
<td>4 603</td>
<td>3 158</td>
</tr>
<tr>
<td>Затраты на добычу (не включая налоги)</td>
<td>(3 607)</td>
<td>(5 079)</td>
</tr>
<tr>
<td>Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы</td>
<td>(99)</td>
<td>(104)</td>
</tr>
<tr>
<td>Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа</td>
<td>(16)</td>
<td>(15)</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого налог, кроме налога на прибыль</td>
<td>(3 341)</td>
<td>(1 154)</td>
</tr>
<tr>
<td>Налог на прибыль</td>
<td>(246)</td>
<td>(120)</td>
</tr>
<tr>
<td>Результаты деятельности по добыче нефти и газа</td>
<td>958</td>
<td>468</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Информация об объемах запасов
Начиная с 2016 года Компания раскрывает данные об объемах 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 «Детольмэн и Чарльз». 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 ближайшие периоды при определенных экономических и операционных условиях. В некоторых случаях для оценки 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 имеющегося...
Доказанные и разрабатываемые запасы

Доказанные запасы нефти и газа оцениваются на основе геологических исследований, проведенных в рамках процедур технико-экономического обоснования разработки месторождений нефти и газа.

В свою очередь, доказанные запасы нефти и газа включают в себя доказанные запасы и запасы, которые могут быть получены в результате проведения геолого-разведочных работ.

Доказанные запасы нефти и газа подразделяются на:

- Доказанные запасы (ДЗ) - запасы, состоящие из объемов, которые Компания собирается извлечь после окончания срока действия лицензий на право добычи нефти и газа.
- Запасы, которые могут быть получены в результате новых геолого-разведочных работ (НГР) - запасы, которые могут быть получены в результате новой геолого-разведочной работы, проводимой Компанией.

Доказанные запасы дочерних обществ и совместных операций

Доказанные запасы дочерних обществ и совместных операций ПАО «НК «Роснефть» на 1 января 2019 года составляли 1 421 млрд барр. н.э., в том числе нефти - 1 238 млрд барр. н.э., газа - 183 млрд куб. м.

Доказанные запасы дочерних обществ и совместных операций на 1 января 2019 года включают в себя:

- Доказанные запасы нефти и газа в объемах, которые Компания собирается извлечь после окончания срока действия лицензий на право добычи нефти и газа.
- Запасы, которые могут быть получены в результате новых геолого-разведочных работ (НГР) - запасы, которые могут быть получены в результате новой геолого-разведочной работы, проводимой Компанией.

Доказанные запасы дочерних обществ и совместных операций ПАО «НК «Роснефть» на 1 января 2018 года составляли 1 421 млрд барр. н.э., в том числе нефти - 1 238 млрд барр. н.э., газа - 183 млрд куб. м.

Доказанные запасы дочерних обществ и совместных операций на 1 января 2018 года включают в себя:

- Доказанные запасы нефти и газа в объемах, которые Компания собирается извлечь после окончания срока действия лицензий на право добычи нефти и газа.
- Запасы, которые могут быть получены в результате новых геолого-разведочных работ (НГР) - запасы, которые могут быть получены в результате новой геолого-разведочной работы, проводимой Компанией.

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков рассчитывается с использованием следующих методов:

- Дисконтированные будущие чистые денежные потоки рассчитываются с использованием ставок дисконтирования, соответствующих условиям эксплуатации.
- Дисконтированные будущие чистые денежные потоки рассчитываются на основе оценок эксплуатационных затрат и условий эксплуатации.

Дисперсия прогнозов будущих чистых денежных потоков рассчитывается с использованием методов анализа чувствительности и риска.

Дисперсия прогнозов будущих чистых денежных потоков рассчитывается с использованием методов анализа чувствительности и риска.

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков рассчитывается с использованием методов анализа чувствительности и риска.

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков рассчитывается с использованием методов анализа чувствительности и риска.

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков рассчитывается с использованием методов анализа чувствительности и риска.

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков рассчитывается с использованием методов анализа чувствительности и риска.

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков рассчитывается с использованием методов анализа чувствительности и риска.
Доля прочих (неконтролирующих) акционеров в дисконтированной стоимости будущих потоков денежных средств

Дочерние общства и совместные операции

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Доля прочих (неконтролирующих) акционеров в дисконтированной стоимости будущих потоков денежных средств</td>
<td>832</td>
<td>710</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Изменения, связанные с данными о доказанных запасах нефти и газа

Дочерние общства и совместные операции

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Дисконтированная стоимость будущих потоков денежных средств на начало года</td>
<td>9 067</td>
<td>10 344</td>
</tr>
<tr>
<td>Реализация и передача добытых нефти и газа за вычетом себестоимости и налогов, за исключением налога на прибыль</td>
<td>(1 756)</td>
<td>(1 081)</td>
</tr>
<tr>
<td>Изменение стоимостных оценок, нетто</td>
<td>3 514</td>
<td>(1 688)</td>
</tr>
<tr>
<td>Изменение будущих затрат на освоение</td>
<td>(969)</td>
<td>(1 185)</td>
</tr>
<tr>
<td>Затраты на разработку за период</td>
<td>951</td>
<td>976</td>
</tr>
<tr>
<td>Пересмотр предыдущих данных о запасах</td>
<td>466</td>
<td>188</td>
</tr>
<tr>
<td>Увеличение запасов за счет открытия новых запасов, за вычетом соответствующих затрат</td>
<td>508</td>
<td>216</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистое изменение налога на прибыль</td>
<td>(1 712)</td>
<td>252</td>
</tr>
<tr>
<td>Начисление дисконта</td>
<td>907</td>
<td>1 034</td>
</tr>
<tr>
<td>Изменение за счет покупки месторождений</td>
<td>–</td>
<td>112</td>
</tr>
<tr>
<td>Чистые дисконтированные денежные потоки будущих периодов</td>
<td>10 976</td>
<td>9 067</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Доли Компании в затратах, запасах и будущих потоках денежных средств ассоциированных и совместных предприятий

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>Единица измерения</th>
<th>2018 г.</th>
<th>2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Доля в капитализированных затратах, связанных с добычей нефти и газа (итого)</td>
<td>млрд руб.</td>
<td>285</td>
<td>250</td>
</tr>
<tr>
<td>Доля в результатах деятельности по добыче нефти и газа (итого)</td>
<td>млрд руб.</td>
<td>74</td>
<td>42</td>
</tr>
<tr>
<td>Доля в расчетных доказанных запасах нефти и газа</td>
<td>млн барр. н.э.</td>
<td>2 004</td>
<td>2 078</td>
</tr>
<tr>
<td>Доля в расчетных доказанных разрабатываемых запасах нефти и газа</td>
<td>млн барр. н.э.</td>
<td>1 122</td>
<td>1 119</td>
</tr>
<tr>
<td>Доля в дисконтированной стоимости будущих потоков денежных средств</td>
<td>млрд руб.</td>
<td>673</td>
<td>483</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Приложение 2
Основные риски
<table>
<thead>
<tr>
<th>Тип риска</th>
<th>Направление деятельности</th>
<th>Наименование риска</th>
<th>Описание риска</th>
<th>Куратор риска</th>
<th>Практика управления риском в Компании</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>Риск производственного травматизма</td>
<td>Риск производственного травматизма связан с получением работниками Компании и подрядчиками травм с потерей трудоспособности.</td>
<td></td>
<td>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: · 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.</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>Рыночные риски</td>
<td>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.</td>
<td></td>
<td>«Роснефть» располагает достаточными возможностями для перераспределения товарных потоков в случае возникновения значительной ценовой разницы между внутренним и международными рынками, а также в случае 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 валют, в которой хранятся свободные денежные остатки, между российским рублем, долларом США и другими иностранными валютами. Компания проводит анализ подверженности рискам изменений процентных ставок, включая моделирование различных сценариев для оценки влияния изменений процентных ставок на финансовые показатели.</td>
</tr>
<tr>
<td>Тип риска</td>
<td>Направление деятельности</td>
<td>Наименование риска</td>
<td>Описание риска</td>
<td>Куратор риска</td>
<td>Практика управления риском в Компании</td>
</tr>
<tr>
<td>-----------</td>
<td>------------------------</td>
<td>--------------------</td>
<td>----------------</td>
<td>---------------</td>
<td>---------------------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>Снижение качества углеводородного сырья, поставленного в переработку</td>
<td>Газопереработка</td>
<td>Неблагоприятное изменение финансовых и операционных показателей Компании в результате снижения качества поставленного сырья на переработку</td>
<td>Вице-президент по нефтепереработке</td>
<td>Компания имеет ограничение влияние на качество поставленного сырья на нефтеперерабатывающие заводы через систему лицензий, применяемых ПАО «Транснефть» и другие аналогичные соглашения. В рамках реализации Компания осуществляет следующие мероприятия по управлению риском: сравнительный анализ фактического качества сырья по плафонам для прогнозируемого изменения в токсичности продукта по производству план; компенсацию изменения качества и состава сырья на соотношение перерабатываемого сырья и внесение корректировок в технологический режим работы установок.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Риск получения налоговых льгот</td>
<td>Нефтепереработка</td>
<td>Риск финансовых потерь в результате превышения притязаний налоговых органов или утраты права на применение Компанией налоговых льгот</td>
<td>Первый вице-президент по экономике и финансам</td>
<td>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. Особенности Компании регулярно применяются в различных рабочих группах по разработке законопроектов в сфере налогового законодательства.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Кредитный риск</td>
<td>Нефтепереработка</td>
<td>Возможность возникновения потерь вследствие неисполнения, несвоевременного или неполного исполнения сторонним контрагентом своих обязательств перед Компанией по договорам и распорядительным документам</td>
<td>Вице-президент по переработке, нефтехимии, коммерции и логистике</td>
<td>В рамках управления кредитным риском в Компании среди прочих используются следующие мероприятия по управлению риском: применение обеспечительных мер, включая банковские гарантии, аккредитивы 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 выпуски первичных документов с возможностью установки условий оплаты для каждого контрагента в разрезе каждого договора для контроля лимитов.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Риск вынужденных негативных судебных актов по спорам, в которых участвует Компания</td>
<td>Нефтепереработка</td>
<td>Риск финансовых потерь Компании в результате принятия судами негативных судебных актов по спорам, в которых участвует Компания</td>
<td>Статс-секретарь – вице-президент</td>
<td>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 разбирательств на финансовую-хозяйственную деятельность Компании оценивается как низкое.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Риск недостаточности планового уровня добычи нефти и газового конденсата</td>
<td>Нефтедобыча</td>
<td>Риск связан с недостатком 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 содействие добычи в рамках договоренностей OPEC).</td>
<td>Первый вице-президент по разведке и добыве</td>
<td>«Роснефть» является мировым лидером по объему запасов нефти и газа, однако в некоторых случаях, вследствие несоблюдения условий контрактов или непредвиденных обстоятельств, может возникнуть недостаток доказанных запасов углеводородов. Компания активно работает над увеличением своих запасов, в том числе при помощи сокращения сроков ожидания добычи и увеличения объемов добычи в рамках договоренностей OPEC.</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

**Риски**: Риск недостаточности планового уровня добычи нефти и газового конденсата, Риск получения налоговых льгот, Кредитный риск, Риск недостаточности планового уровня добычи нефти и газового конденсата, Риск снижения качества углеводородного сырья, поставленного в переработку.
<table>
<thead>
<tr>
<th>Тип риска</th>
<th>Направление деятельности</th>
<th>Наименование риска</th>
<th>Описание риска</th>
<th>Куратор риска</th>
<th>Практика управления риском в Компании</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Риск недостижения планового уровня добычи природного газа и газового конденсата</td>
<td></td>
<td>Риск связан с недостижением планового уровня добычи природного газа и газового конденсата, определенного в утвержденном бизнес-плане Компании.</td>
<td>Вице-президент по газовому бизнесу</td>
<td>Среди основных мероприятий по управлению риском недостижения планового уровня добычи природного газа и газового конденсата выделяются: обеспечение фактического режима работы скважин, не превышающего допустимый; своевременная актуализация планов и бюджетов плановых ремонтов, контроль выполнения установленных ремонтов; соблюдение графиков строительства и ввода новой инфраструктуры.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Риск реализации международных проектов</td>
<td></td>
<td>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.</td>
<td>В части разведки и добычи: первый вице-президент по разведке и добыче В части коммерции и логистики: вице-президент по коммерции и логистике</td>
<td>В случае возникновения рисков, связанных с политической, экономической и социальной ситуацией в регионах приуроченных ПАО «НК «Роснефть», менеджмент Компании придерживается все возможные меры по ограничению их негативного влияния. Параллельно проведение мероприятий будет 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.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Риск аварии</td>
<td></td>
<td>Риск разрушения сооружений и/или технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемый взрыв и/или выброс опасных веществ</td>
<td>Вице-президент по промышленной безопасности, охране труда и экологии</td>
<td>В ПАО «НК «Роснефть» функционирует система управления промышленной безопасностью, включающая в себя работу по анализу рисков и управляющих воздействий, обеспечивающих безопасность работы персонала, а также технологической дисциплины; обеспечение своевременного проведения необходимых экспертиз, оздоровления, и диагностики эксплуатируемого оборудования, зданий и сооружений; обеспечение своевременного проведения ремонта производства; контроль соблюдения работниками Компании и подрядных организаций требований промышленной безопасности, а также технологической дисциплины; включение в договоры подряда ответственности за нарушение требований производственной безопасности, работ по охране труда.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Невыполнение плана ремонтов в бизнес-блоке «Нефтепереработка»</td>
<td></td>
<td>Риск снижения финансовых и операционных показателей Компании в результате нерасполагаемых ремонтов на предприятии Компании, включая ремонт оборудования, несвоевременное включение оборудования, несвоевременное проведение работ в рамках плановых ремонтов.</td>
<td>Вице-президент по переработке</td>
<td>Основные мероприятия по управлению риском включают: мониторинг исполнения договоров в части сроков поставок; ведение реестра добросовестных подрядчиков; выставление претензий за невыполнение условий договора.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Риск роста цен покупки электроэнергии</td>
<td></td>
<td>Риск связан с колебанием цен на электроэнергию в ценах оптового рынка, индексацией тарифов на передачу электроэнергии, а также с установлением надбавок к цене на мощность.</td>
<td>Вице-президент по энергетике, локализации и инновациям</td>
<td>ПАО «НК «Роснефть» имеет ограничение влияния 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.</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>
Приложение 3
Отчет о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления
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.


<table>
<thead>
<tr>
<th>№</th>
<th>Принципы корпоративного управления</th>
<th>Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
<th>Статус1 соответствии принципа корпоративного управления</th>
<th>Объяснение2 отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>11.1</td>
<td>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.</td>
<td>1. В открытом доступе находится внутренний документ общества, утвержденный общим собранием акционеров и регламентирующий процедуры проведения общего собрания.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>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. Создание специального форума в сети интернет нецелесообразно, принимая во внимание действующие альтернативные способы коммуникации, возможность обсуждения вопросов повестки дня в рамках собрания, а также, при необходимости, с использованием социальных сетей, на страницах ПАО «НК «Роснефть», информации о которых размещена на официальном сайте ПАО «НК «Роснефть».</td>
</tr>
<tr>
<td>11.2</td>
<td>Порядок сообщения о проведении общего собрания и предоставления материалов к общему собранию дает акционерам возможность надлежащим образом подготовиться к участию в нем.</td>
<td>1. Сообщение о проведении общего собрания акционерам размещено (опубликовано) на сайте в сети Интернет не менее, чем за 30 дней до даты проведения общего собрания.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>В открытом доступе находится внутренний документ общества, утвержденный общим собранием акционеров и регламентирующий процедуры проведения общего собрания.</td>
</tr>
<tr>
<td>11.3</td>
<td>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.</td>
<td>1. В открытом доступе находится внутренний документ общества, утвержденный общим собранием акционеров и регламентирующий процедуры проведения общего собрания.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>В открытом доступе находится внутренний документ общества, утвержденный общим собранием акционеров и регламентирующий процедуры проведения общего собрания.</td>
</tr>
</tbody>
</table>

1 Казвается отчетный год, а всем 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 Приведены по каждой критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления в случае, если общество соответствует только части критериев или не соответствует ни одному из критериев оценки соблюдения принципа. В случае если общество не указал статус «соблюдается», приведено объяснение не требуется.

330
<table>
<thead>
<tr>
<th>№</th>
<th>Принципы корпоративного управления</th>
<th>Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
<th>Статус соответствия принципу корпоративного управления</th>
<th>Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>114</td>
<td>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.</td>
<td>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.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>115</td>
<td>Каждый акционер имел возможность беспрепятственно реализовать право голоса самым простым и удобным для него способом.</td>
<td>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.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>116</td>
<td>Установленный обществом порядок ведения общего собрания обеспечивает равную возможность всем лицам, присутствующим на собрании, высказать свое мнение и задать интересующие их вопросы.</td>
<td>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.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>1.2</td>
<td>Акционерам предоставлена равная и справедливая возможность участвовать в прибыли общества посредством получения дивидендов.</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>121</td>
<td>Общество разработало и внедрило прозрачный и понятный механизм определения размера дивидендов и их выплаты.</td>
<td>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.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>122</td>
<td>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.</td>
<td>1. Дивидендная политика общества содержит четкие указания на финансовые/экономические обстоятельства, при которых обществу не следует выплачивать дивиденды.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>123</td>
<td>Общество не допускает ухудшения дивидендных прав существующих акционеров.</td>
<td>1. В отчетном периоде общество не предпринимало действий, ведущих к ухудшению дивидендных прав существующих акционеров.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>№</td>
<td>Принципы корпоративного управления</td>
<td>Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления</td>
<td>Статус соответствия принципу корпоративного управления</td>
<td>Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления</td>
</tr>
<tr>
<td>---</td>
<td>-----------------------------------</td>
<td>-------------------------------------------------</td>
<td>------------------</td>
<td>----------------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>1.2.4</td>
<td>Общество стремится к исключению использования акционерами иных способов получения прибыли (дохода) за счет общества, помимо дивидендов и ликвидационной стоимости.</td>
<td>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 голосованием, приходящимся на голосующие акции), в том числе, когда закон формально не признает такие сделки в качестве сделок с заинтересованностью.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>1.3.</td>
<td>Общество создало условия для справедливого отношения к каждому акционеру по сравнению с лицами, занимающими руководящие должности, и контролирующим лиц общества, в том числе условия, обеспечивающие недопустимость злоупотреблений со стороны крупных акционеров по отношению к миноритарным акционерам.</td>
<td>1. В течение отчетного периода процедуры управления потенциальными конфликтами интересов у существенных акционеров являются эффективными, а конфликтам между акционерами, если таковые были, совет директоров уделял надлежащее внимание.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>1.4.</td>
<td>Акционерам обеспечены надежные и эффективные способы участия в управлении обществом, а также возможность свободного и необременительного отчуждения принадлежащих им акций.</td>
<td>1. Качество и надежность осуществляемой регистратором общества деятельности по ведению реестра владельцев ценных бумаг соответствуют потребностям общества и его акционеров.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>не соблюдается</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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. Совет директоров определяет принципы и подходы к организации системы управления рисками и внутреннего контроля в обществе.

3. Совет директоров провел оценку системы управления рисками и внутреннего контроля общества в течение отчетного периода.
№  Принципы корпоративного управления  Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления  Статус соответствия принципу корпоративного управления  Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления

214  Совет директоров определяет политику общества по вознаграждению и (или) возмещению расходов (компенсаций) членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества.  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.  ✓ соблюдается  частично соблюдается не соблюдается

2. В течение отчетного периода на заседаниях совета директоров были рассмотрены вопросы, связанные с указанной политикой (политиками).  ✓ соблюдается  частично соблюдается не соблюдается

215  Совет директоров играет ключевую роль в предупреждении, выявлении и урегулировании внутренних конфликтов между органами общества, акционерами общества и работниками общества.  1. Совет директоров играет ключевую роль в предупреждении, выявлении и урегулировании внутренних конфликтов. Общество создало систему идентификации сделок, связанных с конфликтом интересов, и систему мер, направленных на разрешение таких конфликтов.  ✓ соблюдается  частично соблюдается не соблюдается

216  Совет директоров играет ключевую роль в обеспечении прозрачности общества, своевременности и полноты раскрытия обществом информации, необходимого для принятия решения акционерами общества.  1. Совет директоров утвердил положение об информационной политике. В обществе определены лица, ответственные за реализацию информационной политики.  ✓ соблюдается  частично соблюдается не соблюдается

217  Совет директоров осуществляет контроль за эффективностью и профессиональностью управления в обществе.  1. В течение отчетного периода совет директоров рассмотрел вопрос о практике корпоративного управления.  ✓ соблюдается  частично соблюдается не соблюдается

2.2. Совет директоров подотчетен акционерам общества.  2.2.1 Информация о работе совета директоров раскрывается и предоставляется акционерам.  1. Годовой отчет общества за отчетный период включает в себя информацию о посещаемости заседаний совета директоров. Годовой отчет содержит информацию об основных результатах оценки работы совета директоров, проведенной в отчетном периоде.  ✓ соблюдается  частично соблюдается не соблюдается

2.2.2 Председатель совета директоров доступен для общения с акционерами общества.  1. В обществе осуществляется прозрачная процедура, обеспечивающая акционерам возможность направлять председателю совета директоров вопросы и свою позицию по ним.  ✓ 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, необходимые знания, навыки и опыт, необходи- мые для принятия решений, относящихся к компетенции совета директоров, и требую- щиеся для эффективного осуществления его функций, избираются членами совета директоров.  ✓ соблюдается  частично соблюдается не соблюдается
### Члены совета директоров общества избирают посредством процедурной процедуры, позволяющей акционерам получить информацию о кандидатах, достаточную для формирования представлений о их личных и профессиональных качествах.

<table>
<thead>
<tr>
<th>№</th>
<th>Принципы корпоративного управления</th>
<th>Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
<th>Статус соответствия принципу корпоративного управления</th>
<th>Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2.3.2</td>
<td>Члены совета директоров общества избирают посредством процедурной процедуры, позволяющей акционерам получить информацию о кандидатах, достаточную для формирования представлений о их личных и профессиональных качествах.</td>
<td>1. Во всех случаях проведение 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, или было подано письменное согласие кандидата на избрание в состав совета директоров.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>2.4.1</td>
<td>Независимым директором признается лицо, которое обладает достаточными профессиональными, опытом и самостоятельностью для формирования собственной позиции, способно выносить объективные и добросовственные суждения, независимые от влияния исполнительных органов общества, структур 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 конкурентами общества или связан с государством.</td>
<td>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.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>2.4.2</td>
<td>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.</td>
<td>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.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>2.4.3</td>
<td>Независимые директора составляют не менее одной трети избранного состава совета директоров.</td>
<td>1. Независимые директора составляют не менее одной трети избранного состава совета директоров.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>№</td>
<td>Принципы корпоративного управления</td>
<td>Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления</td>
<td>Статус соответствия принципа корпоративного управления</td>
<td>Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления</td>
</tr>
<tr>
<td>----</td>
<td>----------------------------------</td>
<td>-------------------------------------------------------------</td>
<td>-------------------------------------------------</td>
<td>-------------------------------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>244</td>
<td>Независимые директора играют ключевую роль в предотвращении внутренних конфликтов в обществе и совершении обществом существенных корпоративных действий.</td>
<td>1. Независимые директора (в которых отсутствует конфликт интересов) предварительно оценивают существенные корпоративные действия, связанные с возможным конфликтом интересов, а результаты такой оценки предоставляются совету директоров.</td>
<td>✓ соблюдается</td>
<td>частично соблюдается, не соблюдается</td>
</tr>
</tbody>
</table>

2.6.1 Члены совета директоров принимают решения по вопросам повестки дня в группах комитетов и в совете директоров. Члены совета директоров имеют достаточно равных отношений к исполнению обязанностей. Члены совета директоров действуют добросовестно и разумно в интересах общества и его акционеров на основе достаточной информированности, с должной степенью заботливости и осмотрительности.

2.5. Председатель совета директоров способствует наиболее эффективному осуществлению функций, возложенных на совет директоров.

2.5.1 Председатель 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.

1. Председатель совета директоров является независимым директором, или же среди независимых директоров определен старший независимый директор.

2. Роль, права и обязанности председателя совета директоров (и, если применимо, старшего независимого директора) должным образом определены во внутренних документах общества.

2.5.2 Председатель совета директоров обеспечивает конструктивную атмосферу проведения заседаний, свободное обсуждение вопросов, включенных в повестку дня заседаний, контроль за исполнением решений, принятых советом директоров.

1. Эффективность работы председателя совета директоров оценивалась в рамках процедуры оценки эффективности совета директоров в отчетном периоде.

2.5.5 Председатель совета директоров принимает необходимые меры для своевременного предоставления членов совета директоров информации, необходимой для принятия решений по вопросам повестки дня.

1. Обязанность председателя совета директоров принимать меры по обеспечению своевременного представления материалов членам совета директоров по вопросам повестки заседания совета директоров закреплена во внутренних документах общества.

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.

1. Внутриними 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.

2. Внутренние документы общества предусматривают, что член совета директоров должен воздержаться от голосования по любому вопросу, в котором у него есть конфликт интересов.

3. В обществе установлена процедура, которая позволяет совету директоров получать профессиональные консультации по вопросам, относящимся к его компетенции, за счет общества.

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.

2.6.3 Члены совета директоров имеют достаточно времени для выполнения своих обязанностей.

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.

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.

¹ Указываются, какой из двух альтернативных подходов, допускаемых принципом, внедряется в обществе, а показатели причины избранного подхода.

335
<table>
<thead>
<tr>
<th>№</th>
<th>Принципы корпоративного управления</th>
<th>Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
<th>Статус соответствия принципу корпоративного управления</th>
<th>Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2.64</td>
<td>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.</td>
<td>1. В соответствии с внутрикорпоративными 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.</td>
<td>✔ соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>2.7.1</td>
<td>Заседания совета директоров проводятся по мере необходимости, с учетом масштабов деятельности и стоящих перед обществом в определенный период времени задач.</td>
<td>1. Совет директоров провел не менее шести заседаний за отчетный год.</td>
<td>✔ соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>2.7.2</td>
<td>Во внутренних документах общества закреплен порядок подготовки и проведения заседаний совета директоров, обеспечивающий членам совета директоров возможность надлежащим образом подготовиться к его проведению.</td>
<td>1. В обществе утвержден внутренний документ, определяющий процедуру подготовки и проведения заседаний советов 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.</td>
<td>✔ соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>2.7.3</td>
<td>Форма проведения заседания совета директоров определяется с учетом важности вопросов повестки дня. Наиболее важные вопросы решаются на заседаниях, проводимых в очной форме.</td>
<td>1. Уставом или внутренним документом общества предусмотрено, что наиболее важные вопросы (согласно перечню, приведенному в рекомендации 168 Кодекса) должны рассматриваться на заседаниях совета директоров.</td>
<td>✔ соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>2.7.4</td>
<td>Совет директоров создает комитеты для предварительного рассмотрения наиболее важных вопросов деятельности общества.</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2.7.4 Решения по</td>
<td>2. Совет директоров создает комитеты для</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2.7.2 Во</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2.7.1 Заседания совета директоров проводятся по мере необходимости, с учетом масштабов деятельности и стоящих перед обществом в определенный период времени задач.</td>
<td>1. Совет директоров провел не менее шести заседаний за отчетный год.</td>
<td>✔ соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2.7.2 Во внутренних документах общества закреплен порядок подготовки и проведения заседаний совета директоров, обеспечивающий членам совета директоров возможность надлежащим образом подготовиться к его проведению.</td>
<td>1. В обществе утвержден внутренний документ, определяющий процедуру подготовки и проведения заседаний советов 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.</td>
<td>✔ соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2.7.3 Форма проведения заседания совета директоров определяется с учетом важности вопросов повестки дня. Наиболее важные вопросы решаются на заседаниях, проводимых в очной форме.</td>
<td>1. Уставом или внутренним документом общества предусмотрено, что наиболее важные вопросы (согласно перечню, приведенному в рекомендации 168 Кодекса) должны рассматриваться на заседаниях совета директоров.</td>
<td>✔ соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2.7.4 Решения по</td>
<td>2. Совет директоров создает комитеты для</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

2.8. Совет директоров создает комитеты для предварительного рассмотрения наиболее важных вопросов деятельности общества.

<table>
<thead>
<tr>
<th>№</th>
<th>Принципы корпоративного управления</th>
<th>Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
<th>Статус соответствия принципу корпоративного управления</th>
<th>Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2.81</td>
<td>Для предварительного рассмотрения вопросов, связанных с контроль за финансово-хозяйственной деятельностью общества, создан комитет по аудиту, состоящий из независимых директоров.</td>
<td>1. Совет директоров сформировал комитет по аудиту, состоящий исключительно из независимых директоров.</td>
<td>✔ соблюдается</td>
<td>частично соблюдается не соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>2.81</td>
<td></td>
<td>2. Во внутренних документах общества определены задачи комитета по аудиту, включая задачи, содержащиеся в рекомендации 172 Кодекса.</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2.81</td>
<td></td>
<td>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.</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2.81</td>
<td></td>
<td>4. Заседания комитета по аудиту проводились не реже одного раза в квартал в течение отчетного периода.</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>№</td>
<td>Принципы корпоративного управления</td>
<td>Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления</td>
<td>Статус соответствия принципу корпоративного управления</td>
<td>Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления</td>
</tr>
<tr>
<td>-----</td>
<td>-----------------------------------</td>
<td>-------------------------------------------------</td>
<td>-------------------------------------------------</td>
<td>-------------------------------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>2.8.2</td>
<td>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.</td>
<td>1. Советом директоров создан комитет по вознаграждению, который состоит только из независимых директоров.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>Не соблюдалось в части включения в состав Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям только независимых директоров. Большинство в Комитете Совета директоров по кадрам и вознаграждениям составляют независимые директора. Председателем Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям избран независимый директор. К функции Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям отнесены вопросы, предусмотренные Кодексом корпоративного управления для Комитета по номинации и Комитета по вознаграждениям. Принимая во внимание:</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>2. Председателем комитета по вознаграждениям является независимый директор, который не является председателем совета директоров.</td>
<td>частично соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>3. Во внутренних документах общества определены задачи комитета по вознаграждениям, включая в том числе задачи, содержащиеся в рекомендации 180 Кодекса.</td>
<td>не соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>180 Кодекса.</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2.8.3</td>
<td>Для предварительного рассмотрения вопросов, связанных с осуществлением кадрового планирования и кадровым преемственности, профессиональным составом и эффективностью работы совета директоров, создан комитет по номинациям (назначениям, кадрам), большинство членов которого являются независимыми директорами.</td>
<td>1. Советом директоров создан комитет по номинациям (назначениям, кадрам), включая в том числе задачи, содержащиеся в рекомендации 180 Кодекса.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>Не соблюдалось в части включения в состав Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям только независимых директоров. Большинство в Комитете Совета директоров по кадрам и вознаграждениям составляют независимые директора. Председателем Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям избран независимый директор. К функции Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям отнесены вопросы, предусмотренные Кодексом корпоративного управления для Комитета по номинации и Комитета по вознаграждениям. Принимая во внимание:</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>2. Рекомендации Комитета по номинациям (назначениям, кадрам) реализуются в рамках иного комитета1), большинство членов которого являются независимыми директорами.</td>
<td>частично соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>3. Во внутренних документах общества определены задачи комитета по номинациям (назначениям, кадрам и т.д.), включая в том числе задачи, содержащиеся в рекомендации 180 Кодекса (внутренних документах общества).</td>
<td>не соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2.8.4</td>
<td>С учетом масштабов деятельности и уровня риска совет директоров общества удостоился в том, что состав его комитетов полностью отвечает целям деятельности общества. Дополнительные комитеты либо были сформированы, либо не были признаны необходимыми (комитет по стратегии, комиссионный по корпоративному управлению, комитет по здравью, комитет по управлению рисками, комитет по бюджету, комитет по здравью, безопасности и окружающей среде и др.).</td>
<td>1. В отчетном периоде совет директоров общества рассмотрел вопрос о сопоставлении состава его комитетов задачам совета директоров и целям деятельности общества. Дополнительные комитеты либо были сформированы, либо не были признаны необходимыми.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>Не соблюдалось в части включения в состав Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям только независимых директоров. Большинство в Комитете Совета директоров по кадрам и вознаграждениям составляют независимые директора. Председателем Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям избран независимый директор. К функции Комитета Совета директоров по кадрам и вознаграждениям отнесены вопросы, предусмотренные Кодексом корпоративного управления для Комитета по номинации и Комитета по вознаграждениям. Принимая во внимание:</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>2. Рекомендации Комитета по номинациям (назначениям, кадрам) реализуются в рамках иного комитета1), большинство членов которого являются независимыми директорами.</td>
<td>частично соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>3. Во внутренних документах общества определены задачи комитета по номинациям (назначениям, кадрам), включая в том числе задачи, содержащиеся в рекомендации 180 Кодекса.</td>
<td>не соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

1 Если задача комитета по номинации реализуется в рамках иного комитета, указывается его название.
2.8.5 Состав комитетов определен таким образом, чтобы он позволял проводить всестороннее рассмотрение различных вопросов с учетом различных мнений.

2.9. Совет директоров обеспечивает проведение оценки качества работы совета директоров, его председателя и членов совета директоров соответственно в целях развития общества, активизации деятельности, выявления недостатков работы совета директоров, отдельных членов совета директоров и совета директоров в целом.

2.8.6 Председатели комитетов регулярно информируют совет директоров о работе своих комитетов.

2.9.1 Проведение оценки качества работы совета директоров направлено на определение степени эффективности работы совета директоров, его председателя и членов совета директоров, соответствия их работы потребностям развития общества, активизации работы совета директоров и выявления областей, в которых их деятельность может быть улучшена.

2.9.2 Оценка работы совета директоров, его председателя и членов совета директоров осуществляется на регулярной основе не реже одного раза в год. Данный подход в среднесрочном периоде не планируется.
31. Корпоративный секретарь общества осуществляет эффективное текущее взаимодействие с акционерами, координацию действий общества по защите прав и интересов акционеров, поддержку эффективной работы совета директоров.

31.1 Корпоративный секретарь обязуется обеспечивать эффективную работу совета директоров.

1. В обществе приняты и раскрыты 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.

31.2 Корпоративный секретарь обеспечивает достаточную независимость от исполнительных органов общества и имеет необходимые полномочия и ресурсы для выполнения поставленных перед ним задач.

1. Совет директоров одобряет назначение, отстранение от должности и дополнительное вознаграждение корпоративного секретаря.

4. 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 принципом в обществе политикой по вознаграждению.

41. 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 держать компетентных и квалифицированных специалистов. При этом обществу избегает большего, чем это необходимо, уровня вознаграждения, а также неоправданно большого разрыва между уровнями вознаграждения указанных лиц и работников общества.

41.1 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 держать компетентных и квалифицированных специалистов. При этом обществу избегает большего, чем это необходимо, уровня вознаграждения, а также неоправданно большого разрыва между уровнями вознаграждения указанных лиц и работников общества.

1. В обществе принят внутренний документ (документы) – политика (пolicies) по вознаграждению членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников, в котором четко определены подходы к вознаграждению указанных лиц.

41.2 Политика общества по вознаграждению разработана в соответствии с принципом корпоративного управления.

1. В течение отчетного периода комитет по вознаграждению рассматривает политику (policies) по вознаграждению и практику ее внедрения и при необходимости представляет соответствующие рекомендации совету директоров.

41.3 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.

1. Политика (policies) общества по вознаграждению содержит (содержат) прозрачные механизмы определения размера вознаграждения членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества, а также регламентирует (рекламентирует) все виды выплат, льгот и привилегий, предоставляемых указанным лицам.

41.4 Общество определяет политику возмещения расходов (компенсаций), конструктивно используя перечень расходов, подлежащих возмещению, и условия возмещения, 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.

1. В политике (policies) по вознаграждению или в иных внутренних документах общества установлены правила возмещения расходов членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества.

4.2. Система вознаграждения членов совета директоров обеспечивает сближение финансовых интересов директоров с долгосрочными финансами интересами акционеров.

42.1 Общество выплачивает фиксированное годовое вознаграждение членам совета директоров. Общество не выплачивает вознаграждения за участие в отдельных заседаниях совета или комитетов совета директоров.

1. Фиксированное годовое вознаграждение является единственной денежной формой вознаграждения членов совета директоров за работу в совете директоров в течение отчетного периода.
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.

<table>
<thead>
<tr>
<th>№</th>
<th>Принципы корпоративного управления</th>
<th>Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
<th>Статус соответствия принципу корпоративного управления</th>
<th>Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>1.</td>
<td>Если внутренний документ [документы] – политика (политики) по вознаграждению общества предусматривает 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.</td>
<td>соблюдается</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>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.</td>
<td></td>
<td>соблюдается</td>
<td>не соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>4.3.1 Вознаграждение членов исполнительных органов или иных ключевых руководящих работников общества предусматривает зависимость вознаграждения от результата работы общества и их личного вклада в достижение этого результата.</td>
<td></td>
<td>соблюдается</td>
<td>не соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>4.3.2 Общество внедрило программу долгосрочной мотивации членов исполнительных органов или иных ключевых руководящих работников общества с использованием акций общества (опционов или других производных финансовых инструментов, базисными активами которыми являются акции общества).</td>
<td></td>
<td>соблюдается</td>
<td>не соблюдался</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>№</th>
<th>Принципы корпоративного управления</th>
<th>Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
<th>Статус соответствия принципу корпоративного управления</th>
<th>Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>1.</td>
<td>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.</td>
<td>соблюдается</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>3.</td>
<td>В обществе предусмотрена процедура, обеспечивающая возвращение обществу премиальных выплат, неправомерно полученных членами исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников общества.</td>
<td>соблюдается</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>4.3.3 Сумма компенсации (золотой парашют), выплачиваемая обществом в случае досрочного прекращения полномочий членов исполнительных органов или ключевых руководящих работников по инициативе общества и при отсутствии у них стороны недобросовестных действий, не превышает двукратного размера фиксированной части годового вознаграждения.</td>
<td></td>
<td>соблюдается</td>
<td>не соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Рекомендации о внедрении программы долгосрочной мотивации не соблюдаем. 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.
### Принципы корпоративного управления

<table>
<thead>
<tr>
<th>№</th>
<th>Принципы корпоративного управления</th>
<th>Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
<th>Статус соответствия принципу корпоративного управления</th>
<th>Объяснение отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>511</td>
<td>Советом директоров общества определяются принципы и подходы к организации системы управления рисками и внутреннего контроля в обществе.</td>
<td>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.</td>
<td>✔ соблюдается</td>
<td><strong>не соблюдается</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>512</td>
<td>Исполнительные органы общества обеспечивают создание и поддержание функционирования эффективной системы управления рисками и внутреннего контроля в обществе.</td>
<td>1. Исполнительные органы общества обеспечивают определение функций и полномочий в отношении управления рисками и внутреннего контроля между подотчетными или руководителями (начальниками) подразделений и отделов.</td>
<td>✔ соблюдается</td>
<td><strong>не соблюдается</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>513</td>
<td>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 решений.</td>
<td>1. В обществе утверждена политика по противодействию коррупции.</td>
<td>✔ соблюдается</td>
<td><strong>не соблюдается</strong></td>
</tr>
<tr>
<td>514</td>
<td>Совет директоров общества принимает 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.</td>
<td>1. В течение отчетного периода, совет директоров или комитет по аудиту совета директоров проводит оценку эффективности системы управления рисками и внутреннего контроля общества.</td>
<td>✔ соблюдается</td>
<td><strong>не соблюдается</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

#### 5.2. Для систематической независимой оценки надежности и эффективности системы управления рисками и внутреннего контроля в обществе организовывает проведение внутреннего аудита.

| № | Для проведения внутреннего аудита в обществе создано отделное структурное подразделение или привлечена независимая внешняя организация. Функциональная и административная подотчетность подразделения внутреннего аудита разграничены. Функциональное подразделение внутреннего аудита подчиняется совету директоров. | 1. Для проведения внутреннего аудита в обществе создано отделное структурное подразделение внутреннего аудита, функционально подотчетное совету директоров или комитету по аудиту, или привлечена независимая внешняя организация с тем же принципом подотчетности. | ✔ соблюдается | **не соблюдается** |

| № | Подразделение внутреннего аудита проводит 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. | ✔ соблюдается | **не соблюдается** |

| № | В обществе разработаны и внедрена информационная политика общества, обеспечивающая эффективное информационное взаимодействие общества, акционеров, инвесторов и иных заинтересованных лиц. | 1. Совет директоров общества утверждает информационную политику общества, разработанную с учетом рекомендаций Кодекса. | ✔ соблюдается | **не соблюдается** |

**ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018**
### Принципы корпоративного управления

<table>
<thead>
<tr>
<th>№</th>
<th>Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
<th>Статус соответствия принципу корпоративного управления</th>
<th>Объяснения отклонений от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>6.1.2</td>
<td>Общество раскрывает информацию о системе и практике корпоративного управления, включая подробную информацию о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса.</td>
<td>соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>1. Общество раскрывает информацию о системе корпоративного управления в обществе и обобщенных принципах корпоративного управления, примененных в обществе, в том числе на сайте общества в сети Интернет.</td>
<td>соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>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).</td>
<td>частично соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>3. В случае наличия лица, контролирующего общество, общество публикует меморандум контролирующего лица относительно планов такого лица в отношении корпоративного управления в обществе.</td>
<td>не соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 достоверности, полноты и сравнимости раскрываемых данных. | соблюдается | частично соблюдается |
|  | 1. В информационной политике общества определены подходы и критерии определения информации, способной оказывать существенное влияние на оценку общества и стоимость его ценных бумаг и процедур, обеспечивающие своевременное раскрытие такой информации. | соблюдается | не соблюдается |
|  | 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. | соблюдается | частично соблюдается |
|  | 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. | не соблюдается |  |

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.

|  | 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. | соблюдается | частично соблюдается |
|  | Общество раскрывает полную информацию о структуре капитала общества в соответствии с Рекомендацией 290 Кодекса в годовом отчете и на сайте общества в сети Интернет. | не соблюдается |  |

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.

<p>|  | Годовой отчет общества содержит информацию о ключевых аспектах операционной деятельности общества и его финансовых результатах. Годовой отчет общества содержит информацию об экологических и социальных аспектах деятельности общества. | соблюдается | частично соблюдается |
|  |  | не соблюдается |  |</p>
<table>
<thead>
<tr>
<th>№</th>
<th>Принципы корпоративного управления</th>
<th>Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
<th>Статус соответствия принципу корпоративного управления</th>
<th>Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>6.1</td>
<td>Предоставление обществом информации и документов по запросам акционеров в соответствии с принципами равноправности и необременительности.</td>
<td>1. Информационная политика общества определяет необременительный порядок предоставления акционерам доступа к информации, в том числе информации о подконтрольных обществ юридических лицах, по запросу акционеров.</td>
<td>Соблюдается</td>
<td>Частично соблюдается</td>
</tr>
<tr>
<td>6.2</td>
<td>При предоставлении обществом информации акционерам обеспечивается разумный баланс между интересами конкретных акционеров и интересами самого общества, заинтересованных в сохранении конфиденциальности важной коммерческой информации, которая может оказать существенное влияние на его конкурентоспособность.</td>
<td>1. В течение отчетного периода, общество не отказывало в удовлетворении запросов акционеров о предоставлении информации либо такие отказы были обоснованными.</td>
<td>Соблюдается</td>
<td>Частично соблюдается</td>
</tr>
</tbody>
</table>

7. Действия, которые в значительной степени влияют или могут повлиять на структуру акционерного капитала и финансовое состояние общества, в соответствии, на положение акционеров (существенные корпоративные действия), осуществляются на справедливых условиях, обеспечивающих соблюдение прав и интересов акционеров, а также иных заинтересованных сторон.

<table>
<thead>
<tr>
<th>№</th>
<th>Принципы корпоративного управления</th>
<th>Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
<th>Статус соответствия принципу корпоративного управления</th>
<th>Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>7.1</td>
<td>Существенные корпоративные действия, признаваемые реорганизация общества, приобретение 30 и более процентов голосующих акций общества (поглощение), совершение обществом существенных сделок, увеличение или уменьшение уставного капитала общества, осуществление листинга акций общества.</td>
<td>1. Участов обществом 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.</td>
<td>Соблюдается</td>
<td>Частично соблюдается</td>
</tr>
</tbody>
</table>

7.2 | 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 независимый директор заявляет о своей позиции по существенным корпоративным действиям до их одобрения. | Соблюдается | Частично соблюдается | Не соблюдается |

7.3 | При совершении существенных корпоративных действий, защищаемых правами и законными интересами акционеров, обеспечивается 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. | 1. Участов общества с учетом особенностей его деятельности установлено более низкое, чем предусмотренные законодательством минимальные критерии оценки сделок общества с существенным корпоративным действием до их одобрения. | Соблюдается | Частично соблюдается | Не соблюдается |
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 адекватного уровня защиты их прав при совершении таких действий.

<table>
<thead>
<tr>
<th>№</th>
<th>Принципы корпоративного управления</th>
<th>Критерии оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
<th>Статус соответствия принципу корпоративного управления</th>
<th>Объяснения отклонения от критериев оценки соблюдения принципа корпоративного управления</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>72.1</td>
<td>Информация о совершении существенных корпоративных действий раскрывается с объяснением причин, условий и последствий совершения таких действий.</td>
<td>1. В течение отчетного периода общество своевременно и детально раскрывало информацию о существенных корпоративных действиях общества, включая основания и сроки совершения таких действий.</td>
<td>соблюдается</td>
<td>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 членов 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. Рекомендация о дополнительном перечне оснований, таким образом, исполнить не представляется возможным до внесения изменений в законодательство Российской Федерации.</td>
</tr>
<tr>
<td>72.2</td>
<td>Правила и процедуры, связанные с осуществлением обществом существенных корпоративных действий, закреплены во внутренних документах общества.</td>
<td>1. Внутренние документы общества предусматривают процедуру привлечения независимого оценщика для определения стоимости имущества, отчуждаемого или приобретаемого по крупной сделке или сделке с заинтересованностью.</td>
<td>соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>2. Внутренние документы общества предусматривают процедуру привлечения независимого оценщика для оценки стоимости приобретения и выкупа акций общества.</td>
<td>частично соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>3. Внутренние документы общества предусматривают расширенный перечень оснований, по которым члены совета директоров общества и иные предусмотренные законодательством лица признаются заинтересованными в сделках общества.</td>
<td>не соблюдается</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>
Приложение 4
Информация о выполнении поручений и указаний Президента Российской Федерации и поручений Правительства Российской Федерации
Информация о реализации непрофильных/неэффективных активов ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы за 2018 год

<table>
<thead>
<tr>
<th>№ п/п</th>
<th>Наименование актива</th>
<th>Инвентарный номер (если применимо)</th>
<th>Строка бухгалтерского баланса, где был отражен актив на отчетную дату, предшествующую реализации актива</th>
<th>Счета бухгалтерского учета (с учетом аналитики), по которым отражены доход и расход от выбытия актива</th>
<th>Балансовая стоимость актива, тыс. руб.</th>
<th>Фактическая стоимость реализации, тыс. руб. (без НДС)</th>
<th>Отклонение фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива, тыс. руб.</th>
<th>Примена отклонения фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>1</td>
<td>75 обыкновенных акций ПАО «Пур-нефтегаз»</td>
<td>1110</td>
<td>9101007001/910100201</td>
<td>319,00</td>
<td>9 300,00</td>
<td>8 991,00</td>
<td>Цена реализации определена по итогам переговоров с покупателем по результатам оценки рыночной стоимости.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2</td>
<td>815 обыкновенных акций ПАО «Фортун»</td>
<td>1110</td>
<td>911/91.2</td>
<td>18,89</td>
<td>71,91</td>
<td>53,82</td>
<td>Цена реализации определена по результатам аукциона.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>3</td>
<td>«100 % уставного капитала ООО «Санаторий «Изумрудный»</td>
<td>1110</td>
<td>9101007001/910100201</td>
<td>45 838,47</td>
<td>89 303,22</td>
<td>39 464,75</td>
<td>Цена реализации определена по результатам аукциона.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>4</td>
<td>«49 % уставного капитала ООО «Пурсатком»</td>
<td>1110</td>
<td>9101007002/910100202</td>
<td>1 742,22</td>
<td>21 911,89</td>
<td>20 169,67</td>
<td>Цена реализации определена по результатам аукциона.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>5</td>
<td>Сооружение, напорный нефтепровод, для транспортировки нефти, продолжительностью 51 325 м</td>
<td>100012222, 101012230</td>
<td>1150</td>
<td>62,20, 91.01/91.10, 01.02</td>
<td>17 992,92</td>
<td>24 157,60</td>
<td>6 144,68</td>
<td>Цена реализации определена по результатам аукциона.</td>
</tr>
<tr>
<td>6</td>
<td>Эд. жил. зд. с. 1-2 этажей, с. Приреченский</td>
<td>100018872</td>
<td>1150</td>
<td>62,20, 91.01/91.10, 01.02</td>
<td>193,55</td>
<td>425,71</td>
<td>232,16</td>
<td>Цена реализации определена по результатам аукциона.</td>
</tr>
<tr>
<td>7</td>
<td>Сооружение, напорный нефтепровод ДУС-НПС «Северский»</td>
<td>100530140</td>
<td>1150</td>
<td>62,20, 91.01/91.10, 01.02</td>
<td>12 648,53</td>
<td>47 591,79</td>
<td>34 943,25</td>
<td>Цена реализации определена по результатам аукциона.</td>
</tr>
<tr>
<td>№ п/п</td>
<td>Наименование актива</td>
<td>Инвентарный номер (если применимо)</td>
<td>Строка бухгалтерского баланса, где был отражен актив на отчетную дату, предназначенную для его реализации</td>
<td>Балансовая стоимость актива, тыс. руб.</td>
<td>Фактическая стоимость реализации, тыс. руб. (без НДС)</td>
<td>Отклонение фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива, тыс. руб.</td>
<td>Причина отклонения фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>-------</td>
<td>----------------------</td>
<td>-----------------------------------</td>
<td>-----------------------------------------------------------------</td>
<td>-----------------</td>
<td>------------------------------------------</td>
<td>------------------------------------------</td>
<td>------------------------------------------</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>8</td>
<td>Гараж 10012288</td>
<td>1150 62.20; 91.01/91.10; 01.02 0,00 4 112,18</td>
<td>4 112,18</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>9</td>
<td>Строение административного корпуса 100120857</td>
<td>1150 62.20; 91.01/91.10; 01.02 494,09 3 701,15</td>
<td>3 207,06</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>10</td>
<td>Квартира № 25 100107421</td>
<td>62.20; 91.01/91.10; 01.02 0,00 3 383,00</td>
<td>3 207,06</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>11</td>
<td>Квартира № 21 100107421</td>
<td>62.20; 91.01/91.10; 01.02 0,00 3 383,00</td>
<td>3 207,06</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>12</td>
<td>Пансионат «Гута» 100119083, 100119093, 100119103, 100119112, 100119121, 100119130, 100119332, 100119497, 100121500, 100122233</td>
<td>62.20; 91.01/91.10; 01.02 906,97 10 058,33</td>
<td>9 151,36</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>13</td>
<td>Напорный нефтепровод, общей протяженностью 3 705 м 100075238</td>
<td>62.20; 91.01/91.10; 01.02 783,38</td>
<td>799,18</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>14</td>
<td>Нефтепровод т.врезки куст 9, 1 444 м 100021751</td>
<td>62.20; 91.01/91.10; 01.02 1 376,70</td>
<td>746,37</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>15</td>
<td>Производственная база 100077894, 100077891, 100077896, 100077896, 100077896, 100077896, 100077896, 100077896, 100077896, 100077896</td>
<td>62.20; 91.01/91.10; 01.02 70,10 2 633,56</td>
<td>2 552,26</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>16</td>
<td>Усть-Балыкское месторождение, район ЦПП-1 100119133</td>
<td>62.20; 91.01/91.10; 01.02 105,41 1 253,41</td>
<td>1 148,00</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>17</td>
<td>Пгт. Пойковский, база ООО «Правдина» 100121802</td>
<td>62.20; 91.01/91.10; 01.02 0,00 1 198,31</td>
<td>1 198,31</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>18</td>
<td>Профилакторий для стоянки спецавтотранспорта, Самарская область, г.о. Жигулевск, с. Зольное 100077896</td>
<td>62.01; 90.011/90.02.2, 41.01 83,74 330,65</td>
<td>246,90</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>19</td>
<td>Деловой центр 419709, 419708</td>
<td>62.01; 90.011/90.02.2, 41.01 3 181,89</td>
<td>4 030,24</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Нефтеперерабатывающие сети 419709, 419708</td>
<td>62.01; 90.011/90.02.2, 41.01 1 392,76</td>
<td>2 815,04</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>№ п/п</td>
<td>Наименование актива</td>
<td>Инвентарный номер (если применимо)</td>
<td>Строка бухгалтерского баланса, где был отражен актив на отчетную дату, предшествующую реализации актива</td>
<td>Счета бухгалтерского учета (с учетом аналитики), на которых отражены доход и расход от выбытия актива (913xxx/91.2xxx)</td>
<td>Балансовая стоимость актива, тыс. руб.</td>
<td>Фактическая стоимость реализации, тыс. руб. (без НДС)</td>
<td>Отклонение фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива, тыс. руб.</td>
<td>Причина отклонения фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива</td>
</tr>
<tr>
<td>-------</td>
<td>------------------------</td>
<td>-----------------------------------</td>
<td>-------------------------------------------------------------------------------------------------</td>
<td>---------------------------------------------------------------------------------</td>
<td>-----------------------------------</td>
<td>-----------------------------------------------</td>
<td>-----------------------------------------------</td>
<td>------------------------------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>21</td>
<td>Водовод</td>
<td>1210</td>
<td>62 01; 90 01/1/90 02/3, 41 01</td>
<td>919,39</td>
<td>501,12</td>
<td>341,73</td>
<td>Цена реализации определена</td>
<td>по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>22</td>
<td>Водовод</td>
<td>1210</td>
<td>62 01; 90 01/1/90 02/3, 41 01</td>
<td>3 004,99</td>
<td>12 062,91</td>
<td>9 057,92</td>
<td>Цена реализации определена</td>
<td>по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>23</td>
<td>Водоводы</td>
<td>1210</td>
<td>62 01; 90 01/1/90 02/3, 41 01</td>
<td>3751</td>
<td>134,49</td>
<td>96,87</td>
<td>Цена реализации определена</td>
<td>по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>24</td>
<td>Сопржурение водоводов</td>
<td>1210</td>
<td>62 01; 90 01/1/90 02/3, 41 01</td>
<td>314,47</td>
<td>1 223,25</td>
<td>908,77</td>
<td>Цена реализации определена</td>
<td>по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>25</td>
<td>Водоводы</td>
<td>1210</td>
<td>62 01; 90 01/1/90 02/3, 41 01</td>
<td>2720</td>
<td>76,20</td>
<td>49,00</td>
<td>Цена реализации определена</td>
<td>по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>26</td>
<td>Водоводы</td>
<td>1210</td>
<td>62 01; 90 01/1/90 02/3, 41 01</td>
<td>205,58</td>
<td>1 058,97</td>
<td>814,58</td>
<td>Цена реализации определена</td>
<td>по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>27</td>
<td>Водоводы</td>
<td>1210</td>
<td>62 01; 90 01/1/90 02/3, 41 01</td>
<td>108,59</td>
<td>329,75</td>
<td>221,16</td>
<td>Цена реализации определена</td>
<td>по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>28</td>
<td>Водовод</td>
<td>1210</td>
<td>62 01; 90 01/1/90 02/3, 41 01</td>
<td>90,69</td>
<td>277,94</td>
<td>189,24</td>
<td>Цена реализации определена</td>
<td>по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>29</td>
<td>Водовод</td>
<td>1210</td>
<td>62 01; 90 01/1/90 02/3, 41 01</td>
<td>42,82</td>
<td>119,92</td>
<td>77,10</td>
<td>Цена реализации определена</td>
<td>по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>30</td>
<td>Напорный водовод</td>
<td>1210</td>
<td>62 01; 90 01/1/90 02/3, 41 01</td>
<td>4 043,73</td>
<td>24 562,44</td>
<td>20 518,71</td>
<td>Цена реализации определена</td>
<td>по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>31</td>
<td>Водоводы</td>
<td>1210</td>
<td>62 01; 90 01/1/90 02/3, 41 01</td>
<td>85,49</td>
<td>281,19</td>
<td>203,70</td>
<td>Цена реализации определена</td>
<td>по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>32</td>
<td>Водоводы</td>
<td>1210</td>
<td>62 01; 90 01/1/90 02/3, 41 01</td>
<td>456,02</td>
<td>2 701,96</td>
<td>2 245,94</td>
<td>Цена реализации определена</td>
<td>по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>33</td>
<td>Водовод</td>
<td>1210</td>
<td>62 01; 90 01/1/90 02/3, 41 01</td>
<td>95,85</td>
<td>102,45</td>
<td>6,57</td>
<td>Цена реализации определена</td>
<td>по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>№ п/п</td>
<td>Наименование актива</td>
<td>Инвентарный номер (если применимо)</td>
<td>Стока бухгалтерского баланса, где был отражен актив на отчетную дату, предшествующую реализации актив</td>
<td>Счета бухгалтерского учета (с учетом аналитики), на которых отражены доход и расход от выбытия актив (913xxx/91.2xxx)</td>
<td>Балансовая стоимость актива, тыс. руб.</td>
<td>Фактическая стоимость реализации, тыс. руб. (без НДС)</td>
<td>Отклонение фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива, тыс. руб.</td>
<td>Причина отклонения фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива</td>
</tr>
<tr>
<td>------</td>
<td>-------------------</td>
<td>---------------------------------</td>
<td>---------------------------------------------------------------------------------------------------</td>
<td>-------------------------------------------------------------------------------------------------</td>
<td>----------------------------------</td>
<td>--------------------------------------</td>
<td>-----------------------------------------------</td>
<td>------------------------------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>34</td>
<td>Водоводы</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210 62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>214,55</td>
<td>1 119,95</td>
<td>981,40</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>35</td>
<td>Водовод</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210 62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>26,08</td>
<td>67,45</td>
<td>41,56</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>36</td>
<td>Сооружение</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210 62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>85,49</td>
<td>256,35</td>
<td>170,86</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>37</td>
<td>Водоводы</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210 62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>34,49</td>
<td>98,59</td>
<td>62,10</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>38</td>
<td>Водоводы</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210 62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>75,08</td>
<td>210,26</td>
<td>135,18</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>39</td>
<td>Водоводы</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210 62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>179,16</td>
<td>3 223,11</td>
<td>3 043,94</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>40</td>
<td>Водоводы</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210 62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>44,98</td>
<td>131,57</td>
<td>84,99</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>41</td>
<td>Водоводы</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210 62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>116,80</td>
<td>332,67</td>
<td>213,87</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>42</td>
<td>Водоводы</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210 62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>52,18</td>
<td>146,14</td>
<td>93,96</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>43</td>
<td>Сооружение</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210 62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>103,18</td>
<td>301,58</td>
<td>198,40</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>44</td>
<td>Нефтесборные сети</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210 62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>661,06</td>
<td>2 806,97</td>
<td>2 145,91</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>45</td>
<td>Водовод</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210 62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>154,18</td>
<td>431,77</td>
<td>277,59</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>46</td>
<td>Водовод</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210 62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>34,49</td>
<td>96,59</td>
<td>62,10</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>№ п/п</td>
<td>Наименование актива</td>
<td>Инвентарный номер (если применимо)</td>
<td>Строка бухгалтерского баланса, где был отражен актив на отчетную дату, предшествующую реализации актива</td>
<td>Счет бухгалтерского учета (с учетом аналитики), на которых отражены доход и расход от выбытия актива</td>
<td>Балансовая стоимость актива, тыс. руб.</td>
<td>Фактическая стоимость реализации, тыс. руб. (без НДС)</td>
<td>Отклонение фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива, тыс. руб.</td>
<td>Причина отклонения фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива</td>
</tr>
<tr>
<td>-------</td>
<td>------------------</td>
<td>-----------------------------------</td>
<td>-------------------------------------------------</td>
<td>-------------------------------------------------</td>
<td>----------------------------------</td>
<td>----------------------------------</td>
<td>----------------------------------</td>
<td>----------------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>47</td>
<td>Водовод</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210</td>
<td>62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>1 417,74</td>
<td>6 869,94</td>
<td>5 452,20</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>48</td>
<td>Напорный нефте-</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210</td>
<td>62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>3 401,55</td>
<td>9 525,46</td>
<td>6 123,91</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>49</td>
<td>Сооружение</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210</td>
<td>62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>596,98</td>
<td>1 598,74</td>
<td>1 001,76</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>50</td>
<td>Напорный нефте-</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210</td>
<td>62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>3 341,18</td>
<td>9 356,59</td>
<td>6 015,22</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>51</td>
<td>Сооружение</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210</td>
<td>62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>70,92</td>
<td>198,61</td>
<td>127,69</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>52</td>
<td>Сооружение</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210</td>
<td>62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>269,72</td>
<td>755,31</td>
<td>485,59</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>53</td>
<td>Сооружение</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1210</td>
<td>62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>469,95</td>
<td>1 314,92</td>
<td>844,97</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>54</td>
<td>Здание (у теплен-</td>
<td>1958-5-7, 1958-5-2/1</td>
<td>1150</td>
<td>62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>375,21</td>
<td>1 211,27</td>
<td>736,06</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>55</td>
<td>Здание гаража</td>
<td>Отражено в бухгалтерском учете по счету 41.01 «Товары на складах»</td>
<td>1213</td>
<td>62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>96,75</td>
<td>114,41</td>
<td>17,66</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>56</td>
<td>Производственная база «Промсервис»</td>
<td>750000994, 114526343, 75000995</td>
<td>1210</td>
<td>62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>12 784,18</td>
<td>25 276,35</td>
<td>12 492,17</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>57</td>
<td>Разъездной катер «Агат»</td>
<td>ИНБ-317, Д-231</td>
<td>1213</td>
<td>62.01, 90.01/90.02.1, 41.01</td>
<td>607,08</td>
<td>607,08</td>
<td>0,00</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>58</td>
<td>Квартира</td>
<td>1300000000019</td>
<td>1150</td>
<td>91001030100, 91001030600, 91100320200, 91100320300</td>
<td>3 883,29</td>
<td>4 781,38</td>
<td>897,99</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>59</td>
<td>Квартира</td>
<td>1300000000019</td>
<td>1150</td>
<td>91001030100, 91001030600, 91100320200, 91100320300</td>
<td>3 810,01</td>
<td>4 759,16</td>
<td>949,15</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>60</td>
<td>Квартира</td>
<td>1300000000019</td>
<td>1150</td>
<td>91001030100, 91001030600, 91100320200, 91100320300</td>
<td>3 823,76</td>
<td>5 029,24</td>
<td>1 205,48</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>№ п/п</td>
<td>Наименование актива</td>
<td>Инвентарный номер (если применимо)</td>
<td>Стоянка бухгалтерского учета (с учетом атрибутивки), на которых отражены доход и расход от выбытия актива (91000x/91.2xxx)</td>
<td>Балансовая стоимость актива, тыс. руб.</td>
<td>Фактическая стоимость реализации, тыс. руб. (без НДС)</td>
<td>Отклонение фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива, тыс. руб.</td>
<td>Причина отклонения фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>------</td>
<td>---------------------</td>
<td>---------------------------------</td>
<td>--------------------------------------------------</td>
<td>-----------------------------------</td>
<td>---------------------------------</td>
<td>---------------------------------</td>
<td>--------------------------------------------------</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>61</td>
<td>Квартира</td>
<td>1300010000011</td>
<td>1510  91003010100/91003060100, 9100302010, 910030300</td>
<td>3 817,65</td>
<td>4 796,77</td>
<td>979,14</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>62</td>
<td>Квартира</td>
<td>1300010000075</td>
<td>1510  91003010100/91003060100, 9100302010, 910030300</td>
<td>3 793,73</td>
<td>4 768,55</td>
<td>974,62</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>63</td>
<td>Жилой дом</td>
<td>ИНВ-1246</td>
<td>1510  91003010100, 9100402030, 9100303010</td>
<td>5 155,08</td>
<td>5 792,40</td>
<td>637,32</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>64</td>
<td>Производственное помещение</td>
<td>000450353</td>
<td>1510  91,01/91,02, 01.09</td>
<td>0,00</td>
<td>20 670,76</td>
<td>20 670,76</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>65</td>
<td>Земельный участок</td>
<td>2801</td>
<td>1510  91,01/91,02</td>
<td>70,31</td>
<td>2 420,50</td>
<td>2 350,19</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>66</td>
<td>Доля Банка «ВЕРР» (АО) в праве на нежилое здание</td>
<td>1000003072</td>
<td>Стр. 10 9179100000</td>
<td>16 179,66</td>
<td>17 199,95</td>
<td>1 020,29</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>67</td>
<td>Споровая</td>
<td>РМС-00000259</td>
<td>1510  91,01/91,02.1.1</td>
<td>1 465,30</td>
<td>3 605,33</td>
<td>–79,98</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>68</td>
<td>Квартира № 10</td>
<td>1210</td>
<td>91,01/91,02.1.1</td>
<td>1 558,93</td>
<td>1 774,21</td>
<td>215,28</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>69</td>
<td>Квартира № 11</td>
<td>1210</td>
<td>91,01/91,02.1.1</td>
<td>1 489,40</td>
<td>1 503,99</td>
<td>14,60</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>70</td>
<td>Квартира № 12</td>
<td>1210</td>
<td>91,01/91,02.1.1</td>
<td>1 556,54</td>
<td>1 572,11</td>
<td>15,57</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>71</td>
<td>Квартира № 46</td>
<td>РМД-000008832</td>
<td>1150  91,01/91,02.1.1</td>
<td>40,55</td>
<td>874,91</td>
<td>471,36</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>72</td>
<td>Квартира. Назначение: Жилое помещение. Площадь 11,8 кв. м</td>
<td>5</td>
<td>1150  91,01/91,02</td>
<td>7 194,00</td>
<td>10 800,00</td>
<td>3 606,00</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>73</td>
<td>Торговый комплекс «Дольче Вита»</td>
<td>647, 646</td>
<td>1150  91,01/91,02</td>
<td>16 224,36</td>
<td>14 343,25</td>
<td>–1 881,11</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>74</td>
<td>Магазин мини-маркет «Задава»</td>
<td>1496, 1496а</td>
<td>1150  91,01/91,02</td>
<td>9 440,31</td>
<td>8 507,88</td>
<td>–932,43</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>№ п/п</td>
<td>Наименование актива</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>-------</td>
<td>----------------------</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>75</td>
<td>Магазин «На троих»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>(магазин встроенный, назначение: торговое, общей площадью 58,5 кв. м)</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Дата реализации: 01.01.2018</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Годовая стоимость, тыс. руб.: 1963,95</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Цена реализации: 1750,58</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Причины отклонения: по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Стоимость активов: 213,36</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Стоимость реализации: 1750,58</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Отклонение: 1527,22</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Цена реализации: 1750,58</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>76</td>
<td>Автостоянка (Орловская область, г. Орел, ул. Космонавтов, 16)</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Дата реализации: 01.01.2018</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Годовая стоимость, тыс. руб.: 5227,14</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Цена реализации: 3940,31</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Причины отклонения: по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Стоимость активов: 1287,13</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Стоимость реализации: 3940,31</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Отклонение: 2653,18</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Цена реализации: 3940,31</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>77</td>
<td>Имущественный комплекс база отдыха «Нефтяник»</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Дата реализации: 01.01.2018</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Годовая стоимость, тыс. руб.: 7017,76</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Цена реализации: 2177,05</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Причины отклонения: по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Стоимость активов: 7017,76</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Стоимость реализации: 2177,05</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Отклонение: 4840,71</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Цена реализации: 2177,05</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>78</td>
<td>Двухкомнатная квартира</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Дата реализации: 01.01.2018</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Годовая стоимость, тыс. руб.: 1271,00</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Цена реализации: 1210,00</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Причины отклонения: по результатам тендера</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Стоимость активов: 1271,00</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Стоимость реализации: 1210,00</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Отклонение: 61,00</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Цена реализации: 1210,00</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>№ п/п</td>
<td>Наименование актива</td>
<td>Инвентарный номер (если применимо)</td>
<td>Стока бухгалтерского баланса, где был отражен актив на отчетную дату, предшествующую реализации актива</td>
<td>Счета бухгалтерского учета (с учетом аналитики), на которых отражены доход и расход от выбытия актива (913xxx/91,2xxx)</td>
<td>Балансовая стоимость актива, тыс. руб.</td>
<td>Фактическая стоимость реализации актива, тыс. руб.</td>
<td>Отклонение фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива, тыс. руб.</td>
<td>Причина отклонения фактической стоимости реализации от балансовой стоимости актива</td>
</tr>
<tr>
<td>-------</td>
<td>----------------------------------------</td>
<td>------------------------------------</td>
<td>----------------------------------------------------------------------------------------------------------------</td>
<td>-----------------------------------------------------------------------------------</td>
<td>------------------------------------------</td>
<td>-------------------------------------------------</td>
<td>---------------------------------------------------------------------------------</td>
<td>----------------------------------------------------------------------------------</td>
</tr>
<tr>
<td>79</td>
<td>Двухкомнатная квартира</td>
<td>102894</td>
<td>1150</td>
<td>91.1.030101/91.2.030101</td>
<td>1 783,00</td>
<td>1 220,00</td>
<td>-563,00</td>
<td>Цена реализации определена по итогам переговоров с покупателем с учетом результатов оценки рыночной стоимости</td>
</tr>
<tr>
<td>80</td>
<td>Двухкомнатная квартира</td>
<td>102812</td>
<td>1150</td>
<td>91.1.030101/91.2.030101</td>
<td>1 777,00</td>
<td>1 210,00</td>
<td>-567,00</td>
<td>Цена реализации определена по итогам переговоров с покупателем с учетом результатов оценки рыночной стоимости</td>
</tr>
<tr>
<td>81</td>
<td>Автостоянка вахтовой службы</td>
<td>45073</td>
<td>1150</td>
<td>91.01/91.02</td>
<td>1 498,51</td>
<td>1 210,00</td>
<td>10 504,70</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>82</td>
<td>Квартира</td>
<td>AR000999</td>
<td>1150</td>
<td>91.01/91.02</td>
<td>135,01</td>
<td>1 420,89</td>
<td>1 285,87</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>83</td>
<td>Земельный участок</td>
<td>KR001810</td>
<td>1150</td>
<td>91.01/91.02</td>
<td>297,49</td>
<td>731,65</td>
<td>434,16</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>84</td>
<td>Земельный участок для эксплуатации ж.-д. тупика</td>
<td>TM-007580, TM0000006</td>
<td>1150</td>
<td>91.01/91.02</td>
<td>196,06</td>
<td>4 552,42</td>
<td>4 396,36</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>85</td>
<td>Объекты ЖЖХ (ихучественный комплекс котельной к базе УТТ в районе ДНС-24 Самотлорского месторождения нефти)</td>
<td>100193, 451, 206/42, 710/42, 112/2</td>
<td>1150</td>
<td>91.01/91.02, 01</td>
<td>733,49</td>
<td>3 852,85</td>
<td>3 119,36</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>86</td>
<td>Нежилое строение склада</td>
<td>1746_2693</td>
<td>1160</td>
<td>91.01/91.02</td>
<td>558,19</td>
<td>5 315,56</td>
<td>4 755,37</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>87</td>
<td>Административное здание</td>
<td>000150, 000151, 000152</td>
<td>011 [Основные средства в организации]</td>
<td>91.01/91.02</td>
<td>69 264,11</td>
<td>74 572,50</td>
<td>5 308,39</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>88</td>
<td>Четырехкомнатная квартира</td>
<td>7767</td>
<td>1150</td>
<td>91.01/91.02, 01</td>
<td>4 377,65</td>
<td>5 517,00</td>
<td>1 139,35</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td>89</td>
<td>Часть здания, занимаемая строительной базой, расположенной на первом этаже жилого дома, общей площадью 815 кв. м</td>
<td>УПС-УРС 2/1</td>
<td>1150</td>
<td>91.01/91.02, 01</td>
<td>901,00</td>
<td>2 040,29</td>
<td>1 139,29</td>
<td>Цена реализации определена по результатам тендера</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>ВСЕГО</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td><strong>292 584,80</strong></td>
<td><strong>595 978,86</strong></td>
<td><strong>303 394,06</strong></td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>
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»

Пункт 2.1. Утверждение Положения о закупках отдельными видами юридических лиц»

Директивы Правительства Российской Федерации от 01.05.2013 № ПМ-777 (пункт В8 плана действий Правительства Российской Федерации по обеспечению стабильного социально-экономического развития Российской Федерации в 2016 году)

Директивы Правительства Российской Федерации от 19.04.2016 № 2735н-ПЛ5

Директивы Правительства Российской Федерации от 11.10.2016 № 7704н-ПЛ5

- устанавливает принципы осуществления Компанией закупочной деятельности: информационная открытость и прозрачность, равноправие, справедливость и отсутствие дискриминации и необоснованных ограничений конкуренции, предотвращение коррупции и 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;
- предусматривает проведение закупок в электронной форме.

В 2016 году Компанией разработаны нормативы закупок товаров, работ, услуг, которые предусматривают предельные цены соответствующих товаров, работ и услуг и требования к количеству, потребительским свойствам и иным характеристикам указанных товаров, работ, услуг. Порядок продажи, 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 № 7704н-ПЛ5 Положением Компании «О закупках 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.

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


Директивы Правительства Российской Федерации от 15.05.2018 № ПМ-787-77 о предоставлении информации по подпункту «в» пункта 1 поручения Президента Российской Федерации от 31.12.2017 № Пр-2763

Директивы Правительства Российской Федерации от 16.06.2016 № 4526н-ПЛ5

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 закупках 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 “Единый оконечный продукт” для внедрения инновационной продукции»;
- принципы классификации Компании «Объекты инновационной деятельности», определяющие единые правила и критерии отнесения товаров, работ, услуг Компании к инновационным в соответствии с Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 25.12.2015 № 1026;
- методические указания Компании «Оценка жизненного цикла продукции», предусматривающие порядок применения критерий 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 участием малых и средних предприятий, в том числе субъектов МСП, в режиме одного окна на сайте ПАО «НК «Роснефть» (https://www.rosneft.ru/Development/sci_and_innov/UpVyazanie_ukhoBq_gov_ukhoBq_gov/);
5. сформирован и утвержден План закупок инновационной продукции на 2018–2022 годы (размещенный в Единой информационной системе http://zakupki.gov.ru);
6. утверждены и введены в действие КПО для руководителей служб снабжения с показателем «доля закупок у субъектов МСП»;
7. в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации в сфере закупок, все закупки, участники которых являются субъектами МСП, проводятся в электронной форме на электронной торговой площадке АО «Газэнерго» (в секции ПАО «НК «Роснефть»).

По итогам 2018 года:
- общая стоимость договоров, заключенных ПАО «НК «Роснефть» с субъектами МСП, составила 104,8 млрд руб. (или 68,08 %) 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 0,8 млрд руб. (прирост на 19 % к 2017 году в стоимостном выражении).
ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018

2.3. Увеличение закупок продукции российского производства

Поручение Президента Российской Федерации по итогам заседания президиума Государственного совета Российской Федерации от 23.02.2009

Пункт 4 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 05.12.2014 N° 9-П

Поручение Правительства Российской Федерации от 08.12.2014 N° АД-П9-976 и от 05.03.2015 N° МУЗ-П13-149

Поручение Правительства Российской Федерации от 01.04.2016 N° ПШ-П13-1872

Пункт 4 раздела III протокола заседания Правительственной комиссии по использованию информационных технологий для улучшения качества жизни и условий ведения предпринимательской деятельности от 09.02.2018 N° 1

Директивы Правительства Российской Федерации от 05.03.2015 N° 1546п-П13

Директивы Правительства Российской Федерации от 01.06.2015 N° 5420п-П13

Директивы Правительства Российской Федерации от 11.02.2016 N° 4972п-П13

Директивы Правительства Российской Федерации от 05.09.2016 N° 6300п-П13

Директивы Правительства Российской Федерации от 06.02.2017 N° 830н-П13

Директивы Правительства Российской Федерации от 17.04.2017 N° 1820п-П13

Директивы Правительства Российской Федерации от 06.12.2017 N° 10068п-П13

Директивы Правительства Российской Федерации от 26.09.2018 N° 7925п-П13

Комплекс мер, направленных на плановое и поэтапное замещение закупок 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 обсужден Советом директоров Компании (протокол N° 35 от 05.06.2015)

Положение Компании «О закупках товаров, работ, услуг» полностью отвечает требованиям директив Правительства Российской Федерации от 01.06.2015 N° 5420п-П13, от 11.07.2016 N° 4972п-П13 и от 06.02.2017 N° 830н-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 закупках товаров, работ, услуг» содержит раздел 1.10 «Приоритет товаров российского происхождения, работ, услуг, выполненных, оказанных российскими лицами, предусматривающий:

приоритет товаров российского происхождения, работ, услуг, выполненных, оказанных российскими лицами, в случаях и порядке, установленных действующим законодательством;

право заказчика применять соответствующие приоритеты и особенности, если об их наличии было ранее объявлено в документации о закупке либо соответствующие нормы уже установлены в действующем законодательстве. Дополнительно в Компании сформирована и реализуется программа импортозамещения и локализации производства продукции для нужд ПАО «НК «Роснефть».

В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации N° 29 от 16.09.2016 «О приоритете товаров российского происхождения, работ, услуг, выполненных, оказанных российскими лицами, по отношению к това-рам, происходящим из иностранного государства, работам, услугам, выполненным, оказанным иностранными лицами», Компанией разработаны и внедрены изменения в закупочную документацию, а также включены формы подтверждения российского происхождения товаров, выполнения работ, оказания услуг российскими лицами.

В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации N° 115 от 16.09.2016 «О приоритете товаров российского происхождения, работ, услуг, выполненных, оказанных российскими лицами, по отношению к товарам, происходящим из иностранного государства, работам, услугам, выполненным, оказанным иностранными лицами», Компанией разработаны и внесены изменения в закупочную документацию, а также включены формы подтверждения российского происхождения товаров, выполнения работ, оказания услуг российскими лицами.

В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации N° 12 от 16.09.2016 «О приоритете товаров российского происхождения, работ, услуг, выполненных, оказанных российскими лицами, по отношению к товарам, происходящим из иностранного государства, работам, услугам, выполненным, оказанным иностранными лицами», Компанией была принята положительная позиция в вопросах реализации новых норм и требований по закупкам отечественной продукции.


4. Определение размера дивидендов

Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.06.2006 N° 774-П (в редакции распоряжения Правительства Российской Федерации от 12.11.2012 N° 2083-п)


Рекомендуемая сумма дивидендовых 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 за целевой период, в течение которого выплачены дивиденды ПАО «НК «Роснефть».

При определении номинальной стоимости акций, размера дивидендовых выплат на дату прошлого отчетного периода и на дату текущего отчетного периода на сайте ПАО «НК «Роснефть» по ссылке: https://www.rosneft.ru/Investors/dividends/
5. Разработка и актуализация стратегии, эффективность, долгосрочное планирование

5.1. Разработка и утверждение Программы инновационного развития

Подпункт 6.1 пункта 1 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 07.02.2011 N° Пр-307 Директива Правительства Российской Федерации от 24.02.2011 N° 2237-ПП Последовательному Федорову Российской Федерации от 12.11.2010


Основные направления, ключевые показатели эффективности и мероприятия Программы инновационного развития интегрированы в актуализированную Долгосрочную программу развития ПАО «НК «Роснефть» (утвержденная решением Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» (протокол от 12.02.2018 N° 12)).

В числе Главного исполнительного директора, включен интегральный КПЭ инновационной деятельности.

В 2018 году проводилось 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, обозначенными межведомственной рабочей группой (протокол 19.09.2017 N° 2).

5.2. Управление правами на результаты интеллектуальной деятельности

В соответствии с подпунктом 6.1 пункта 1 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 07.02.2011 N° Пр-307, утвержден Порядок реализации Директив Правительства Российской Федерации от 27.02.2015 N° 1250-ПП и N° 1284-ПП.


Основные направления, ключевые показатели эффективности и мероприятия Программы инновационного развития интегрированы в актуализированную Долгосрочную программу развития ПАО «НК «Роснефть» (утвержденная решением Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» (протокол от 12.02.2018 N° 12)).

В числе Главного исполнительного директора, включен интегральный КПЭ инновационной деятельности.

В 2018 году проводилось 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, обозначенными межведомственной рабочей группой (протокол 19.09.2017 N° 2).

5.3. Разработка и утверждение Стратегии и Долгосрочной программы развития Компании

В соответствии с подпунктом 6.1 пункта 1 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 07.02.2011 N° Пр-307, утвержден Порядок реализации Директив Правительства Российской Федерации от 27.02.2015 N° 1250-ПП и N° 1284-ПП.


Основные направления, ключевые показатели эффективности и мероприятия Программы инновационного развития интегрированы в актуализированную Долгосрочную программу развития ПАО «НК «Роснефть» (утвержденная решением Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» (протокол от 12.02.2018 N° 12)).

В числе Главного исполнительного директора, включен интегральный КПЭ инновационной деятельности.

В 2018 году проводилось 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, обозначенными межведомственной рабочей группой (протокол 19.09.2017 N° 2).
5. Сокращение операционных расходов

Подпункт 5 пункта 1 поручения Президента Российской Федерации от 05.12.2014 № П-2821

Директивы Правительства Российской Федерации от 16.04.2015 № П-2303-П13

Пункт 4 раздела 2 протокола совещания у Председателя Правительства Российской Федерации от 18.01.2016 № ДМ-П13 от 2-зр

Поручение Правительства Российской Федерации от 11.04.2016 № П-П13-2047

Директивы Правительства Российской Федерации от 04.07.2016 № ИШ-П13-47пр

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 значений показателей снижения операционных расходов. Результаты выполнения соответствующего комплекса мер по снижению операционных затрат ежегодно подтверждены независимой проверкой в рамках аудита реализации ДПР для аудиторской организации ООО «Эйр энд Финанс» от 30.04.2018.

Соответствующие материалы размещаются на МВ-Портале.

5.5. Разработка внутренних нормативных документов

Пункт 2 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 27.02.2015 № Пр-3013

Поручения Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации, включенные в ДПР ПАО «НК «Роснефть», размещаются на регулярной основе на МВ-Портале.

Соответствующие материалы размещаются на МВ-Портале.

Пункт 2 протокола совещания у Первого заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И. Шувалова от 20.07.2016 № АД-П13-4292

Письмо Ромашкому от 23.05.2017 № РБ-11/9968

В соответствии с методическими указаниями, одобренными Правительством Российской Федерации (№ ИШ-П13-4148 от 24.06.2017), в компаниях разработаны, утверждены и введены в действие:

- Положение Компании «О внутреннем аудите»;
- Положение Компании «Повышение операционной и инвестиционной эффективности»;
- Положение Компании «Система управления рисками и внутреннего контроля»;
- Положение Компании по работе с нефтью на сушке;
- Положение Компании по работе с углеводородами на шельфе;
- Положение Компании по газовому бизнесу;
- Положение Компании «Общегрупповая система управления рисками»;
- Положение Компании «Порядок разработки (актуализации) и выполнение Программы инновационного развития ПАО «НК «Роснефть»;
- Положение Компании «О порядке и правилах работы системы «Анти-кор» для внедрения инновационной продукции»;
- Положение о системе управления качеством нефтепродуктов.

Указания директора исполняются ПАО «НК «Роснефть» в полном объеме.

Соответствующие материалы на регулярной основе размещаются на МВ-Портале.

5.6. Оптимизация деятельности:intегрированных структур

Пункт 4 протокола совещания у заместителя Председателя Правительства Российской Федерации Д. О. Рогозина от 16.06.2012 № РД-П13-46п

Пункт 1 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 07.05.2014 № П-П13-34А, Поручение Правительства Российской Федерации от 15.05.2014 № ИШ-П13-54А, пункт 4 Перечня поручений Президента Российской Федерации от 05.12.2014 № Пр-2821

Директивы Правительства Российской Федерации от 08.08.2016 № ИШ-П13-47пр, от 26.05.2015 № ИШ-П13-47пр


Соответствующие материалы на регулярной основе размещаются на МВ-Портале.
5.7. Внедрение рекомендаций Кодекса корпоративного управления Банка России в деятельность Компании

Поручение Правительства Российской Федерации от 28.08.2018 № ДМ-1355-4лп
Поручение Правительства Российской Федерации от 31.07.2014 № ИШ-П13-585
Директивы Правительства Российской Федерации от 02.09.2014 № 5667п-П13
Директивы Правительства Российской Федерации от 20.02.2015 № 989п-П13

По результатам анализа стандартов корпоративного управления ПАО «НК «Роснефть» и положений Кодекса корпоративного управления Банка России, поставлены задачи по внедрению ключевых положений Кодекса (директивная карта). В течение 2018 года в Компании проводилась система работ по его исполнению. Основополагающими принципами системы корпоративного управления ПАО «НК «Роснефть» являлись законы «Кодекса корпоративного управления ПАО «НК «Роснефть» и соответствуют признанным лучшим мировым стандартам. Руководители Компании, в том числе топ-менеджеры, практиковались в оценке рисков, связанных с внедрением дополнительных требований по добробу. Абзац о внедрении корпоративного управления в деятельность акционерных обществах."
6.2. Создание физкультурно-спортивных обществ

В соответствии с пунктом 74 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 внимением относится к поддержке и развитию спорта и считает это направление социальной политики одним из основных своих приоритетов.

6.3. О заключении рекламных контрактов АО с ведущими российскими спортсменами

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 оказаны 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 проведением соревнований.

Также Компания в полном объеме приняла на себя обязательства по содержанию и развитию хоккейного клуба ЦСКА. В сезон 2017/2018 Чемпионата России по футболу ПАО «НК «Роснефть» выступило титульным спонсором футбольного клуба «Арсенал».
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
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 компенсациях расходов членов Совета директоров Компании;
- Положение о порядке формирования и работе 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 вознаграждении и компенсациях членам Ревизионной комиссии Компании;
- Положение о Корпоративном секретаре 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.
Приложение 6
Бухгалтерская (финансовая) отчетность и аудиторское заключение
ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018

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, признанная 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 СМЭБ) и этическими требованиями, применимыми к нашей аудиторской бухгалтерской (финансовой) отчетности в Российской Федерации, и нам выполнены прочие этические обязанности в соответствии с этими требованиями и Кодексом СМЭБ. 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, являются 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 суждения о них по этим вопросам. В отношении указанного ниже вопроса наше описание того, как данный вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приведено в контексте нашего мнения

<table>
<thead>
<tr>
<th>Ключевой вопрос аудита</th>
<th>Как соответствующий ключевой вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Вклады в уставные доли дочерних обществ в связи с реструктуризацией</td>
<td>Мы привлекли наших специалистов по оценке бизнеса к проверке моделей, подготовленных для целей определения стоимости передаваемых в уставный капитал активов. Мы проанализировали используемые в моделях допущения для проверки стоимости активов. Мы сравнили ставки дисконтирования с прогнозом 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 проводах с соответствующими расчетами стоимости и проанализировали подход к учету справедливой стоимости финансовых вложений.</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 подготовлен на основе данных на дату нашего аудиторского заключения. Наши оценки бухгалтерской (финансовой) отчетности не распространяются на прочую информацию, и мы не будем предоставлять выводы, выражаемые уверенность в какой-либо форме в отношении данной информации.

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 небрежности действий или ошибок. При подготовке бухгалтерской (финансовой) отчетности, руководство несет ответственность за оценку способности Общества продолжать непрерывно всю 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 уверенности в их действиях. 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, проведенного 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 надежными, чтобы служить основанием для выражения наше мнение.
- 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.
- оцениваем надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность определенных руководством бухгалтерских оценок и раскрытия соответствующей информации.
- далее 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 продолжить 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 основываются 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, довода 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 такие в процессе аудита.
- мы также предоставляем Комитету Совета директоров по аудиту информацию о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали его об 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 делили 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 рассматриваем эти вопросы в нашем аудиторском заключении; кроме того, 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 может 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

Дата подписи: 5 февраля 2019 г.

Сведения об аудиторе

Наименование: ООО «Эрнст энд Янг»

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. 26/7.

Сведения об аудиторам

Наименование: ООО «Эрнст энд Янг»

Запись внесена в Единый государственный реестр юридических лиц 5 декабря 2012 г. и присвоен государственный регистрационный номер 102770107203.

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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Пояснение</th>
<th>Наименование показателя</th>
<th>Код строки</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
<th>На 31 декабря 2016 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>АКТИВ</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>6</td>
<td>Нематериальные активы</td>
<td>1110</td>
<td>44 599 532</td>
<td>23 468 759</td>
<td>23 216 357</td>
</tr>
<tr>
<td>8</td>
<td>Результаты исследований и разработок</td>
<td>1120</td>
<td>6 728 123</td>
<td>4 890 595</td>
<td>3 544 717</td>
</tr>
<tr>
<td>7</td>
<td>Нематериальные поисковые активы</td>
<td>1130</td>
<td>99 214 115</td>
<td>111 503 011</td>
<td>78 528 809</td>
</tr>
<tr>
<td>7</td>
<td>Материальные поисковые активы</td>
<td>1140</td>
<td>20 222 627</td>
<td>26 179 268</td>
<td>11 326 629</td>
</tr>
<tr>
<td>5</td>
<td>Основные средства</td>
<td>1150</td>
<td>1 269 210 761</td>
<td>1 166 529 970</td>
<td>1 058 799 579</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Долгосрочные вложения в материальные ценности</td>
<td>1160</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>3, 11</td>
<td>Финансовые вложения</td>
<td>1170</td>
<td>6 159 576 705</td>
<td>6 807 776 768</td>
<td>5 492 046 642</td>
</tr>
<tr>
<td>3, 21</td>
<td>Отложенные налоговые активы</td>
<td>1180</td>
<td>94 841 893</td>
<td>95 062 970</td>
<td>68 232 970</td>
</tr>
<tr>
<td>9</td>
<td>Прочие внеоборотные активы</td>
<td>1190</td>
<td>31 851 119</td>
<td>32 318 526</td>
<td>33 202 653</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого по разделу I</td>
<td>1200</td>
<td>7 726 342 875</td>
<td>7 483 529 455</td>
<td>6 768 716 536</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>БИЗНЕС</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>10</td>
<td>Запасы</td>
<td>1210</td>
<td>151 426 189</td>
<td>142 588 555</td>
<td>115 017 735</td>
</tr>
<tr>
<td>10</td>
<td>Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям</td>
<td>1220</td>
<td>72 718 694</td>
<td>72 568 729</td>
<td>57 272 596</td>
</tr>
<tr>
<td>3, 15, 18</td>
<td>Дебиторская задолженность</td>
<td>1230</td>
<td>2 653 803 275</td>
<td>2 531 016 582</td>
<td>1 523 299 162</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>в том числе:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты</td>
<td>1231</td>
<td>1 015 017 767</td>
<td>1 119 923 274</td>
<td>800 591 911</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты</td>
<td>1232</td>
<td>1 645 785 448</td>
<td>1 411 377 288</td>
<td>716 707 241</td>
</tr>
<tr>
<td>3, 11</td>
<td>Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)</td>
<td>1240</td>
<td>1 100 833 573</td>
<td>728 055 665</td>
<td>899 267 509</td>
</tr>
<tr>
<td>12</td>
<td>Краткосрочные производные финансовые инструменты, признаваемые по справедливой стоимости через отчет о финансовых результатах</td>
<td>1241</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>12</td>
<td>Долгосрочные производные финансовые инструменты, признаваемые по справедливой стоимости через отчет о финансовых результатах</td>
<td>1242</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>14</td>
<td>Денежные средства и денежные эквиваленты</td>
<td>1250</td>
<td>598 541 224</td>
<td>116 638 660</td>
<td>584 223 460</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие оборотные активы</td>
<td>1260</td>
<td>5 052 039</td>
<td>4 400 746</td>
<td>7 604 682</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>в том числе:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>не предъявленная к оплате начисленная выручка по договорам строительного подряда</td>
<td>1261</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого по разделу II</td>
<td>1220</td>
<td>4 582 376 944</td>
<td>3 599 388 917</td>
<td>3 194 684 934</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>БАЛАНС</strong></td>
<td></td>
<td>1200</td>
<td>12 308 711 819</td>
<td>11 882 918 372</td>
<td>9 853 407 470</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>ПАССИВ</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>1, 19</td>
<td>Уставный капитал [складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей]</td>
<td>1310</td>
<td>105 982</td>
<td>105 982</td>
<td>105 982</td>
</tr>
<tr>
<td>19</td>
<td>Собственные акции, выпущенные у акционеров</td>
<td>1320</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>19</td>
<td>Переоценка внеоборотных активов</td>
<td>1340</td>
<td>5</td>
<td>5</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td>19</td>
<td>Добавочный капитал [без переоценки]</td>
<td>1350</td>
<td>113 279 810</td>
<td>113 278 538</td>
<td>113 279 280</td>
</tr>
<tr>
<td>19</td>
<td>Резервный капитал</td>
<td>1360</td>
<td>5 299</td>
<td>5 299</td>
<td>5 299</td>
</tr>
<tr>
<td>13</td>
<td>Прочие фонды и резервы</td>
<td>1365</td>
<td>(115 062 581)</td>
<td>(231 764 689)</td>
<td>(548 012 105)</td>
</tr>
<tr>
<td>3, 20</td>
<td>Нераспределенная прибыль [непокрытый убыток]</td>
<td>1370</td>
<td>2 028 141 822</td>
<td>1 802 733 923</td>
<td>1 767 708 786</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого по разделу III</td>
<td>1300</td>
<td>2 028 670 417</td>
<td>1 684 375 058</td>
<td>1 533 087 259</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>IV. Долгосрочные обязательства</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>16</td>
<td>Заемные средства</td>
<td>1430</td>
<td>5 792 741 767</td>
<td>5 083 998 328</td>
<td>4 533 773 620</td>
</tr>
<tr>
<td>21</td>
<td>Отложенные налоговые обязательства</td>
<td>1420</td>
<td>91 808 112</td>
<td>91 105 397</td>
<td>78 948 226</td>
</tr>
<tr>
<td>24</td>
<td>Оценочные обязательства</td>
<td>1430</td>
<td>56 346 080</td>
<td>61 023 750</td>
<td>50 403 586</td>
</tr>
<tr>
<td>12</td>
<td>Долгосрочные производные финансовые инструменты, признаваемые по справедливой стоимости через отчет о финансовых результатах</td>
<td>1440</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>16</td>
<td>Прочие обязательства</td>
<td>1450</td>
<td>1 134 590 419</td>
<td>1 419 426 029</td>
<td>1 550 012 639</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого по разделу IV</td>
<td>1460</td>
<td>7 076 285 758</td>
<td>6 655 553 504</td>
<td>6 018 137 851</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>V. Краткосрочные обязательства</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>16</td>
<td>Заемные средства</td>
<td>1530</td>
<td>817 935 056</td>
<td>860 270 860</td>
<td>525 561 253</td>
</tr>
<tr>
<td>15, 18</td>
<td>Кредиторская задолженность</td>
<td>1520</td>
<td>2 333 146 921</td>
<td>1 785 522 679</td>
<td>1 753 787 581</td>
</tr>
<tr>
<td>24</td>
<td>Оценочные обязательства</td>
<td>1540</td>
<td>19 582 179</td>
<td>20 059 244</td>
<td>22 943 218</td>
</tr>
</tbody>
</table>

365
### ОТЧЕТ О ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТАХ ЗА 2018 ГОД

<table>
<thead>
<tr>
<th>Пояснения</th>
<th>Наименование показателя</th>
<th>Код строки</th>
<th>За январь – декабрь 2018 г.</th>
<th>За январь – декабрь 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>12</td>
<td>Краткосрочные производные финансовые инструменты, признаваемые по справедливой стоимости через отчет о финансовых результатах</td>
<td>1200</td>
<td>4 992 989 810</td>
<td>2 402 176 560</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Прочие обязательства</td>
<td>1300</td>
<td>12 308 717 819</td>
<td>11 082 918 372</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Итого по разделу V</td>
<td>1500</td>
<td>7 402 345 063</td>
<td>375 851</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>БАЛАНС</td>
<td>1700</td>
<td>9 053 401 470</td>
<td>9 053 401 470</td>
</tr>
<tr>
<td>20, 26</td>
<td>Выручка</td>
<td>2110</td>
<td>6 988 248 044</td>
<td>4 982 934 288</td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Себестоимость продаж</td>
<td>2120</td>
<td>(4 815 224 782)</td>
<td>(3 459 587 529)</td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Расходы, связанные с разведкой и оценкой запасов нефти и газа</td>
<td>2130</td>
<td>(26 065 226)</td>
<td>(14 749 489)</td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Валовая прибыль (убыток)</td>
<td>2140</td>
<td>2 128 958 036</td>
<td>1 419 177 570</td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Коммерческие расходы</td>
<td>2210</td>
<td>(1 422 676 475)</td>
<td>(993 299 266)</td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Общехозяйственные и административные расходы</td>
<td>2220</td>
<td>(815 585 476)</td>
<td>(58 941 225)</td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Прибыль (убыток) от продаж</td>
<td>2230</td>
<td>625 698 083</td>
<td>359 957 079</td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Проценты к получению</td>
<td>2240</td>
<td>186 773 202</td>
<td>179 953 353</td>
</tr>
<tr>
<td>16, 20</td>
<td>Проценты к уплате</td>
<td>2250</td>
<td>(451 851 789)</td>
<td>(396 184 404)</td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Доходы от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов</td>
<td>2260</td>
<td>51 986 086</td>
<td>23 560 680</td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Расходы от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов</td>
<td>2270</td>
<td>(10 950 827)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>11, 20</td>
<td>Прочие доходы</td>
<td>2280</td>
<td>329 328 022</td>
<td>329 387 442</td>
</tr>
<tr>
<td>13, 17, 20</td>
<td>Прочие расходы</td>
<td>2290</td>
<td>(281 124 690)</td>
<td>(415 587 272)</td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Прибыль (убыток) до налогообложения</td>
<td>2300</td>
<td>433 838 088</td>
<td>83 106 878</td>
</tr>
<tr>
<td>21</td>
<td>Текущий налог на прибыль</td>
<td>2400</td>
<td>437 097</td>
<td>12 272 676</td>
</tr>
<tr>
<td>21</td>
<td>в т. ч. постоянные налоговые активы (обязательства)</td>
<td>2410</td>
<td>8 505 569</td>
<td>44 356 069</td>
</tr>
<tr>
<td>21</td>
<td>Изменение отложенных налоговых обязательств</td>
<td>2420</td>
<td>(703 115)</td>
<td>(12 171 071)</td>
</tr>
<tr>
<td>21</td>
<td>Изменение отложенных налоговых активов</td>
<td>2430</td>
<td>(2 835 837)</td>
<td>26 810 000</td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Прочее</td>
<td>2440</td>
<td>28 936 857</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Налог на прибыль прошлых лет</td>
<td>2450</td>
<td>(204 996)</td>
<td>(1 358 588)</td>
</tr>
<tr>
<td>20</td>
<td>Налог на вмененный доход</td>
<td>2460</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>21</td>
<td>Налог на прибыль до налогообложения</td>
<td>2470</td>
<td>1 086 646</td>
<td>1 209 589</td>
</tr>
<tr>
<td>22</td>
<td>Чистая прибыль (убыток)</td>
<td>2500</td>
<td>138 968 980</td>
<td>138 968 980</td>
</tr>
<tr>
<td>22</td>
<td>Справочно</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>13, 17, 19</td>
<td>Результат от прочих операций, не включаемых в чистую прибыль (убыток) периода</td>
<td>2510</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>22</td>
<td>Базовая прибыль (убыток) на акцию (руб/акцию)</td>
<td>2520</td>
<td>42,48</td>
<td>13,11</td>
</tr>
</tbody>
</table>

И. И. Сечин  
Председатель исполнительный директор  
ГАО «НК «Роснефть»  
__________________________________________________  
(договор от 01.08.2017 № 100017/02715Д)

В. А. Сурков  
Генеральный директор  
ООО «РН-Учет»

«___» ____________________ 2019 г.
Отчет об изменениях капитала за 2018 год

1. ДВИЖЕНИЕ КАПИТАЛА

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование показателя</th>
<th>Код строки</th>
<th>Уставный капитал</th>
<th>Собственные акции, выкупленные у акционеров</th>
<th>Добавочный капитал</th>
<th>Резервный капитал</th>
<th>Прочие фонды и резервы</th>
<th>Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)</th>
<th>Итого</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>ВЕЛИЧИНА КАПИТАЛА НА 31 ДЕКАБРЯ 2018 Г.</td>
<td>3100</td>
<td>105 982</td>
<td>–</td>
<td>113 279 295</td>
<td>5 299</td>
<td>(348 012 103)</td>
<td>1 787 708 786</td>
<td>1 533 087 298</td>
</tr>
<tr>
<td>За 2017 год</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Увеличение капитала – всего</td>
<td>3210</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>2 642</td>
<td>–</td>
<td>116 263 444</td>
<td>158 968 980</td>
<td>255 259 307</td>
</tr>
<tr>
<td>в том числе:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>чистая прибыль</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>переоценка имущества</td>
<td>3211</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>158 968 980</td>
<td>158 968 980</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>доходы, относящиеся непосредственно на увеличение капитала</td>
<td>3212</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>дополнительный выпуск акций</td>
<td>3213</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>2 642</td>
<td>x</td>
<td>116 263 444</td>
<td>24 271</td>
<td>116 290 527</td>
</tr>
<tr>
<td>увеличение номинальной стоимости акций</td>
<td>3214</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>реорганизация юридического лица</td>
<td>3215</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Уменьшение капитала – всего</td>
<td>3220</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(3 584)</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(103 968 124)</td>
<td>(103 971 508)</td>
</tr>
<tr>
<td>в том числе:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>убыток</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>переоценка имущества</td>
<td>3221</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>расходы, относящиеся непосредственно на уменьшение капитала</td>
<td>3222</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>(3 584)</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>(5 384)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>уменьшение номинальной стоимости акций</td>
<td>3223</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>уменьшение количества акций</td>
<td>3224</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>реорганизация юридического лица</td>
<td>3225</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>дивиденды</td>
<td>3226</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>(103 968 124)</td>
<td>(103 968 124)</td>
</tr>
<tr>
<td>Изменение добавочного капитала</td>
<td>3227</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>(10)</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>10</td>
<td>x</td>
</tr>
<tr>
<td>Изменение резервного капитала</td>
<td>3228</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>ВЕЛИЧИНА КАПИТАЛА НА 31 ДЕКАБРЯ 2017 Г.</td>
<td>3200</td>
<td>105 982</td>
<td>–</td>
<td>113 279 543</td>
<td>5 299</td>
<td>(231 748 699)</td>
<td>1 802 733 923</td>
<td>1 684 375 058</td>
</tr>
<tr>
<td>За 2018 год</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>в том числе:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>чистая прибыль</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>переоценка имущества</td>
<td>3311</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>460 784 009</td>
<td>460 784 009</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>доходы, относящиеся непосредственно на увеличение капитала</td>
<td>3312</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>дополнительный выпуск акций</td>
<td>3313</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>5 921</td>
<td>x</td>
<td>116 686 108</td>
<td>82 246</td>
<td>116 737 275</td>
</tr>
<tr>
<td>увеличение номинальной стоимости акций</td>
<td>3314</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>реорганизация юридического лица</td>
<td>3315</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Уменьшение капитала – всего</td>
<td>3320</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(4 569)</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>(235 458 356)</td>
<td>(235 462 925)</td>
</tr>
<tr>
<td>в том числе:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>убыток</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>переоценка имущества</td>
<td>3321</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>расходы, относящиеся непосредственно на уменьшение капитала</td>
<td>3322</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>(4 569)</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>(10 459 041)</td>
<td>(10 463 610)</td>
</tr>
<tr>
<td>уменьшение номинальной стоимости акций</td>
<td>3323</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>уменьшение количества акций</td>
<td>3324</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>реорганизация юридического лица</td>
<td>3325</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>дивиденды</td>
<td>3326</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>(224 999 375)</td>
<td>(224 999 375)</td>
</tr>
<tr>
<td>Изменение добавочного капитала</td>
<td>3327</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
</tr>
<tr>
<td>Изменение резервного капитала</td>
<td>3328</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
<td>x</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>ВЕЛИЧИНА КАПИТАЛА НА 31 ДЕКАБРЯ 2018 Г.</td>
<td>3300</td>
<td>105 982</td>
<td>–</td>
<td>113 279 895</td>
<td>5 299</td>
<td>(115 062 581)</td>
<td>2 028 410 822</td>
<td>2 026 470 427</td>
</tr>
</tbody>
</table>
2. КОРРЕКТИРОВКИ В СВЯЗИ С ИЗМЕНЕНИЕМ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ И ИСПРАВЛЕНИЕМ ОШИБОК

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование показателя</th>
<th>Код строки</th>
<th>На 31 декабря 2016 г.</th>
<th>Изменения капитала за 2017 год</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>за счет чистой прибыли (убытка)</td>
<td>за счет иных факторов</td>
</tr>
<tr>
<td>Капитал – всего</td>
<td></td>
<td></td>
<td>138 968 980</td>
<td>12 318 819</td>
</tr>
<tr>
<td>до корректировок</td>
<td>3400</td>
<td>1 533 087 259</td>
<td>12 318 819</td>
<td>1 684 375 058</td>
</tr>
<tr>
<td>корректировка в связи с</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>изменением учетной политики</td>
<td>3410</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>исправлением ошибок</td>
<td>3410</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>после корректировок</td>
<td>3500</td>
<td>1 533 087 259</td>
<td>12 318 819</td>
<td>1 684 375 058</td>
</tr>
</tbody>
</table>

в том числе:

erаспределенная прибыль [непокрытый убыток]:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование показателя</th>
<th>Код строки</th>
<th>На 31 декабря 2018 года</th>
<th>На 31 декабря 2017 года</th>
<th>На 31 декабря 2016 года</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Чистые активы</td>
<td>3600</td>
<td>2 028 470 417</td>
<td>1 684 375 058</td>
<td>1 535 087 259</td>
</tr>
</tbody>
</table>

И. И. Сечин
Главный исполнительный директор
ПАО «НК «Роснефть»

В. А. Сурков
Генеральный директор
ДОД «РН-Учет»

(договор от 01.08.2017 № 100017/02711Д)

Отчет о движении денежных средств за 2018 год

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование показателя</th>
<th>Код строки</th>
<th>За 2018 год</th>
<th>За 2017 год</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Поступления – всего</td>
<td>4110</td>
<td>6 949 381 784</td>
<td>4 693 828 278</td>
</tr>
<tr>
<td>в том числе:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>от продажи продукции, товаров, работ и услуг</td>
<td>4111</td>
<td>5 982 431 089</td>
<td>3 764 022 035</td>
</tr>
<tr>
<td>арендных платежей, лицензионных платежей, роялти, комиссионных и иных аналогичных платежей</td>
<td>4112</td>
<td>199 897 580</td>
<td>144 786 535</td>
</tr>
<tr>
<td>дотационных и иных аналогичных платежей</td>
<td>4113</td>
<td>–</td>
<td>127 004 538</td>
</tr>
<tr>
<td>прочие поступления</td>
<td>4114</td>
<td>854 943 105</td>
<td>658 010 104</td>
</tr>
<tr>
<td>направление денежных средств – всего</td>
<td>4120</td>
<td>(6 762 778 931)</td>
<td>(5 172 670 012)</td>
</tr>
<tr>
<td>в том числе:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>поставщикам (подрядчикам)</td>
<td>4121</td>
<td>(4 820 691 855)</td>
<td>(3 725 261 541)</td>
</tr>
<tr>
<td>в связи с оплатой труда работников</td>
<td>4122</td>
<td>(4 438 562)</td>
<td>(4 653 850)</td>
</tr>
<tr>
<td>процентов по долговым обязательствам</td>
<td>4123</td>
<td>(547 701 977)</td>
<td>(380 927 199)</td>
</tr>
<tr>
<td>на расчеты по налогу на прибыль</td>
<td>4124</td>
<td>(15 391 346)</td>
<td>(8 099 852)</td>
</tr>
<tr>
<td>на расчеты по иным налогам и сборам</td>
<td>4125</td>
<td>(944 055 998)</td>
<td>(588 676 622)</td>
</tr>
<tr>
<td>прочие платежи</td>
<td>4126</td>
<td>(789 408 656)</td>
<td>(311 601 917)</td>
</tr>
<tr>
<td>Сальдо денежных потоков от текущих операций</td>
<td>4127</td>
<td>(186 582 853)</td>
<td>(479 141 734)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

3. ЧИСТЫЕ АКТИВЫ
<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование показателя</th>
<th>Код строки</th>
<th>За 2018 год</th>
<th>За 2017 год</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ОТ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ОПЕРАЦИЙ</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Поступления – всего</td>
<td>4210</td>
<td>2 877 879 280</td>
<td>2 475 022 201</td>
</tr>
<tr>
<td>в том числе</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>от продажи внеоборотных активов (кроме финансовых вложений)</td>
<td>4211</td>
<td>18 646 588</td>
<td>5 287 535</td>
</tr>
<tr>
<td>от продажи акций других организаций (долей участия)</td>
<td>4212</td>
<td>29 723</td>
<td>78 063 912</td>
</tr>
<tr>
<td>от возврата предоставленных займов, от продажи долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам)</td>
<td>4213</td>
<td>2 202 518 634</td>
<td>1 894 447 405</td>
</tr>
<tr>
<td>дивидендов, процентов по долговым финансовым вложениям и аналогичных поступлений от долевого участия в других организациях</td>
<td>4214</td>
<td>580 793 533</td>
<td>466 837 703</td>
</tr>
<tr>
<td>прочие поступления</td>
<td>4219</td>
<td>2 888 822</td>
<td>30 586 466</td>
</tr>
<tr>
<td>Платежи – всего</td>
<td>4220</td>
<td>(2 646 150 136)</td>
<td>(3 479 825 010)</td>
</tr>
<tr>
<td>в том числе</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>в связи с приобретением, созданием, модернизацией, реконструкцией и подготовкой к использованию внеоборотных активов</td>
<td>4221</td>
<td>(203 655 894)</td>
<td>(312 862 768)</td>
</tr>
<tr>
<td>в связи с приобретением акций других организаций (долей участия)</td>
<td>4222</td>
<td>(148 272 795)</td>
<td>(571 923 338)</td>
</tr>
<tr>
<td>в связи с приобретением долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам), предоставление займов другим лицам</td>
<td>4223</td>
<td>(2 204 686 684)</td>
<td>(2 575 608 741)</td>
</tr>
<tr>
<td>процентов по долговым обязательствам, включаемым в стоимость инвестиционного актива</td>
<td>4224</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>прочие погашение акций</td>
<td>4228</td>
<td>(15 993 219)</td>
<td>(46 050 890)</td>
</tr>
<tr>
<td>прочие платежи</td>
<td>4229</td>
<td>(75 541 594)</td>
<td>(75 479 273)</td>
</tr>
<tr>
<td>Сальдо денежных потоков от инвестиционных операций</td>
<td>4200</td>
<td>231 729 144</td>
<td>(1 004 902 809)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ОТ ФИНАНСОВЫХ ОПЕРАЦИЙ</strong></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Поступления – всего</td>
<td>4310</td>
<td>3 401 044 264</td>
<td>4 064 309 309</td>
</tr>
<tr>
<td>в том числе</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>получение кредитов и займов</td>
<td>4311</td>
<td>3 251 063 021</td>
<td>3 015 338 418</td>
</tr>
<tr>
<td>денежных вкладов собственников (участников)</td>
<td>4312</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>от выпуска акций, увеличения долей участия</td>
<td>4313</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>от выпуска облигаций, векселей и других долговых ценных бумаг и др.</td>
<td>4314</td>
<td>69 931 243</td>
<td>1 050 970 891</td>
</tr>
<tr>
<td>прочие поступления</td>
<td>4319</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Платежи – всего</td>
<td>4320</td>
<td>(3 338 428 524)</td>
<td>(3 017 533 992)</td>
</tr>
<tr>
<td>в том числе</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>за счет взыскания (выкупом) акций</td>
<td>4321</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>на уплату дивidendов и прочих платежей по распределению прибыли в пользу собственников (участников)</td>
<td>4322</td>
<td>(218 756 115)</td>
<td>(100 875 076)</td>
</tr>
<tr>
<td>прочие платежи</td>
<td>4328</td>
<td>(5 130 272 409)</td>
<td>(2 916 658 916)</td>
</tr>
<tr>
<td>Сальдо денежных потоков от финансовых операций</td>
<td>4300</td>
<td>62 815 740</td>
<td>1 046 775 317</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Сальдо денежных потоков за отчетный период</strong></td>
<td>4400</td>
<td>480 927 737</td>
<td>(437 269 226)</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на начало отчетного периода</strong></td>
<td>4450</td>
<td>118 638 660</td>
<td>584 223 460</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на конец отчетного периода</strong></td>
<td>4500</td>
<td>598 581 234</td>
<td>118 638 660</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Величина влияния изменений курса иностранной валюты по отношению к рублю</strong></td>
<td>4490</td>
<td>974 827</td>
<td>(310 315 974)</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Пояснения к бухгалтерскому балансу и отчету о финансовых результатах ПАО «НК «Роснефть» за 2018 год

Данные Пояснений 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.

Отчетный период данной бухгалтерской (финансовой) отчетности, на состояние которой она составлена, является 31 декабря 2018 г.

1. ОРГАНИЗАЦИЯ И ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Описание Общества


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, Сhesive 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 определяется в соответствии с федеральным законодательством, Уставом Общества и Положением об Общем собрании акционеров Общества.

Адрес места проведения Общего собрания акционеров 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.

О нахождении Общества, утвержденном в едином государственном реестре юридических лиц: 115035, Российская Федерация, г. Москва, Сhesive наб., д. 26/1.

Состав Совета 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.


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 Qatari Investments Authority.
4. Вьюгин Олег Вячеславович Член Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», независимый директор, профессор Школы финансовых и менеджмента открытого государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Национальный исследовательский университет Высшая школа экономики».
6. Дадли Роберт Кэрр Член Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», Директор и член Совета директоров BP p.l.c., Президент группы компаний BP.
8. Новак Александр Валентинович Член Совета директоров ПАО «НК «Роснефть», Директор и член Совета директоров BP Capital Eastern Europe S.A.
10. Сечин Игорь Иванович Главный исполнительный директор и Председатель Правления ПАО «НК «Роснефть».

В соответствии с п. 2 ст. 84 Федерального закона «О акционерных обществах» вознаграждение членам Совета директоров в период исполнения ими своих обязанностей выплачивается на основании решения Общего собрания акционеров.


Согласно решению годового (по итогам 2017 года) Общего собрания акционеров 21 июня 2018 г. (протокол 6 от 26 июня 2018 г.) размер вознаграждения членов Совета директоров Общества за период выполнения ими своих обязанностей составляет:

• Шредером Герхардом – 600 000 долларов США;
• Алсуваиди Файзалом – 530 000 долларов США;
• Варнигом Маттиасом – 580 000 долларов США (в рублях по курсу Центрального банка РФ на дату платежа);
• Вьюгином Олегом Вячеславовичем – 550 000 долларов США (в рублях по курсу Центрального банка РФ на дату платежа);
• Сечиным Игорем Ивановичем – 550 000 долларов США;
• Гильермо Кинтеро – 580 000 долларов США.

Указанные суммы не включают в себя компенсацию 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. исключительно:

• 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;
Единоличный исполнительный орган Общества

Единоличным исполнительным органом Общества является Главный исполнительный директор ПАО «НК «Роснефть».


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 ходатайственным и социальным вопросам ПАО «НК «Роснефть»;
4. Касимиро Дидье – вице-президент по переработке, нефтехимии, коммерции и логистике ПАО «НК «Роснефть»;
5. Кузнецов Юрий Игоревич – вице-президент - аппаратура Компании ПАО «НК «Роснефть»;
6. Лазарев Петр Иванович – финансовый директор ПАО «НК «Роснефть»;
7. Лазарев Петр Иванович – вице-президент ПАО «НК «Роснефть»;
8. Рунье Зелько – вице-президент по энергетике, локализации и инновациям ПАО «НК «Роснефть»;
9. Шишкин Андрей Николаевич – вице-президент ПАО «НК «Роснефть»;
10. Шишкин Андрей Николаевич – вице-президент по энергетике, локализации и инновациям ПАО «НК «Роснефть»;
11. Шишкин Андрей Николаевич – 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.

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:

1. Сабанцев Захар Борисович – Начальник отдела мониторинга финансового сектора, организационного обеспечения и сводной работы Департамента финансовой политики Минфина России;
2. Андрушков Кристина Сергеевна – заместитель министра Минэкономразвития России;
3. Бушков Алексей Иванович – заместитель министра Минэкономразвития России;
4. Максимов Николай Николаевич – заместитель министра Минэкономразвития России;
5. Романов Александр Александрович – заместитель министра Минэкономразвития России.

Решением годового Общего собрания акционеров 21 июня 2018 г. (протокол 6/н от 26 июня 2018 г.) утверждено вознаграждение членам Ревизионной комиссии Общества за период выполнения ими своих обязанностей в размере:
- Андрушковой Кристины Сергеевны – 220 000 руб.;
- Максимова Николая Николаевича – 220 000 руб.

Обязательства Общества по выплате вознаграждения по состоянию на 31 декабря 2018 г. исполнены.

Структура уставного капитала Общества

Состав акционеров (держателей акций) ПАО «НК «Роснефть» по состоянию на 31 декабря 2018 г.:

АО «РОСНЕФТЕГАЗ» 5 299 088 910 обыкновенных акций, составляющих 50,000000001 % от всего количества обыкновенных акций и уставного капитала Общества;

Билайн Инвестмент Лимитед / BP Russian Investments Limited 2 092 900 907 обыкновенных акций, составляющих 19,75 % от всего количества обыкновенных акций и уставного капитала Общества;

Кью Эйч Оил Инвестментс ЛЛК / CHE Investments LLC 2 006 045 126 обыкновенных акций, составляющих 18,93 % от всего количества обыкновенных акций и уставного капитала Общества;

Ненецкое межотраслевое золотодобывающее предприятие им. М. И. Маркса (НМЗОПИМ) 1 107 780 329 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 0,000000009 % от всего количества обыкновенных акций и уставного капитала Общества;

Физические лица 36 244 186 обыкновенных акций, составляющих 0,34 % от всего количества обыкновенных акций и уставного капитала Общества;

Счет неназванных лиц 138 485 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. 1 Устава ПАО «НК «Роснефть» (новая редакция), утвержденного годовым Общим собранием акционеров Общества 27 июня 2016 г. (протокол 6/4), с изменениями, утвержденными Общим собранием акционеров Общества 15 июля 2017 г. (протокол 6/5), утвержденными Общим собранием акционеров Общества 29 сентября 2017 г. (протокол 6/6), предметом деятельности Общества является обеспечение поиска, разведки, добычи, переработки нефти, газа, газового конденсата, а также реализации нефти, газового конденсата и продуктов их переработки потребителям в Российской Федерации и за ее пределами, любое сопутствующие виды деятельности, 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 песк; производство нефтепродуктов, нефтехимической и другой продукции, включая сжиженный природный газ, продукты газопереработки и газомасл, 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 газомасл, угля, электроэнергии, продуктов деревообработки, индустрии, угля, драгоценных металлов и драгоценного камня;

- 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, включая инжиниринговые, технологические и сервисное обеспечение проектов разведки, добычи, переработки и сбыта, научно-технические, снабженческо-сбытовые, экономические, внешнеэкономическое и правовое обеспечение деятельности как Общества, так и дочерних обществ и сторонних заказчиков. Исполнение контрактов рынка товаров и услуг, ценных бумаг, проведение исследовательских, социологических и иных работ. Регулирование и координацию деятельности дочерних обществ;

- передачу движимого и неподвижного 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-информационной 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, работе со сведениями, составляющими государственную тайну, и защиты сведений, составляющих государственную тайну.

По итогам работы за 2018 год среднесписочная численность работающих в Обществе составила 4 537 человек, что на 254 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 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 применяло отдельные положения МСФО ((IFRS) в «Финансовые инструменты», утвержденного Приказом Министерства финансов РФ от 27 июня 2016 г. № 98н. В частности, был осуществлен переход на оценку резервов по обеспечению 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, определенных на основании кредитного рейтинга контрагента с учетом сроков ожидания финансового актива. Применение нового подхода отражено в составе вступительного сальдо нераспределенной прибыли текущего отчетного периода (показатель «Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)») в отчете за 2018 год. В связи с изменениями концепции ожидаемых кредитных убытков и изменением подхода к оценке резервов Балансовая стоимость активов Общества включает в себя ожидаемые кредитные убытки.

Бухгалтерский баланс по состоянию на конец года составлен в соответствии с требованиями МСФО (IFRS) в «Финансовые инструменты», утвержденного Приказом Министерства финансов РФ от 27 июня 2016 г. № 98н. В частности, был осуществлен переход на оценку резервов по обеспечению 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, определенных на основании кредитного рейтинга контрагента с учетом сроков ожидания финансового актива. Применение нового подхода отражено в составе вступительного сальдо нераспределенной прибыли текущего отчетного периода (показатель «Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)») в отчете за 2018 год. В связи с изменениями концепции ожидаемых кредитных убытков и изменением подхода к оценке резервов Балансовая стоимость активов Общества включает в себя ожидаемые кредитные убытки.

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. № 105н

- допущения об управляемости облигаций, который состоит в том, что активы и обязательства Общества учитываются отдельно от активов и обязательств других юридических и физических лиц;

- допущения об управляемости обязательств, который состоит в том, что оно предусматривает продолжение своей деятельности в финансовом году и у него отсутствуют намерение и возможность ликвидации или существенного сокращения деятельности и, следовательно, обязательства будут погашаться в установленном порядке;

- допущения об управляемости прав, который состоит в том, что права будут сохранены и применены для достижения целей Общества;

- допущения об управляемости 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 недвижимости. При определении состава и группировки основных средств применяется Общероссийский классификатор основных фондов, утвержденный Приказом Росстандарта от 12 декабря 2014 г. № 1871-ст Объекты, предназначенные исключительно для сдачи в аренду, отражаются по статье 1052 «Основные средства». Остаточная стоимость таких объектов составляла:

- 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 принятого 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 общестационарном 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, рекомендаций 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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Группы объектов основных средств</th>
<th>Период</th>
<th>На начало периода</th>
<th>Изменения за период</th>
<th>На конец периода</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>Первоначальная стоимость</td>
<td>Накопленная амортизация</td>
<td>Поступило</td>
</tr>
<tr>
<td>Основные средства, всего</td>
<td>2018</td>
<td>1 434 802 008</td>
<td>(819 931 051)</td>
<td>182 429 326</td>
</tr>
<tr>
<td>Здания и сооружения</td>
<td>2017</td>
<td>1 269 656 542</td>
<td>(688 168 622)</td>
<td>172 147 446</td>
</tr>
<tr>
<td>Машины, оборудование, транспортные средства</td>
<td>2018</td>
<td>188 846 248</td>
<td>(97 048 458)</td>
<td>170 354 890</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие виды основных средств</td>
<td>2017</td>
<td>178 942 695</td>
<td>(97 048 458)</td>
<td>170 354 890</td>
</tr>
<tr>
<td>Из них основные средства, по которым не начисляется амортизация</td>
<td>2018</td>
<td>2 348 624</td>
<td>x</td>
<td>860 970</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Объекты стоимостью не более 40 000 руб. за единицу с 1 января 2014 г. отражаются в бухгалтерском (финансовом) отчетности в составе материально-производственных запасов. В целях обеспечения сохранности этих объектов в процессе их эксплуатации в Обществе организуется контроль за их движением.

При этом независимо от стоимости в составе основных средств отражаются:
- земельные участки;
- здания;
- сооружения;
- передаточные устройства;
- погрузочное 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.

Освобождены от бухгалтерским балансом на остаточной стоимости.

После завершения обязательных переоценок стоимость основных средств, проводимых на основании Постановлений Правительства РФ, переоценка стоимости основных средств не производится.

Таблица 1. Информация об основных средствах (тыс. руб.)
Таблица 2. Информация об основных средствах, требующих государственной регистрации (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
<th>На 31 декабря 2016 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Основные средства, по которым не завершена процедура государственной регистрации права собственности</td>
<td>216 700 282</td>
<td>242 504 096</td>
</tr>
<tr>
<td>Из них, по которым документы на регистрацию еще не приняты государственными органами</td>
<td>208 464 586</td>
<td>232 630 158</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Таблица 3. Информация об использовании основных средств (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Группы объектов основных средств</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
<th>На 31 декабря 2016 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Передано в аренду объектов основных средств (первоначальная стоимость) – всего, в т.ч.</td>
<td>1 425 871 402</td>
<td>1 313 145 036</td>
<td>1 130 104 258</td>
</tr>
<tr>
<td>здания</td>
<td>44 838 677</td>
<td>47 879 783</td>
<td>46 382 575</td>
</tr>
<tr>
<td>сооружения</td>
<td>1 207 948 758</td>
<td>1 091 765 374</td>
<td>929 581 685</td>
</tr>
<tr>
<td>Переведено объектов основных средств на консервацию (первоначальная стоимость)</td>
<td>52 510 131</td>
<td>37 787 491</td>
<td>58 985 450</td>
</tr>
<tr>
<td>Получено объектов основных средств в аренду (стоимость по договору или кадастровая стоимость) – всего, в т.ч.</td>
<td>84 268 854</td>
<td>74 235 887</td>
<td>65 320 581</td>
</tr>
<tr>
<td>земельные участки</td>
<td>74 304 769</td>
<td>66 337 576</td>
<td>58 962 241</td>
</tr>
<tr>
<td>прочие виды основных средств</td>
<td>9 942 085</td>
<td>7 898 511</td>
<td>8 358 120</td>
</tr>
<tr>
<td>Изменение стоимости объектов основных средств в результате дослойки, добровольного, реконструкции, модернизации, частичной ликвидации</td>
<td>22 425 172</td>
<td>23 079 022</td>
<td>18 580 733</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Таблица 4. Информация о незавершенных капитальных вложениях (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
<th>На 31 декабря 2016 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Оборудование к уставке</td>
<td>15 431 560</td>
<td>17 828 175</td>
</tr>
<tr>
<td>Незавершенное строительство, в т.ч.</td>
<td>615 871 158</td>
<td>551 066 851</td>
</tr>
<tr>
<td>авансы, выданные под строительство, приобретение, изготовление основных средств (без НДС)</td>
<td>45 491 528</td>
<td>46 294 428</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие объекты</td>
<td>2 146 511</td>
<td>2 767 997</td>
</tr>
<tr>
<td>ВСЕГО</td>
<td>631 393 239</td>
<td>571 093 013</td>
</tr>
</tbody>
</table>

В 2018 году выполненный объем работ по капитальному строительству объектов составил 264 512,5 млн руб. (без учета НДС). Объем вложений в приобретение оборудования, требующего не и не требующего монтажа, основных средств, земельных участков, поисково-оценочное и разведочное бурение составило 12 075 млн руб. (без учета НДС).

Показатель «Авансы, выданные под строительство, приобретение, изготовление основных средств» содержит долю авансов, направленных на приобретение ОС, стоимость не более 40 000 руб. за единицу учетываемых в составе МТЗ. До момента окончания работ по доведению объектов до состояния, пригодного к использованию, определить их оценочную 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 секреты производства (ноу-хау);
- лицензия 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 территории или на территории России (лицензия, концессионное соглашение, договор на право недропользования, соглашение о предоставлении прав на долевое участие в др.);
- лицензия на геологическое изучение и добычу полезных ископаемых (смешанные лицензии), при условии наличия коммерческой целесообразности добычи полезных ископаемых на лицензионном участке, до момента подтверждения коммерческой целесообразности добычи также лицензией учитываться в порядке, предусмотренном для драг, возникающих в связи с разведкой и оценкой месторождений;
- прочие лицензии на право пользования недрами (с целью строительства подземных газохранилищ, на добычу общепринятых полезных ископаемых, подземных вод);
- результаты сейсмических исследований 3D, 4D (в т.ч. профилирование, подземные работы, супервайзинг, обработка, интерпретация, аренда песчаного 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;"
При создании нематериального актива собственными силами затраты на них подлежат капитализации со стадией разработки, начиная с момента, когда Общество может продемонстрировать:

- техническую осуществимость создания нематериального актива;
- своевременность и способность создать нематериальный актив и использовать;
- то, как нематериальный актив будет создавать вероятные экономические выгоды;
- достаточность достаточных технологических, финансовых и других ресурсов для завершения разработки и для использования нематериального актива;
- способность надежно оценивать 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 исследований.

Под нематериальными активами, созданными своими силами, понимаются:

- нематериальные активы, созданные работниками Общества в рамках выполнения служебных обязанностей;
- нематериальные активы, возникшие в ходе выполнения работ по договорам, в отношении которых Общество несет риски отрицательных результатов.

За отчетный период Обществом созданы собственными силами следующие НМА:

- исключительное право на программы для ЭВМ, базы данных – первоначальной стоимостью 769 875 тыс. руб.;
- исключительные права на изобретение, полезную модель, промышленный образец – первоначальной стоимостью 10 тыс. руб.;
- цифровые мультимедийные продукты, интернет сайты – первоначальной стоимостью 1 000 000 тыс. руб.

Фактическая (первоначальная) стоимость нематериального актива, приобретенного по договору, предусматривающему исполнение обязательств (оплату) неденежными средствами, определяется исходя из стоимости активов, переданных или передаваемых в ходе выполнения работ по договорам, в отношении которых Общество несет риски отрицательных результатов.

При невозможности установить стоимость активов, переданных или передаваемых в ходе выполнения работ по договорам, стоимость нематериального актива, полученного Обществом, устанавливается исходя из цены, по которой в сравнимых обстоятельствах обычно Общество определяет стоимость аналогичных активов.

Амортизация нематериальных активов начисляется линейным способом или способом описания стоимости пропорционально объему продукции (работ), исходя из:

- исключительное право на изобретение, промышленный образец, полезную модель – линейным способом;
- исключительное право на программы для ЭВМ, базы данных – линейным способом;
- исключительное право на базы данных, интернет сайты – линейным способом;
- исключительное право на товарный знак, знак обслуживания, наименование места происхождения товаров – линейным способом;
- лицензия на добычу нефти и газа, при условии наличия коммерческой целесообразности добычи полезных ископаемых на лицензионном участке – постоянным методом;
- исключительное право на изобретение, полезную модель, промышленный образец, 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), при условии наличия коммерческой целесообразности добычи полезных ископаемых на лицензионном участке – постоянным методом;
- прочие нематериальные активы – линейным способом.

При прекращении нематериального актива к бухгалтерскому учету Общества определяет срок его полезного использования.

Срок полезного использования нематериального актива устанавливается исходя из:

- срока действия права 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 ограждаются в бухгалтерском учете и бухгалтерской отчетности как изменения в оценочных значениях.

По основным группам нематериальных активов сроки полезного использования составляют:

| Товарные знаки | от 4,3 до 15,6 лет |
| Исключительные права на изобретение, полезную модель, промышленный образец | от 2,6 до 15 лет |
| Исключительные права на программы ЭВМ и базы данных | от 1,3 до 10 лет |
| Лицензия на разведки и добычи углеводородного сырья | от 3 до 17,3 лет |
| Лицензия на геологическое изучение, разведки и добычи углеводородного сырья | от 6 до 166 лет |
| Прочие лицензии на права пользования недрами (с целью строительства подземных газохранилищ) | от 3 до 29 лет |

При невозможности, 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 изменяется, то способ определения амортизации такого актива также изменяется. Возникшие в связи с этим корректировки ограждаются 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 обеспечение 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.
Таблица 5. Информация о нематериальных активах (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Группы объектов нематериальных активов</th>
<th>Период</th>
<th>На начало периода</th>
<th>Изменения за период</th>
<th>На конец периода</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>Первоначальная стоимость</td>
<td>Накопленная амортизация</td>
<td>Поступило</td>
<td>Выбыло</td>
</tr>
<tr>
<td>Нематериальные активы всего:</td>
<td>2018</td>
<td>25 688 938</td>
<td>(5 683 766)</td>
<td>22 253 144</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>2017</td>
<td>26 751 731</td>
<td>(5 937 887)</td>
<td>947 109</td>
</tr>
<tr>
<td>Товарные знаки</td>
<td>2018</td>
<td>19 235</td>
<td>(9 128)</td>
<td>2 071</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>2017</td>
<td>18 250</td>
<td>(6 858)</td>
<td>985</td>
</tr>
<tr>
<td>Исключительные права на программу ЭВМ и базы данных</td>
<td>2018</td>
<td>750 695</td>
<td>(211 558)</td>
<td>10</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>2017</td>
<td>630 761</td>
<td>(96 436)</td>
<td>119 914</td>
</tr>
<tr>
<td>Исключительные права на товарные знаки</td>
<td>2018</td>
<td>1 507 484</td>
<td>(1 163 715)</td>
<td>769 815</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>2017</td>
<td>1 321 589</td>
<td>(1 078 233)</td>
<td>190 175</td>
</tr>
<tr>
<td>Лицензии на право использования объектов научно- исследовательской деятельности</td>
<td>2018</td>
<td>22 371 222</td>
<td>(4 048 198)</td>
<td>20 462 564</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>2017</td>
<td>22 282 152</td>
<td>(2 569 377)</td>
<td>29 152</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие нематериальные активы</td>
<td>2018</td>
<td>59 480</td>
<td>(2 732)</td>
<td>517 288</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>2017</td>
<td>58 482</td>
<td>(3 164)</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Результаты сейсмических исследований 3D, 4D на участках с подтвержденной КЦД</td>
<td>2018</td>
<td>849 993</td>
<td>(65 026)</td>
<td>497 660</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>2017</td>
<td>261 787</td>
<td>(23 940)</td>
<td>588 206</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие нематериальные активы</td>
<td>2018</td>
<td>210 916</td>
<td>(183 032)</td>
<td>3 953</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>2017</td>
<td>197 773</td>
<td>(161 177)</td>
<td>16 677</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Таблица 6. Информация о нематериальных активах, созданных самим Обществом (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Первоначальная стоимость</th>
<th>На группу нематериальных активов</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Поступило</td>
<td>3 235 544</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие непатентованные</td>
<td>^ 2 462 703</td>
</tr>
<tr>
<td>Исключительные права на программы ЭВМ и базы данных</td>
<td>2 277 299</td>
</tr>
<tr>
<td>Исключительные права на изобретения, полезную модель, промышленный образец</td>
<td>744 315</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие</td>
<td>215 852</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Таблица 7. Информация об объектах незавершенных вложений в создание нематериальных активов (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Объекты незавершенных вложений</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
<th>На 31 декабря 2016 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Вложения в создание отдельных нематериальных активов</td>
<td>4 130 712</td>
<td>3 463 587</td>
<td>2 600 403</td>
</tr>
<tr>
<td>Исключительные права на программы ЭВМ и базы данных</td>
<td>2 808 226</td>
<td>1 940 991</td>
<td>1 037 638</td>
</tr>
<tr>
<td>Сейсмические исследования 3D, 4D</td>
<td>1 534 261</td>
<td>1 507 340</td>
<td>1 286 118</td>
</tr>
<tr>
<td>Исключительные права на изобретения, полезную модель, промышленный образец</td>
<td>937</td>
<td>6 087</td>
<td>4 935</td>
</tr>
<tr>
<td>Товарные знаки</td>
<td>5 105</td>
<td>3 877</td>
<td>25 806</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие непатентованные</td>
<td>12 225</td>
<td>5 292</td>
<td>45 998</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Нематериальные активы, полученные в пользование, учитываются за балансом в оценке, определяемой исходя из размера вознаграждения установленного в договоре.
ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018

Таблица 8. Информация о нематериальных активах, полученных Обществом в пользование (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование нематериальных активов</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
<th>На 31 декабря 2016 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Всего, в т.ч.</td>
<td>8 870 210</td>
<td>7 417 358</td>
<td>6 348 270</td>
</tr>
<tr>
<td>Исключительные права на программные продукты, право доступа к информационным ресурсам</td>
<td>8 870 210</td>
<td>7 417 358</td>
<td>6 348 270</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Таблица 9. Информация о нематериальных активах с полностью погашенной стоимостью (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование нематериальных активов</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
<th>На 31 декабря 2016 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Всего, в т.ч.</td>
<td>1 266 602</td>
<td>1 115 886</td>
<td>1 025 668</td>
</tr>
<tr>
<td>Исключительные права на программы ЭВМ и базы данных</td>
<td>1 071 022</td>
<td>1 023 677</td>
<td>973 659</td>
</tr>
<tr>
<td>Исключительные права на изобретение, полезный модель, промышленный образец</td>
<td>12 775</td>
<td>10 102</td>
<td>263</td>
</tr>
<tr>
<td>Лицензии на добычу нефти и газа</td>
<td>5 373</td>
<td>623</td>
<td>521</td>
</tr>
<tr>
<td>Товарные знаки</td>
<td>6 151</td>
<td>535</td>
<td>535</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие лицензии</td>
<td>61</td>
<td>61</td>
<td>61</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочее</td>
<td>170 070</td>
<td>80 978</td>
<td>50 639</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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. Капитализация подлежит 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 лицензированных поисково-оценочных/разведочных скважин.

Капитализированные затраты на разведку и оценку приходятся на создание поисковых активов:

- поисково-оценочные/разведочные скважины – материальные поисковые активы;
- лицензии, информация по бурению успешных лицензированных поисково-оценочных/разведочных скважин – нематериальные поисковые активы.

Расходы на строительство успешных лицензированных 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 учитывались 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 (операционный 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 лицензированных 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 теста на обесценение является месторождение (лицензионный участок). При подтверждении признаков обесценения Обществом производится обесценение поисковых активов на величину балансовой стоимости лицензии и скважин, сейсмических изысканий 3D на этапе поиска и разведки, находящихся на месторождениях (лицензионных участках) или в случае, если имеется возможность реализации поисковых активов – до стоимости возможной реализации.

При принятии добычи в коммерческую целесообразность добычи на участке недр поисковые активы, относящиеся к указанному участку, подлежат реклассификации:

- лицензия на геологическое изучение и добычу, информация по бурению успешных лицензированных поисково-оценочных/разведочных скважин – в состав нематериальных активов;
- поисково-разведочные скважины – в состав основных средств (незавершенного строительства эксплуатационного фонда скважин).

При признании добычей 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 на получение 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 ведущих 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.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Группы лицензий</th>
<th>Период</th>
<th>На начало периода</th>
<th>Изменения за период</th>
<th>На конец периода</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>Первоначальная стоимость</td>
<td>Накопленные убытки от обесценения</td>
<td>Поступило</td>
</tr>
<tr>
<td>Материальные поисковые активы</td>
<td>2018</td>
<td>26 126 691</td>
<td>–</td>
<td>12 321 977</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>2017</td>
<td>11 045 466</td>
<td>(4 632)</td>
<td>15 478 948</td>
</tr>
<tr>
<td>Нематериальные поисковые активы, в т. ч.</td>
<td>2018</td>
<td>111 303 164</td>
<td>(153)</td>
<td>8 587 854</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>2017</td>
<td>78 520 035</td>
<td>(226)</td>
<td>32 790 087</td>
</tr>
<tr>
<td>Лицензии на право пользования недрами с правом добычи</td>
<td>2018</td>
<td>76 083 997</td>
<td>–</td>
<td>594 151</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>2017</td>
<td>43 352 325</td>
<td>(65)</td>
<td>32 791 738</td>
</tr>
<tr>
<td>Лицензии на право пользования недрами без права добычи</td>
<td>2018</td>
<td>2 419</td>
<td>(163)</td>
<td>15</td>
</tr>
<tr>
<td>Информация о результатах бурения успешных лицензированных поисково-оценочных скважин</td>
<td>2018</td>
<td>35 193 583</td>
<td>–</td>
<td>7 355 056</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>2017</td>
<td>23 175</td>
<td>–</td>
<td>58 632</td>
</tr>
<tr>
<td>Затраты на приобретение прав пользования недрами на нефть и газ</td>
<td>2018</td>
<td>21 677</td>
<td>–</td>
<td>17 352</td>
</tr>
</tbody>
</table>

В Бухгалтерском балансе информация о материальных поисковых активах на 31 декабря 2018 г. раскрыта по строке 11A «Материалные поисковые активы» с учетом авансов, выданных в сумме 1 млрд руб. и материальную стоимость 51 млрд руб., предназначенных для создания материальных поисковых активов.

Выбытие в 2018 году материальных поисковых активов произошло, в основном, за счет реализации лицензий их состава поисковых активов в нематериальные активы в связи с полученными результатами о подтверждении коммерческой целесообразности добычи нефти и газа на лицензионных участках в сумме 20 475 млн руб.

8. Результаты исследований и разработок

В составе результатов исследований и разработок отражаются затраты, понесенные на стадии разработки произведенных (учитываемых в составе вложений во внеоборотные активы) и завершенных (поступивших в состав НМА/НИОКР) научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

Затраты общества подлежат признанию в бухгалтерском учете в качестве незавершенных НИОКР при условии одноразового 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 возможность создания объектов НИОКР;
  - свое намерение и способность создать объект НИОКР и использовать;
  - т.д., как объект НИОКР будет создавать экстенсивные 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 риск 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 незавершенному НИОКР формируются 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 списанию 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.
ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018

По наиболее существенным результатам НИОКР сроки составляют:

Технологии разработки пласта ПК1 Северо-Комсомольского месторождения 2 года
Технологии освоения низкопроницаемых газовых залежей Турона 5 лет
Технологии освоения месторождений высоковязкой нефти 5 лет

Таблица 11. Наличие и движение результатов НИОКР (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Виды НИОКР</th>
<th>Период</th>
<th>На начало периода</th>
<th>Изменения за отчетный период</th>
<th>На конец периода</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>Первоначальная стоимость</td>
<td>Часть стоимости, списанной на расходы</td>
<td>Поступило</td>
</tr>
<tr>
<td>НИОКР</td>
<td>2018</td>
<td>523 535</td>
<td>(184 634)</td>
<td>27 512</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>2017</td>
<td>264 753</td>
<td>(48 712)</td>
<td>377 614</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Изменение стоимости НИОКР, списанной на расходы в сумме 177 млн руб. в 2017 году, произошло 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.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Виды НИОКР</th>
<th>Период</th>
<th>На начало периода</th>
<th>Затраты за период</th>
<th>Списано затрат как не давших положительного результата</th>
<th>Принято к учету в качестве нематериальных активов, НИОКР или основных средств</th>
<th>На конец периода</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>Затраты по незаконченным исследованиям и разработкам</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>2018</td>
<td>4 551 664</td>
<td>2 014 038</td>
<td>–</td>
<td>(27 536)</td>
<td>6 538 166</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>2017</td>
<td>3 128 676</td>
<td>1 802 258</td>
<td>–</td>
<td>(580 270)</td>
<td>4 551 664</td>
</tr>
</tbody>
</table>

9. ПРОЧИЕ ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ

К прочим внеоборотным активам относятся активы, по которым предполагается получить экономические выгоды в течение периода более 12 месяцев. В частности, в составе данной строки отражаются расходы будущих периодов, включая неконечные права на программное обеспечение, расходы по созданию оценочных обязательств по ликвидации основных средств и материальных поисковых активов (далее – активы 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 активов АРО (ОЛОС) осуществляется поточным методом ежемесячно исходя из объема доказанных разрабатываемых запасов. Ставка применяется к остаточной стоимости на начало отчетного месяца, и при расчете ставки запаса 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.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Прочие внеоборотные активы по видам</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
<th>На 31 декабря 2016 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Расходы будущих периодов со сроком списания более 12 месяцев - всего</td>
<td>9 812 024</td>
<td>7 385 781</td>
<td>5 498 510</td>
</tr>
<tr>
<td>в т. ч. по видам:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Программное обеспечение</td>
<td>9 812 024</td>
<td>7 385 781</td>
<td>5 103 217</td>
</tr>
<tr>
<td>Каталогизаторы</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
<td>395 283</td>
</tr>
<tr>
<td>Расходы по созданию оценочных обязательств по ликвидации основных средств – актив АРО (ОЛОС)</td>
<td>21 814 156</td>
<td>24 160 025</td>
<td>27 513 978</td>
</tr>
<tr>
<td>Иные прочие внеоборотные активы</td>
<td>324 839</td>
<td>792 538</td>
<td>190 145</td>
</tr>
<tr>
<td>ВСЕГО</td>
<td>31 951 119</td>
<td>32 318 232</td>
<td>33 202 633</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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:

- нейтральные материалы, оборудование, затраты, топливо, газ, 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.

379
Переданные в эксплуатацию специальные орудия учитываются в составе материалов. Стоимость специальной орудии в сроки службы более 12 месяцев погашается линейным способом в течение нормативного срока ее эксплуатации. Стоимость спецоспределенной орудии со сроком службы менее 12 месяцев ежегодно списывается в момент передачи спецоспределенной орудии в эксплуатацию.

Материалы, топливо, запасные части и другие материалы ресурсы отражаются в отчетности по фактической себестоимости приобретения.

Незавершенное производство продукции, товаров, услуг, в том числе и отгруженные, отражаются по фактической стоимости, товары — по покупной стоимости. Готовая продукция отгруженная, товары, отгруженные на которые право собственности не переходило, отражаются по статье «Запасы».

Так, как по строке «Запасы» отражаются транспорто-заготовительные расходы, приходящиеся на остаток товаров на складе и на отгруженные, но не реализованные товары

При распределении расходов на продажу (расходов по транспортировке, хранению, услуги посреднических организаций, таможенных пошлин и др.) при наличии возможности их сопоставления с конкретными партиями готовой продукции и товаров, исходя из убыточности реализации тех партий готовой продукции и товаров, с которыми 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 в составе расходов, отражаются по строке 120 Бухгалтерского баланса.

В состав данной строки также включается сумма аккредита, исчисленного ПАО «НК «Роснефть», имеющего соответствующее свидетельство, при приобретении природного бензина, бензола, ортоксилола, параксилола (далее – «ПББОП»), подлежащего вычету при совершении операций по переработке/выборке ПББОП.

При наблюдении признаков обесценения Общества отражает снижение стоимости материально-производственных запасов в бухгалтерской отчетности. В соответствии с требованиями косметической при оценке снижения стоимости материально-производственных запасов в бухгалтерской отчетности Общество применяет способ оценочного резервирования.

### Таблица 14. Информация об НДС и акцизах (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование налога</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Предвиденный налог на добавленную стоимость по приобретенным ценном</td>
<td>66 880 529</td>
<td>67 860 841</td>
</tr>
<tr>
<td>Акциз, начисленный при оприходовании ПВ</td>
<td>5 858 165</td>
<td>4 737 888</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Таблица 15. Информация о запасах (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Запасы по видам</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
<th>На 31 декабря 2016 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Себестоимость</td>
<td>Величина резерва под снижение стоимости</td>
<td>Себестоимость</td>
<td>Величина резерва под снижение стоимости</td>
</tr>
<tr>
<td>Запасы — всего</td>
<td>151 463 844</td>
<td>(37 645)</td>
<td>142 439 281</td>
</tr>
<tr>
<td>Сырье и материалы</td>
<td>18 883 703</td>
<td>(37 426)</td>
<td>18 575 428</td>
</tr>
<tr>
<td>Заготовки в незавершенном производстве</td>
<td>11 526 184</td>
<td>x</td>
<td>9 708 157</td>
</tr>
<tr>
<td>Готовая продукция и товары</td>
<td>272 995 955</td>
<td>(216)</td>
<td>114 157 698</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Рост величины запасов связан с увеличением добычи нефти и увеличением количества переработанной нефти. В 2016—2018 годах в запас не переводились.

### Таблица 16. Информация о движении резервов под снижение стоимости запасов в отчетном периоде (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Остаток резерва на 31 декабря 2017 г.</th>
<th>Изменение резерва за отчетный период</th>
<th>Остаток резерва на 31 декабря 2018 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Создано (дончалению), +</td>
<td>Восстановлено (скорректировано), –</td>
<td>Создано (дончалению), +</td>
</tr>
<tr>
<td>50 706</td>
<td>19 142</td>
<td>32 203</td>
</tr>
</tbody>
</table>

### 11. ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

Финансовые вложения при принятии к учету оцениваются по фактической сумме затрат по их приобретению. 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 цены на обесценение подтверждают их устойчивое существенное снижение стоимости, то Обществом по состоянию на последнее число квартала (на последнее число отчетного года) создается (корректируется) резерв под обесценение финансовых вложений. Величина резерва под обесценение финансовых вложений по состоянию на 31 декабря 2018 года составила 48 829 млн руб.

Корректировка оценки финансовых вложений, по которым определяется рыночная стоимость, до текущей рыночной стоимости проводится ежеквартально. В составе долгосрочных активов и краткосрочных обязательств отражены вложения, по которым определяется рыночная стоимость. Разница между текущей рыночной стоимостью на отчетную дату и предыдущей оценкой на 31 декабря 2018 года финансовых вложений, по которым определяется текущая рыночная стоимость, составила 521 млн руб. (доход). Сумма корректировки отражена 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 «Вашефть», котирующихся 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 активов, доступный для свободного обращения на рынке, незначителен и не позволяет для ценных бумаг составить с ними аналогичные финансовые вложения.

По долговым ценным бумагам и предоставленным займам оценка по дисконтированной стоимости не производится.

При выбытии активов, принятых в бухгалтерском учете 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.

Дополнительные вклады со сроком размещения не более 91 дня финансовых 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 565 дней и менее после отчетной даты. Стоимость всех финансовых вложений, ранее переоценявавшихся 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.

Финансовые вложения, находящиеся в залоге, либо переданных третьим лицам (кроме продажи) в учете Общества нет.

С 1 января 2018 г. вклады в имущество, а также иные инвестиции в целях удовлетворения финансового состояния Общества Группы (финансовая помощь, безвозмездная передача активов и т. д.) подлежали капитализации в стоимости финансовых вложений в Обществе, которые осуществлялись дополнительные инвестиции.

Таблица 17. Информация о финансовых вложениях (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Финансовые вложения по видам</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
<th>На 31 декабря 2016 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Всего</td>
<td>7 260 408 278</td>
<td>6 731 832 453</td>
<td>6 391 313 951</td>
</tr>
<tr>
<td>Долгосрочные вложения - всего</td>
<td>6 159 574 705</td>
<td>6 003 776 788</td>
<td>5 492 046 942</td>
</tr>
<tr>
<td>Пак и акции (доля участия), в т.ч.</td>
<td>3 942 983 553</td>
<td>3 682 042 156</td>
<td>3 035 910 599</td>
</tr>
<tr>
<td>Акции (доли участия) дочерних и зависимых обществ</td>
<td>3 942 196 509</td>
<td>3 857 753 129</td>
<td>3 029 208 915</td>
</tr>
<tr>
<td>Предоставленные долгосрочные займы</td>
<td>1 954 261 168</td>
<td>1 712 770 943</td>
<td>1 836 738 528</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие долгосрочные финансовые вложения</td>
<td>258 329 964</td>
<td>628 964 087</td>
<td>621 397 775</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные вложения - всего</td>
<td>1 100 833 573</td>
<td>728 055 665</td>
<td>899 261 309</td>
</tr>
<tr>
<td>Предоставленные краткосрочные займы</td>
<td>655 165 832</td>
<td>572 777 685</td>
<td>575 449 953</td>
</tr>
<tr>
<td>Депозитные вклады</td>
<td>216 558 210</td>
<td>37 440 153</td>
<td>47 459 830</td>
</tr>
<tr>
<td>Векселя и облигации полученные</td>
<td>150 282 140</td>
<td>64 444 958</td>
<td>79 415 940</td>
</tr>
<tr>
<td>Дебиторская задолженность, приобретенная по договорам уступки права требования</td>
<td>456</td>
<td>1 056</td>
<td>27 557</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие краткосрочные финансовые вложения</td>
<td>99 016 935</td>
<td>53 391 853</td>
<td>196 916 029</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Изменение стоимости долгосрочных финансовых вложений за 2018 год с 6 003 777 млн руб. до 6 159 574 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 субсидиарной структуры управления активами; увеличения суммы выданных займов на сумму 2 461 млн руб., в т.ч. за счет предоставления, переоценки задолженности; уменьшения прочих финансовых вложений на размере 284 млн руб., в т.ч. за счет закрытия долгосрочных депозитов.

При формировании стоимости долей и займов в уставных капиталах дочерних обществ, стоимость определяется исходя из стоимости, по которой в сопоставимых обстоятельствах приобретаются аналогичные финансовые вложения. В качестве индикатора такой стоимости используются рыночные стоимости выданных долей и акций, рассчитанная независимым оценщиком. Разница между балансовой и рыночной стоимостью переданных долей и акций отражается в составе прочих доходов (расходов).


Изменение стоимости долгосрочных финансовых вложений на 2018 год с 728 056 млн руб. до 1 108 835 млн руб. обусловлено, в основном, размещением и реклассификацией краткосрочных депозитов, предоставлением и реклассификацией краткосрочных займов, приобретением и переводом долгосрочных векселей и облигаций, увеличением вложений в прочие краткосрочные вложения, включая прочие ценные бумаги.

12. ПРОИЗВОДНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ, УЧЕТНЫЕ ПО СПРАВЕДЛИВОЙ СТОИМОСТИ ЧЕРЕЗ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВЫХ РЕЗУЛЬТАТАХ

Производные финансовые инструменты (derivatives) — это финансовые инструменты, одновременно отчекающие следующие критерии:
- 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, которые не имеют аналогичной реакции на изменение рыночных факторов; иных видов контрактов, от которых ожидаются аналогичная реакция на изменение рыночных факторов;
- расчет по финансовому инструменту осуществляется в будущем.

В рамках управления валютно-процентным риском Общество заключает сделки валютно-процентного свопа на продажу долларов США, позволяющие сбалансировать валюты выручки и обязательств, а также снизить абсолютный размер процентных ставок по привлеченному долгосрочному 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 kursов 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 производных финансовых инструментов подразумевается разница между справедливой стоимостью на начало отчетного периода (или дату приобретения, в зависимости от того, какая является более поздней) и на конец отчетного периода. Производные финансовые инструменты, признаваемые по справедливой стоимости через Отчет о финансовых результатах, отражаются в активе (пасиве) баланса по оценкам, дождным ставкам 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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование финансового инструмента</th>
<th>Период</th>
<th>Номинальная сумма на 31 декабря 2018 г. млн долл.</th>
<th>Тип ставки</th>
<th>Справедливая стоимость обязательства на 31 декабря 2017 г. (тыс. руб.)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Скатьи</td>
<td>2015</td>
<td>2018</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Скатьи</td>
<td>2014</td>
<td>2019</td>
<td>1 010</td>
<td>70 165</td>
</tr>
<tr>
<td>Итого</td>
<td>1 010</td>
<td>70 165</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
</tbody>
</table>

В 2018 году Общество завершило сделки с производными финансовыми инструментами, заключенные в период 2015 г., на номинальную сумму 2 158 млн долл. США (148 528 млн руб. 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 (сопровождаемые операциями) с финансовыми инструментами срочных сделок (в том числе разных видов), совершенные 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 валюты РФ, или иного показателя (сопровождаемого показателя) 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 будущих выручек в иностранной валюте, Общество привлекает обязательства в той же иностранной валюте.

1 октября 2016 г. Общество назначило часть обязательств по кредитам и займам, номинированным в долларах США, в качестве инструмента хеджирования экспортной выручки, номинированной в долларах США, получению которой ожидается с высокой вероятностью.

Часть будущей ежемесячной экспортной выручки, планируемой к получению по состоянию на 31 декабря 2016 г. обусловленная поставками товара в США, получение которой ожидается с высокой вероятностью, может быть однозначно классифицирована, отражается как часть будущей выручки в иностранной валюте, которая изменение курса влияет на величину будущей выручки в иностранной валюте, в т.ч. с учетом фактора, что хеджирование экспортной выручки, номинированной в долларах США, предполагает хеджирование экспортной выручки, номинированной в долларах США, получению которой ожидается с высокой вероятностью, в долларах США, получению которой ожидается с высокой вероятностью, в долларах США.

Таблица 19. Информация о суммах, признанных в составе прочих фондов и резервов по операциям хеджирования (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование показателя</th>
<th>2018 год</th>
<th>2017 год</th>
<th>2016 год</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Признано в составе прочих фондов и резервов на начало года</td>
<td>(231 748 689)</td>
<td>(348 012 103)</td>
<td>(471 888 054)</td>
</tr>
<tr>
<td>Возникло курсовых разниц по инструментам хеджирования потоков денежных средств до налогообложения</td>
<td>333 196</td>
<td>337 589</td>
<td>7 753 412</td>
</tr>
<tr>
<td>Реклассифицировано в состав прибылей и убытков</td>
<td>145 524 439</td>
<td>145 846 857</td>
<td>147 095 527</td>
</tr>
<tr>
<td>Разница между бухгалтерской прибылью (убытком) и налогооблагаемой прибылью (убытком) отчетного периода</td>
<td>(29 171 527)</td>
<td>(29 695 854)</td>
<td>(30 968 988)</td>
</tr>
<tr>
<td>Признано в составе прочих фондов и резервов на конец года</td>
<td>(115 062 581)</td>
<td>(231 748 689)</td>
<td>(348 012 103)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Ниже 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.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Год</th>
<th>2019 год</th>
<th>2020 год</th>
<th>2021 год</th>
<th>Итого</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Реклассификация</td>
<td>145 585</td>
<td>(1 900)</td>
<td>163</td>
<td>143 829</td>
</tr>
<tr>
<td>Налог на прибыль</td>
<td>(29 113)</td>
<td>580</td>
<td>(53)</td>
<td>(28 766)</td>
</tr>
<tr>
<td>ИТОГО ЗА ВЫЧЕТОМ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ</td>
<td>116 462</td>
<td>(1 320)</td>
<td>130</td>
<td>115 062</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 средства, денежные эквиваленты, денежные азимуты и платёжные обязательства считаются краткосрочными, если по условиям договора срок их погашения не превышает 365 дней, однако в том случае, если срок погашения платежа или условное условие договора, на котором он основывается, не может быть однозначно классифицирован, отражаются в краткосрочных обязательствах.

Таблица 21. Информация о сумме денежных средств и их эквивалентах (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Денежные средства</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
<th>На 31 декабря 2016 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Денежные средства</td>
<td>150 118 735</td>
<td>115 167 670</td>
<td>106 388 455</td>
</tr>
<tr>
<td>в т.ч. денежные средства, ограниченные к использованию</td>
<td>3 566 005</td>
<td>8 269 529</td>
<td>10 475 000</td>
</tr>
<tr>
<td>Депозитные вклады со сроком размещения не более 91 дня и иные денежные эквиваленты</td>
<td>96 422 491</td>
<td>1 470 950</td>
<td>477 835 005</td>
</tr>
</tbody>
</table>

15. ДЕБИТОРСКАЯ И КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

Дебиторская и кредиторская задолженность отражаются в бухгалтерском учете и отчетности в соответствии с условиями заключенных договоров.

В Бухгалтерском балансе дебиторская задолженность поставщиков и подрядчиков включает авансовые возвраты, которые покрываются за минусом НДС, подлежащего вычету либо принятого к вычету на отчетную дату в соответствии с НК РФ, НДС с аванса, подлежащий вычету (не предельный к вычету на отчетную дату), отражается в Бухгалтерском балансе по строке «Прибыль». Дебиторская задолженность представлена в отдельном разделе Отчета о движении денежных средств.

Дебиторская задолженность представлена в отдельном разделе Отчета о движении денежных средств.

В Бухгалтерском балансе кредиторская задолженность поставщиков и подрядчиков включает авансы, полученные, которые отражаются за минусом НДС с авансов, полученных.

В составе дебиторской задолженности отражаются безотзывные финансовые вложения, осуществляемые внутри Группы компаний ПАО «КХ «Роснефть».

Общество не является получателем государственной помощи.

Резерв по сомнительным долгам создается по расчетам с другим организациями и физическими лицами за продукцию, работу, услуги, выданным авансам и прочей дебиторской задолженностью на основе суммы резерва на финансовые риски в составе прочих расходов.

Краткосрочная дебиторская и кредиторская задолженность переводятся в долгосрочную в случаях, если по условиям договора срок платежа переносится в сторону увеличения и становится свыше 365 дней.

Долгосрочная дебиторская и кредиторская задолженность переводится в краткосрочную, когда по условиям договора срок погашения задолженности остается свыше 365 дней и менее.

В аналогичном порядке осуществляется перенос части долгосрочной дебиторской и кредиторской задолженности в краткосрочную, когда по условиям договора долг погашается частями в разные периоды.
Дебиторская задолженность по видам

<table>
<thead>
<tr>
<th>Дебиторская задолженность по видам</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
<th>На 31 декабря 2016 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Дебиторская задолженность – всего</td>
<td>2 853 803 215</td>
<td>2 531 306 562</td>
<td>1 523 299 152</td>
</tr>
<tr>
<td>Долгосрочная дебиторская задолженность</td>
<td>1 648 785 448</td>
<td>1 417 377 288</td>
<td>716 707 244</td>
</tr>
<tr>
<td>В том числе:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиты и займы</td>
<td>1 648 159 400</td>
<td>1 410 843 744</td>
<td>716 199 275</td>
</tr>
<tr>
<td>Проценты по кредитам и займам</td>
<td>53 330</td>
<td>89 808</td>
<td>109 282</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие дебиторы, в том числе</td>
<td>592 718</td>
<td>443 736</td>
<td>398 706</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Задолженность по кредитам и займам

Таблица 23. Информация о кредиторской задолженности (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Кредиторская задолженность по видам</th>
<th>На 31 декабря 2018 г.</th>
<th>На 31 декабря 2017 г.</th>
<th>На 31 декабря 2016 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Кредиторская задолженность</td>
<td>2 333 146 921</td>
<td>1 785 522 679</td>
<td>1 753 787 581</td>
</tr>
<tr>
<td>Поставщики и подрядчики</td>
<td>1 526 096 089</td>
<td>1 120 734 835</td>
<td>1 094 165 761</td>
</tr>
<tr>
<td>Задолженность перед работниками Общества</td>
<td>35 661</td>
<td>34 490</td>
<td>12 612</td>
</tr>
<tr>
<td>Задолженность перед бюджетом и внебюджетными фондами</td>
<td>72 371 917</td>
<td>71 118 709</td>
<td>52 200 917</td>
</tr>
<tr>
<td>Авансы полученные</td>
<td>594 999 901</td>
<td>506 953 478</td>
<td>512 944 647</td>
</tr>
<tr>
<td>Расчеты по договорам комиссии, прочие кредиторы</td>
<td>539 645 535</td>
<td>286 680 967</td>
<td>520 653 444</td>
</tr>
</tbody>
</table>

За 2018 год кредиторская задолженность увеличилась по сравнению с 31 декабря 2017 г. на 547 624 млн руб. и по сравнению с 31 декабря 2016 г. составила 2 333 146 921 руб. Основное увеличение кредиторской задолженности произошло перед обществами, входящими в Группу компаний ПАО «НК <Роснефть>» по расчетам за приобретенную продукцию, операционные услуги по добыче и переработке.

16. ДОЛГОСРОЧНЫЕ И КРАТКОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ, ПРОЧИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВЫДАННЫЕ

Задолженность по кредитам и займам отражается в бухгалтерском учете и отчетности в соответствии с узаконенными договорами. Общество осуществляет перевод долгосрочной задолженности по кредитам и займам в долгосрочную, когда срок до погашения по данной задолженности составляет свыше 365 дней и менее, а сумма процентов, начисленных по кредитам и займам, включая проценты по депозитам, займам и векселям, в том числе по векселям и прочим ценным бумагам, включая государственные внебюджетные фонды, выданным ОАО ПАО «НК <Роснефть>» по договорам комиссии, в течение срока действия договора не превышает 20% стоимости создаваемого (приобретаемого) инвестиционного актива. Суммы процентов, начисленных на кредиты и займы, на счетах банка и в других документах, по которым эти суммы могут быть списаны, отражаются в бухгалтерском учете и отчетности в соответствии с узаконенными договорами. Сборы за услуги банка, взимаемые за расчеты, списываются на счета банка и в другие документы, по которым эти суммы могут быть списаны, в течение срока действия договора. Сборы за услуги банка, взимаемые за расчеты, списываются на счета банка и в другие документы, по которым эти суммы могут быть списаны, в течение срока действия договора. Сборы за услуги банка, взимаемые за расчеты, списываются на счета банка и в другие документы, по которым эти суммы могут быть списаны, в течение срока действия договора.
Таблица 24. Информация о долгосрочных и краткосрочных кредитах и займах (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Кредиты и займы по видам</th>
<th>Остаток на 31 декабря 2017 г.</th>
<th>Получено (начислено)</th>
<th>Погашено (уплачено)</th>
<th>Реклассифицировано</th>
<th>Остаток на 31 декабря 2018 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Долгосрочные кредиты и займы</td>
<td>5 083 998 328</td>
<td>1 743 219 910</td>
<td>(1 008 129 057)</td>
<td>(28 347 426)</td>
<td>5 792 741 747</td>
</tr>
<tr>
<td>в т.ч.</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>долгосрочные кредиты</td>
<td>1 035 641 655</td>
<td>286 685 318</td>
<td></td>
<td>(78 543 805)</td>
<td>1 243 781 168</td>
</tr>
<tr>
<td>долгосрочные займы</td>
<td>1 173 409 127</td>
<td>1 354 035 988</td>
<td>(99 527 601)</td>
<td>78 071 520</td>
<td>1 605 977 044</td>
</tr>
<tr>
<td>долгосрочные проценты, начисленные по договорам кредитов и займов</td>
<td>88 635 771</td>
<td>32 201 481</td>
<td>(6 376 566)</td>
<td>(20 854 194)</td>
<td>91 605 440</td>
</tr>
<tr>
<td>долгосрочные векселя и векселя, на которые начислен процент</td>
<td>5 587 226</td>
<td></td>
<td>(1 278 900)</td>
<td></td>
<td>3 018 322</td>
</tr>
<tr>
<td>долгосрочные проценты, начисленные по векселям</td>
<td>1 745 611</td>
<td>301 175</td>
<td></td>
<td>(298 008)</td>
<td>1 748 705</td>
</tr>
<tr>
<td>долгосрочные облигации и обязательства</td>
<td>2 781 000 000</td>
<td>70 000 010</td>
<td></td>
<td>(4 389 012)</td>
<td>2 846 610 980</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные кредиты и займы</td>
<td>860 270 860</td>
<td>2 390 776 535</td>
<td>[2 459 459 763]</td>
<td>26 547 424</td>
<td>817 935 056</td>
</tr>
<tr>
<td>в т.ч.</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>краткосрочные кредиты</td>
<td>254 530 000</td>
<td>865 803 620</td>
<td>(770 905 620)</td>
<td></td>
<td>324 400 030</td>
</tr>
<tr>
<td>краткосрочные займы</td>
<td>290 618 827</td>
<td>1 170 976 094</td>
<td>(1 167 546 010)</td>
<td>(78 071 520)</td>
<td>235 968 351</td>
</tr>
<tr>
<td>текущая часть долгосрочных кредитов и займов</td>
<td>118 639 340</td>
<td>16 479 284</td>
<td>(32 235 911)</td>
<td>78 543 855</td>
<td>86 192 518</td>
</tr>
<tr>
<td>текущая часть долгосрочных процентов, начисленных по договорам кредитов и займов</td>
<td>956 529</td>
<td>74 864 195</td>
<td>(76 536 846)</td>
<td></td>
<td>1 183 669</td>
</tr>
<tr>
<td>краткосрочные проценты, начисленные по договорам кредитов и займов</td>
<td>73 046 148</td>
<td>54 204 005</td>
<td>(37 047 963)</td>
<td>20 854 194</td>
<td>91 056 584</td>
</tr>
<tr>
<td>краткосрочные облигации и обязательства</td>
<td>110 000 000</td>
<td></td>
<td>(89 192 215)</td>
<td>4 589 032</td>
<td>45 236 819</td>
</tr>
<tr>
<td>проценты, начисленные по облигациям собственным (купонный доход)</td>
<td>32 547 216</td>
<td>233 444 975</td>
<td>(232 935 201)</td>
<td></td>
<td>33 058 930</td>
</tr>
<tr>
<td>краткосрочные векселя и векселя, на которые начислен процент</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>краткосрочные векселя и векселя, на которые начислен процент</td>
<td>6 372</td>
<td></td>
<td>298 009</td>
<td></td>
<td>304 381</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Ниже представлена информация о выпусках рублевых неконвертируемых процентных облигаций на предприятие по состоянию на 31 декабря.

Таблица 25. Информация о выпусках рублевых неконвертируемых процентных облигаций на предприятие (млн руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Вид облигаций</th>
<th>Номер выпуска</th>
<th>Дата размещения</th>
<th>Общая номинальная стоимость, млн руб.</th>
<th>Ставка купона</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Облигации</td>
<td>04, 05</td>
<td>Октябрь 2012 года</td>
<td>20 000</td>
<td>79 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Облигации</td>
<td>07, 08</td>
<td>Март 2013 года</td>
<td>30 000</td>
<td>73 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Облигации</td>
<td>07F,09,16</td>
<td>Июнь 2013 года</td>
<td>40 000</td>
<td>70 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>БО-05, БО-06</td>
<td>Декабрь 2013 года</td>
<td>40 000</td>
<td>8,5 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>БО-01, БО-07</td>
<td>Февраль 2014 года</td>
<td>35 000</td>
<td>8,9 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>БО-02, БО-03, БО-04, БО-05, БО-09, БО-10, БО-11, БО-12, БО-13, БО-14</td>
<td>Декабрь 2014 года</td>
<td>225 000</td>
<td>9,4 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>БО-15, БО-16, БО-17, БО-24</td>
<td>Декабрь 2014 года</td>
<td>400 000</td>
<td>7,85 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>БО-18, БО-19, БО-21, БО-22, БО-23, БО-25, БО-26</td>
<td>Январь 2015 года</td>
<td>400 000</td>
<td>7,8 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>ОЦП-01</td>
<td>Декабрь 2016 года</td>
<td>600 000</td>
<td>7,8 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>ОЦП-02</td>
<td>Декабрь 2016 года</td>
<td>30 000</td>
<td>9,39 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>ОЦП-03</td>
<td>Декабрь 2016 года</td>
<td>20 000</td>
<td>9,13 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>ОЦП-04</td>
<td>Май 2017 года</td>
<td>40 000</td>
<td>8,85 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>ОЦП-05</td>
<td>Май 2017 года</td>
<td>75 000</td>
<td>8,6 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>ОЦП-06</td>
<td>Июнь 2017 года</td>
<td>50 000</td>
<td>8,5 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>ОЦП-07</td>
<td>Июнь 2017 года</td>
<td>176 000</td>
<td>8,5 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>ОЦП-08</td>
<td>Октябрь 2017 года</td>
<td>100 000</td>
<td>7,5 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>ОЦП-09</td>
<td>Декабрь 2017 года</td>
<td>30 000</td>
<td>7,5 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>ОЦП-10</td>
<td>Декабрь 2017 года</td>
<td>300 000</td>
<td>7,5 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>ОЦП-11</td>
<td>Декабрь 2017 года</td>
<td>300 000</td>
<td>7,5 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>ОЦП-12</td>
<td>Декабрь 2017 года</td>
<td>300 000</td>
<td>7,5 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>ОЦП-13</td>
<td>Декабрь 2017 года</td>
<td>300 000</td>
<td>7,5 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>ОЦП-14</td>
<td>Декабрь 2017 года</td>
<td>300 000</td>
<td>7,5 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>ОЦП-15</td>
<td>Декабрь 2017 года</td>
<td>300 000</td>
<td>7,5 %</td>
</tr>
<tr>
<td>Биржевые облигации</td>
<td>ОЦП-16</td>
<td>Декабрь 2017 года</td>
<td>300 000</td>
<td>7,5 %</td>
</tr>
</tbody>
</table>

ИТОГО ДОЛГОСРОЧНЫЕ РУБЛЕВЫЕ ОБЛИГАЦИИ | 2 891 848 | 2 891 000 |

По облигациям всех вышеуказанных выпусков срок обращения составляет 6, 8 и 10 лет.
Досрочное погашение/выкуп облигаций не является досрочным погашением облигаций.
Из-за ошибок в документах могут быть ошибочные данные.

Приложение 6

Годовой отчет 2018
ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018

Таблица 26. График погашения долгосрочных векселей, выданных по состоянию на 31 декабря 2018 г. (млн руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Год</th>
<th>Остаток на начало года</th>
<th>Получено (начислено)</th>
<th>Погашено (реализовано в составе краткосрочной задолженности)</th>
<th>Остаток на конец года</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2019</td>
<td>1 419 426 029</td>
<td>1 419 259 120</td>
<td>1 419 740 049</td>
<td>1 134 390 419</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Прочие долгосрочные обязательства, в т.ч.:

Прочие долгосрочные обязательства по видам

<table>
<thead>
<tr>
<th>Остаток на начало года</th>
<th>Получено (начислено)</th>
<th>Погашено (реализовано в составе краткосрочной задолженности)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Прочие долгосрочные обязательства, в т.ч.</td>
<td>1 419 426 029</td>
<td>75 104 404</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие долгосрочные обязательства, в т.ч.</td>
<td>1 419 259 120</td>
<td>1 419 740 049</td>
</tr>
</tbody>
</table>

В течение 2015–2016 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 контракту;
- 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. Защита предоплаты по указанным контрактам за 2016 год составил 265 млрд руб. (6,3% млрд долл. США по курсу на дату предоплаты) не подлежащие переоценке по текущему курсу.

В рамках исполнения функций по договорам технического заказчика заключены договоры подряда, одним из условий которых является гарантирование расчетов за поставленную нефть.

График погашения долгосрочных кредитов и займов, облигаций собственных по состоянию на 31 декабря 2018 г. приведен ниже:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Год</th>
<th>Остаток на начало года</th>
<th>Погашено</th>
<th>Остаток на конец года</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2019</td>
<td>86 552</td>
<td>935 887</td>
<td>975 267</td>
</tr>
<tr>
<td>2020</td>
<td>437 008</td>
<td>3 592 446</td>
<td>1 827 999</td>
</tr>
</tbody>
</table>
17. АКТИВЫ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, ВЫРАЗЕННЫЕ В ИНОСТРАННОЙ ВАЛЮТЕ

Изменение курсов 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

<table>
<thead>
<tr>
<th>По состоянию на 31 декабря</th>
<th>Обменный курс</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>2018 год</td>
<td>68,47</td>
</tr>
<tr>
<td>2017 год</td>
<td>53,03</td>
</tr>
<tr>
<td>2016 год</td>
<td>60,61</td>
</tr>
<tr>
<td>2015 год</td>
<td>72,88</td>
</tr>
<tr>
<td>2014 год</td>
<td>56,26</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Для целей отражения в отчетности курсовой разницы признается совокупность всех операций пересчета стоимости активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте и подлежащих отражению в составе прочих доходов или прочих расходов. Результатирующий (сальдированный) показатель от всех операций пересчета стоимости активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, за отчетный период составил 97,72 млн руб. и отражен в составе прочих доходов Общества.

Курсы валют, используемые в деятельности Общества за пределами территории РФ, за исключением обязательств, являющихся инструментами хеджирования (см. Примечание 13).

Таблица 32. Объемы доходов и расходов по операциям купли-продажи иностранной валюты (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Доходы и расходы</th>
<th>За 2018 год</th>
<th>За 2017 год</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Объем доходов</td>
<td>14 849 072</td>
<td>6 839 523</td>
</tr>
<tr>
<td>Объем расходов</td>
<td>(64 297 345)</td>
<td>(22 268 125)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

18. НАЛОГИ И СБОРЫ, ТАМОЖЕННЫЕ ПОШЛИНЫ

Налоговые обязательства Общества отражаются в отчетности по принятой временной определенности фактов хозяйственной деятельности.

С 1 января 2012 года создан 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 добавленную стоимость, подлежащий включению в себестоимость продукции, товаров, работ, услуг, в 2018 году составил 921 936 млн руб., в 2017 году – 592 501 млн руб.

Расчеты с бюджетом и внебюджетными фондами представлены в таблице.

Таблица 33. Расчеты с бюджетом и внебюджетными фондами (тыс. руб.)

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 – 4 634 516
Прочая дебиторская задолженность по налогам и сборам 78 556 2 440 020 2 125 224
Задолженность государственных внебюджетных фондов 20 276 35 094 36 405
Кредиторская задолженность перед бюджетом и государственными внебюджетными фондами – всего 72 371 917 71 118 709 52 200 917
Налог на добавленную стоимость предметов, подлежащих вычету 65 270 239 64 819 580 44 428 484
Налог на прибыль – 206 319 121 536
Акциз 4 175 943 2 860 598 5 525 762
Налог на имущество 2 626 980 3 075 894 2 183 250
Прочая задолженность по налогам и сборам 112 463 155 013 131 122
Задолженность перед государственными внебюджетными фондами 1 282 1 275 905

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, подлежащего возмещению их бюджетом 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 2017 года произошло уменьшение консолидированной налоговой базы по КГН, в соответствии с уменьшением суммы налога на прибыль по КГН, ранее уплаченного в бюджет за декабрь 2017 года – 1 925 млн руб.; за декабрь 2018 года – 2 528 млн руб.

Кредиторская задолженность по налогам и сборам по сравнению с 31 декабря 2017 г. увеличилась на 1 255 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 положением Налогового кодекса РФ камеральные и внедекриминальные 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 уведомлениями документами и равный 5 % уставного капитала. На 31 декабря 2018 г. резервный капитал сформирован полностью и составляет 5,199 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 дол. 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, составляет 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 (1 694 375 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 сопоставимого 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 котором производится начисление стоимости продукции (работ, услуг) без распределения на остатки незавершенного производства и остатки готовой продукции (за исключением обобщенных 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 (за исключением остатков готовой продукции) на складе не по принципу долевого участия, а исходя из устанавливаемых цен и условий продажи (риски и выгоды от продажи/отгруженной продукции). Расходы на рекламу включаются в расходы на продажу.
Использование прибыли отражается в бухгалтерской (финансовой) отчетности в соответствии с Положением по включению (отражению) в бухгалтерском балансе и отчетности в учете прибыли в разрезе отчетного периода (за исключением прибыли, которая признавалась на предыдущей отчетной дате) в объеме, исчисленном на основе оперативной информации, полученной от структурных подразделений Общества, а также на основе оперативных расчетов, проведенных в соответствии с Положением по включению (отражению) в бухгалтерском балансе и отчетности в учете прибыли в разрезе отчетного периода (за исключением прибыли, которая признавалась на предыдущей отчетной дате) в объеме, исчисленном на основе оперативной информации, полученной от структурных подразделений Общества, а также на основе оперативных расчетов, проведенных в отношении оперативной информации, полученной от структурных подразделений Общества. 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 порядка начисления резерва (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.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Показатели</th>
<th>За 2018 год</th>
<th>За 2017 год</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Выручка (нетто) от продаж товаров, продукции, работ, услуг (за минусом налога на добавленную стоимость)</td>
<td>6 968 248 044</td>
<td>4 892 834 588</td>
</tr>
<tr>
<td>в т.ч.: от продаж по основному виду деятельности</td>
<td>6 992 264 040</td>
<td>4 892 834 588</td>
</tr>
<tr>
<td>торгово-закупочной деятельности</td>
<td>2 744 500 154</td>
<td>2 744 500 154</td>
</tr>
<tr>
<td>доходы от участия в уставных капиталах других организаций</td>
<td>575 235 648</td>
<td>340 651 551</td>
</tr>
<tr>
<td>посессионной деятельности</td>
<td>5 420 218</td>
<td>6 422 676</td>
</tr>
<tr>
<td>Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг</td>
<td>(4 875 229 762)</td>
<td>(3 459 587 329)</td>
</tr>
<tr>
<td>в т.ч.: по основному виду деятельности</td>
<td>(4 974 761 378)</td>
<td>(3 540 219 424)</td>
</tr>
<tr>
<td>торгово-закупочной деятельности</td>
<td>(1 152 870 918)</td>
<td>(1 084 248 988)</td>
</tr>
<tr>
<td>Расходы, связанные с разведкой и оценкой запасов нефти и газа</td>
<td>(26 065 228)</td>
<td>(14 169 489)</td>
</tr>
<tr>
<td>Валовая прибыль</td>
<td>2 036 989 036</td>
<td>1 410 167 070</td>
</tr>
<tr>
<td>Коммерческие расходы</td>
<td>(1 422 676 475)</td>
<td>(900 299 266)</td>
</tr>
<tr>
<td>Общехозяйственные и административные расходы</td>
<td>(80 583 478)</td>
<td>(68 941 225)</td>
</tr>
<tr>
<td>Прибыль (убыток) от продаж товаров, работ, услуг</td>
<td>652 698 083</td>
<td>359 957 079</td>
</tr>
<tr>
<td>Прибыль (убыток) по прочим доходам и расходам</td>
<td>(919 859 995)</td>
<td>(276 850 201)</td>
</tr>
<tr>
<td>в т.ч.: Проценты к получению</td>
<td>186 773 202</td>
<td>170 953 353</td>
</tr>
<tr>
<td>Проценты к уплате</td>
<td>(451 853 768)</td>
<td>(396 194 404)</td>
</tr>
<tr>
<td>в т.ч.: Расходы по амортизации дебиторов</td>
<td>(4 122 532)</td>
<td>(3 739 818)</td>
</tr>
<tr>
<td>Доходы от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов</td>
<td>51 966 086</td>
<td>23 569 680</td>
</tr>
<tr>
<td>Расходы от изменения справедливой стоимости производных финансовых инструментов</td>
<td>(10 950 827)</td>
<td>–</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Показатели | За 2018 год | За 2017 год
---|---|---
Доходы от продажи и иного выбытия прочего имущества, | 29 597 845 | 22 196 450
в т.ч. Доходы от продажи краткосрочных ценных бумаг | – | 154 096 834
Доходы от продажи долгосрочных ценных бумаг | 32 022 | 64 815 112
Доходы от продажи ОС | 18 465 582 | 6 827 635
Доходы от продажи НКС | 10 116 640 | 391 765
Расходы от продажи и иного выбытия прочего имущества, | (30 025 792) | (375 050 494)
в т.ч. Стоимость выбывших краткосрочных ценных бумаг | – | (160 205 787)
Расходы от продажи долгосрочных ценных бумаг | (5 635) | (5 787 808)
Расходы от продажи ОС | (17 415 277) | (3 504 274)
Расходы от продажи НКС | (9 659 665) | (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 | 145 759 481 | 70 256 042
Курсовые разницы | 97 724 202 | –
Возмещение акциза | 6 786 182 | 6 671 740
Иные прочие расходы, | (266 098 888) | (238 516 788)
в т.ч. Признание отложенного эффекта хеджирования в составе прочих расходов | (145 524 435) | (145 646 857)
Курсовые разницы | – | (15 900 578)
Налог на прибыль с доходов в виде дивидендов | 5 584 349 | (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 | 59 822 595 | 32 609 834
Отчисления на социальные нужды | 6 477 812 | 6 368 735
Амортизация | 131 827 944 | 141 504 417
Прочие затраты, в т.ч. НДПИ и расходы, связанные с разводкой и оценкой запасов нефти и газа | 977 718 955 | 631 898 234
ИТОГО ПО ЭЛЕМЕНТАМ ЗАТРАТ | 6 342 548 981 | 4 532 977 509
Изменение остатков (прирост [+], уменьшение [–]) незавершенного производства, готовой продукции и т.д. | 29 470 920 | 16 640 282
ИТОГО РАСХОДЫ ПО ОБЫЧНЫМ ВИДАМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ | 6 342 548 981 | 4 532 977 509

21. ОТЛОЖЕННЫЕ НАЛОГОВЫЕ АКТИВЫ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, ПОСТОЯННЫЕ НАЛОГОВЫЕ АКТИВЫ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В бухгалтерском учете отражаются постоянные и временные разницы между бухгалтерской прибылью и налоговоблагаемой 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 «Отложенных налоговых обязательств».

Сумма текущего налога на прибыль формируется в бухгалтерском учете путем отражения:
- условного налога (взноса),
- постоянного налогового обязательства,
- постоянного налогового обязательства,
- отложенного налогового обязательства,
- отложенного налогового обязательства.

Общество формирует показатели, характеризующие учет расчета 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.

Созданный в бухгалтерском учете резерв по сомнительному долгам является источником формирования временной разницы. Сварнутая 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.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование</th>
<th>Остаток на начало года</th>
<th>Начислено за отчетный год</th>
<th>Погашено за отчетный год</th>
<th>Остаток на конец года</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Отложенный налоговый актив</td>
<td>95 062 970</td>
<td>52 320 499</td>
<td>(52 531 468)</td>
<td>94 841 893</td>
</tr>
<tr>
<td>Отложенное налоговое обязательство</td>
<td>(91 105 597)</td>
<td>(12 055 007)</td>
<td>11 351 832</td>
<td>(91 808 321)</td>
</tr>
<tr>
<td>Постоянный налоговый актив</td>
<td>х</td>
<td>128 128 422</td>
<td>х</td>
<td>х</td>
</tr>
<tr>
<td>Постоянное налоговое обязательство</td>
<td>х</td>
<td>(46 622 923)</td>
<td>х</td>
<td>х</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Показатель условного расхода по налогу на прибыль за 2018 год составил 86 768 млн руб, за 2017 год – 76 627 млн руб.

В составе движения отложенных налогов на отчетный период, отраженного по строкам 2400 «Изменение отложенных налоговых обязательств» и 2450 «Изменение отложенных налоговых активов», включены суммы отложенных налогов, списанных и/или начисленных в связи с подачей уточенных 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, повлияющие корректировку условного расхода по налогу на прибыль, приведены в таблице.
ПАО «НК «Роснефть». Годовой отчет 2018

Таблица 37. Информация о постоянных и временных разницах, повлиявших корректировку условного расхода по налогу на прибыль (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование</th>
<th>Остаток на начало года</th>
<th>Начислено за отчетный год</th>
<th>Погашено за отчетный год</th>
<th>Остаток на конец года</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Вычитаемые временные разницы</td>
<td>474 316 850</td>
<td>261 652 095</td>
<td>(262 757 480)</td>
<td>474 219 445</td>
</tr>
<tr>
<td>Налогоблагательные временные разницы</td>
<td>(455 526 985)</td>
<td>(60 275 035)</td>
<td>56 759 460</td>
<td>(459 042 560)</td>
</tr>
<tr>
<td>Отрицательные постоянные разницы</td>
<td>х</td>
<td>640 642 460</td>
<td>х</td>
<td>х</td>
</tr>
<tr>
<td>Положительные постоянные разницы</td>
<td>х</td>
<td>(233 114 615)</td>
<td>х</td>
<td>х</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 составил 460 364 млн руб. Чистая прибыль на одну акцию за 2018 год составила 44,18 руб./акцию.

Рекомендации Общему собранию акционеров по размеру дивиденда по акциям Общества за 2018 год будут предварительно определены Советом директоров Общества в 1 полуполе 2019 года.

По итогам работы Общества за 2017 год годовое общее собрание акционеров ПАО «НК «Роснефть» 21 июня 2018 г. (протокол 6/н от 26 июня 2018 г.) утвердило дивиденды по обыкновенным акциям ПАО «НК «Роснефть» в размере 6,65 руб. на 1 акцию; в сумму составило 70 478 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 акте 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 результате деятельности Общества. По мнению руководства Общества конечный результат таких судебных разбирательств не будет иметь существенного влияния на трудовые обязательства 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 законоативных и иных нормативных правовых актов, судебных решений, договоров;
• в результате действий Общества, которые вследствие установившейся практики или индивидуальных признаков, у Общества возникают сомнения в наличии такой обязанности, если в результате его выполнения Общество не может избежать убытка, которое могло бы быть понесено Обществом при отсутствии таких условий, включая мнения экспертов, более вероятно, чем нет, что обязанность существует;
• уменьшение экономических выгод Общества, необходимых 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, Общество осуществляет оценочные обязательства, связанные с экологической деятельностью.

Величина оценочного обязательства, связанного с экологической деятельностью, определена исходя из оценки затрат (планируемый 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.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Вид</th>
<th>Описание оценочного обязательства</th>
<th>Период</th>
<th>Остаток на начало периода (тыс. руб.)</th>
<th>Признано (начислено) за отчетный период (тыс. руб.)</th>
<th>Списано (погашено) в счет уменьшения стоимости активов (тыс. руб.)</th>
<th>Увеличение [+]/уменьшение [–] оценочного обязательства при признании расходов/доходов (сторнировании расходов) при признании оценочных значений (тыс. руб.)</th>
<th>Остаток на конец периода (тыс. руб.)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Оценочное обязательство по выплате ежегодного вознаграждения по итогам работы за год</td>
<td>Планируемая сумма выплат работникам вознаграждения по итогам работы за год с учетом страховых взносов по эффективной ставке</td>
<td>2017</td>
<td>25 970 538</td>
<td>17 060 149</td>
<td>18 574 650</td>
<td>1 014 352</td>
<td>792 721</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>2018</td>
<td>9 835 675</td>
<td>13 795 537</td>
<td>15 037 761</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Оценочное обязательство по предстоящей оплате отпускных</td>
<td>Обязательство Общества перед работниками по оплате отпуска, исходя из количества дней неиспользованного отпуска на конец отчетного периода, с учетом страховых взносов по эффективной ставке</td>
<td>2017</td>
<td>894 683</td>
<td>12 192 238</td>
<td>10 951 246</td>
<td>–</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>2018</td>
<td>3 412 562</td>
<td>4 247 985</td>
<td>3 018 728</td>
<td>[139]</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Оценочные обязательства, связанные с экологической деятельностью</td>
<td>Формируется по всем видам экологических обязательств. Расчет осуществляется в разрезе мест возникновения. Отражается в учете по приведенной стоимости</td>
<td>2017</td>
<td>9 328 745</td>
<td>956 408</td>
<td>794 917</td>
<td>–</td>
<td>[792 721]</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>2018</td>
<td>703 212</td>
<td>837 039</td>
<td>558 174</td>
<td>607 028</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Оценочные обязательства по судебным разбирательствам</td>
<td>Оценочные обязательства признаются отдельно по каждому судебному разбирательству</td>
<td>2017</td>
<td>756 106</td>
<td>1 046 120</td>
<td>64 652</td>
<td>[1 014 352]</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Оценочные обязательства, сформированные за счет увеличения стоимости активов:</td>
<td>Формируется по всем видам</td>
<td>2017</td>
<td>18 594 452</td>
<td>4 752 086</td>
<td>1 168 407</td>
<td>[11 148]</td>
<td>[8 228 499]</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>2018</td>
<td>58 343 030</td>
<td>5 975 705</td>
<td>1 555 852</td>
<td>11 148</td>
<td>[9 091 767]</td>
</tr>
<tr>
<td>Оценочное обязательство по ликвидации основных средств</td>
<td>Формируется по всем видам безнадежных нефтегазовых активов. Расчет осуществляется в разрезе мест возникновения. Отражается в учете по приведенной стоимости</td>
<td>2017</td>
<td>45 916 121</td>
<td>4 750 658</td>
<td>640 371</td>
<td>–</td>
<td>6 744 146</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>2018</td>
<td>56 750 688</td>
<td>4 752 086</td>
<td>1 168 407</td>
<td>[11 148]</td>
<td>[8 228 499]</td>
</tr>
<tr>
<td>Оценочное обязательство, связанные с экологической деятельностью</td>
<td>Обязательства, подлежащие включению в стоимость активов (ОВ)</td>
<td>2017</td>
<td>1 459 925</td>
<td>1 013 308</td>
<td>807 530</td>
<td>–</td>
<td>17 659</td>
</tr>
</tbody>
</table>

В графе Таблицы 38 «Признано (начислено) за отчетный период» в части оценочного обязательства по ликвидации основных средств учтено начисление оценочного обязательства и связано с признанием оценочного обязательства при признании оценочных значений стоимости активов равным нулю. Сумма увеличения оценочного обязательства за отчетный период (проценты) в связи с признанием оценочного обязательства отражена в бухгалтерском учете и в отчетности в виде расходов. Активы, признанные в связи с признанием оценочного обязательства, не отражены в бухгалтерском учете и в отчетности. Ставки и сроки дисконтирования отражены 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. Активы, признанные в связи с признанием оценочного обязательства, отражены в бухгалтерском учете и в отчетности в виде расходов. Ставки и сроки дисконтирования отражены 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.
### 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 представлен в статье Отчета о движении денежных средств.

Связанные стороны ПАО «НК «Роснефть» относятся также к предприятиям, которые не являются аффилированными лицами по российскому законодательству, но являются таковыми в соответствии с МСФО № 26 «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 долевого участия);
- зависимые общества (юридические лица, консолидируемые ПАО «НК «Роснефть» 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 поступлений со 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 50% обыкновенных голосующих акций или которые контролирует другим способом.

#### Таблица 39. Информация об операциях с дочерними обществами (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Операции</th>
<th>За 2018 год</th>
<th>За 2017 год</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>Выручка от реализации и прочие доходы</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Реализация нефти и газ</td>
<td>1 054 407 117</td>
<td>760 172 013</td>
</tr>
<tr>
<td>Реализация нефтепродуктов и продуктов нефтехимии</td>
<td>1 527 326 853</td>
<td>1 062 930 743</td>
</tr>
<tr>
<td>Доходы от сдачи имущества в аренду</td>
<td>159 594 846</td>
<td>143 721 109</td>
</tr>
<tr>
<td>Доходы от участия в уставных капиталах других организаций</td>
<td>759 247 612</td>
<td>541 029 692</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие доходы</td>
<td>167 652 911</td>
<td>85 329 878</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Затраты и расходы</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Покупка нефти и газ</td>
<td>2 522 042 045</td>
<td>1 530 281 588</td>
</tr>
<tr>
<td>Покупка нефтепродуктов и продуктов нефтехимии</td>
<td>4 920 810</td>
<td>15 291 335</td>
</tr>
<tr>
<td>Логистические услуги и расходы на транспортировку</td>
<td>159 564 621</td>
<td>147 507 998</td>
</tr>
<tr>
<td>Услуги по добыче нефти и газ</td>
<td>342 257 716</td>
<td>331 584 565</td>
</tr>
<tr>
<td>Стоимость процессинга</td>
<td>157 157 311</td>
<td>146 262 604</td>
</tr>
<tr>
<td>Расходы по аренде имущества</td>
<td>510 592</td>
<td>357 750</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие расходы</td>
<td>75 468 823</td>
<td>61 666 346</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Прочие операции</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиты/займы выданные</td>
<td>1 975 502 995</td>
<td>2 148 009 714</td>
</tr>
<tr>
<td>Погашение кредитов/займов выданных</td>
<td>1 737 531 936</td>
<td>1 489 797 056</td>
</tr>
<tr>
<td>Поступление краткосрочных кредитов и займов</td>
<td>1 180 046 505</td>
<td>993 725 567</td>
</tr>
<tr>
<td>Погашение краткосрочных кредитов и займов</td>
<td>1 165 256 127</td>
<td>925 096 057</td>
</tr>
<tr>
<td>Поступление долгосрочных кредитов и займов</td>
<td>1 176 657 647</td>
<td>881 771 768</td>
</tr>
<tr>
<td>Погашение долгосрочных кредитов и займов</td>
<td>992 263 560</td>
<td>925 811 806</td>
</tr>
<tr>
<td>Депозиты размещенные</td>
<td>374 718 640</td>
<td>256 000 000</td>
</tr>
<tr>
<td>Депозиты погашенные</td>
<td>352 850 000</td>
<td>256 000 000</td>
</tr>
<tr>
<td>Проценты к получению</td>
<td>159 613 232</td>
<td>151 626 578</td>
</tr>
<tr>
<td>Проценты к уплате</td>
<td>45 983 108</td>
<td>44 921 831</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Денежные потоки</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Денежные потоки от текущих операций</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Поступления</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>от продажи продукции, товаров, работ и услуг</td>
<td>2 525 310 945</td>
<td>1 767 440 519</td>
</tr>
<tr>
<td>арендных платежей, лицензионных платежей, роялти, комиссионных и иных аналогичных платежей</td>
<td>151 213 150</td>
<td>144 223 477</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>Платежи</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>поставщикам (подрядчикам) за сырье, материалы, работы, услуги</td>
<td>(2 810 471 452)</td>
<td>(2 297 638 093)</td>
</tr>
<tr>
<td>похожие затраты</td>
<td>(7 607 956)</td>
<td>(10 047 131)</td>
</tr>
<tr>
<td>прочие платежи</td>
<td>(104 939 017)</td>
<td>(11 811 818)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

#### Примечание

Данные операции с дочерними обществами раскрываются в соответствии с российским законодательством.
Годовой отчет 2018
Приложение 6

Операции
Поступления
- от продажи внеоборотных активов (кроме финансовых вложений) 18 527 152 4 820 023
- от возврата предоставленных займов, привлеченных денежных средств у других лиц и др. 1 537 647 384 1 470 040 394
- дивиденды, проценты по долговым финансовым вложениям и аналогичных поступлениях от долевого участия в других организациях 355 312 656 451 887 635

Платежи
- в связи с приобретением, созданием, модернизацией и реконструкцией механизмов, оборудования по деятельности, связанной с производством и/или реализацией продукции 294 480 474 378 629 295
- в связи с приобретением акций других организаций (долей участия) 1 478 272 795 1 567 948 352
- в связи с предоставлением займов другим лицам 1 975 523 965 1 748 037 714
- поисковые активы 1 555 151 12 548 170

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. (2 232 786 829) (1 855 907 905)

Таблица 40. Активы и обязательства, участвующие в операциях с дочерними обществами (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Активы и обязательства</th>
<th>Сальдо на 31 декабря 2018 г.</th>
<th>Сальдо на 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>АКТИВЫ</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Денежные средства и денежные эквиваленты</td>
<td>59 038 002</td>
<td>32 971 089</td>
</tr>
<tr>
<td>Дебиторская задолженность, в т.ч.</td>
<td>2 085 545 419</td>
<td>1 947 862 230</td>
</tr>
<tr>
<td>- долгосрочная</td>
<td>1 610 680 068</td>
<td>1 386 531 255</td>
</tr>
<tr>
<td>- авансы выданные под капитальное строительство и оборудование к установке</td>
<td>14 910 443</td>
<td>16 082 146</td>
</tr>
<tr>
<td>- авансы выданные краткосрочные</td>
<td>7 568 489</td>
<td>4 300 545</td>
</tr>
<tr>
<td>- величина образованного резерв по сомнительным долгам</td>
<td>2 999 318</td>
<td>3 417 586</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения, в т.ч. долгосрочные</td>
<td>6 489 566 357</td>
<td>5 876 065 137</td>
</tr>
<tr>
<td>в т.ч. долгосрочные</td>
<td>5 836 049 136</td>
<td>5 326 357 829</td>
</tr>
<tr>
<td>8 624 149 778</td>
<td>7 854 896 456</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиторская задолженность</td>
<td>1 560 159 472</td>
<td>1 209 818 719</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные и долгосрочные кредиты и займы (включая проценты)</td>
<td>1 869 749 149</td>
<td>1 885 776 209</td>
</tr>
<tr>
<td>в т.ч. долгосрочные</td>
<td>1 542 979 725</td>
<td>1 009 378 842</td>
</tr>
<tr>
<td>3 429 908 627</td>
<td>2 575 594 929</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Зависимые общества

В данной группе раскрыты информации о операциях 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 оказывают существенное влияние.

Таблица 41. Информация об операциях с зависимыми обществами (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Операции</th>
<th>За 2018 год</th>
<th>За 2017 год</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ И ПРОЧИЕ ДОХОДЫ</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Реализация нефти и газа</td>
<td>9 895 428</td>
<td>10 547 768</td>
</tr>
<tr>
<td>Реализация нефтепродуктов и продуктов нефтехимии</td>
<td>256 901 420</td>
<td>187 063 415</td>
</tr>
<tr>
<td>Доходы от сдачи имущества в аренду</td>
<td>267 982</td>
<td>141 380</td>
</tr>
<tr>
<td>Доходы от участия в уставных капиталах других организаций</td>
<td>6 585</td>
<td>483 784</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие доходы</td>
<td>874 885</td>
<td>1 587 431</td>
</tr>
<tr>
<td>267 964 100</td>
<td>193 823 776</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>ЗАТРАТЫ И РАСХОДЫ</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Покупка нефти и газа</td>
<td>370 758 918</td>
<td>259 006 657</td>
</tr>
<tr>
<td>Логистические услуги и расходы на транспортировку</td>
<td>21 706 524</td>
<td>21 982 242</td>
</tr>
<tr>
<td>Расходы по аренде имущества</td>
<td>227 202</td>
<td>221 105</td>
</tr>
<tr>
<td>Стоимость процессинга</td>
<td>14 357 449</td>
<td>12 297 570</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие расходы</td>
<td>9 074 113</td>
<td>7 638 059</td>
</tr>
<tr>
<td>416 064 206</td>
<td>301 945 635</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>
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 9 775 280 10 296 944
Погашение долгосрочных кредитов и займов 5 379 060 12 645 334
Проценты к получению 2 146 534 2 183 044
Проценты к уплате 1 774 472 5 287 894

ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ

Денежные потоки от текущих операций

Поступления
прочие поступления 236 284 172 204 985 702

Таблица 42. Активы и обязательства, участвующие в операциях с зависимыми обществами (тыс. руб.)

Сальдо на 31 декабря 2018 г. Сальдо на 31 декабря 2017 г.

АКТИВЫ
Дебиторская задолженность, в т.ч.
· долгосрочная 53 865 180 37 783 751
· авансы выданные под капитальное строительство и оборудование к установке 4 148 305 1 957 642
· авансы выданные краткосрочные 4 979 1 778 291
· величина образованного резерва по сомнительным долгам 1 470 657 8 644 636
Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения, в т.ч. долгосрочные 47 558 161 41 080 830

ВСЕГО 82 847 765 93 934 852

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА
Кредиторская задолженность 317 267 080 157 999 510
Краткосрочные и долгосрочные кредиты и займы (включая проценты), в т.ч. долгосрочные 15 405 438 110 948 027

ВСЕГО 332 672 518 268 947 537

Информация о размерах вознаграждений, выплаченных основному управленческому персоналу

С целью раскрытия информации о размерах вознаграждений, выплаченных 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 млрд руб. и 3 927 млрд руб. в 2018 и 2017 годах, соответственно (суммы не являющиеся доходами членов Правления отчислений на социальное страхование, выплаченных в бюджет РФ в соответствии с требованиями законодательства, составили 567 млрд руб. и 579 млрд 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, контролируемыми основными владельцами, в том числе связанными с государством.

Таблица 43. Информация об операциях с основными владельцами и компаниями, контролируемыми основными владельцами (тыс. руб.)

Операции За 2018 год За 2017 год

Выручка от реализации и прочие доходы
Реализация нефти и газа 280 452 036 203 761 921
Реализация нефтепродуктов и продуктов нефтехимии 108 595 740 80 460 092
Доходы от операций с финансовыми инструментами срочных сделок 402 203 484 770
Доходы от участия в уставных капиталах других организаций 135 628 143 845
Прочие доходы 1 323 127 1 113 755

390 906 704 282 964 389
<table>
<thead>
<tr>
<th>Операции</th>
<th>За 2018 год</th>
<th>За 2017 год</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>ЗАТРАТЫ И РАСХОДЫ</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Покупка нефти и газ</td>
<td>159 160 281</td>
<td>87 781 422</td>
</tr>
<tr>
<td>Покупка нефтепродуктов</td>
<td>2 910 840</td>
<td>3 438 660</td>
</tr>
<tr>
<td>Логистические услуги и расходы на транспортировку</td>
<td>3 610 400 484</td>
<td>3 577 710 503</td>
</tr>
<tr>
<td>Таможенные пошлины</td>
<td>975 983 183</td>
<td>577 785 800</td>
</tr>
<tr>
<td>Расходы по аренде имущества</td>
<td>122 474</td>
<td>601 252</td>
</tr>
<tr>
<td>Расходы от операций с финансовыми инструментами срочных сделок</td>
<td>35 677 914</td>
<td>11 175 572</td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие расходы</td>
<td>3 222 426</td>
<td>1 846 804</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>1 515 477 602</td>
<td>1 020 297 815</td>
</tr>
<tr>
<td>ПРОЧИЕ ОПЕРАЦИИ</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Поступление краткосрочных кредитов и займов</td>
<td>374 600 000</td>
<td>430 950 000</td>
</tr>
<tr>
<td>Погашение краткосрочных кредитов и займов</td>
<td>319 600 000</td>
<td>593 450 000</td>
</tr>
<tr>
<td>Поступление долгосрочных кредитов и займов</td>
<td>100 000 000</td>
<td>195 881 560</td>
</tr>
<tr>
<td>Депозиты размещенные</td>
<td>4 304 835 257</td>
<td>2 211 925 586</td>
</tr>
<tr>
<td>Депозиты погашенные</td>
<td>4 669 485 457</td>
<td>2 220 704 760</td>
</tr>
<tr>
<td>Проценты к уплате</td>
<td>58 047 159</td>
<td>27 931 120</td>
</tr>
<tr>
<td>Проценты к получению</td>
<td>11 274 669</td>
<td>14 124 828</td>
</tr>
<tr>
<td>ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Денежные потоки от текущих операций</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Платежи</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>проценты по долговым обязательствам</td>
<td>(37 467 523)</td>
<td>(37 672 268)</td>
</tr>
<tr>
<td>прочие платежи</td>
<td>(87 748 688)</td>
<td>(37 889 330)</td>
</tr>
<tr>
<td>Денежные потоки от инвестиционных операций</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Поступления</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>от продажи долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам)</td>
<td>462 927 962</td>
<td>384 815 190</td>
</tr>
<tr>
<td>прочие поступления</td>
<td>49 897 794</td>
<td>20 261 178</td>
</tr>
<tr>
<td>Денежные потоки от финансовых операций</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Поступления</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>получение кредитов и займов</td>
<td>474 600 000</td>
<td>626 831 560</td>
</tr>
<tr>
<td>Платежи</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>на уплату дивидендов и иных платежей по распределению прибыли в пользу собственников (участников)</td>
<td>(183 530 982)</td>
<td>(89 728 808)</td>
</tr>
<tr>
<td>возврат кредитов и займов</td>
<td>(319 600 000)</td>
<td>(385 450 000)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Таблица 44. Активы и обязательства, участвующие в операциях с основными владельцами и компаниями, контролируемыми основными владельцами (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Активы и обязательства</th>
<th>Сальдо на 31 декабря 2018 г.</th>
<th>Сальдо на 31 декабря 2017 г.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td><strong>АКТИВЫ</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Денежные средства и денежные эквиваленты</td>
<td>475 694 985</td>
<td>18 531 957</td>
</tr>
<tr>
<td>Дебиторская задолженность, в т. ч.</td>
<td>97 499 791</td>
<td>80 572 803</td>
</tr>
<tr>
<td>• долгосрочная</td>
<td>5 132 184</td>
<td>876 315</td>
</tr>
<tr>
<td>• авансы выданные под капитальное строительство и оборудование к установке</td>
<td>28 237 506</td>
<td>26 918 572</td>
</tr>
<tr>
<td>• авансы выданные краткосрочные</td>
<td>29 803 656</td>
<td>25 615 089</td>
</tr>
<tr>
<td>• величина образованного резерва по сомнительным долгам</td>
<td>9 136</td>
<td>–</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения</td>
<td>105 693 636</td>
<td>484 574 214</td>
</tr>
<tr>
<td>в т. ч. долгосрочные</td>
<td>96 324 683</td>
<td>476 574 214</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>738 888 392</td>
<td>583 058 974</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Кредиторская задолженность</td>
<td>10 170 206</td>
<td>81 062 115</td>
</tr>
<tr>
<td>Краткосрочные и долгосрочные кредиты и займы (включая проценты)</td>
<td>605 153 497</td>
<td>436 567 994</td>
</tr>
<tr>
<td>в т. ч. долгосрочные</td>
<td>408 917 560</td>
<td>295 860 220</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>615 333 703</td>
<td>517 570 109</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Участники совместной деятельности

Прочие связанные стороны
В группу «Прочие связанные стороны» включен негосударственный пенсионный фонд, действующий в интересах работников Общества.

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».

Таблица 47. Информация об операциях с прочими связанными сторонами (тыс. руб.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>Наименование сегмента</th>
<th>Всего</th>
<th>Внешний рынок</th>
<th>Внутренний рынок</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Нефть</td>
<td>2 944 466 586</td>
<td>639 855 319</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Газ</td>
<td>178 249 590</td>
<td></td>
<td>178 249 590</td>
</tr>
<tr>
<td>Нефтепродукты и нефтехимия</td>
<td>1 569 195 332</td>
<td>1 271 545 972</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Прочие продажи</td>
<td>534 935 445</td>
<td>534 935 445</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>ВСЕГО</td>
<td>6 968 248 044</td>
<td>4 743 691 718</td>
<td>2 224 588 326</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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.)

<table>
<thead>
<tr>
<th>№</th>
<th>Наименование вида энергетического ресурса</th>
<th>Сумма</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>1</td>
<td>Электрическая энергия</td>
<td>33 805</td>
</tr>
<tr>
<td>2</td>
<td>Тепловая энергия</td>
<td>4 704</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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 - это энергия, энергия которой использовалась или может быть использована при осуществлении хозяйственной 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;
- основной государственный регистрационный номер, за которым в Единый государственный реестр юридических лиц внесена запись о создании Общества: 1027700042502.

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, добывча, транспортировка и переработка нефти, газа, угля и иных полезных ископаемых, а также песа; производство нефтехимических и других товаров, включая электроэнергию, продукты деревообработки, товары народного потребления и оказание услуг населению; хранение и реализацию (включая продажу на внутреннем рынке и на экспорт) нефти, газа, нефтепродуктов, углей, электроэнергии, продуктов деревообработки, иных товаров 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, осуществляющих деятельность, важную для национальной безопасности и экономики, в которых они 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) 517-89-99
Факс: +7 (499) 517-72-25
Телек. 194055 DISV.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: shareholder@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) 755-97-01
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, Подколяпьев пер., д. 2/6, стр. 5-4
Тел.: +7 (495) 411-79-11
Факс: +7 (495) 411-83-12
Эл. почта: support@reestrrn.ru
Веб-сайт: www.reestrrn.ru

Депозитарий ГДР:
J. P. Morgan

Офис в Москве:
Российская Федерация, 125047, Москва, Бульварный Вал, д. 10, здание А, 15-й этаж
Тел.: +7 (495) 987-71-13

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