

**СООБЩЕНИЕ О СУЩЕСТВЕННОМ ФАКТЕ
«О СВЕДЕНИЯХ, ОКАЗЫВАЮЩИХ, ПО МНЕНИЮ ЭМИТЕНТА,
СУЩЕСТВЕННОЕ ВЛИЯНИЕ НА СТОИМОСТЬ ЕГО ЭМИССИОННЫХ
ЦЕННЫХ БУМАГ»**

1. Общие сведения.

1.1. Полное фирменное наименование эмитента: **Публичное акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть».**

1.2. Сокращенное фирменное наименование эмитента: **ПАО «НК «Роснефть».**

1.3. Место нахождения эмитента: **Российская Федерация, г. Москва.**

1.4. ОГРН эмитента: **1027700043502.**

1.5. ИНН эмитента: **7706107510.**

1.6. Уникальный код эмитента, присвоенный регистрирующим органом: **00122-А.**

1.7. Адрес страницы в сети Интернет, используемой эмитентом для раскрытия информации:

<https://www.rosneft.ru/Investors/information/>,

<http://www.e-disclosure.ru/portal/company.aspx?id=6505>.

1.8. Дата (момент) наступления существенного факта, о котором составлено сообщение: **05.02.2019.**

2. Содержание сообщения.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ЗА 12 МЕС. И 4 КВ. 2018 Г.

- **СРЕДНЕСУТОЧНАЯ ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ СОСТАВИЛА 5,80 МЛН Б.Н.Э. В 2018 Г. И 5,94 МЛН Б.Н.Э. В 4 КВ. 2018 Г., ПРОДЕМОНСТРИРОВАВ РОСТ ГОД К ГОДУ НА 1,3% И 3,9% СООТВЕТСТВЕННО**
- **СРЕДНЕСУТОЧНАЯ ДОБЫЧА ЖУВ ДОСТИГЛА 4,67 МЛН Б.Н.Э. В 2018 Г. И 4,79 МЛН Б.Н.Э. В 4 КВ. 2018 Г., УВЕЛИЧИВШИСЬ ГОД К ГОДУ НА 2,1% И 5,3% СООТВЕТСТВЕННО**
- **ДОБЫЧА ГАЗА В 4 КВ. 2018 Г. ВЫРОСЛА НА 4,2% КВАРТАЛ К КВАРТАЛУ И СОСТАВИЛА 17,31 МЛРД КУБ. М.**
- **ОБЪЕМ ПЕРЕРАБОТКИ СЫРЬЯ НА НПЗ КОМПАНИИ В РФ ЗА 2018 Г. ВЫРОС НА 2,8% - ДО 103,3 МЛН Т, ЗА 4 КВ. 2018 Г. ВЫРОС НА 5,6 % ГОД К ГОДУ - ДО 26,8 МЛН Т**

Разведка и добыча

Добыча углеводородов за 2018 г. составила 285,5 млн т.н.э. (5,80 млн б.н.э. в сутки), превысив уровень 2017 г. на 1,3%. По итогам 4 кв. 2018 г. добыча углеводородов составила 73,7 млн т.н.э. (5,94 млн б.н.э. в сутки), что на 1,8% выше показателя за 3 кв. 2018 г.

За 2018 г. Компания добыла 230,2 млн т жидких углеводородов (4,67 млн барр. в сутки), превысив среднесуточный объем производства 2017 г. на 2,1%. Среди ключевых факторов роста - достижение рекордных объемов производства на крупнейшем активе Компании РН-Юганскнефтегаз, запуск новых крупных месторождений и гибкое маневрирование разработкой действующих месторождений в условиях выполнения Компанией договоренностей по ограничению добычи в рамках Соглашения ОПЕК+.

Среднесуточная добыча жидких углеводородов в 4 кв. 2018 г. составила 4,79 млн барр., что на 1,4% превышает показатель 3 кв. 2018 г. При этом, сразу после снятия вышеуказанных ограничений Роснефти удалось оперативно нарастить добычу благодаря подготовленному потенциалу дополнительной добычи. За счет гибкости в оптимизации режимов эксплуатации высокообводненных и низкодебитных скважин на зрелых месторождениях (РН-Няганьнефтегаз,

Варьеганнефтегаз, РН-Пурнефтегаз, Оренбургнефть, Томскнефть) в условиях улучшения рыночной конъюнктуры Компании удалось полностью восстановить объемы добычи до уровня начала реализации Соглашения ОПЕК+ (октябрь 2016 г.) и нарастить добычу на новых проектах.

Прирост среднесуточной добычи нефти и газового конденсата в России за прошлый год относительно уровня 2017 г. составил 182 тыс. барр., более половины которого было обеспечено Роснефтью. При этом среднесуточная добыча Компании в РФ в декабре 2018 г. выросла на 4,7% по отношению к декабрю 2017 г.

За 2018 г. проходка в эксплуатационном бурении сохранилась на уровне 2017 г. и составила более 12 млн м., при этом в 2 раза увеличен объем строительства сложных многоствольных и многозабойных высокопродуктивных скважин. Число вновь введенных скважин увеличилось на 3,5% - до свыше 3,4 тыс. единиц. Доля горизонтальных скважин выросла до 48%, а количество новых горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) увеличилось на 51%. Доля собственного бурового сервиса в общем объеме проходки поддерживается на уровне не менее 50%.

Годовая добыча крупнейшего нефтегазодобывающего актива Компании, РН-Юганскнефтегаз, впервые в новейшей истории России превысила 70 млн тонн нефти (рост на 5,5% в сравнении с уровнем 2017 г.). В конце 2018 г. Общество установило рекорд суточной добычи за всю историю деятельности с 1964 г. - 197,5 тыс. тонн нефти в сутки (1,46 млн барр. в сутки). 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.

РН-Юганскнефтегаз продолжает устанавливать новые ориентиры в отрасли по проходке и вводу новых скважин из эксплуатационного бурения - пробурено более 5 млн м. горных пород, введено в эксплуатацию более 1,6 тыс. новых скважин, из которых 25% составили скважины горизонтальной конструкции. Продолжаются работы по бурению горизонтальных скважин с увеличенной длиной горизонтального участка и количеством стадий многостадийного гидроразрыва, свыше 50 горизонтальных скважин построены по инновационной облегченной двухколонной конструкции. За 13,4 суток построена горизонтальная скважина с уникальной комбинированной эксплуатационной колонной общей длиной более 4,7 тыс. м. с учетом горизонтального участка более 1,5 тыс. м.

В 2018 г. с запуском в эксплуатацию Соровского месторождения начата промышленная разработка Восточно-Салымского лицензионного участка, разрабатываемого РН-Юганскнефтегаз. В рамках проекта реализована синергия в области совместного использования инфраструктуры подготовки нефти на ЦПС «Соровский» с последующей сдачей товарной продукции в систему магистральных нефтепроводов Транснефти.

РН-Уватнефтегаз продолжает успешно удерживать полку добычи на уровне более 10,5 млн тонн (>213 тыс. барр. в сутки) благодаря реализации комплекса мероприятий, ключевым из которых является вовлечение в разработку запасов новых месторождений. В 2018 г. запущено в эксплуатацию новое месторождение – Тальцийское. На сегодняшний день на нем добывается более 2,8 тыс. тонн нефти в сутки (~21 тыс. барр. в сутки).

В соответствии с намеченными планами продолжено развитие пула новых проектов. Суммарная добыча жидких углеводородов за 2018 г. на Сузунском, Восточно-Мессояхском, Юрубчено-Тохомском и Кондинском месторождениях, запущенных после 2016 г., составила более 75 млн барр. В соответствии с утвержденными планами Компания в 4 кв. 2018 г. обеспечила поэтапный ввод в эксплуатацию Тагульского, Русского, Куюмбинского месторождений и второй очереди Среднеботуобинского месторождения.

На Среднеботуобинском месторождении введены в эксплуатацию объекты второй очереди обустройства (нефтепровод, центральный пункт сбора, приемо-сдаточный пункт), обеспечивающие подготовку и сдачу нефти до 5 млн т в год. Продолжается работа по строительству объектов инфраструктуры и обустройства, реализуется программа бурения

горизонтальных и многозабойных скважин. За 2018 г. добыча нефти на месторождении составила 2,9 млн т. Ожидаемая полка добычи около 5 млн т будет достигнута к 2021 г.

В результате успешного завершения этапа опытно-промышленной разработки было введено в эксплуатацию Тагульское месторождение. Объем добычи за 2018 г. с применением мобильных установок подготовки нефти составил 1,3 млн т, что соответствует уровню утвержденной технологической схемы разработки месторождения. Продолжаются строительные-монтажные работы на 1-м пусковом комплексе установки подготовки нефти (УПН) проектной мощностью 2,3 млн т в год, а также на других объектах обустройства месторождения (кустовые площадки, нефтепроводы и прочие). Планируется, что полка добычи в объеме более 4,5 млн т будет достигнута после 2022 г.

Русское месторождение введено в эксплуатацию с применением современных технологий добычи высоковязкой нефти. Завершены работы по энергокомплексу и испытанию напорного нефтепровода «ЦПС Русское – ПСП Заполярное», в соответствии с графиком ведутся строительные-монтажные работы и подготовка к технологическому запуску основных объектов обустройства. На конец 2018 г. на месторождении пробурено более 190 скважин с потенциалом добычи нефти более 11 тыс. тонн в сутки. Ожидается, что полка добычи >6,5 млн т будет достигнута после 2022 г.

На Кулумбинском месторождении начал работу 1-й пусковой комплекс посредством технологического запуска основного объекта обустройства – ЦПС. В 2018 г. Компания закончила бурение 33 скважин, завершила строительство 34 км внутрипромысловых трубопроводов и вахтовый жилой комплекс. Продолжаются работы по расширению мощности ЦПС и обустройству месторождения. На полку добычи, более 1,5 млн т (в доле Компании), планируется выйти после 2021 г.

Добыча газа за 2018 г. составила 67,26 млрд куб. м, в 4 кв. 2018 г. - 17,31 млрд куб. м, на 4,2% выше уровня 3 кв. 2018 г. Рост добычи в 4 кв. 2018 г. обусловлен такими факторами, как завершение планово-предупредительных ремонтов на газоперерабатывающих заводах Сибура, что позволило увеличить добычу ПНГ, рост добычи на месторождениях Роспана, и увеличение поставок газа за счет расширения мощностей проекта Зохрана на шельфе Египта.

В рамках реализации проекта Роспан продолжается активная фаза строительства ключевых производственных объектов инфраструктуры, проведено гидроиспытание шарового резервуара на складе пропана-бутана технического, завершён монтаж технологического оборудования на установке регенерации метанола второй очереди на установке комплексной подготовки газа и конденсата Восточно – Уренгойского лицензионного участка. На железнодорожном терминале продолжают работы по монтажу и термообработке шаровых резервуаров, обвязке оборудования на эстакаде налива. Запуск проекта планируется в 2019 г. с последующим ростом добычи газа до уровня более 21 млрд куб. м в год и ЖУВ - более 5 млн т в год.

Компания продолжает реализацию проекта по разработке газовой опции Харампурского месторождения, которое является вторым по объемам добычи после Роспана перспективным газовым проектом. Пробурено 43 из 61 скважины, произведена укладка 32 км из 156 км линейного трубопровода на газопроводе внешнего транспорта. В ближайшей перспективе планируются работы по обустройству газового промысла Сенманской залежи и строительству установки комплексной подготовки газа. Запуск проекта планируется в 2020 г. с последующим выходом на полку добычи порядка 11 млрд куб. м в год.

Опережающими темпами ведется освоение месторождения Зохрана на шельфе Египта, где в декабре 2017 г. была начата добыча газа. Менее чем за год после запуска месторождения был достигнут уровень добычи газа ~57 млн куб. м в сутки (100% проекта). Это стало возможным благодаря оперативному вводу в эксплуатацию в 2018 г. 7 новых добывающих скважин, а также оптимальному использованию мощностей 5 технологических линий установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и 2-х транспортных газопроводов от месторождения до УКПГ. По итогам 2018 г. добыча газа составила ~12,2 млрд куб. м (100% проекта, 2,2 млрд куб. м в доле Компании).

В 2018 г. Компания продолжила выполнение работ по обработке и интерпретации значительного объема сейсморазведочных данных по шельфовым проектам, полученных за 2016-2017 гг. Проведены 3 успешные полевые геологические экспедиции в акватории Печорского моря, на о. Сахалин и в причерноморском районе Кавказа. По итогам 2018 г. на суше выполнено сейсмических работ 2Д в объеме порядка 5,5 тыс. пог. км, 3Д - в объеме более 10 тыс. кв. км. Компания провела масштабную работу по сейсморазведке в стратегически важных регионах присутствия – Хатангском кластере, Урало-Поволжском регионе и продолжила реализацию проектов в Якутии. В настоящее время продолжают работы по обработке и интерпретации полученных данных, по результатам которых будет проводиться поисково-оценочное бурение.

В соответствии с утвержденной Стратегией, Компания стремится к повышению качества и успешности поисково-разведочного бурения. За 2018 г. на суше РФ завершены испытанием 142 поисково-разведочные скважины с успешностью 84%. Открыто 230 новых залежей и 23 новых месторождения с запасами АВ1С1+В2С2 в объеме 250 млн т.н.э. Прирост запасов промышленных категорий АВ1С1 от ГРП составил 454 млн т.н.э.

По результатам аудита запасов углеводородов, проведенного компанией DeGolyer&MacNaughton, доказанные запасы углеводородов Роснефти на 31.12.2018 по классификации SEC увеличились на 4% до 41 млрд б.н.э., коэффициент замещения доказанных запасов углеводородов составил 173% [1]. По классификации PRMS запасы углеводородов на 31.12.2018 по категории 1Р составили 47 млрд б.н.э., 2Р – 84 млрд б.н.э., 3Р – 121 млрд б.н.э.

[1] Коэффициент замещения рассчитан в тоннах нефтяного эквивалента (показатель в баррелях нефтяного эквивалента - 175%).

Переработка, коммерция и логистика

Объем переработки нефти на российских НПЗ Компании в 2018 г. составил 103,3 млн т (рост на 2,8% к уровню 2017 г.). С учетом зарубежных активов на фоне улучшения рыночной конъюнктуры показатель вырос на 2,0% - до 115,0 млн т. Объем переработки нефти на российских НПЗ Компании в 4 кв. 2018 г. составил 26,8 млн т (рост на 0,1% квартал к кварталу и на 5,6% год к году).

Глубина переработки за 2018 г. составила 75,1%, выход светлых - 58,1%.

В соответствии с ранее утвержденной стратегией «Роснефть-2022» в прошедшем году на Сызранском НПЗ были реализованы масштабные программы технического переоснащения Испытательного центра нефти и нефтепродуктов - центральной заводской лаборатории. На Комсомольском НПЗ во второй половине 2018 г. операторная центра управления производства была оснащена передовым цифровым оборудованием, которое позволило наладить контроль 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 г. на ПАО «Уфаоргсинтез» был завершён крупнейший за последние годы 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 г. на Уфимской группе НПЗ Компании началось промышленное производство улучшенного высокооктанового бензина Аи-95 класса Евро-6, значительно превосходящего по экологическим и эксплуатационным показателям выпускаемое в РФ в настоящее время топливо класса Евро-5. Вместе с тем в сентябре 2018 г. на Саратовском НПЗ приступили к промышленному производству высокооктановых бензинов класса Евро-6. Топливо получило положительные отзывы потребителей в регионах его реализации – Башкортостане и Краснодарском крае.

На Рязанской НПЗ в марте 2018 г. 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 г. топливо реализуется на большинстве АЗС Роснефти в московском регионе.

Во второй половине 2018 г. на Новокуйбышевском НПЗ был введен в эксплуатацию экологический объект – блок доочистки с мембранным биореактором на сооружениях биохимической очистки сточных вод. Данный блок обеспечивает высокую степень очистки и возврата воды в производственный цикл, что позволяет свести к минимуму потребление водных ресурсов.

В рамках реализации программы импортозамещения в 2018 г. произведена замена покупаемых катализаторов для установок производства водорода на Куйбышевском НПЗ и Рязанской НПК на катализаторы производства Ангарского завода катализаторов и органического синтеза Компании.

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

В 2018 г. Роснефть продолжила активно развивать сотрудничество с международными партнерами в части трейдинга нефтью и нефтепродуктами. Были заключены долгосрочные контракты на поставку нефти в Польшу в объеме от 6,4 до 12,6 млн т с компанией Grupa Lotos и в Германию объемом от 4,8 до 10,8 млн т с компанией TOTAL OIL TRADING. Также были подписаны годовые контракты с Shell и Eni на экспорт сырья в Германию объемом 3,9 млн т и с SOCAR Trading на поставку нефти в адрес турецкого НПЗ в объеме до 1 млн т. В ноябре 2018 г. на полях первого Российско-китайского энергетического бизнес-форума Роснефть заключила соглашение с компанией ChemChina на поставку нефти сорта ВСТО в период с февраля 2019 г. по январь 2020 г. в объеме до 2,4 млн т через п. Козьмино.

В рамках развития сотрудничества с Республикой Белоруссия Компания заключила договоры с ОАО «Нафтан», ЗАО «БНК» и ОАО «Мозырский НПЗ» на поставку нефти общим объемом до 8,7 млн т.

Таким образом, Компания продолжает успешно диверсифицировать каналы поставки нефти при общем наращивании экспорта сырья в восточном направлении: в 2018 г. поставки составили 59,2 млн т (+24,1% г./г.), из которых 16,1 млн т – в 4 кв. (+2,6% кв./кв.).

В процессе расширения сотрудничества с конечными потребителями заключён контракт с японской компанией JXTG Nippon, предусматривающий поставку более 0,7 млн т БГС (бензино-газовая смесь) в 2019 г.

Во 2 кв. 2018 г. на полях XXII Петербургского международного экономического форума Компания заключила долгосрочные контракты на поставку бензинов и дизельного топлива с крупнейшими монгольскими импортерами нефтепродуктов. Общая стоимость контрактов – \$2,1 млрд. Подписанные долгосрочные контракты позволят Роснефти сохранить устойчивые позиции на высокомаржинальном рынке нефтепродуктов Монголии и укрепить сотрудничество с монгольскими партнерами.

Компания полностью выполняет взятые на себя обязательства по стабильному обеспечению внутреннего рынка нефтепродуктов, действуя в рамках заключенного с Минэнерго и ФАС России Соглашения «О мерах по стабилизации и развитию внутреннего рынка нефтепродуктов». Так, Роснефть, являясь лидирующим поставщиком нефтепродуктов на внутренний рынок, в 2018 г. увеличила реализацию моторных топлив на внутреннем рынке до 28,1 млн т, что выше уровня 2017 г. на 3,7%. Кроме того, в 2018 г. Компания перевыполнила норматив биржевой реализации по автомобильным бензинам более чем в 2 раза, а по дизельному топливу – более чем в 1,5 раза.

В 2018 г. реализация нефтепродуктов через розничный канал выросла на 16% по сравнению с показателем 2017 г., выручка от продаж сопутствующих товаров выросла на 6% в основном за счет внедрения новой ассортиментной политики на всех АЗС и АЗК Компании, в том числе за

счет расширения ассортимента кафе. Выручка от деятельности кафе за 2018 г. выросла на 14% к уровню 2017 г.

В 58 субъектах Российской Федерации продолжается наращивание базы участников двух программ лояльности – «Семейная Команда» и «BP CLUB». По состоянию на конец 2018 г. привлечено 10,3 млн участников.

Компания получила премию «Товар года» за представленное на рынке топливо Pulsar. Награда вручена в номинации «Самая популярная новинка года» в категории «Топливо». Проведена комплексная работа по выводу на рынок во всех регионах присутствия АЗС под брендом BP новой линейки топлива с технологией ACTIVE.

На постоянной основе ведется работа по контролю качества реализуемого топлива на нефтебазах и АЗС Компании посредством стационарных и мобильных лабораторий. С использованием собственных мобильных лабораторий на АЗС и АЗК проведено более 8 тыс. проверок в 47 субъектах РФ. Проверки качества топлива на нефтебазах и АЗС проводятся во всех регионах присутствия розничной сети Компании. Подобный контроль позволяет исключить риски реализации потребителям топлива с отклонениями по качеству.

«Роснефть» располагает эффективной системой контроля точности налива топлива, что обеспечивает одно из лучших розничных предложений на рынке нефтепродуктов РФ.

В части развития альтернативного топливного предложения завершены работы и введены в режиме опытно-промышленной эксплуатации 10 станций в Ульяновске, Воронеже, Саратове и Ставропольском Крае, реализующие компримированный природный газ в качестве моторного топлива. В ближайшее время будет осуществлен запуск еще 2 станций в Саратове и Ульяновске.

Международная деятельность и привлечение партнеров

В декабре 2017 г. Роснефть и BP объявили о реализации проекта по разработке недр на базе дочернего общества Компании, ООО «Харампурнефтегаз» (доля BP – 49%). В соответствии с достигнутыми договоренностями во 2 кв. 2018 г. стороны приступили к реализации проекта.

В рамках подписанного в сентябре 2017 г. соглашения между Роснефтью и Equinor в январе 2019 г. была закрыта сделка по отчуждению в пользу Equinor 33,33% доли участия в уставном капитале ООО «СевКомНефтегаз» - обществе, осуществляющем разработку Северо-Комсомольского месторождения на территории Ямало-ненецкого автономного округа.

На полях первого Российско-китайского энергетического бизнес-форума Роснефть и Beijing Gas подписали соглашение по созданию совместного предприятия по строительству и эксплуатации в России сети из 170 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС). Кроме того, будет рассмотрена возможность использования СПГ в качестве моторного топлива. Beijing Gas получит в СП долю в 45%. Развитие сети АГНКС в России соответствует Стратегии «Роснефть-2022» и поручению Президента РФ о необходимости активного развития рынка использования природного газа как моторного топлива.

Rosneft Deutschland, дочернее общество Роснефти, в 2018 г. завершило подготовку к старту прямых продаж нефтепродуктов производства заводов PCK, Bayernoil и MiRO в Германии и соседних странах. В общей сложности компания производит около 60 наименований нефтепродуктов, включая бензин, дизель, печное топливо, авиатопливо, СУГ, битум, мазут и продукты нефтехимического производства. В 2018 г. были заключены соответствующие контракты по поставке продукции и аренде топливных терминалов. Компания также активно развивала логистическую составляющую самостоятельных поставок нефтепродуктов железнодорожным и речным транспортом по всей Германии. В 2018 г. Rosneft Deutschland начала маркетинг и продажи битума в Германии и соседних странах и наладила производственно-сбытовую сеть для полимерно-модифицированного битума (ПМБ) «Альфабит», изготовленного по собственной технологии «Роснефти». За 2018 г. продукция была поставлена более чем 130 предприятиям в стране.

Ключевые производственные показатели за 12 мес. и 4 кв. 2018 г.:

	4 кв. '18	3 кв. '18	4 кв. '17	изм. кв./кв.	изм. г./г.	2018 г.	2017 г.	изм. г./г.
Добыча углеводородов (тыс. б.н.э./сут.)	5 938	5 826	5 713	1,9%	3,9%	5 795	5 718	1,3%
Добыча ЖУВ (млн т)	59,51	58,68	56,51	1,4%	5,3%	230,19	225,45	2,1%
Добыча газа (млрд куб. м.)	17,31	16,62	17,55	4,2%	(1,4)%	67,26	68,41	(1,7)%
Уровень полезного использования ПНГ	84,2%	83,6%	89,7%	0,6 п.п.	(5,5) п.п.	84,4%	89,2%	(4,8) п.п.
Эксплуатационное бурение (тыс. м.)*	2 781	3 258	3 258	(14,6)%	(14,6)%	12 006	12 083	(0,6)%
2Д сейсмика (пог. км.)*	1 108	325	15 014	>100%	(92,6)%	6 195	53 320	(88,4)%
3Д сейсмика (кв. км.)*	1 792	1 699	3 573	5,5%	(49,8)%	10 078	15 798	(36,2)%
Переработка нефти (млн т)	29,53	29,82	28,47	(1,0)%	3,7%	115,04	112,80	2,0%
На заводах РФ	26,79	26,77	25,36	0,1%	5,6%	103,34	100,55	2,8%
Вне РФ	2,74	3,05	3,11	(10,2)%	(11,9)%	11,70	12,25	(4,5)%
Выпуск нефтепродуктов в РФ (млн т)	25,80	25,82	24,36	(0,1)%	5,9%	99,73	96,90	2,9%
Бензин	3,83	4,01	3,87	(4,5)%	(1,0)%	15,08	15,29	(1,4)%
Нафта	1,68	1,64	1,64	2,4%	2,4%	6,40	6,22	2,9%
Дизельное топливо**	8,86	8,81	8,30	0,6%	6,7%	34,07	33,01	3,2%
Мазут	6,30	6,17	5,76	2,1%	9,4%	23,99	23,04	4,1%
Керосин	0,80	1,07	0,83	(25,2)%	(3,6)%	3,56	3,31	7,6%
Нефтехимическая продукция	0,42	0,31	0,38	35,5%	10,5%	1,57	1,52	3,3%
Прочие	3,91	3,81	3,58	2,6%	9,2%	15,06	14,51	3,8%
Выпуск нефтепродуктов вне РФ (млн т)	2,84	3,10	3,08	(8,4)%	(7,8)%	11,93	12,18	(2,1)%

* По управленческим данным

** С учетом судового топлива

Настоящие материалы содержат заявления в отношении будущих событий и ожиданий, которые представляют собой перспективные оценки. Любое заявление, содержащееся в данных материалах, которое не является информацией за прошлые отчетные периоды, представляет собой перспективную оценку, связанную с известными и неизвестными рисками, неопределенностями и другими факторами, в результате влияния которых фактические результаты, показатели деятельности или достижения могут существенно отличаться от ожидаемых результатов, показателей деятельности или достижений, прямо или косвенно выраженных в данных перспективных оценках. Мы не принимаем на себя обязательств по корректировке содержащихся здесь данных, с тем чтобы они отражали фактические результаты, изменения в исходных допущениях или факторах, повлиявших на перспективные оценки.

3. Подпись

3.1. **Директор Департамента
корпоративного управления –
корпоративный секретарь**

3.2. **05 февраля 2019 года**

М.П.

С.В. Грицкевич