

ПАО «НК «Роснефть» Результаты по МСФО за 2 кв. 2019 г.



21 августа 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



Ответственность бизнеса – ключевая ценность Компании



Участник Глобального договора ООН	Стратегия «Роснефть-2022»: войти в 1-й квартиль межд. нефтегазовых компаний по ПБОТОС	Программа энергосбережения выполняется с 2009 г.	Программа инновационного развития, инвестиции в 2018г.	Стратегия «Роснефть-2022»: повышенное внимание	Инвестиции в социальную сферу в 2018 г.
в течение 10 лет	Лидерство в снижении удельных выбросов парниковых газов	9,3 млрд руб. экономия энергии в 2018 г., (+3,3% г/г)	53,9 млрд руб., (+9,6% г/г)	Образование, развитие человеческого потенциала, социальные проекты	45,7 млрд руб., (+22% г/г)



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

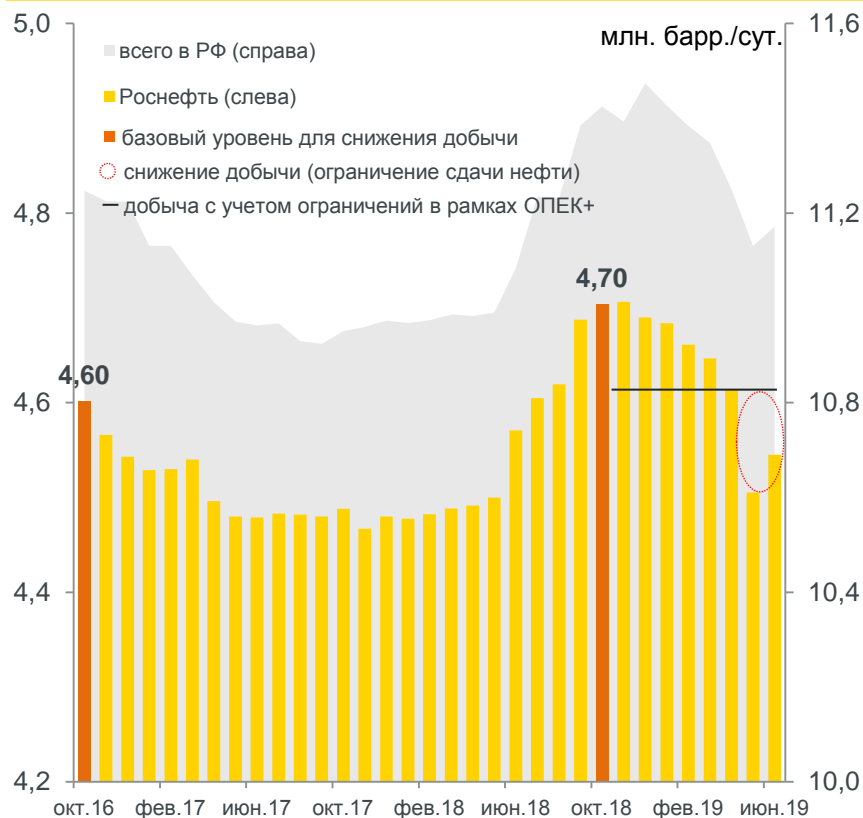


«Роснефть» и детский образовательно-игровой парк «Кидзания» провели экскурсию для детей из реабилитационных центров и детских домов

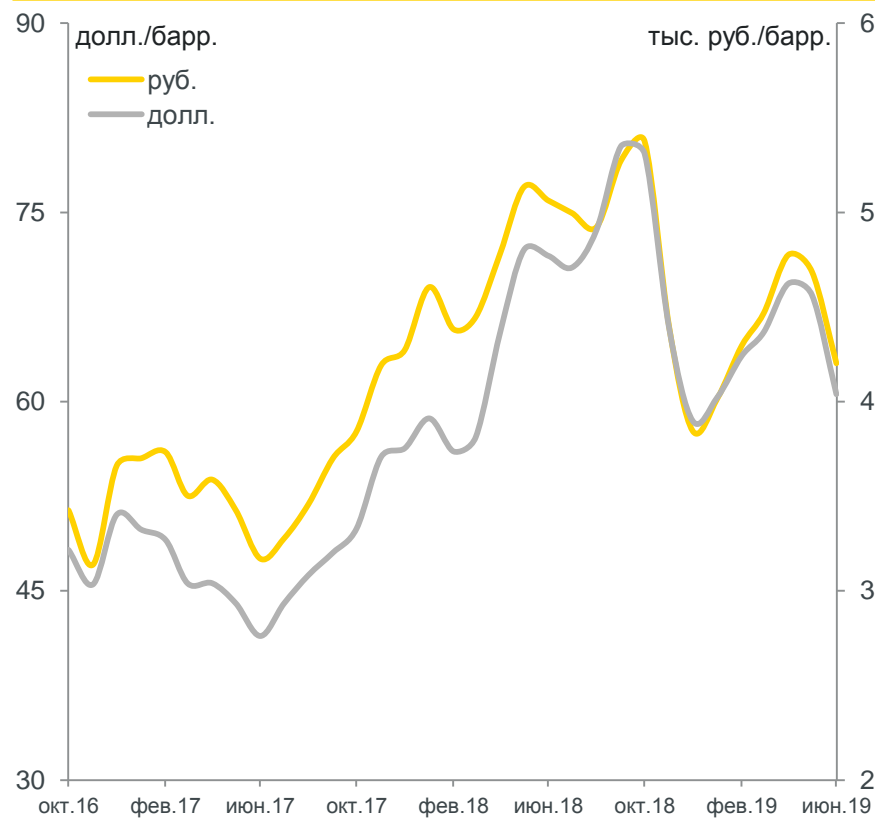
Управление добычей в рамках Соглашений ОПЕК+



Добыча нефти и газового конденсата в России



Цена на нефть марки Brent



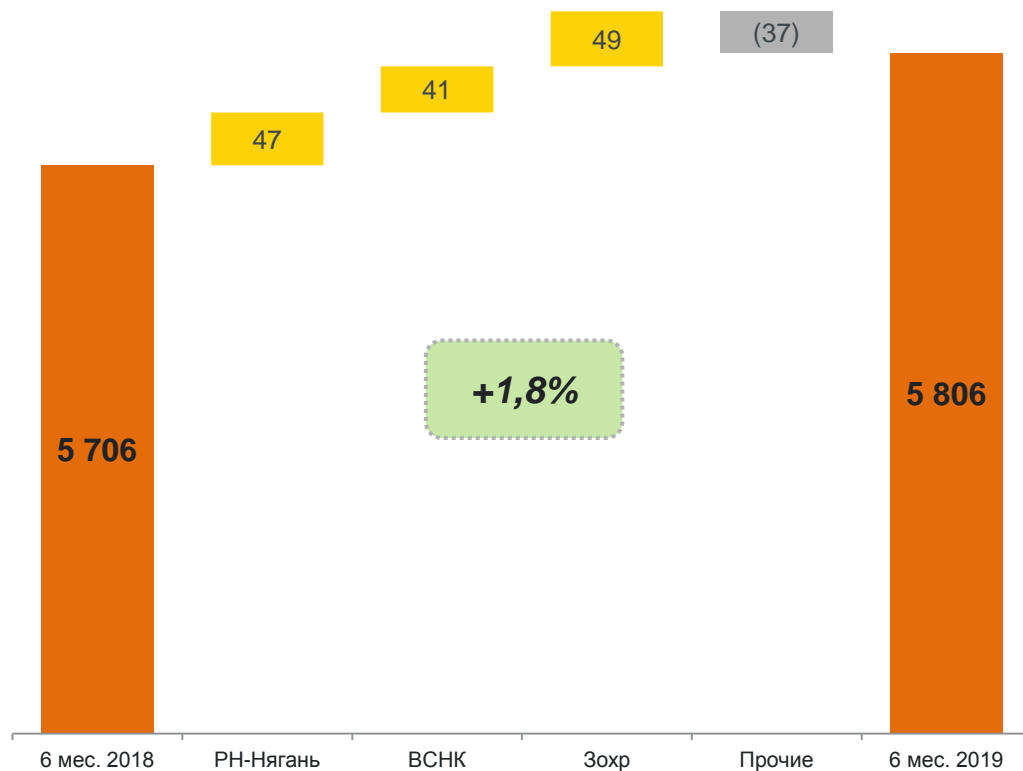
- Компания в полной мере выполнила первоначальные договоренности в рамках Соглашения ОПЕК+, сократив к 1 июля 2019 г. добычу в РФ на ~2% (к уровню октября 2018 г.)
- 2 июля 2019 г. на 6-ой Министерской встрече ОПЕК+ принято решение о продлении Соглашения до 1 апреля 2020 г. на тех же условиях
- Дополнительным фактором снижения добычи в мае-июне стало временное ограничение по сдаче нефти в систему магистральных нефтепроводов «Транснефти» (суммарный объем ограничений во 2 кв. составил ~1 млн т)

Динамика добычи



Добыча углеводородов 6 мес. 2019 к 6 мес. 2018

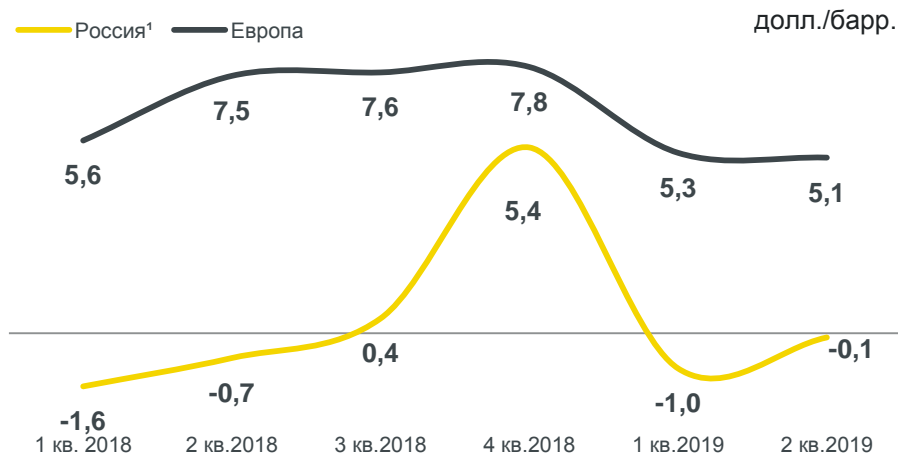
тыс. б.н.э./сут.



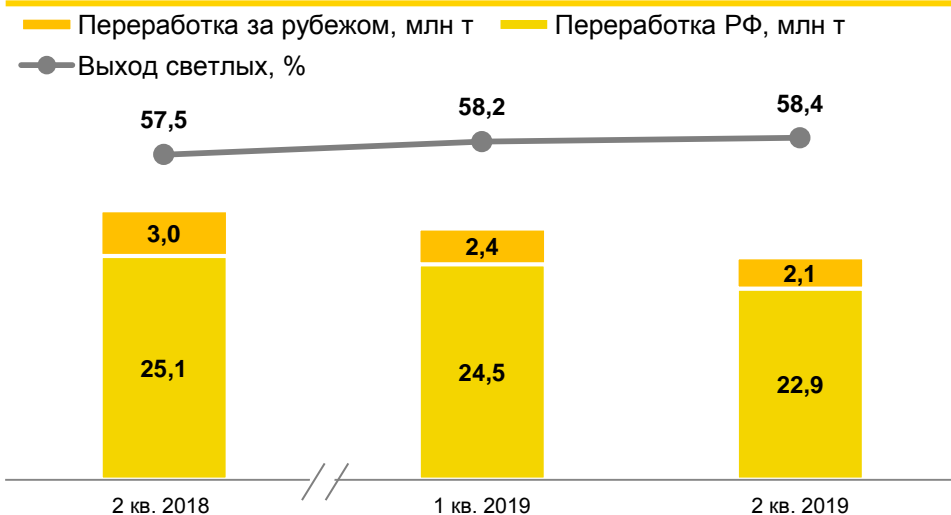
- ▶ Активное развитие новых проектов (Кондинское, Среднеботуобинское, Юрубчено-Тохомское месторождения)
- ▶ Нарастивание объемов производства на зрелых активах (Самаранефтегаз, Няганьнефтегаз, Варьеганнефтегаз)
- ▶ Опережающее освоение месторождения Зохран на шельфе Египта



Маржа НПЗ



Основные показатели нефтепереработки



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

Экономика нефтепереработки 2 кв. 2019 г.

- Незначительный рост маржи НПЗ в РФ связан с увеличением демпфирующей составляющей
- Снижение маржи переработки в 1 полугодии 2019 г. в Германии связано с низкими крэками на бензин в регионе, а также ремонтом на PCK Schwedt в апреле 2019 г.

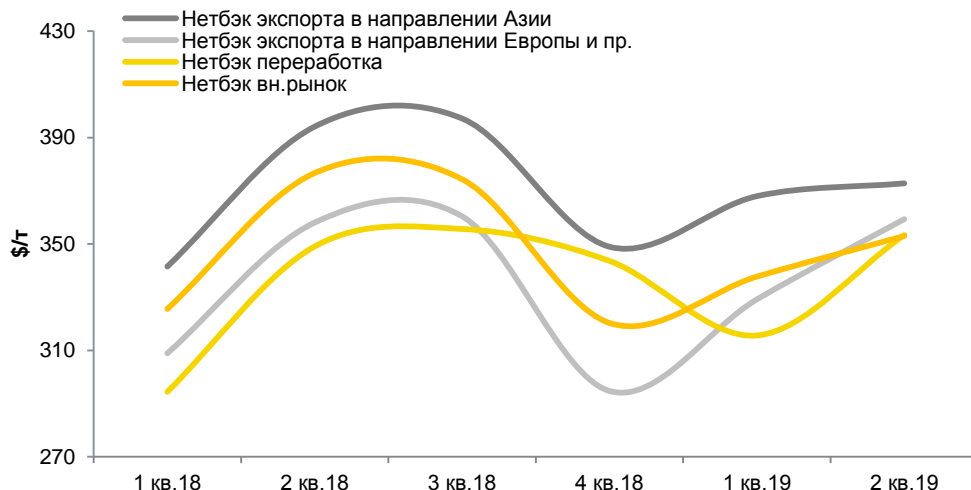
Достижения и результаты 2 кв. 2019 г.

- **Рязанская НПК:** старт производства высокооктанового бензина с улучшенными экологическими и эксплуатационными качествами Аи-95 класс Евро-6
- **Рязанская НПК:** введено в эксплуатацию два новых резервуара суммарным объемом 20 тыс. т, оснащенных системой дистанционного управления и сохранения качества продукта
- **Сызранский НПЗ:** установлено 4 ресивера для хранения водорода на установке производства водорода. Экономический эффект до 40 млн руб. в год

Фокус на развитии каналов сбыта



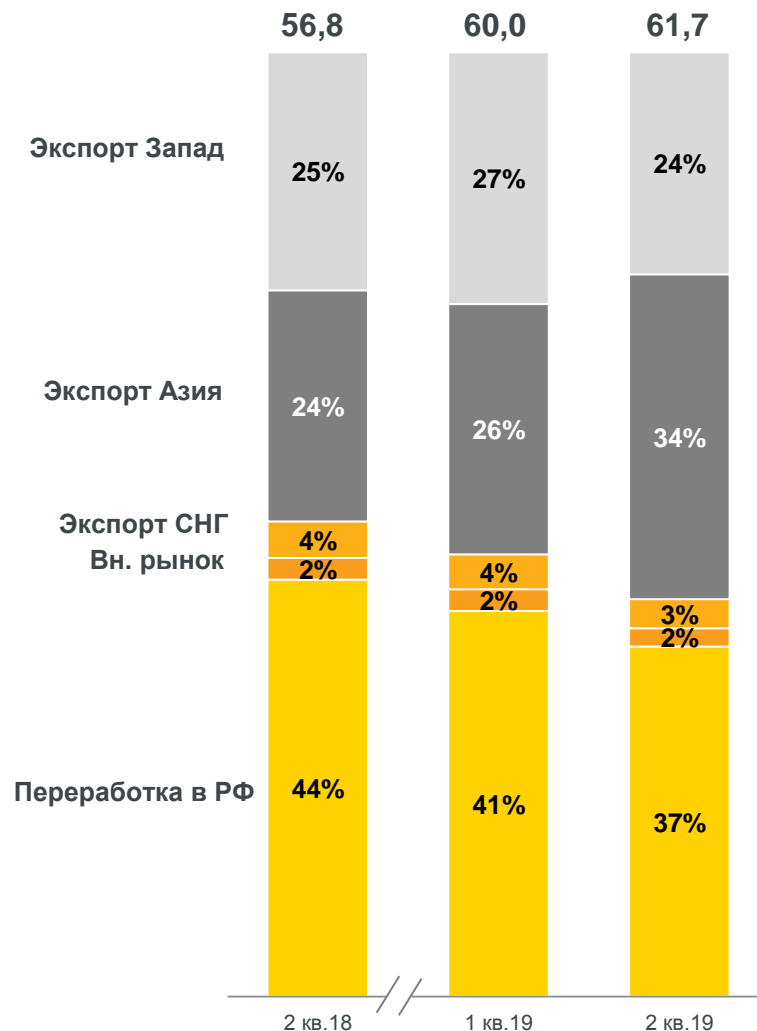
Нетбэки основных каналов монетизации нефти



- Рост реализации моторного топлива на внутреннем рынке на 3% г/г до 6,8 млн т во 2 кв. 2019 г.
- Компания перевыполнила нормативы по реализации моторного топлива на бирже, в том числе по бензинам практически в 2 раза
- Поставки сырья в восточном направлении достигли 21,2 млн т, увеличив долю в общем объеме реализации нефти за рубежом до 56,4%
- С Manzhouli Far East Gas Co. Ltd. подписано соглашение о намерениях по сотрудничеству в области перевалки пропилена и СУГ на терминале в Маньчжурии. Общая плановая мощность терминала составляет до 3 млн т СУГ и пропилена в год

Каналы монетизации нефти

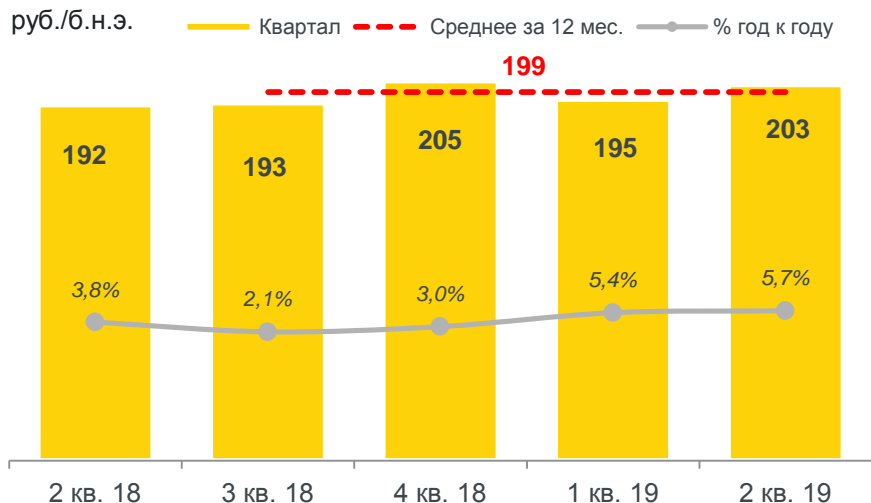
млн т



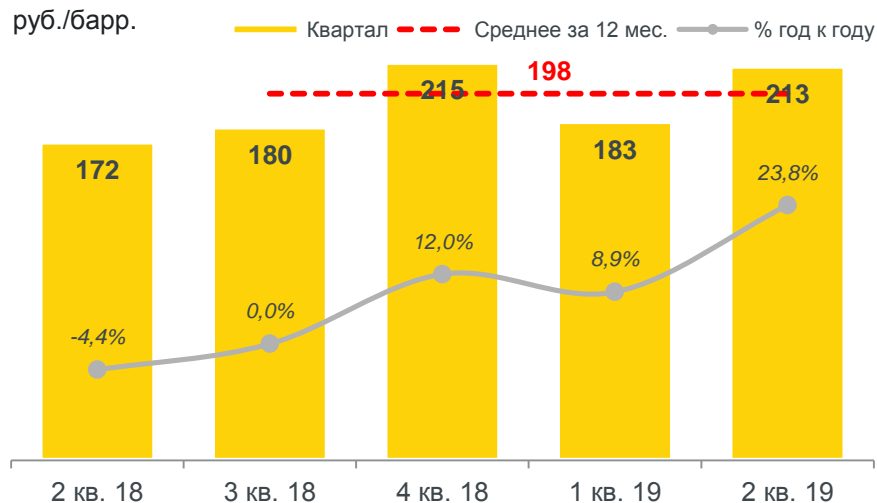
Постоянный контроль над расходами



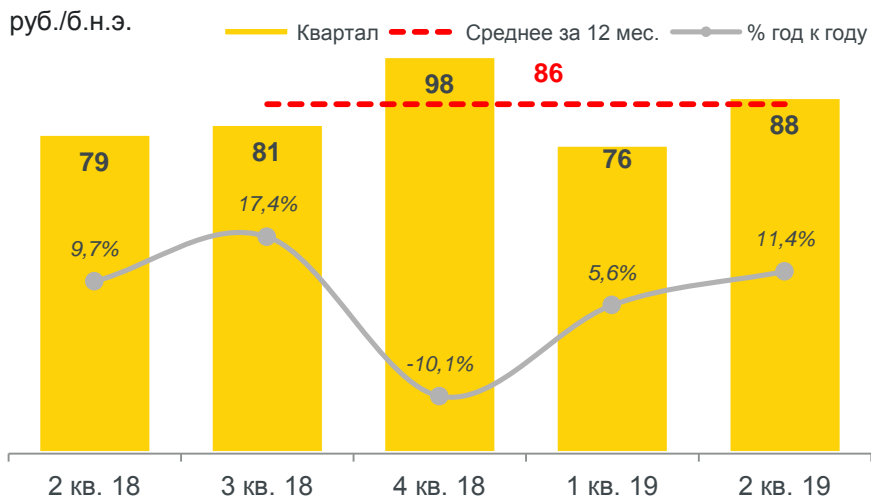
Динамика расходов на добычу



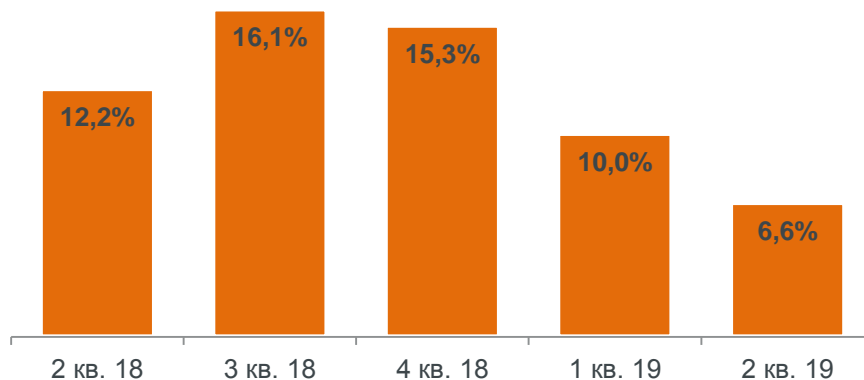
Динамика расходов на переработку в РФ



Динамика общехоз. и админ. расходов¹



Индекс цен производителя в годовом выражении

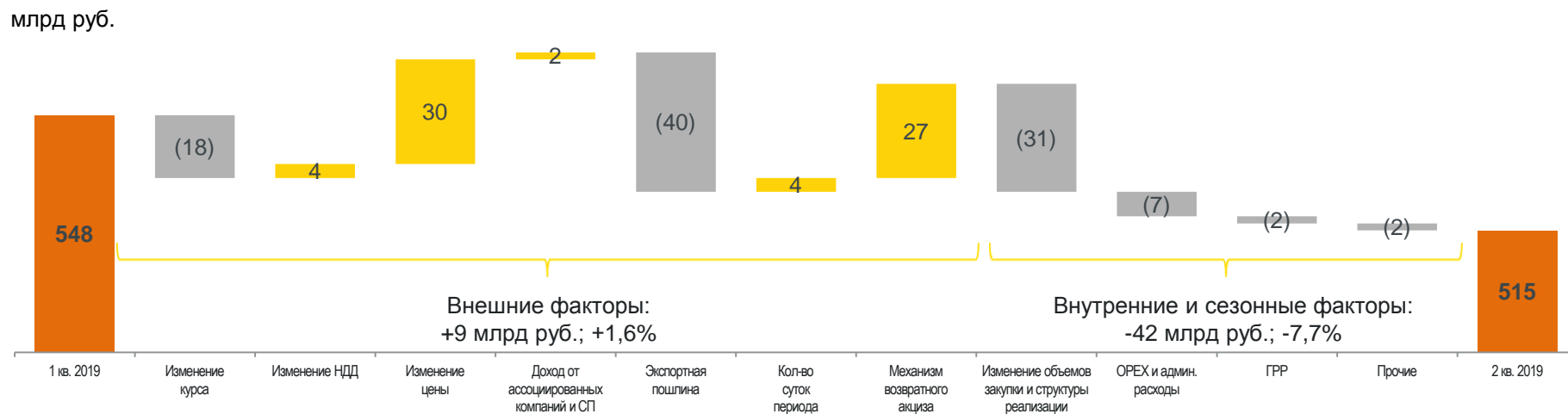


Примечание: (1) без учета резервов

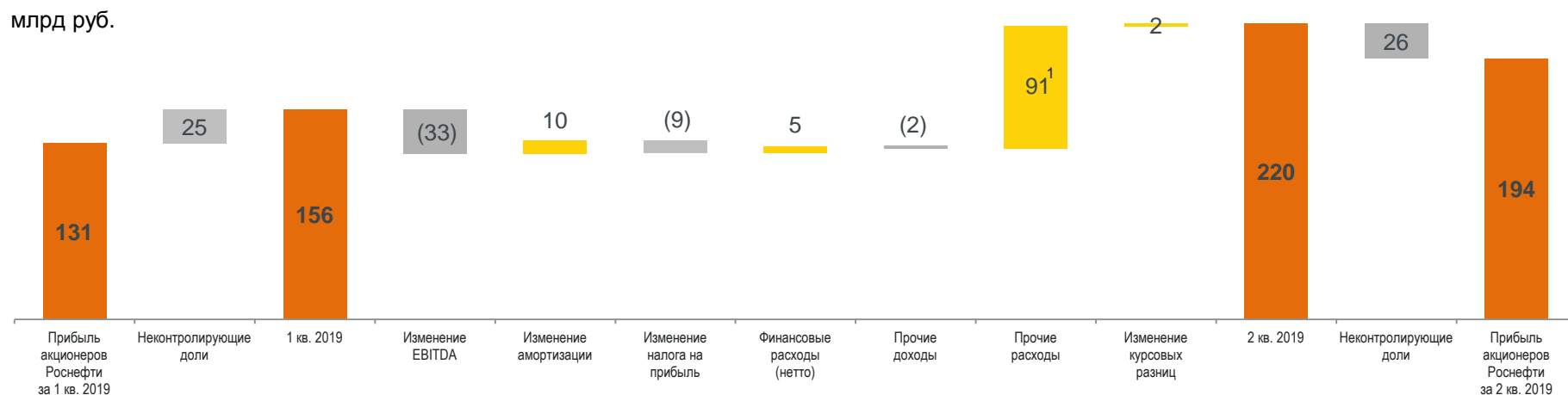
Рост прибыли



EBITDA 2 кв. к 1 кв. 2019 г.



Чистая прибыль 2 кв. к 1 кв. 2019 г.



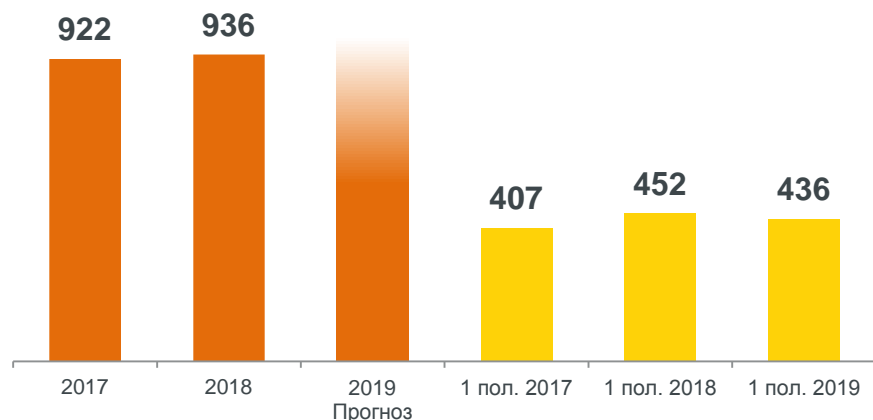
Примечание: (1) Положительный эффект объясняется отражением обесценения активов в сумме 80 млрд руб. в 1 кв. 2019 г.

Капитальные затраты



Динамика капитальных затрат

млрд руб.



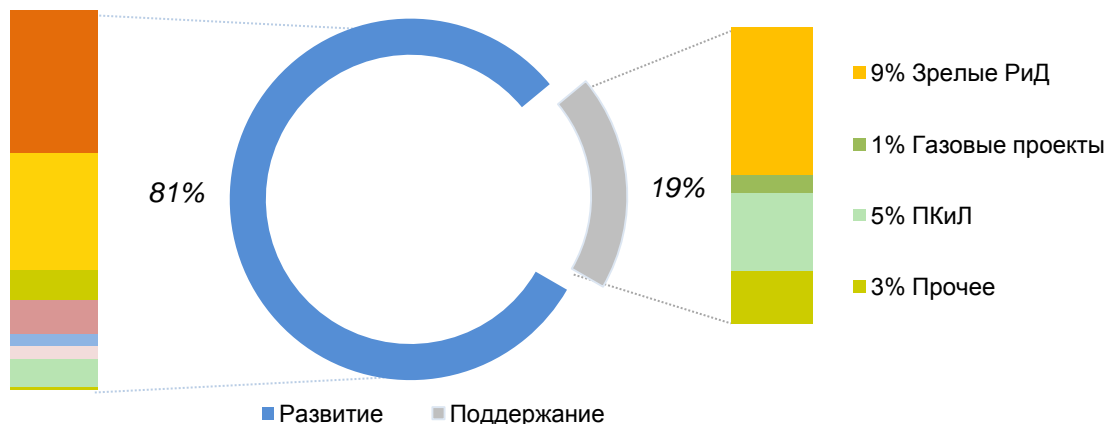
Капитальные вложения за 1 пол. 2019 г. составили 436 млрд руб., снизившись на 3,5% год от уровня 1 пол. 2018 г., в основном, за счет оптимизации программы бурения в условиях реализации стратегической инициативы по увеличению доли горизонтальных скважин с большей эффективностью на зрелых месторождениях.

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

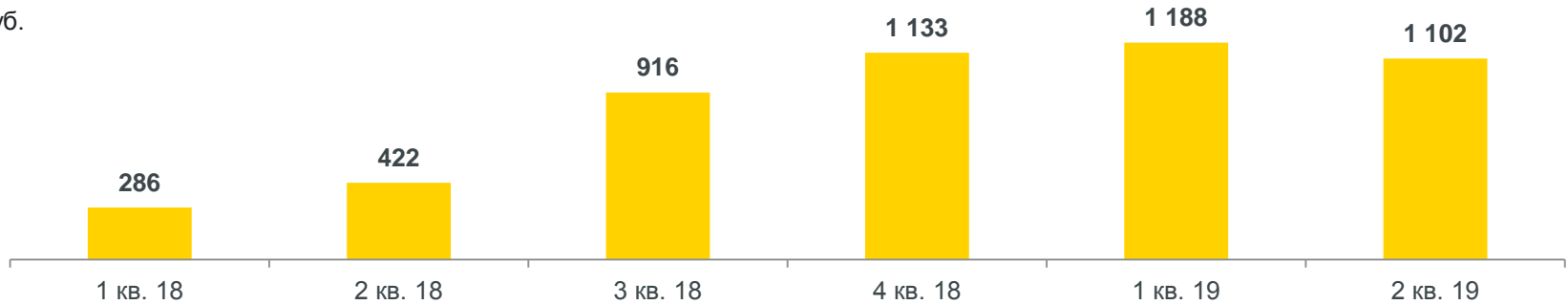


Генерация устойчивого свободного денежного потока



Свободный денежный поток (LTM)

млрд руб.



Расчет свободного денежного потока (1 пол. 2019 г.)

млрд руб.



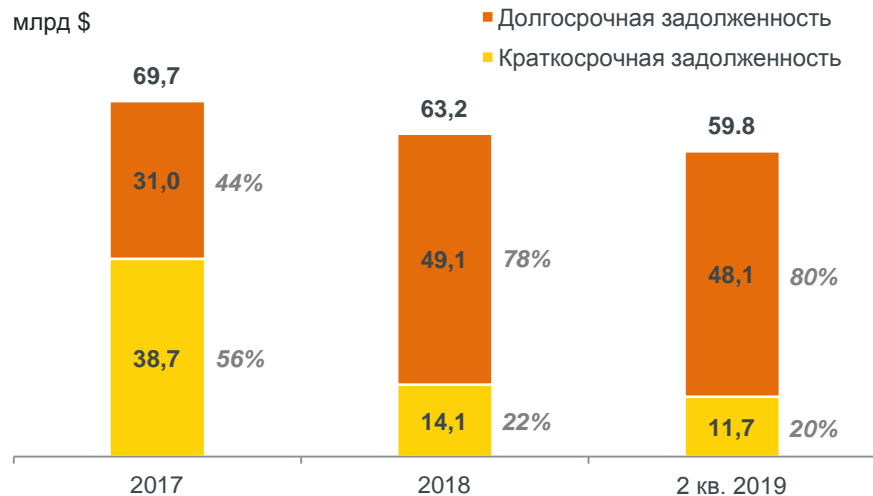
Финансовая стабильность



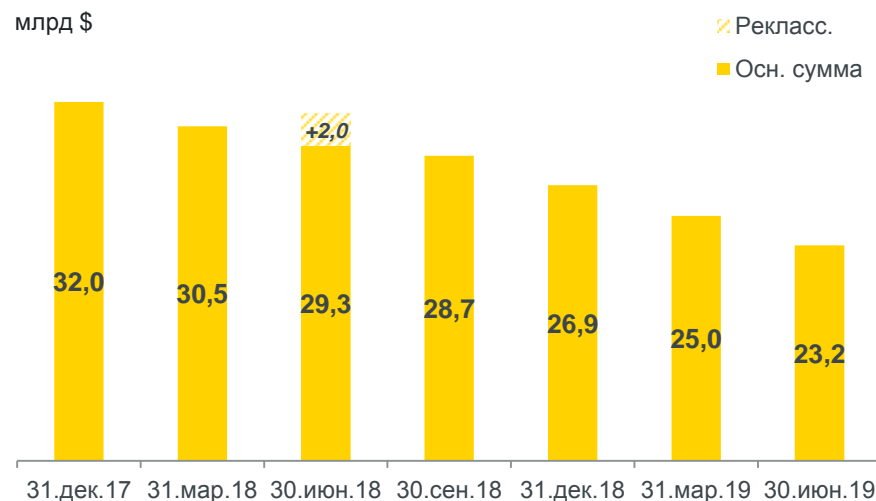
Динамика долга



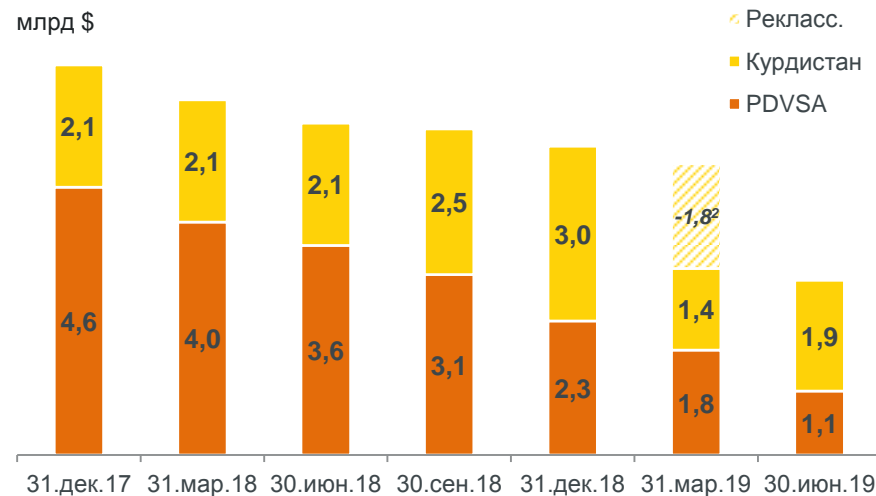
Сокращение краткосрочной задолженности



Погашения 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	2 кв. 19	1 кв. 19	%	1 пол. 19	1 пол. 18	%
Добыча углеводородов, в т.ч. тыс. б.н.э./сут	5 710	5 902	(3,3)%	5 806	5 706	1,8%
Жидкие УВ, тыс. барр./сут	4 618	4 744	(2,7)%	4 681	4 585	2,1%
Газ, тыс. б.н.э./сут	1 092	1 158	(5,7)%	1 125	1 121	0,4%
Переработка нефти, млн т	24,96	26,87	(7,1)%	51,83	55,69	(6,9)%
Выпуск нефтепродуктов в РФ млн т	22,09	23,67	(6,7)%	45,76	48,11	(4,9)%

Ключевые финансовые показатели



Показатель	2 кв. 19	1 кв. 19	%	1 пол. 19	1 пол. 18	%
EBITDA, млрд руб.	515	548	(6,0)%	1 063	950	11,9%
Чистая прибыль, млрд руб. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	194	131	48,1%	325	298	9,1%
Скорректированная чистая прибыль ¹ , млрд руб. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	230	242	(5,0)%	472	380	24,1%
Скорректированный операционный денежный поток ² , млрд руб.	357	411	(13,1)%	768	815	(5,8)%
Капитальные затраты, млрд руб.	222	214	3,7%	436	452	(3,5)%
Свободный денежный поток, млрд руб.	135	197	(31,5)%	332	363	(8,5)%
EBITDA, млрд долл.	8,0	8,3	(3,6)%	16,3	15,9	2,5%
Чистая прибыль, млрд долл. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	3,0	1,9	57,9%	4,9	5,0	(2,0)%
Скорректированная чистая прибыль ¹ , млрд долл. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	3,6	3,7	(2,7)%	7,2	6,3	14,1%
Скорректированный операционный денежный поток ² , млрд долл.	5,5	6,2	(11,3)%	11,7	13,7	(14,6)%
Капитальные затраты, млрд долл.	3,5	3,2	9,4%	6,7	7,6	(11,8)%
Свободный денежный поток, млрд долл.	2,0	3,0	(33,3)%	5,0	6,1	(18,0)%
Цена на нефть Юралс, тыс руб./барр.	4,38	4,18	4,8%	4,28	4,09	4,8%

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 3Р 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. / 1 пол. 2019 г.	4,1 / 1,6 млн т	4,5 / 2,5 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 3Р 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. / 1 пол. 2019 г.	2,3 / 2,1 млн т	1,6 / 1,3 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. / 1 пол. 2019 г.	1,3 / 0,6 млн т	2,9 / 1,9 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. / 1 пол. 2019 г.	0,3 / 0,3 млн т	0,5 / 0,4 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

Новый проект, введенный в 2019 г.: Западно-Эргинское месторождение



Наименование показателя	Значение
3P запасы (PRMS)	33 млн тнэ / 242 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию	2 кв. 2019 г.
Полка добычи (год выхода)	~0,7 млн т/год (2022+)
Налоговые льготы	Льгота по НДС (ТРИЗ)

- Второе месторождение Эргинского кластера введено в эксплуатацию в июне 2019 г.
- Подготовка к началу добычи реализована в кратчайшие сроки – менее, чем за 1,5 года
- Пробурено 54 скважины, построены объекты наземной инфраструктуры, вкл. дожимную станцию, нефтепровод (48 м) до ЦПС Кондинского месторождения
- Введена в эксплуатацию газотурбинная электростанция мощностью 18 МВт для обеспечения энергией объектов инфраструктуры, в т.ч. за счет рационального использования ПНГ
- Обеспечение синергетического эффекта в освоении Эргинского кластера через использование единой системы транспорта, энергоснабжения и управления разработкой



Прогресс в реализации ключевых проектов: Роспан



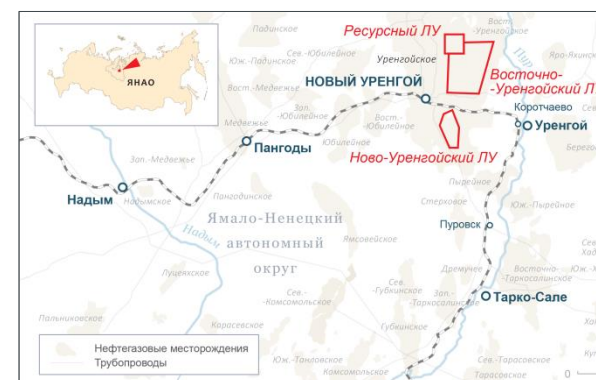
ПРОЕКТ ОБЕСПЕЧИТ НАИБОЛЬШИЙ ПРИРОСТ ДОБЫЧИ КОМПАНИИ В БЛИЖАЙШЕЙ ПЕРСПЕКТИВЕ

Наименование показателя	Значение
ЗР запасы (PRMS)	891 млрд куб. м газа 207 млн т ГК, ПБТ и нефти
Добыча за 1 пол. 2019 г.	3,3 млрд куб м газа 0,7 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	2019 г.

Текущий статус и результаты 2 кв. 2019 г.:

По итогам 1 пол. 2019 г. строительство ключевых объектов находится в активной фазе:

- На первом пусковом комплексе УКПГК Восточно – Уренгойского ЛУ и наливном терминале выполнен монтаж основного технологического оборудования; завершается монтаж трубопроводов, ведутся гидроиспытания трубопроводов и резервуаров, монтаж кабеленесущих систем, электротехнического оборудования
- На ГТЭС Восточно – Уренгойского ЛУ запущены два газотурбинных агрегата, подано напряжение по постоянной схеме на объекты первой очереди проекта: УКПГК и установку подготовки нефти Восточно – Уренгойского ЛУ
- Основные строительно-монтажные работы на магистральных и межпромысловых трубопроводах завершены, ведутся пуско-наладочные работы



Разработка новых месторождений: Харампурское месторождение

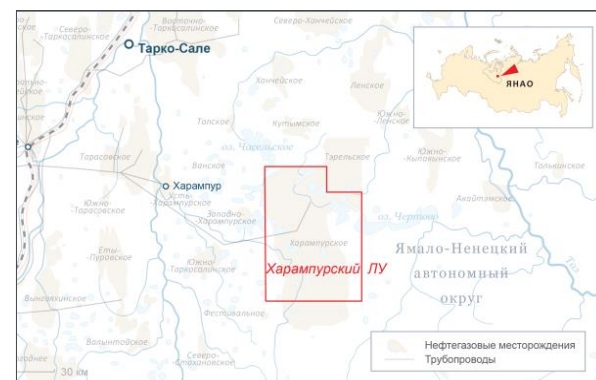


НАИБОЛЕЕ ЗНАЧИМЫЙ ПОСЛЕ РОСПАНА ПРОЕКТ КОМПАНИИ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПРИРОСТА ДОБЫЧИ ГАЗА¹

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 2 кв. 2019 г.:

- Завершаются проектно-изыскательские работы. Ведется инженерная подготовка кустовых площадок и автодорог, строительство газосборных сетей, высоковольтных линий электропередач
- Пробурено 52 из 61 скважин, в том числе 4 скважины – во 2 кв. 2019 г.
- Газопровод внешнего транспорта: ведутся строительно-монтажные работы, произведена укладка 49 км из 156 км линейного трубопровода
- Площадочные объекты: завершена инженерная подготовка площадок: вахтового жилого комплекса, сооружений водоснабжения, Установки комплексной подготовки газа. Продолжаются строительно-монтажные работы на УКПГ: устройство свайного основания, монтаж металлоконструкций, бетонирование



Расчет скорректированного операционного денежного потока



Отчет о прибылях и убытках

№	Показатель	1 пол. 2019, млрд долл.
1	Выручка, в т.ч.	65,5
	Зачет полученных предоплат и прочих финансовых обязательств	4,7
2	Затраты и расходы, в т.ч.	(54,4)
	Зачет выданных предоплат	(1,3)
3	Операционная прибыль (1+2)	11,1
4	Расходы до налога на прибыль	(4,1)
5	Прибыль до налога на прибыль (3+4)	7,0
6	Налог на прибыль	(1,3)
7	Чистая прибыль (5+6)	5,7

Отчет о движении денежных средств

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

Финансовые расходы, млрд руб.



Показатель		2 кв. 19	1 кв. 19	%	1 пол. 19	1 пол. 18	%
1.	Начисленные проценты ¹	71	74	(4,1)%	145	135	7,4%
2.	Уплаченные проценты ²	68	73	(6,8)%	141	124	13,7%
3.	Изменение процентов к уплате (1-2)	3	1	>100%	4	11	(63,6)%
4.	Капитализированные проценты ³	41	41	—	82	70	17,1%
5.	Чистый убыток от операций с производными финансовыми инструментами ⁴	—	—	—	—	9	(100,0)%
6.	Увеличение резервов в результате течения времени	5	5	—	10	9	11,1%
7.	Проценты за пользование денежными средствами в рамках договоров предоплаты	19	21	(9,5)%	40	43	(7,0)%
8.	Увеличение резервов под ожидаемые кредитные убытки по долговым финансовым активам	1	1	—	2	4	(50,0)%
9.	Прочие финансовые расходы	1	4	(75,0)%	5	5	—
Итого финансовые расходы (1-4+5+6+7+8+9)		56	64	(12,5)%	120	135	(11,1)%

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 чистой прибыли
за 1 пол. 2019 г. к изменению цены Юралс на 10%

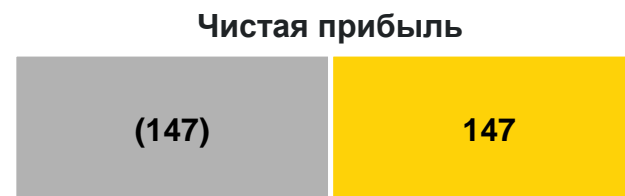
млрд руб.



■ -10% 65,53 долл./барр. ■ +10%

Чувствительность EBITDA чистой прибыли
за 1 пол. 2019 г. к изменению курса долл. на 10%

млрд руб.



■ -10% 65,34 руб./долл. ■ +10%



Вопросы и ответы