

**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: **13.05.2019.**

2. Содержание сообщения.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ЗА 1 КВ. 2019 Г.

- **СРЕДНЕСУТОЧНАЯ ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ СОСТАВИЛА 5,90 МЛН Б.Н.Э., ПРОДЕМОНСТРИРОВАВ РОСТ ГОД К ГОДУ НА 3,4%**
- **СРЕДНЕСУТОЧНАЯ ДОБЫЧА ЖУВ ДОСТИГЛА 4,74 МЛН БАРР., УВЕЛИЧИВШИСЬ ГОД К ГОДУ НА 3,9%**
- **ДОБЫЧА ГАЗА ВЫРОСЛА ГОД К ГОДУ НА 1,5% И СОСТАВИЛА 17,12 МЛРД КУБ. М**
- **ПОСТАВКИ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК ДОСТИГЛИ 7,2 МЛН Т, УВЕЛИЧИВШИСЬ НА 10,8% ГОД К ГОДУ**

Разведка и добыча

Добыча углеводородов за 1 кв. 2019 г. составила 5,90 млн б.н.э. в сутки (71,7 млн т.н.э.), превысив уровень аналогичного периода прошлого года на 3,4%. Квартал к кварталу среднесуточная добыча снизилась на 0,6%, что обусловлено исполнением Компанией обязательств в рамках Соглашения ОПЕК+.

В отчетном квартале добыча жидких углеводородов Компанией составила 4,74 млн барр. в сутки (57,6 млн т), превысив среднесуточный объем производства 1 кв. 2018 г. на 3,9%. Среди ключевых факторов роста – активное развитие новых крупных месторождений, достижение высоких показателей производства на Юганскнефтегазе, наращивание объемов на других зрелых активах (Самаранефтегаз, Няганьнефтегаз, Варьеганнефтегаз). В условиях выполнения договоренностей по ограничению добычи в рамках Соглашения ОПЕК+ среднесуточная добыча жидких углеводородов сократилась квартал к кварталу на 1,0%.

Компания располагает существенным потенциалом по оперативному наращиванию добычи за счет гибкого подхода к управлению фондом и режимами эксплуатации скважин. В случае снятия внешних ограничений Компания способна обеспечить среднесуточную добычу жидких углеводородов в РФ на уровне более 4,8 млн барр. к концу года.

В 1 кв. 2019 г. проходка в эксплуатационном бурении составила порядка 2,5 млн м, при этом рост коммерческой скорости бурения относительно аналогичного периода 2018 г. составил 1,2% по наклонно-направленным и 6,5% по горизонтальным скважинам. Доля собственного бурового сервиса в общем объеме проходки традиционно поддерживается на уровне не менее 50%. В рамках

реализации Стратегии «Роснефть-2022» Компания фокусируется на строительстве высокотехнологичных скважин, которые обеспечивают более эффективную разработку залежей и повышение нефтеотдачи пласта по сравнению с бурением наклонно-направленных скважин.

По итогам отчетного квартала количество вновь введенных скважин превысило 720 ед. Ввод новых горизонтальных скважин был увеличен на 23% по сравнению с уровнем 1 кв. 2018 г., а их доля в общем количестве выросла до 53%. Количество новых введенных горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта увеличилось на 25% год к году и достигло 34% от общего ввода новых скважин.

Продолжается программа развития зрелых активов Компании. Юганскнефтегаз, крупнейший актив Компании, демонстрирует стабильно высокие уровни добычи. В 1 кв. 2019 г. добыча нефти на активе составила 17,4 млн тонн (1,43 млн барр. в сутки), что выше уровня 1 кв. 2018 г. на 1,3%. Высокий производственный потенциал предприятия сохраняется за счет перспектив разработки трудноизвлекаемых запасов. Оренбургнефтью начата промышленная эксплуатация трех новых месторождений на юге Оренбургской области – Волостновского, Восточно- Волостновского и Южно-Волостновского. Ввод новых месторождений является частью масштабной программы по развитию Волостновско-Землянского кластера, общий ресурсный потенциал которого составляет более 13 млн тонн нефти. Для освоения новых месторождений построены дополнительные объекты инфраструктуры. Вследствие предоставления Правительством РФ инвестиционных стимулов на Самотлорском месторождении продолжается наращивание программы бурения и ввод новых скважин, в результате чего Компания демонстрирует сокращение темпов снижения добычи (снижение на 0,9% за отчетный квартал год к году) после нескольких лет падения на 3-5% ежегодно.

Компания остается лидером российской нефтяной отрасли по запуску новых добычных проектов. Продолжается развитие проектов, запущенных после 2016 г.: Сузунского, Восточно-Мессояхского, Юрубчено-Тохомского, Кондинского, Тагульского, Русского, Куломбинского месторождений и 2-й очереди Среднеботуобинского месторождения. Суммарная добыча углеводородов указанных активов в доле Компании за 1 кв. 2019 г. составила 4,47 млн т.н.э. (368 тыс. б.н.э. в сутки). Ожидается, что в 2022 г. добыча новых проектов в России (включая указанные выше), составит ~20% от общей добычи жидких углеводородов Компании.

В соответствии с планами продолжается реализация проекта разработки добычных блоков, расположенных на территории Иракского Курдистана, по которым в октябре 2017 г. Компанией были заключены Соглашения о разделе продукции. В 1 кв. 2019 г. начата пробная добыча на месторождении Биджил на Блоке 11. В текущем году на проекте запланировано проведение сейсмических и геологоразведочных работ.

Добыча газа в 1 кв. 2019 г. составила 17,12 млрд куб. м, увеличившись на 1,5% по сравнению с уровнем 1 кв. 2018 г. Рост добычи обусловлен преимущественно увеличением мощностей проекта Зохран и вводом новых скважин с высоким газовым фактором на Ем-Еговском месторождении Няганьнефтегаза в 2018 г.

Продолжается активная фаза строительства ключевых производственных объектов инфраструктуры Роспана. Запуск проекта планируется в текущем году с последующим ростом годовой добычи газа до уровня более 21 млрд куб. м, ЖУВ - более 5 млн т, производства пропан-бутана технического – более 1,2 млн т.

Компания продолжает реализацию проекта по разработке газовой опции Харампурского месторождения, которое является вторым после Роспана перспективным проектом с точки зрения прироста добычи газа. Запуск проекта планируется в следующем году с последующим выходом на полку добычи порядка 11 млрд куб. м природного газа в год.

С опережением графика продолжается освоение месторождения Зохран на шельфе Египта. В декабре 2017 г. на проекте была начата добыча газа, а на конец 1 кв. 2019 г. на месторождении был достигнут суточный уровень добычи в 64 млн куб. м (100% проекта). В 1 кв. 2019 г. введены в эксплуатацию одна добывающая скважина и две технологические линии установки комплексной подготовки газа. По итогам отчетного квартала добыча газа на проекте составила ~5,5 млрд куб. м

(0,97 млрд куб. м в доле Компании). До конца 2019 г. планируется нарастить объем добычи газа до проектной мощности - 76 млн куб. м в сутки.

За 1 кв. 2019 г. на суше РФ выполнено сейсмических работ 2Д в объеме более 1 тыс. пог. км, 3Д - в объеме более 4 тыс. кв. км., завершены испытанием 32 поисково-разведочные скважины с успешностью 81%. В результате геологоразведочных работ открыто 8 новых залежей и 8 новых месторождений с запасами углеводородов по категории АВ1С1+В2С2 в объеме более 7 млн т.н.э.

Учитывая проведенную масштабную работу по сейсморазведке в стратегически важных регионах присутствия (акватория Печорского моря, о. Сахалин, причерноморский район Кавказа, Хатангский кластер, Урало-Поволжский регион, Якутия), Компания продолжает обработку и интерпретацию ранее полученного значительного объема сейсморазведочных данных, по результатам которых будет проводиться поисково-оценочное бурение.

Переработка, коммерция и логистика

Объем переработки нефти на российских НПЗ Компании в 1 кв. 2019 г. составил 24,5 млн т, что ниже уровней 4 кв. и 1 кв. 2018 г. на 8,5% и 0,8% соответственно. Снижение обусловлено проведением в феврале-марте 2019 г. капитального ремонта на Туапсинском НПЗ, а также оптимизацией загрузки установок в условиях текущего спроса на нефтепродукты. С учетом зарубежных активов показатель снизился на 9,0% и 2,5% квартал к кварталу и год к году соответственно - до 26,9 млн т. Объем переработки на заводах в Германии в 1 кв. 2019 г. уменьшился на 10,7% и 18,5% по сравнению с 4 кв. и 1 кв. 2018 г., что обусловлено проведением капитального остановочного ремонта на НПЗ РСК Raffinerie GmbH, а также внеплановой частичной остановкой нефтеперерабатывающего завода Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH в сентябре 2018 г.

Глубина переработки по итогам отчетного квартала составила 74,4%, выход светлых - 58,2%.

Компания продолжает реализовывать проекты развития и поддержания российских нефтеперерабатывающих активов. На Рязанской НПЗ завершилась модернизация установки каталитического риформинга с заменой реакторов. Итогом проделанной работы стало увеличение октанового числа получаемого компонента автобензина. Кроме того, был осуществлен перевод установки на трёхлетний межремонтный пробег.

В рамках реализации плана цифровизации нефтеперерабатывающих заводов Компании на Комсомольском НПЗ была внедрена система усовершенствованного управления технологическими процессами установки первичной переработки ЭЛОУ-АВТ-3. Новая система позволяет увеличить отбор светлых фракций и снизить потребление энергоресурсов. Кроме того, на Ангарской НХК было проведено оснащение заводских лабораторий контроля качества новым аналитическим оборудованием, позволяющим повысить точность и скорость исследований, расширить спектр измерений.

В рамках сохранения и расширения сотрудничества с конечными потребителями нефти Роснефть заключила долгосрочный контракт с польской компанией PKN Orlen SA на поставку нефти по нефтепроводу «Дружба» в направлении Польши и пролонгировала контракт с компанией JXTG Nippon на поставку нефти сортов ВСТО и СОКОЛ.

Компания продолжает успешно диверсифицировать зарубежные каналы поставок нефти. В 1 кв. 2019 г. поставки сырья в восточном направлении достигли 15,9 млн т, увеличив долю в общем объеме реализации нефти за рубежом до 46,6% по сравнению с аналогичным периодом 2018 г.

Являясь лидирующим поставщиком нефтепродуктов на внутренний рынок, Компания обеспечивает его стабильность, действуя в рамках заключенного с Минэнерго и ФАС России Соглашения «О мерах по стабилизации и развитию внутреннего рынка нефтепродуктов», несмотря на значительный негативный эффект от некорректной настройки параметров «демпфирующего механизма» в рамках завершения налогового маневра. Так, в 1 кв. 2019 г. Роснефть увеличила реализацию моторных топлив на внутреннем рынке до 7,2 млн т, что выше уровня 1 кв. 2018 г. на 10,8%. Кроме того, в отчетном квартале Компания перевыполнила норматив биржевой реализации по автомобильным бензинам более чем в 2,5 раза, а по дизельному топливу – примерно в 2 раза.

Компания также расширяет географию присутствия бункеровочного бизнеса за рубежом: в начале 2019 г. в порту Гамбурга была выполнена первая бункеровка судна компании Grimaldi Group S.P.A. Объем реализации Роснефтью бункерного топлива в 1 кв. 2019 г. составил 0,7 млн т,

продемонстрировав существенный рост по сравнению с уровнем аналогичного периода прошлого года – 29,9%.

В 1 кв. 2019 г. реализация нефтепродуктов через розничный канал выросла на 17,9% по сравнению с 1 кв. 2018 г., выручка от реализации сопутствующих товаров выросла на 3% в основном за счет внедрения новой ассортиментной политики на всех АЗС и АЗК Компании, а также развития фуд-предложения.

После завершения тиража новой программы лояльности продолжено наращивание базы участников двух программ – «Семейная Команда» и «BP CLUB». По состоянию на конец отчетного квартала привлечено 11,7 млн активных участников.

В соответствии с комплексным планом цифровизации как части стратегии розничного бизнеса Компании продолжена реализация проекта по внедрению виртуальной топливной карты на базе мобильного приложения с возможностью оплаты. До конца 2019 г. планируется перевод части клиентов на использование виртуальной топливной карты, внедрение личного кабинета в мобильном приложении с целью оптимизации продукта, внедрение системы скидок, реализации push-уведомлений для продвижений сопутствующих товаров и услуг.

Одной из стратегических целей розничного бизнеса Компании по развитию экологических видов топлива является строительство соответствующей инфраструктуры по реализации компримированного природного газа в качестве моторного топлива. В 1 кв. 2019 г. построена еще 1 станция в Ульяновской области. По состоянию на конец 1 кв. 2019 г. построены 11 станций, реализующие компримированный природный газ, в Ульяновске, Воронеже, Саратове и Ставропольском крае. Ежедневно на действующих станциях осуществляется заправка более 1,7 тыс. автомобилей.

Международная деятельность

В январе 2019 г. вступило в силу концессионное соглашение на эксплуатацию экспортного нефтепровода в Иракском Курдистане. Проектная мощность трубопровода составит до 950 тыс. барр. / сут, срок эксплуатации 20 лет с возможностью пролонгации на дополнительные 5 лет. Доля Компании в проекте – 60%.

Nayara Energy Limited, 49,13% акций которой принадлежат Роснефти, в начале 2019 г. запустила в эксплуатацию первый высокотехнологичный железнодорожный терминал горюче-смазочных материалов. Терминал площадью более 200 тыс. кв. м и мощностью около 16 млн л нефтепродуктов станет важным звеном в расширении сбытовой инфраструктуры компании в регионе Видарбха (центральная часть Индии). Нефтепродукты будут поставляться с НПЗ Вадианар, штат Гуджарат. Nayara также расширила свою розничную сеть до более 5 тыс. АЗС. За четыре года количество заправок станций компании выросло более чем в 3 раза. Nayara намерена сохранить темпы развития розничного бизнеса в Индии. В её планах заложены возможности расширения сети автозаправочных станций на территории страны до 7 тыс. единиц, а также выхода на нефтехимический рынок Индии.

Ключевые производственные показатели за 1 кв. 2019 г.:

	1 кв. '19	4 кв. '18	1 кв. '18	изм. кв./кв.	изм. г./г.
Добыча углеводородов (тыс. б.н.э./сут.)	5 902	5 938	5 708	(0,6)%	3,4%
Добыча ЖУВ (млн т)	57,63	59,51	55,46	(3,2)%	3,9%
Добыча газа (млрд куб. м.)	17,12	17,31	16,87	(1,1)%	1,5%
Уровень полезного использования ПНГ	82,3%	84,2%	85,7%	(1,9) п.п.	(3,4) п.п.
Эксплуатационное бурение (тыс. м.)*	2 495	2 781	2 824	(10,3)%	(11,6)%
2Д сейсмика (пог. км.)*	1 065	1 108	3 566	(0,4)%	(70,1)%
3Д сейсмика (кв. км.)*	4 051	1 792	4 749	>100%	(14,7)%
Переработка нефти (млн т)	26,87	29,53	27,57	(9,0)%	(2,5)%
На заводах РФ	24,50	26,79	24,70	(8,5)%	(0,8)%
Вне РФ	2,37	2,74	2,87	(13,5)%	(17,4)%
Глубина переработки	74,4%	74,9%	75,4%	(0,5) п.п.	(1,0) п.п.
Выпуск нефтепродуктов в РФ (млн т)	23,67	25,80	23,89	(8,3)%	(0,9)%
Бензин	3,83	3,83	3,68	0,0%	4,1%
Нафта	1,29	1,68	1,57	(23,2)%	(17,8)%
Дизельное топливо**	8,12	8,86	8,18	(8,4)%	(0,7)%
Мазут	5,83	6,30	5,65	(7,5)%	3,2%
Керосин	0,79	0,80	0,81	(1,3)%	(2,5)%
Нефтехимическая продукция	0,43	0,42	0,43	2,4%	0,0%
Прочие	3,38	3,91	3,57	(13,6)%	(5,3)%
Выпуск нефтепродуктов вне РФ (млн т)	2,50	2,84	2,88	(12,0)%	(13,2)%
Выход светлых нефтепродуктов	58,2%	57,7%	58,8%	0,5 п.п.	(0,6) п.п.
Объем реализации					
Нефть (млн т)	35,5	34,3	30,8	3,5%	15,3%
Страны дальнего зарубежья	31,9	30,9	27,1	3,3%	17,7%
Страны ближнего зарубежья (СНГ)	2,2	2,2	2,2	-	-
Внутренний рынок	1,4	1,2	1,5	5,7%	(6,3)%
Нефтепродукты (млн т)	27,6	27,6	27,7	-	(0,4)%
Страны дальнего зарубежья	15,9	15,4	16,9	3,2%	(5,9)%
Страны ближнего зарубежья (СНГ)	1,0	1,1	0,9	(9,1)%	11,1%
Внутренний рынок	10,0	10,3	9,4	(2,9)%	6,4%
Бункерное топливо	0,7	0,8	0,5	(12,5)%	29,9%
Продукция нефтехимии (млн т)	0,7	0,7	0,8	-	(5,6)%
Зарубежные страны	0,3	0,3	0,3	-	(6,3)%
Внутренний рынок	0,4	0,4	0,5	-	(5,2)%
Газ (млрд куб. м)	16,46	16,63	16,56	(1,0)%	(0,6)%

* 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. 13 мая 2019 года

М.П.

С.В. Грицкевич