

ПАО «НК «Роснефть» Результаты по МСФО за 3 кв. 2019 г.



6 ноября 2019 г.

Важное замечание



Информация, содержащаяся в данной презентации, была подготовлена Компанией. Представленные здесь заключения основаны на общей информации, собранной на момент подготовки материала, и могут быть изменены без дополнительного извещения. Компания полагается на информацию, полученную из источников, которые она полагает надежными; тем не менее, она не гарантирует ее точность или полноту.

Данные материалы содержат заявления относительно будущих событий и пояснения, представляющие собой прогноз таких событий. Любые утверждения в данных материалах, не являющиеся констатацией исторических фактов, являются прогнозными заявлениями, сопряженные с известными и не известными рисками, неопределенностями и прочими факторами, в связи с которыми наши фактические результаты, итоги и достижения могут существенно отличаться от любых будущих результатов, итогов или достижений, отраженных в или предполагаемых такими прогнозными заявлениями. Мы не принимаем на себя никаких обязательств по обновлению любых содержащихся здесь прогнозных заявлений с тем, чтобы они отражали бы фактические результаты, изменения в допущениях либо изменения в факторах, повлиявших на такие заявления.

Настоящая презентация не представляет собой предложение продажи, или же поощрение любого предложения подписки на, или покупки любых ценных бумаг. Понимается, что ни одно положение данного отчета/презентации не создает основу какого-либо контракта либо обязательства любого характера. Информация, содержащаяся в настоящей презентации, не должна ни в каких целях полагаться полной, точной или беспристрастной. Информация данной презентации подлежит проверке, окончательному оформлению и изменению. Содержание настоящей презентации Компанией не выверялось. Соответственно, мы не давали и не даем от имени Компании, ее акционеров, директоров, должностных лиц или служащих, или любых иных лиц, никаких заверений или гарантий, как ясно выраженных, так и подразумеваемых, в отношении точности, полноты или объективности содержащейся в ней информации или мнений. Ни один из директоров Компании, ее акционеров, должностных лиц или служащих, или любых иных лиц, не принимает на себя никакой ответственности за любые потери любого рода, которые могут быть понесены в результате любого использования данной презентации или ее содержания, или же иным образом в связи с этой презентацией.

Повышение инвестиционной привлекательности с помощью эффективной коммуникации ESG данных



20 декабря 2018 г. – Совет директоров одобрил стратегию «Роснефти» в части приверженности 17 целям ООН в области устойчивого развития¹



«Роснефть» определила пять приоритетных целей, достижению которых Компания способствует в ходе своей основной деятельности



Публичная позиция «Роснефть: вклад в реализацию целей ООН в области устойчивого развития» соответствует принципам открытости, прозрачности и информирования акционеров, инвесторов и прочих заинтересованных сторон



Примечание: (1) Публичная позиция «Роснефть: вклад в реализацию целей ООН в области устойчивого развития» обновлена с учетом данных за 2018 г. в апреле 2019 г. https://www.rosneft.com/Investors/Rosneft_contributing_to_implementation_of_UN

Ответственность бизнеса – ключевая ценность Компании



<p>«Руководящие принципы по снижению выбросов метана в производственно-сбытовой цепочке природного газа»¹</p>	<p>Стратегия «Роснефть-2022»: войти в 1-й квартал межд. нефтегазовых компаний по ПБОТОС</p>	<p>Программа энергосбережения выполняется с 2009 г.</p>	<p>Программа инновационного развития, инвестиции в 2018г.</p>	<p>Стратегия «Роснефть-2022»: повышенное внимание</p>	<p>Инвестиции в социальную сферу в 2018 г.</p>
<p>Выбросы метана сократились на 46% в 2018 сокращение на 4 млн т CO₂-экв.</p>	<p>Лидерство в снижении удельных выбросов парниковых газов</p>	<p>9,3 млрд руб. экономия энергии в 2018 г., (+3,3% г/г)</p>	<p>53,9 млрд руб., (+9,6% г/г)</p>	<p>Образование, развитие человеческого потенциала, социальные проекты</p>	<p>45,7 млрд руб., (+22% г/г)</p>



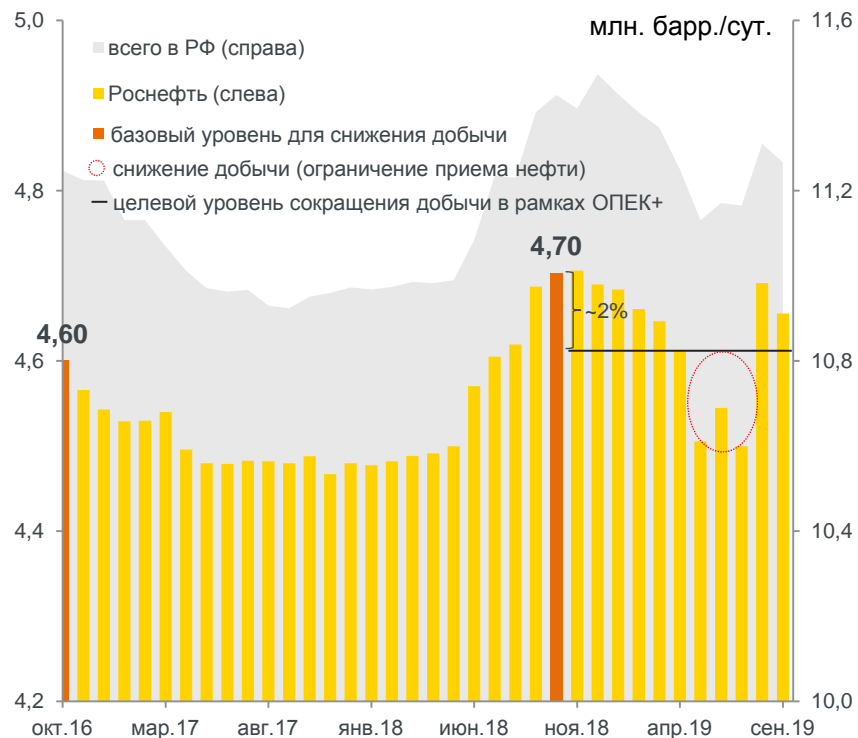
В 2018 г. на АЗС «Роснефти» началась реализация новых видов топлива с улучшенными характеристиками «Евро-6» и Pulsar 100. Розничная сеть Компании является перспективной площадкой для развития зарядной инфраструктуры для электромобилей



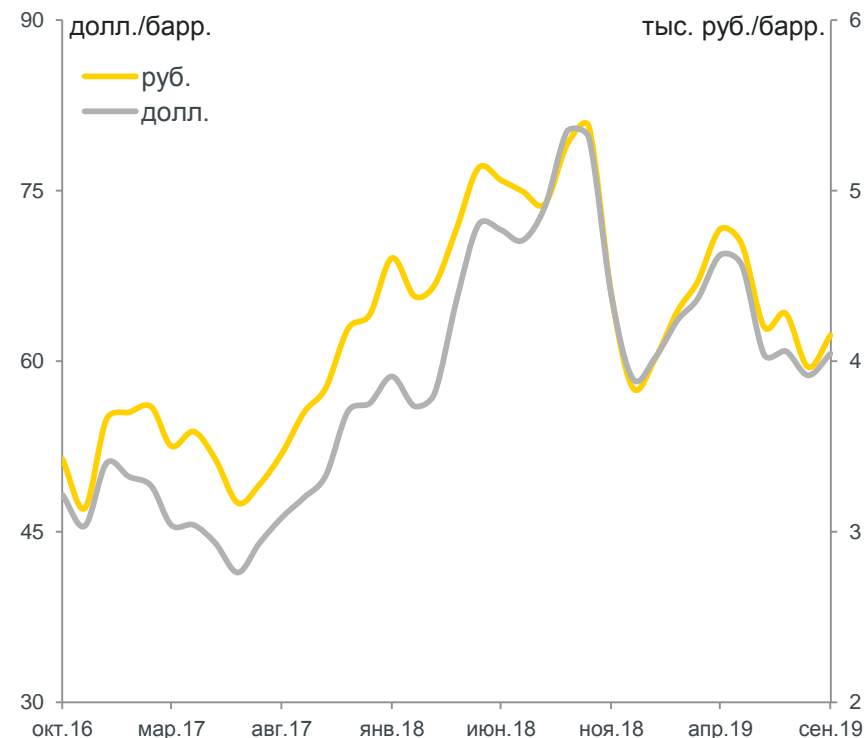
«Роснефть» и детский образовательно-игровой парк «Кидзания» провели экскурсию для детей из реабилитационных центров и детских домов



Добыча нефти и газового конденсата в России



Цена на нефть марки Brent



- Компания в полной мере выполнила первоначальные договоренности в рамках Соглашения ОПЕК+, сократив добычу в РФ к 1 июля 2019 г. на ~2% (к уровню октября 2018 г.). 2 июля 2019 г. на 6-ой Министерской встрече ОПЕК+ принято решение о продлении Соглашения до 1 апреля 2020 г. на тех же условиях
- Дополнительным фактором снижения добычи в мае-июле стало временное ограничение приема нефти в систему магистральных нефтепроводов «Транснефти» в размере 1,8 млн т¹
- Среднесуточная добыча за 9 месяцев 2019 года полностью соответствует уровню обязательств Компании в рамках Соглашения ОПЕК+

Источник: Добыча – ЦДУ ТЭК, данные Компании; Цены – данные Bloomberg

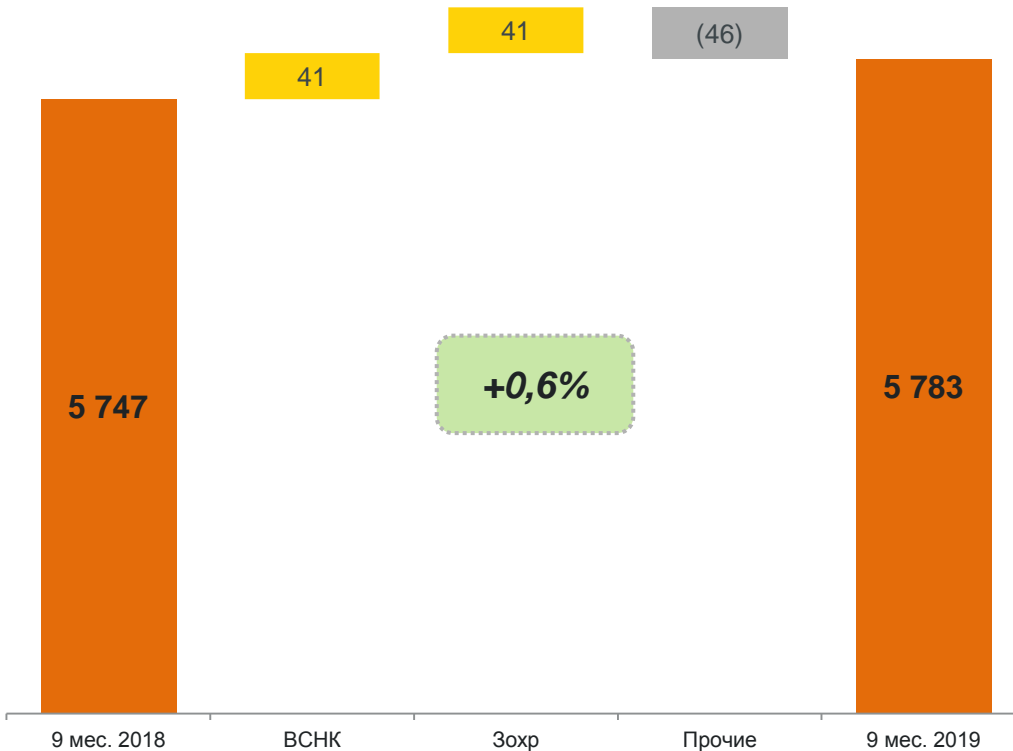
Примечание: (1) Включая долю в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Динамика добычи



Добыча углеводородов 9 мес. 2019 к 9 мес. 2018

тыс. б.н.э./сут.



- ▶ Активное развитие новых проектов (Кондинское, Среднеботуобинское, Юрубчено-Тохомское, Русское, Восточно-Мессояхское месторождения)
- ▶ Нарастивание объемов производства на зрелых активах (Самаранефтегаз, Няганьнефтегаз, Варьеганнефтегаз)
- ▶ Опережающий выход на проектную мощность месторождения Зохран на шельфе Египта

Восток Ойл – новая нефтегазовая провинция на севере Красноярского края



Сильная господдержка

Стратегически важный регион добычи для удовлетворения растущего спроса

Налоговые стимулы позволят обеспечить привлекательные для инвесторов условия и фискальную стабильность

Ресурсная база

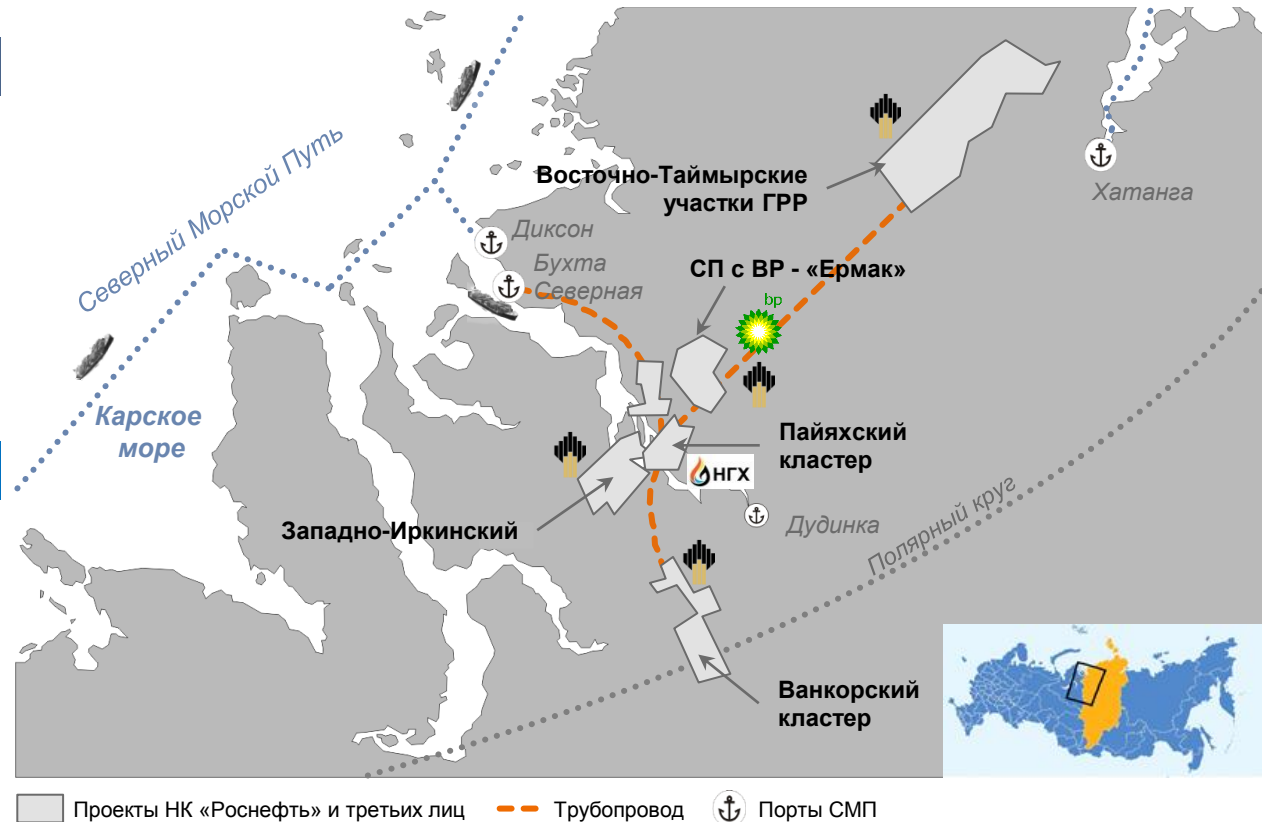
Значительные запасы и потенциальные ресурсы проекта превышают 37 млрд бнэ

Легкая и малосернистая нефть превосходящая по качественным характеристикам сорта Brent и ESPO

Потенциал добычи

Потенциал добычи нефти сопоставим с крупнейшими проектами на Ближнем Востоке

Апробированные технологии разработки и программы освоения – проект является естественным продолжением успешно функционирующих



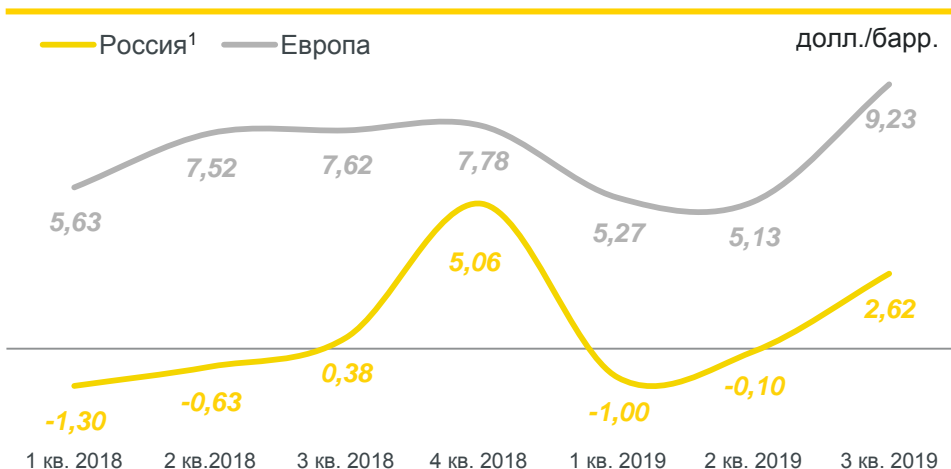
Логистические возможности

Прямой доступ к европейскому и азиатскому рынкам через Северный морской путь с возможностью реализации нефти с существенной премией к Brent

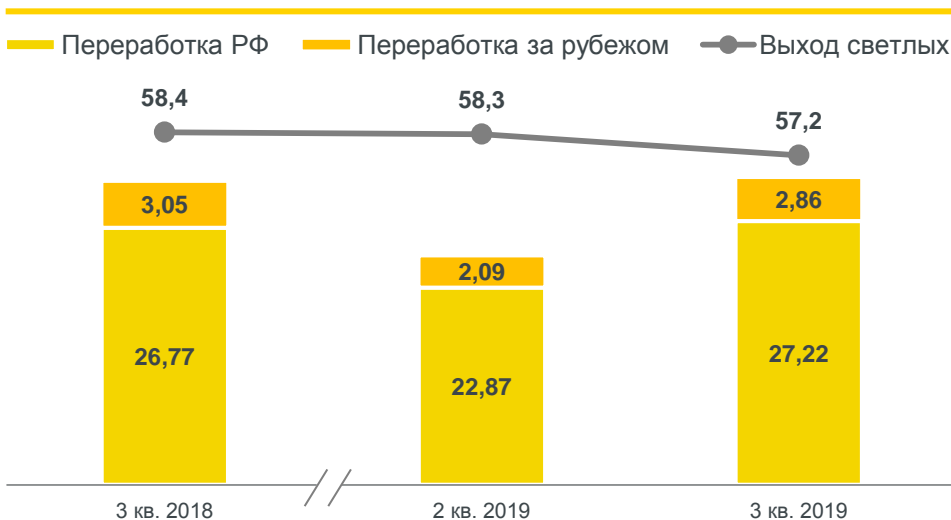
Конкуренция с мировыми поставщиками за счет транспортировки крупнотоннажными танкерами



Маржа НПЗ



Основные показатели нефтепереработки



Примечание: (1) С учетом обратного акциза на нефть и демпфирующей составляющей на моторное топливо

Экономика нефтепереработки 3 кв. 2019 г.

- Маржа переработки в 3 кв. 2019 г. выше уровня 2 кв. 2019 г. в основном за счет положительного влияния макропараметров, в том числе падающего Brent на фоне квартального роста крупнооптовых цен на автобензины
- Увеличение маржи переработки в Германии связано в основном с ростом крэксов по основным нефтепродуктам, а также окончанием проведения остановочного ремонта на НПЗ PCK Raffinerie GmbH

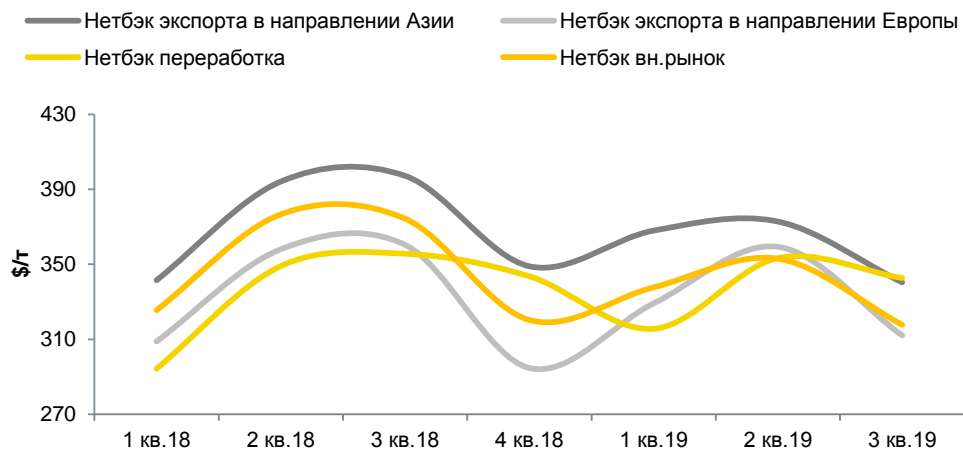
Достижения и результаты 3 кв. 2019 г.

- «Башнефть» начала производство высокооктанового бензина АИ-100 по собственной технологии
- «Комсомольский НПЗ» начал выпуск малосернистого судового топлива RMLS, соответствующего требованиям IMO 2020
- «РН-Кат», специализирующееся на производстве катализаторов, провело на базе Уфимской группы НПЗ Компании промышленные испытания первой партии катализаторов для процессов гидроочистки, которые позволяют производить дизельное топливо в соответствии со стандартом Евро 5. Это первый катализатор гидроочистки для российской нефтеперерабатывающей отрасли, способный полностью заменить иностранные аналоги. Катализатор не уступает лучшим мировым аналогам, а по некоторым параметрам даже превосходит их

Фокус на развитии каналов сбыта



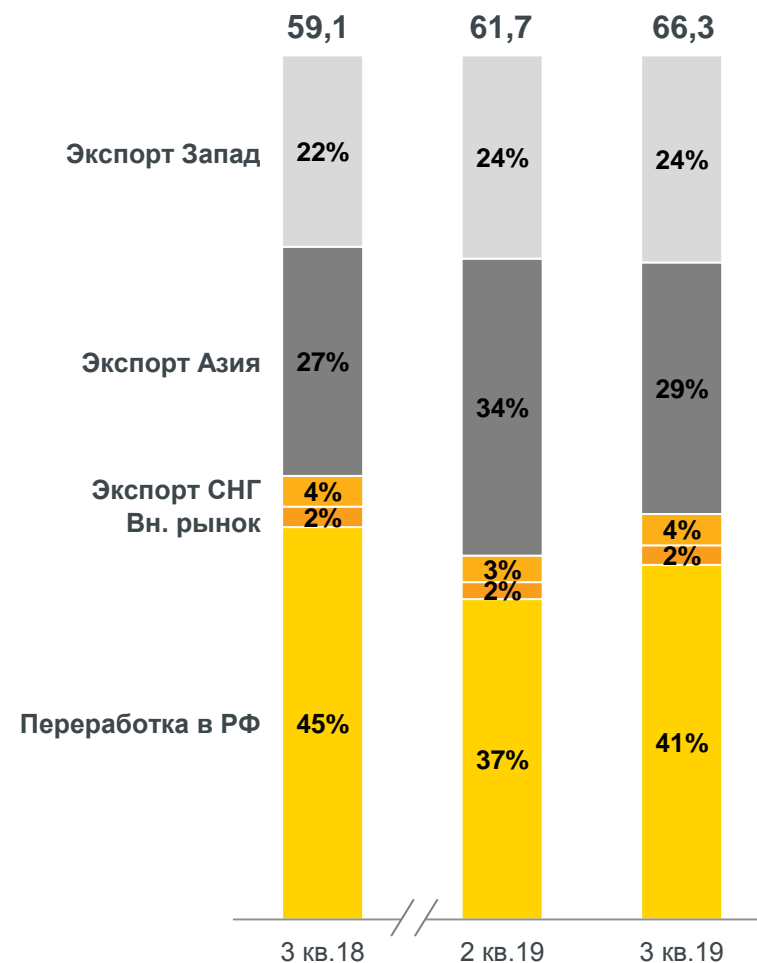
Нетбэки основных каналов монетизации нефти



- ▶ Поставки моторных топлив на внутренний рынок составили 22,4 млн т за 9 мес. 2019 г., увеличившись на 7,7% год к году
- ▶ В 3 кв. 2019 г. Компания перевыполнила нормативы по реализации моторного топлива на бирже более чем в 2 раза
- ▶ Поставки сырья в восточном направлении за 9 мес. 2019 г. достигли 56,4 млн т, увеличившись год к году на 31%;
- ▶ В июле 2019 г. Компания завершила сделку по приобретению 100% долей в обществах группы «Петербургская топливная компания». По результатам сделки Компания расширила присутствие в ключевых регионах страны, увеличив свою розничную сеть АЗС на 141 станцию до 3 081 АЗС (по состоянию на конец сентября 2019 г.)

Каналы монетизации нефти

млн т



Рост прибыли

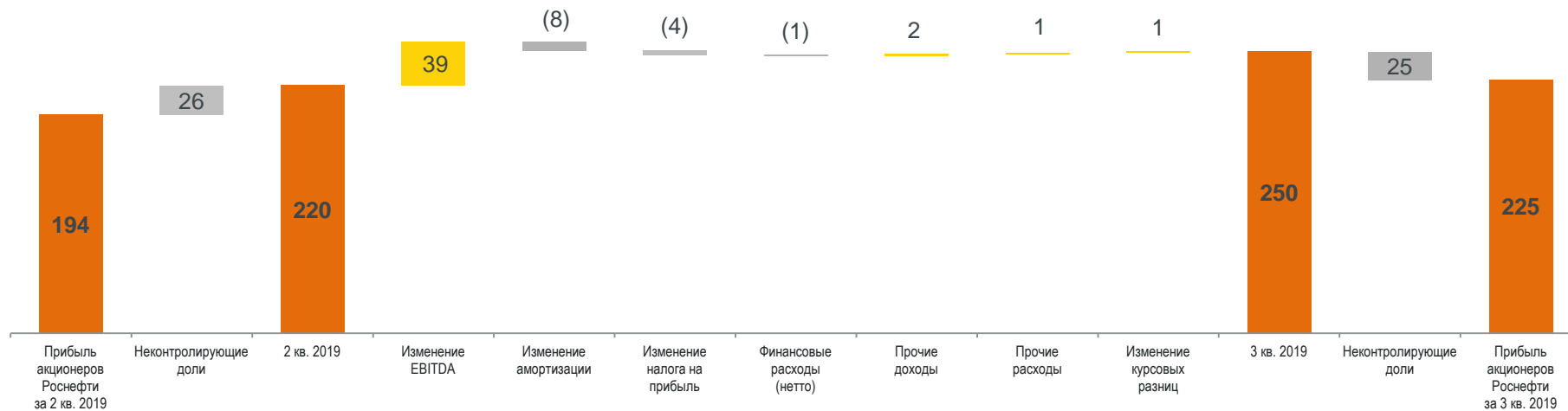


ЕВITDA 3 кв. 2019 к 2 кв. 2019

млрд руб.



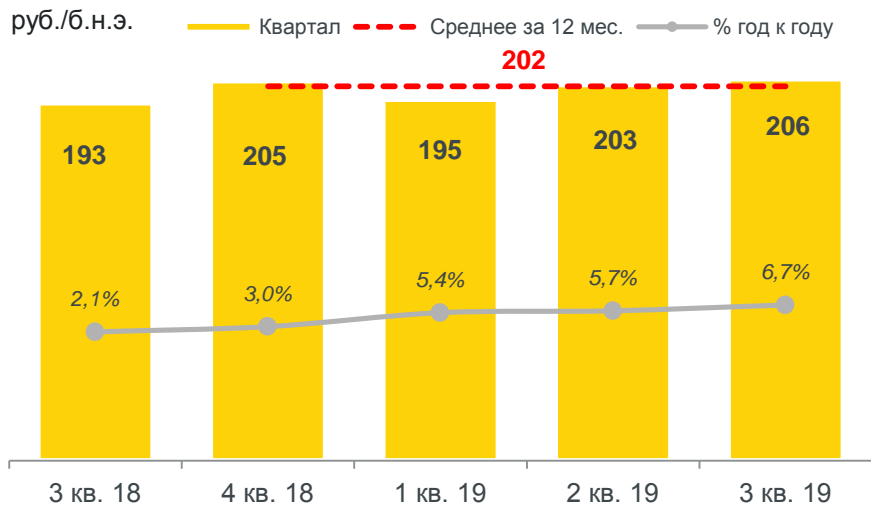
Чистая прибыль 3 кв. 2019 к 2 кв. 2019



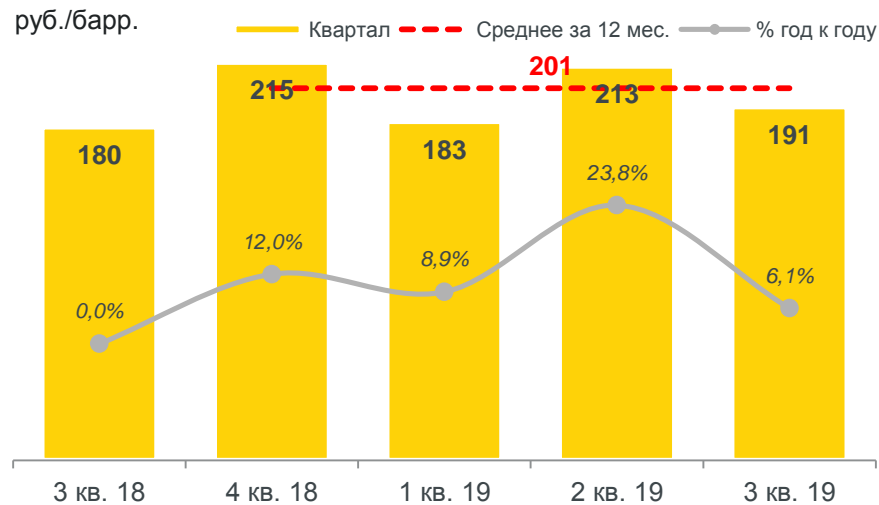
Постоянный контроль над расходами



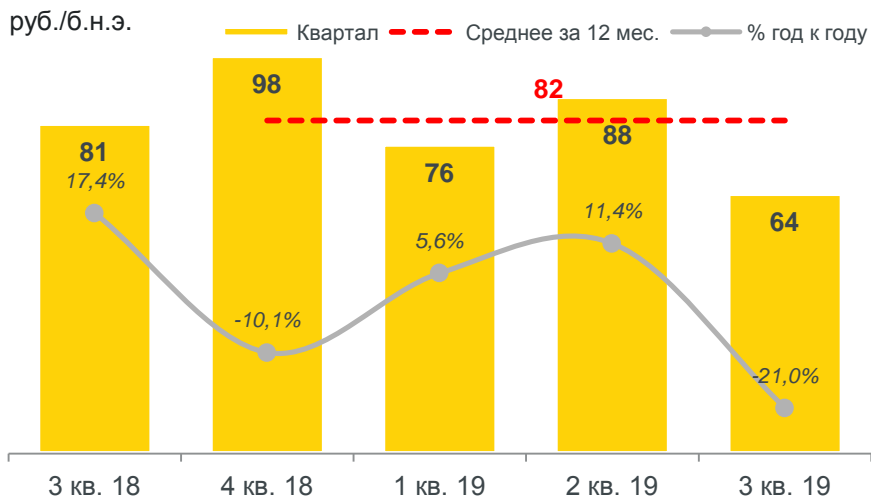
Динамика расходов на добычу



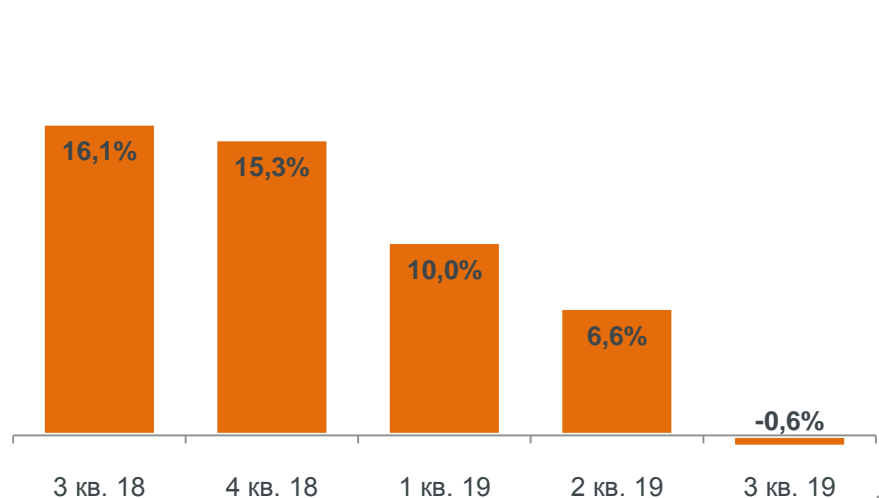
Динамика расходов на переработку в РФ



Динамика общехоз. и админ. расходов¹



Индекс цен производителя в годовом выражении



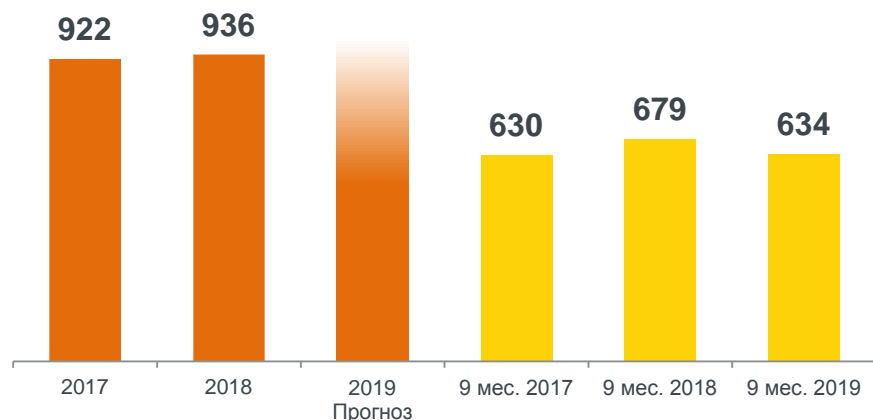
Примечание: (1) без учета резервов

Капитальные затраты



Динамика капитальных затрат

млрд руб.



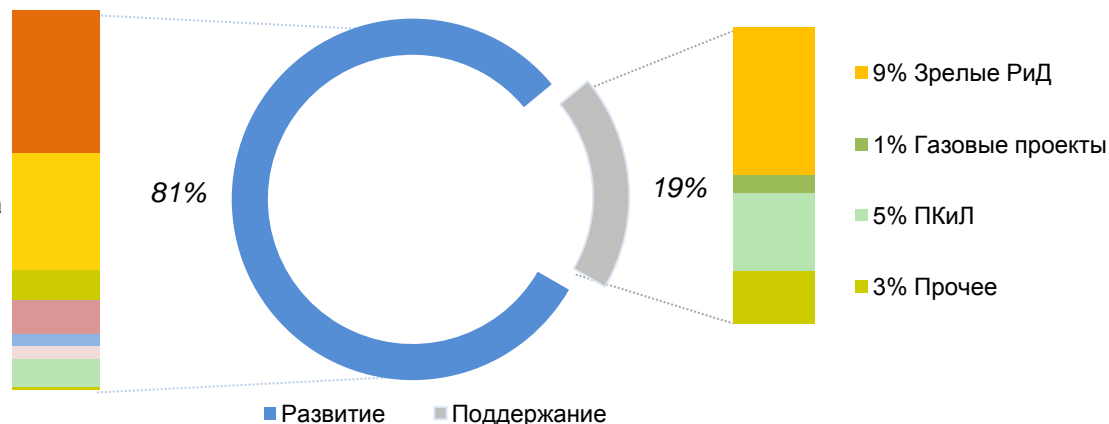
► Капитальные вложения за 9 мес. 2019 г. составили 634 млрд руб., снизившись на 7% г/г, в основном, за счет оптимизации программы бурения в условиях реализации стратегической инициативы по увеличению доли горизонтальных скважин с большей эффективностью на зрелых месторождениях

► Приоритеты инвестиционной программы:

- поддержание стабильного уровня добычи на зрелых активах за счет бурения и ввода новых скважин, геолого-технических мероприятий (ГТМ) при сохранении высокой инвестиционной эффективности
- реализация высокоэффективных крупных и новых проектов разведки и добычи нефти и газа для их последовательного запуска и вывода на полку добычи
- проекты по строительству и реконструкции установок и комплексов НПЗ для повышения глубины переработки и выхода светлых нефтепродуктов
- развитие собственного сервиса

Структура инвестиционной программы в 2019 г.

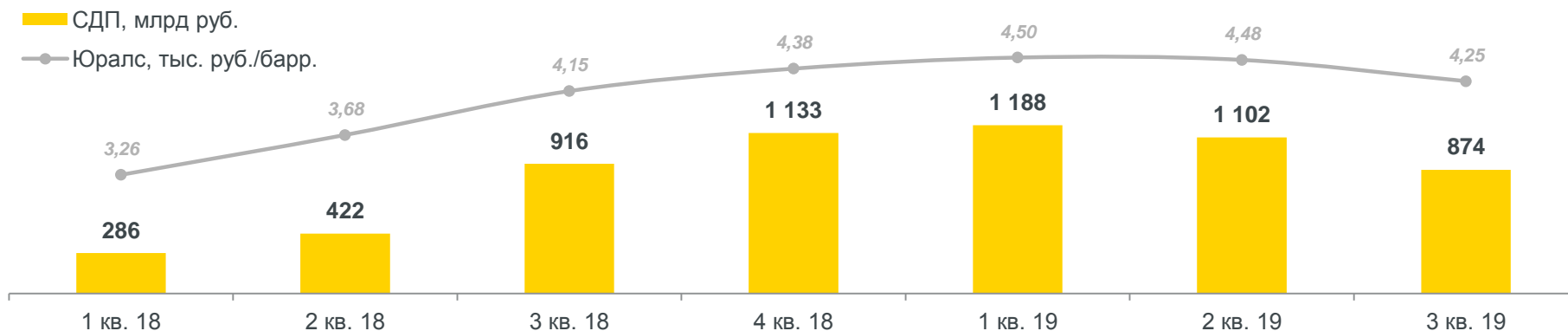
- 30% Зрелые Рид
- 25% Крупные и новые проекты Рид
- 6% Газовые проекты
- 7% Международные проекты
- 3% Проекты ГРП и разработки шельфа
- 3% Нефтесервисы
- 6% ПКил
- 1% Прочие Рид



Генерация устойчивого свободного денежного потока



Свободный денежный поток и цена на нефть (LTM)



Расчет свободного денежного потока (9 мес. 2019 г.)



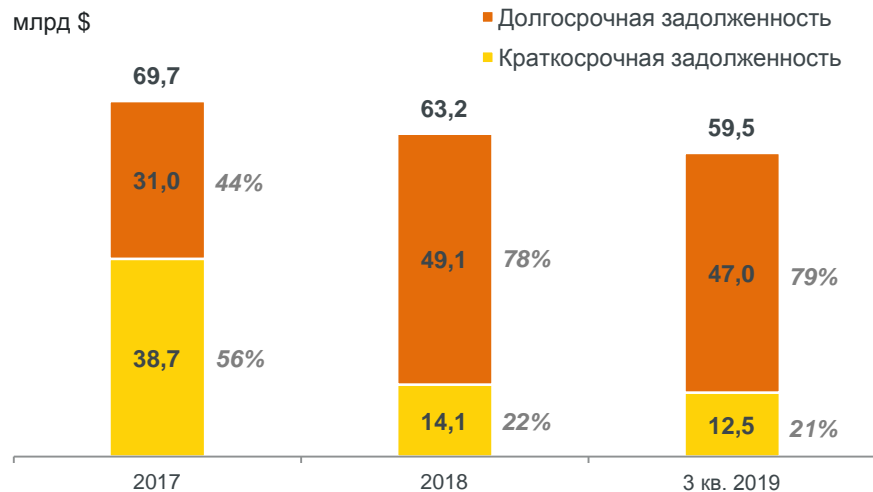
Финансовая стабильность



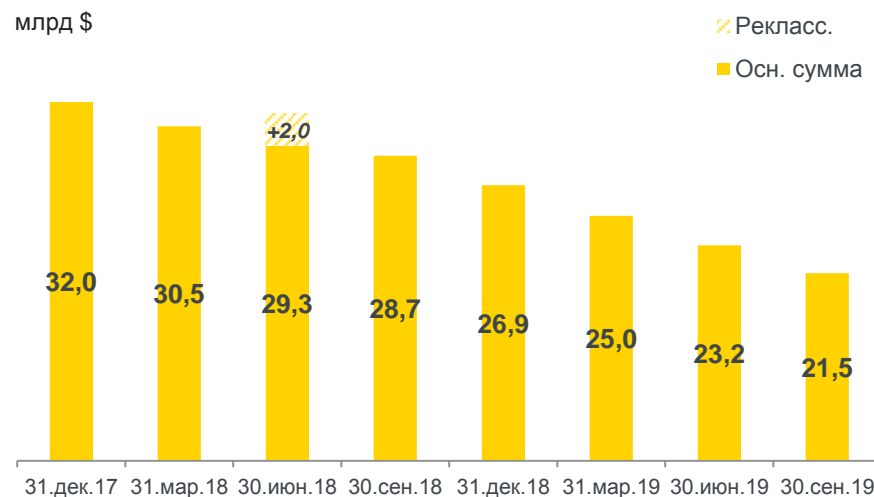
Динамика долга



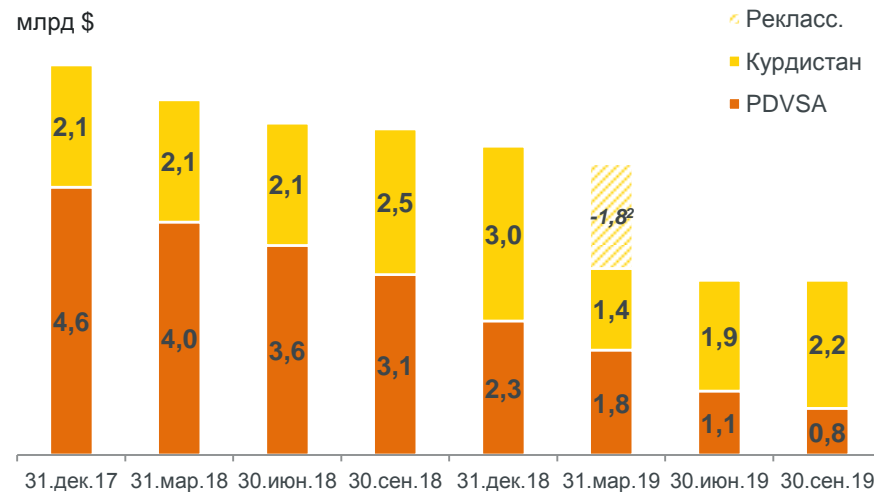
Сокращение краткосрочной задолженности



Погашение полученных предоплат



Погашение выданных предоплат



Примечание: (1) Включает одновременное увеличение внеоборотных активов и финансовых обязательств в результате отражения на балансе операционной аренды в размере 103 млрд. руб. в соответствии с IAS 16 «Аренда», (2) Вклад Компании в СП – оператор инфраструктурного проекта по эксплуатации нефтепровода в Курдистане



Приложение

Ключевые производственные показатели



Показатель	3 кв. 19	2 кв. 19	%	9 мес. 19	9 мес. 18	%
Добыча углеводородов, в т.ч. тыс. б.н.э./сут	5 740	5 710	0,5%	5 783	5 747	0,6%
Жидкие УВ, тыс. барр./сут	4 661	4 618	0,9%	4 674	4 633	0,9%
Газ, тыс. б.н.э./сут	1 079	1 092	(1,2)%	1 109	1 114	(0,4)%
Переработка нефти, млн т	30,07	24,96	20,5%	81,90	85,51	(4,2)%
Выпуск нефтепродуктов в РФ млн т	26,31	22,09	19,1%	72,07	73,93	(2,5)%

Ключевые финансовые показатели



Показатель	3 кв. 19	2 кв. 19	%	9 мес. 19	9 мес. 18	%
ЕБИТДА, млрд руб.	554	515	7,6%	1 617	1 593	1,5%
Чистая прибыль, млрд руб. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	225	194	16,0%	550	440	25,0%
Скорректированная чистая прибыль ¹ , млрд руб. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	262	230	14,0%	733	644	14,0%
Скорректированный операционный денежный поток ² , млрд руб.	479	357	34,2%	1 247	1 551	(19,6)%
Капитальные затраты, млрд руб.	198	222	(10,8)%	634	679	(6,6)%
Свободный денежный поток, млрд руб.	281	135	>100%	613	872	(29,7)%
ЕБИТДА, млрд долл.	8,5	8,0	6,3%	24,8	25,7	(3,5)%
Чистая прибыль, млрд долл. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	3,6	3,0	20,0%	8,5	7,3	16,4%
Скорректированная чистая прибыль ¹ , млрд долл. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	4,1	3,6	14,0%	11,3	10,3	9,0%
Скорректированный операционный денежный поток ² , млрд долл.	7,4	5,5	34,5%	19,1	25,0	(23,6)%
Капитальные затраты, млрд долл.	3,0	3,5	(14,3)%	9,7	11,1	(12,6)%
Свободный денежный поток, млрд долл.	4,4	2,0	>100%	9,4	13,9	(32,4)%
Цена на нефть Юралс, тыс руб./барр.	3,96	4,38	(9,7)%	4,17	4,34	(3,9)%

Примечание: (1) Корректировка на курсовые разницы и прочие единоразовые эффекты; (2) Корректировка на предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти, включая начисленные процентные платежи по ним, а также операции с торговыми ценными бумагами (рублевый эквивалент)

Новые проекты, введенные в 2016-2017 гг.



Показатель	Сузунское	Восточная Мессояха ²
Местоположение	Красноярский край	ЯНАО
Запасы ЗР PRMS ¹	82 млн т н.э./ 623 млн б.н.э.	248 млн т н.э./ 1 707 млн б.н.э.
Год ввода	2016	2016
Добыча за 2018 г. / 9 мес. 2019 г.	4,1 / 2,0 млн т	4,5 / 4,0 млн т
Полка добычи ⁴	>4,5 млн т/год	~6,0 млн т/год
Год выхода на полку	2020+	2021



Показатель	Юрубчено-Тохомское	Кондинское
Местоположение	Красноярский край	ХМАО
Запасы ЗР PRMS ¹	309 млн т н.э./ 2 368 млн б.н.э. ³	142 млн т н. э./ 1 034 млн б.н.э.
Год ввода	2017	2017
Добыча за 2018 г. / 9 мес. 2019 г.	2,3 / 3,1 млн т	1,6 / 2,0 млн т
Полка добычи ⁴	~5 млн т/год	>2,5 млн т/год
Год выхода на полку	2020+	2019

Примечание: (1) По состоянию на 31.12.2018; (2) Лицензия на месторождение принадлежит ЗАО «Мессояханефтегаз», СП с Газпромнефть (50%/50%), данные представлены как 100%; (3) Данные по Юрубченскому блоку; (4) Данные о полке добычи указаны без учета влияния Соглашения ОПЕК+

Новые проекты, введенные в 2018 г.



Показатель	Тагульское	Таас-Юрях (Среднеботуобинское, 2 очередь)
Местоположение	Красноярский край	Республика Саха (Якутия)
Запасы 3P PRMS ¹	456 млн т н.э./ 3 251 млн б.н.э.	281 млн т н.э./ 2 053 млн б.н.э.
Год ввода	4 кв. 2018	4 кв. 2018
Добыча за 2018 г. / 9 мес. 2019 г.	1,3 / 1,0 млн т	2,9 / 2,9 млн т
Полка добычи	>4,5 млн т/год	~5 млн т/год
Год выхода на полку	2022+	2021+



Показатель	Русское	Куюмбинское ^{3,4}
Местоположение	ЯНАО	Красноярский край
Запасы 3P PRMS ¹	416 млн т н.э./ 2 799 млн б.н.э.	285 млн т н.э./ 2 176 млн б.н.э.
Год ввода	4 кв. 2018 ²	4 кв. 2018
Добыча за 2018 г. / 9 мес. 2019 г.	0,3 / 0,6 млн т	0,5 / 0,7 млн т
Полка добычи	>6,5 млн т/год	~3 млн т/год
Год выхода на полку	2022+	2021+

Примечание: (1) По состоянию на 31.12.2018; (2) Обеспечена добыча в соответствии с проектной документацией; (3) Лицензия на Куюмбинское месторождение принадлежит ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», СП с Газпромнефть, данные представлены как 100%; (4) Данные по году ввода, полке добычи и году выхода на полку первого пускового комплекса Куюмбинского м/р

Прогресс в реализации ключевых проектов: Роспан



ПРОЕКТ ОБЕСПЕЧИВАЕТ НАИБОЛЬШИЙ ПРИРОСТ ДОБЫЧИ КОМПАНИИ В БЛИЖАЙШЕЙ ПЕРСПЕКТИВЕ

Наименование показателя	Значение
ЗР запасы (PRMS)	891 млрд куб. м газа 207 млн т ГК, ПБТ и нефти
Добыча за 9 мес. 2019 г.	4,9 млрд куб м газа 1,02 млн т жидких УВ
Добыча и производство, в год	В перспективе: > 21 млрд куб м газа > 5 млн т стабильного конденсата и нефти до 1,3 млн т ПБТ
Запуск проекта	1 пол. 2020

Текущий статус и результаты 3 кв. 2019 г.:

По итогам 9 мес. 2019 г. строительство ключевых объектов находится в завершающей фазе:

- ▶ Произведен пуск пяти газотурбинных установок, что обеспечило необходимую потребность в электроэнергии всех объектов первой очереди проекта
- ▶ Завершаются строительные-монтажные и пуско-наладочные работы для обеспечения готовности к пуску Установки подготовки нефти, межпромысловых и магистральных трубопроводов
- ▶ На железнодорожном терминале на станции Коротчаево выполнены работы по монтажу, термообработке и гидроиспытаниям шаровых резервуаров, завершено устройство технологических и кабельных эстакад. Ведется монтаж кабеленесущих систем, индивидуальные испытания оборудования
- ▶ На первом пусковом комплексе УКПГиК Восточно – Уренгойского ЛУ выполнен монтаж основного технологического оборудования, ведутся гидроиспытания трубопроводов и резервуаров, монтаж кабеленесущих систем



Разработка новых месторождений: Харампурское месторождение

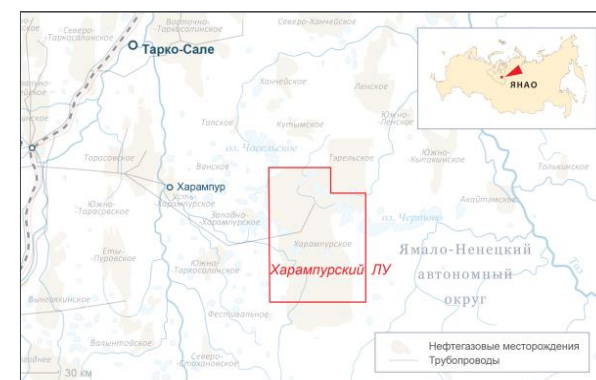


НАИБОЛЕЕ ЗНАЧИМЫЙ ПОСЛЕ РОСПАНА ПРОЕКТ КОМПАНИИ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПРИРОСТА ДОБЫЧИ ГАЗА¹

Наименование показателя	Значение
ЗР запасы (PRMS), газ	650 млрд куб. м ²
Полка добычи газа: 1-я очередь (Сеноман)	~11 млрд куб. м/год ³
Запуск проекта	2020 г.

Текущий статус и результаты 3 кв. 2019 г.:

- ▶ Продолжается строительство газосборных сетей, обустройство кустовых площадок, монтаж высоковольтных линий электропередач
- ▶ Пробурено 57 из 61 скважин, в том числе 5 скважин – в 3 кв. 2019 г. Запущена в длительную отработку скважина в рамках опытно-промышленной эксплуатации Туронской залежи
- ▶ Газопровод внешнего транспорта: продолжаются строительно-монтажные работы, выполнен переход ГВТ через реку Пякупур
- ▶ Завершена инженерная подготовка площадок: вахтового жилого комплекса, сооружений водоснабжения, Установки комплексной подготовки газа. Продолжаются строительно-монтажные работы на УКПГ: устройство свайных оснований, бетонирование, монтаж металлоконструкций и оборудования



Примечание: (1) Проект реализуется с участием партнера – компании ВР, (2) Без учета растворенного в нефти газа, с учетом запасов Туронской залежи, (3) С потенциалом дальнейшего роста до 24 млрд куб. м в год за счет полномасштабного освоения Туронской залежи

Расчет скорректированного операционного денежного потока



Отчет о прибылях и убытках

№	Показатель	9 мес. 2019, млрд долл.
1	Выручка, в т.ч.	100,6
	Зачет полученных предоплат и прочих финансовых обязательств	7,3
2	Затраты и расходы, в т.ч.	(83,6)
	Зачет выданных предоплат	(1,8)
3	Операционная прибыль (1+2)	17,0
4	Расходы до налога на прибыль	(5,4)
5	Прибыль до налога на прибыль (3+4)	11,6
6	Налог на прибыль	(2,0)
7	Чистая прибыль (5+6)	9,6

Отчет о движении денежных средств

9 мес. 2019, млрд долл.	Показатель	№
9,6	Чистая прибыль	1
8,5	Корректировки для сопоставления чистой прибыли с денежными средствами, полученными от основной деятельности, в т.ч.	2
(5,4)	Зачет полученных предоплат по долгосрочным договорам поставок нефти и нефтепродуктов	
(1,9)	Зачет прочих финансовых обязательств	
1,8	Зачет выданных предоплат по долгосрочным договорам поставок нефти и нефтепродуктов	
(5,2)	Изменения в операционных активах и обязательствах, в т.ч.	3
(0,9)	Проценты за пользование денежными средствами по долгосрочным поставкам	
(1,2)	Платежи по налогу на прибыль, проценты и дивиденды полученные	4
11,7	Чистые денежные средства от операционной деятельности (1+2+3+4)	5
1,0	Финансирование в счет будущих поставок	6
6,4	Эффект от предоплат	7
19,1	Скорректированный операционный денежный поток (5+6+7)	8

Финансовые расходы, млрд руб.



Показатель	3 кв. 19	2 кв. 19	%	9 мес. 19	9 мес. 18	%
1. Начисленные проценты ¹	70	71	(1,4)%	215	208	3,4%
2. Уплаченные проценты ²	70	68	2,9%	211	202	4,5%
3. Изменение процентов к уплате (1-2)	–	3	(100,0)%	4	6	(33,3)%
4. Капитализированные проценты ³	39	41	(4,9)%	121	108	12,0%
5. Чистый убыток от операций с производными финансовыми инструментами ⁴	–	–	–	–	14	(100,0)%
6. Увеличение резервов в результате течения времени	4	5	(20,0)%	14	14	–
7. Проценты за пользование денежными средствами в рамках договоров предоплаты	16	19	(15,8)%	56	67	(16,4)%
8. Изменение справедливой стоимости финансовых активов	–	–	–	–	9	(100,0)%
9. Увеличение резервов под ожидаемые кредитные убытки по долговым финансовым активам	1	1	–	3	6	(50,0)%
10. Прочие финансовые расходы	4	1	>100,0%	9	7	28,6%
Итого финансовые расходы (1-4+5+6+7+8+9+10)	56	56	–	176	217	(18,9)%

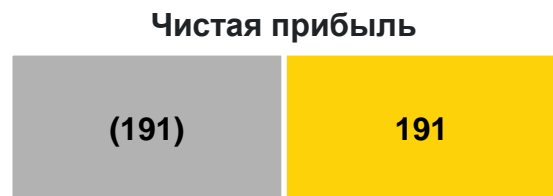
Примечание: (1) Проценты, начисленные по кредитам и займам и прочим финансовым обязательствам (2) Уплата процентов осуществляется в соответствии с плановыми сроками, (3) Капитализация процентных расходов производится согласно стандарту IAS 23 «Затраты по займам». Ставка капитализации рассчитывается путем деления процентных расходов по займам, связанным с капитальными расходами, на средний остаток по данным займам. Сумма капитализированных процентов рассчитывается путем умножения среднего остатка по незавершенному строительству на ставку капитализации, (4) Динамика нетто-эффекта по операциям с ПФИ вызвана колебанием валютной составляющей сделок с валютно-процентными свопами.

Анализ чувствительности



Чувствительность EBITDA и чистой прибыли за 9 месяцев 2019 г. к изменению цены Юралс на 10%

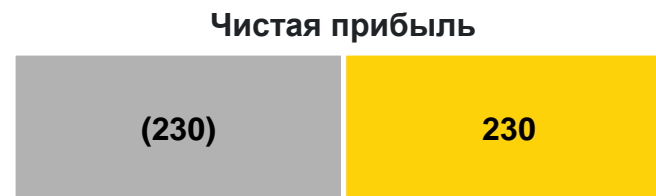
млрд руб.



■ -10% 64,1 долл./барр. ■ +10%

Чувствительность EBITDA чистой прибыли за 9 мес. 2019 г. к изменению курса долл. на 10%

млрд руб.



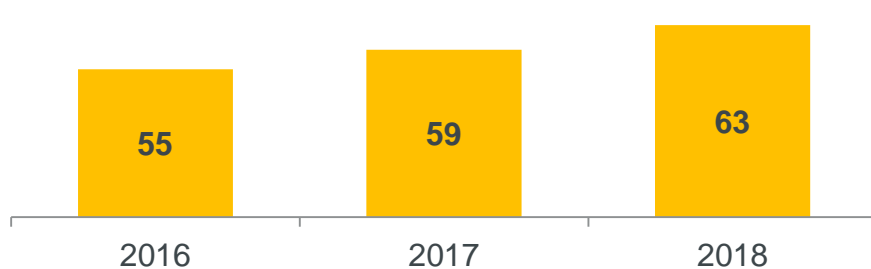
■ -10% 65,1 руб./долл. ■ +10%

Открытость и прозрачность в раскрытии информации повышение ESG рейтингов за 9 месяцев 2019 года



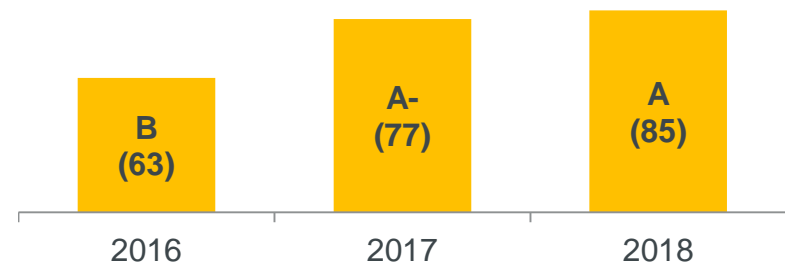
Bloomberg

рейтинг + 4 ↑

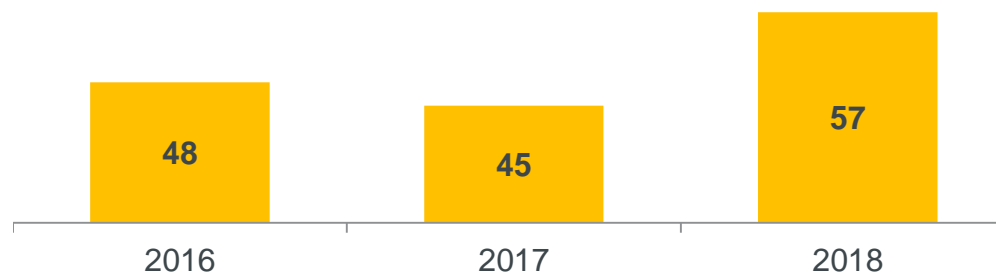


REFINITIV


рейтинг + 8 ↑



SAM рейтинг + 12 ↑



 Постоянное взаимодействие с 16 ведущими ESG агентствами

 Первый ESG семинар со скандинавскими инвесторами в Копенгагене (31 инвестиционный фонд, 56 участников)



Вопросы и ответы