

**ПАО «НК «Роснефть»  
Результаты по МСФО  
за 12 мес. и 4 кв. 2018 г.**



**5 февраля 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.

# Макроэкономическое окружение

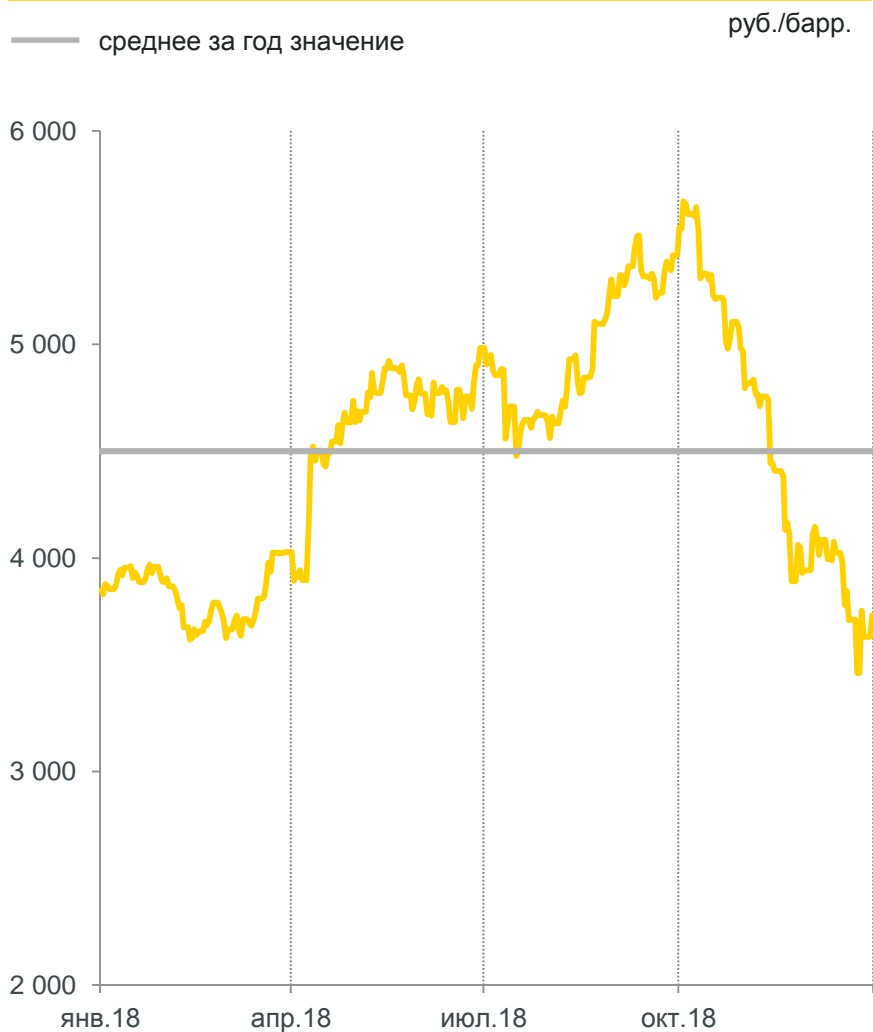


Показатель	2018	2017	%	4 кв. 18	3 кв. 18	%
Юралс, долл./барр.	<b>69,8</b>	53,1	31,4%	<b>67,3</b>	74,2	(9,3)%
Юралс, тыс. руб./барр.	<b>4,38</b>	3,10	41,2%	<b>4,48</b>	4,86	(8,0)%
Нафта, тыс. руб./т	<b>36,88</b>	27,56	33,8%	<b>35,10</b>	42,06	(16,5)%
Газойль 0,1%, тыс. руб./т	<b>39,53</b>	28,24	40,0%	<b>41,46</b>	43,44	(4,6)%
Мазут 3,5%, тыс. руб./т	<b>24,90</b>	17,64	41,2%	<b>26,58</b>	27,94	(4,9)%
Средний обменный курс, руб./долл.	<b>62,71</b>	58,35	7,5%	<b>66,48</b>	65,53	1,4%
Инфляция за период (CPI), %	<b>4,3%</b>	2,5%	1,8 п.п.	<b>1,7%</b>	0,4%	1,3 п.п.

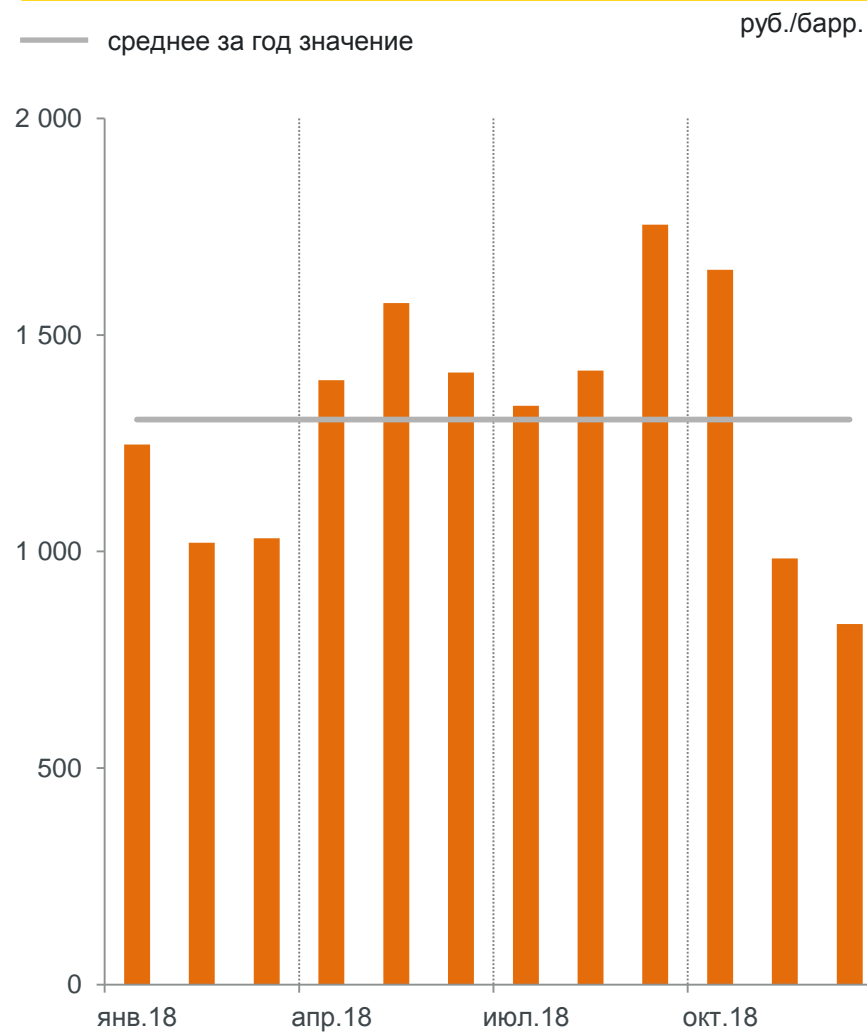
# Динамика цен на нефть и маржи экспортера



## Цена на нефть марки Brent



## Маржа экспортера<sup>1</sup>



Примечание: (1) Рассчитана как цена на нефть марки Юралс за вычетом НДС, экспортной пошлины и транспортных расходов

# Ключевые достижения: разведка и добыча



**84%** - успешность поисково-разведочного бурения на суше РФ

**454** млн т.н.э. - прирост запасов АВ1С1 за счет ГРП, открыто 23 месторождения и 230 новых залежей с суммарными запасами АВ1С1+В2С2 250 млн т.н.э.

**173%** - коэффициент замещения доказанных запасов углеводородов по классификации SEC<sup>1</sup>

**>12** млн м - высокий уровень эксплуатационного бурения, введено свыше 3,4 тыс. новых скважин

**+2,1%** - рост добычи жидких углеводородов до 4,7 млн барр./сут

**4** крупных месторождения с полкой добычи > 140 млн. барр. введены в эксплуатацию на новых проектах



# Ключевые достижения: переработка, коммерция и логистика



**115** млн т – объем переработки, в том числе 103,3 млн т на российских НПЗ

начало производства высокооктановых бензинов класса Евро-6 и Pulsar 100

оснащение заводских лабораторий и операторных центра управления производством передовым цифровым оборудованием

**+24,1%** - рост поставок нефти в восточном направлении на до 59,2 млн т

**+16%** - рост реализации через розничный канал

Rosneft Deutschland осуществило первые физические поставки ПМБ «Альфабит» потребителям в Германии



# Ключевые производственные показатели



Показатель	2018	2017	%	Комментарий
Доказанные запасы углеводородов SEC млн б.н.э.	<b>41 431</b>	39 907	+3,9%	Успешное проведение геологоразведочных работ, ввод в разработку новых площадей месторождений, а также результативная работа по улучшению показателей разработки месторождений
Добыча углеводородов, в т.ч. тыс. б.н.э./сут	<b>5 795</b>	5 718	+1,3%	
Добыча нефти и ЖУВ, тыс. барр./сут	<b>4 673</b>	4 577	+2,1%	Эффективное восстановление добычи после смягчения ограничений в рамках Соглашения ОПЕК+, активная разработка действующих и новых проектов
Добыча газа, тыс. б.н.э./сут	<b>1 122</b>	1 141	-1,7%	Сокращение добычи попутного нефтяного газа на ряде месторождений исходя из условий экономической эффективности разработки и с учетом внешних ограничений
Переработка нефти, млн т	<b>115,04</b>	112,80	+2,0%	Рост объемов переработки на российских НПЗ на фоне улучшения рыночной конъюнктуры
Выпуск нефтепродуктов в РФ млн т	<b>99,73</b>	96,90	+2,9%	

# Ключевые финансовые показатели



Показатель	2018	2017	%	4 кв. 18	3 кв. 18	%
ЕБИТДА, млрд руб.	2 081	1 400	48,6%	488	643	(24,1)%
Чистая прибыль, млрд руб. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	549	222	>100%	109	142	(23,2)%
Скорректированная чистая прибыль <sup>1</sup> , млрд руб. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	828	383	>100%	185	267	(30,7)%
Скорректированный операционный денежный поток <sup>2</sup> , млрд руб.	2 069	1 167	77,3%	518	736	(29,6)%
Капитальные затраты, млрд руб.	936	922	1,5%	257	227	13,2%
Свободный денежный поток, млрд руб.	1 133	245	>100%	261	509	(48,7)%
ЕБИТДА, млрд долл.	33,1	24,0	37,9%	7,4	9,8	(24,5)%
Чистая прибыль, млрд долл. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	8,9	3,8	>100%	1,6	2,3	(30,4)%
Скорректированная чистая прибыль <sup>1</sup> , млрд долл. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	13,1	6,6	98,5%	2,8	4,1	(31,7)%
Скорректированный операционный денежный поток, млрд долл.	32,9	19,9	65,3%	7,9	11,3	(30,1)%
Капитальные затраты, млрд долл.	15,0	15,8	(5,1)%	3,9	3,5	11,4%
Свободный денежный поток, млрд долл.	17,9	4,1	>100%	4,0	7,8	(48,7)%
Цена на нефть Юралс, тыс руб./барр.	4,38	3,10	41,2%	4,48	4,86	(8,0)%

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)



# Изменения в регулировании нефтегазовой отрасли



## Нефтедобыча



## Нефтепереработка



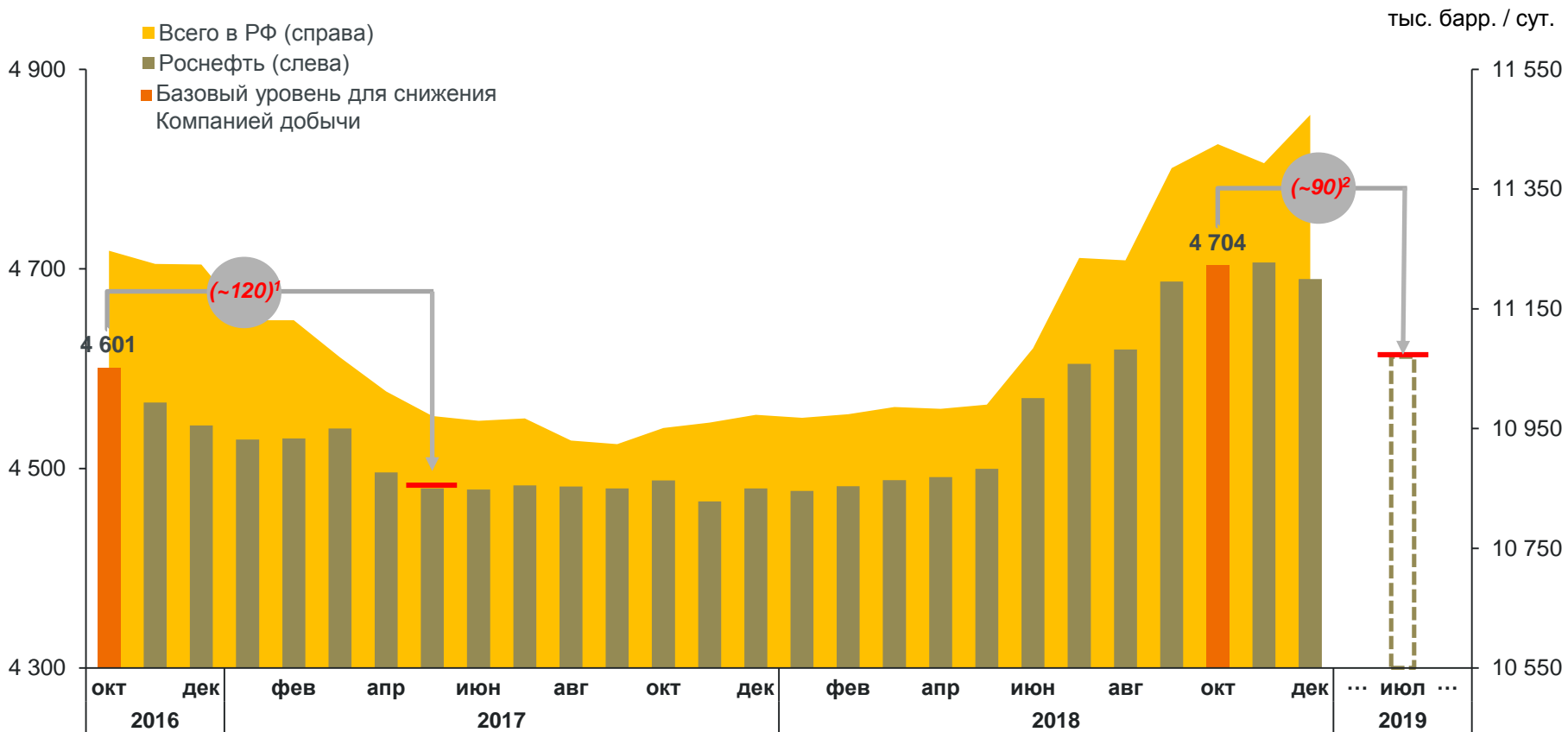
## Прочее

инициатива	эффект
введение режима НДС для новых регионов нефтедобычи и «пилотов» в Зап. Сибири	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
продление действия дополнительного слагаемого к ставке НДС на 2021 г.	<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
введение нового дополнительного слагаемого к ставке НДС в 2019 г.	<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
завершение БНМ: снижение экспортной пошлины на нефть до 0 (с 2019 по 2023 гг.) с эквивалентным ростом НДС	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
отмена порядка подачи заявок и получения льгот по экспортной пошлине для низкорентабельных проектов в новых регионах, с сохранением льготы для проектов, получивших ее ранее, в также получением права перейти на НДС по остальным проектам	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
введение обратного акциза на нефть в качестве компенсации потери «таможенной субсидии» в связи с завершением налогового маневра, при этом:	<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
для удаленных от экспортных рынков регионов введен повышающий коэффициент	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
введение «демпфирующего» акцизного вычета	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
введение обратного акциза на темное судовое топливо с 2022 г (с 2019 г. для Хабаровского края)	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
повышение ставок акцизов на АБ и ДТ на ~4 тыс. руб. и ~3 тыс. руб. соответственно	<input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
подписание Соглашения о заморозке цен на топливо на внутреннем рынке	<input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
повышение ставки НДС с 18% до 20%	<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>

# Ограничения по добыче в рамках Соглашений ОПЕК+



## Добыча нефти и газового конденсата в России

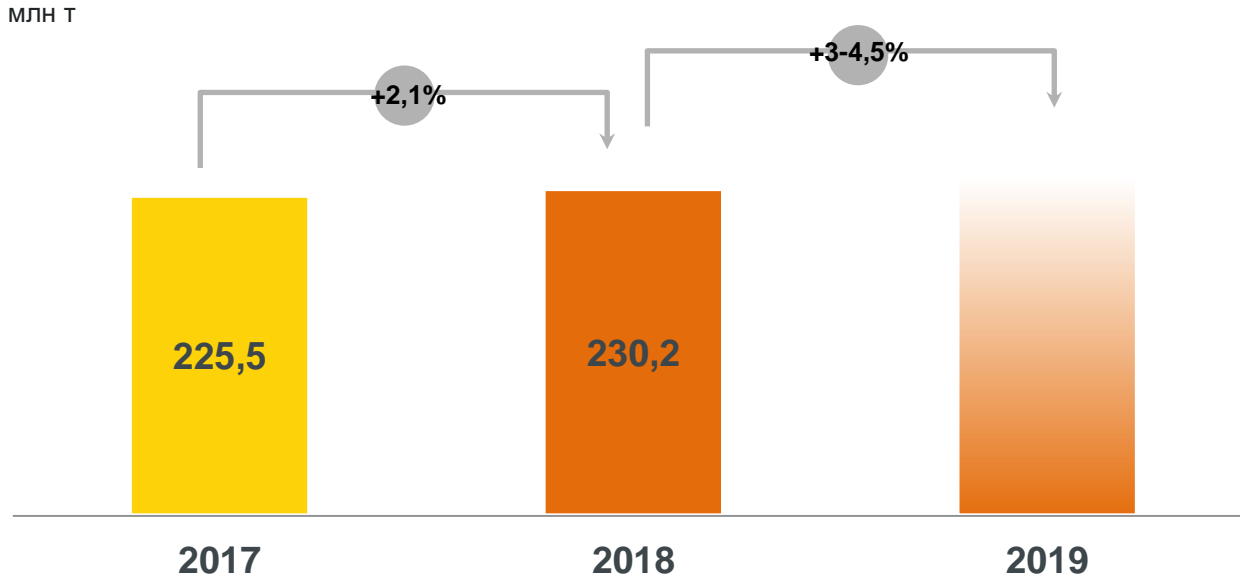


- ▶ В результате смягчения ограничений в рамках Соглашения ОПЕК+ Роснефть внесла основной вклад в увеличение добычи нефти и газового конденсата в РФ. Уровень среднесуточной добычи Компании в РФ достиг 4,7 млн барр./сут. в декабре 2018 г., продемонстрировав рост на 4,7% год к году

Источник: ЦДУ ТЭК, данные Компании

Примечание: (1) Снижение с 1 января 2017 г. по 30 апреля 2017 г.; (2) Снижение с 1 января 2019 г. до 1 июля 2019 г. с возможностью пересмотра в апреле 2019 г.

# Добыча жидких углеводородов Компании с учетом ограничения ОПЕК+

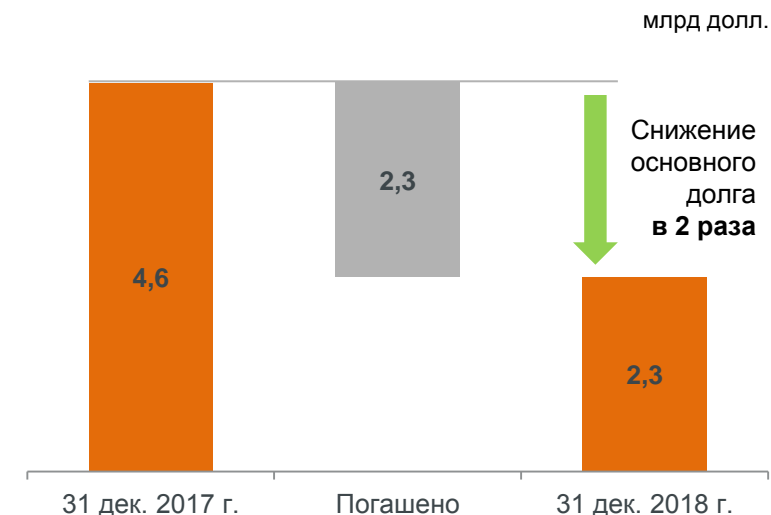


- ▶ В 2018 г. рост добычи жидких углеводородов на 2,1% по сравнению с 2017 г. в результате достижения рекордных объемов производства на крупнейшем активе Компании РН-Юганскнефтегаз, запуска новых крупных месторождений и гибкого маневрирования разработкой действующих месторождений в условиях выполнения Компанией договоренностей по ограничению добычи в рамках Соглашения ОПЕК+
- ▶ После снятия ограничений Компании удалось оперативно нарастить добычу благодаря корректности стратегического выбора активов и применения технологически оптимального режима управления фондом высокообводненных и низкоэффективных скважин на зрелых месторождениях
- ▶ В 2019 г. добыча жидких углеводородов ожидается на 3-4,5% выше уровня 2018 г. в зависимости от условий выполнения ограничений по Соглашению ОПЕК+ в 1 полугодии 2019 г.

# Активы Роснефти в Венесуэле



## Погашение предоплат в 2018 г.<sup>1</sup>



## Проекты с участием Компании

- ▶ 5 проектов<sup>2</sup> в нефтедобыче с 2P PRMS запасами нефти более 80 млн т<sup>3</sup> и добычей нефти в объеме 3,4 млн т<sup>4</sup> в доле Компании
- ▶ 100% доля в газовом проекте<sup>5</sup> (с правом экспорта) с условными ресурсами в объеме 85 млрд куб. м
- ▶ 2 нефтесервисных предприятия<sup>6</sup>
- ▶ Проекты на территории Венесуэлы осуществляются в соответствии с требованиями применимого к ним законодательства, и соглашения, заключенные в их отношении, являются законными и действительными

Примечание: (1) Основной долг, без учета процентов; (2) Petromonagas – 40%, Petromiranda – 32%, Petroperija – 40%, Boqueron – 26,67%, PetroVictoria – 40%; (3) На конец 2018 г.; (4) За 2018 г.; (5) Mejillones и Patao; (6) Perforosven – 51%, Precision Drilling – 100%

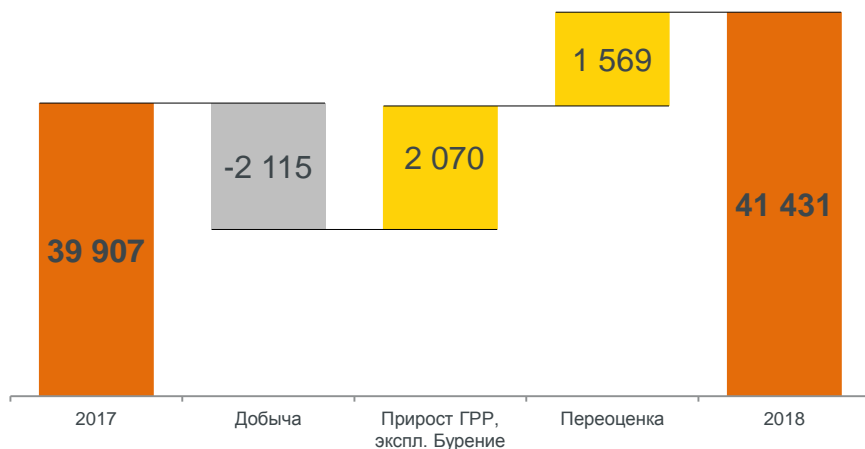


## **Производственные итоги**



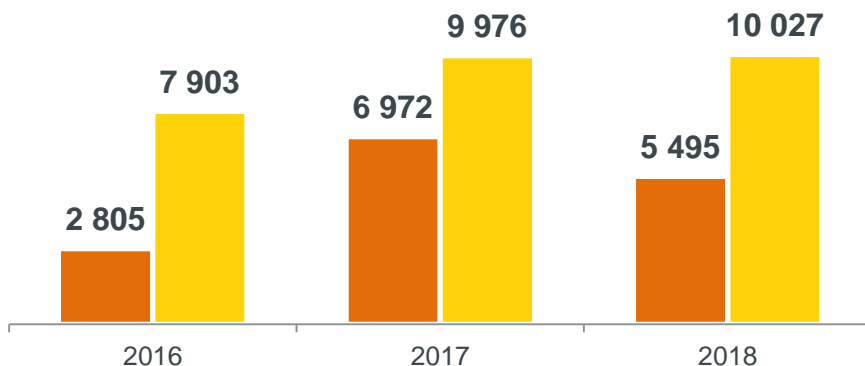
## Динамика запасов<sup>1</sup>

млн б.н.э.



## Сейсморазведочные работы на суше

- 2Д, пог. км
- 3Д, кв. км



Примечание: (1) Доказанные запасы по классификации SEC (с учетом топливного газа), (2) Коэффициенты рассчитаны на основании метрических единиц измерения углеводородов

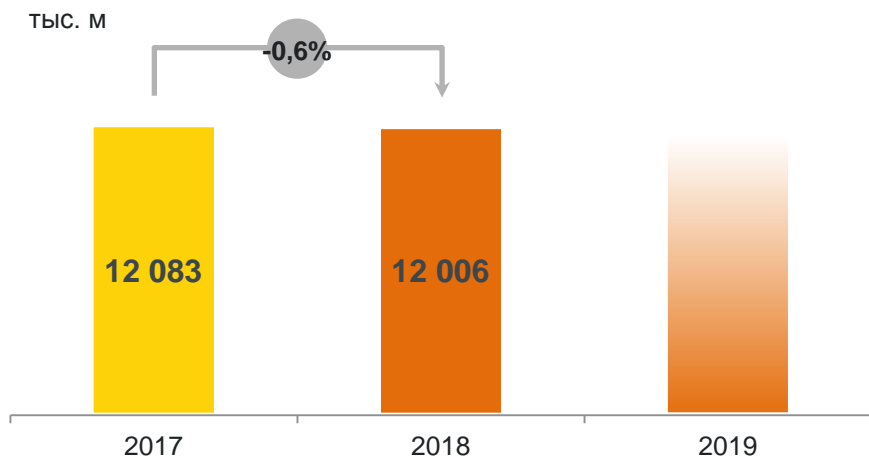
## Ключевые достижения 2018 г.

- ▶ Поддержание высоких объемов 2Д и 3Д сейсмики на суше
- ▶ 84% - показатель успешности поисково-разведочного бурения на суше РФ
- ▶ Прирост запасов АВ1С1 за счет ГРП 454 млн т.н.э.
- ▶ Открыто 23 месторождения и 230 новых залежей с суммарными запасами АВ1С1+В2С2 250 млн т.н.э.
- ▶ Замещение запасов углеводородов по категории АВ1С1 на уровне 393 млн т.н.э. или 138 % от объемов добычи на территории РФ
- ▶ Совокупные доказанные запасы углеводородов SEC увеличились на 4% до 41,4 млрд б.н.э., кратность запасов составляет более 20 лет
- ▶ Коэффициент замещения доказанных запасов углеводородов по классификации SEC<sup>2</sup>:
  - 173% по итогам 2018 г.
  - 175% (165% органический прирост) в среднем за 2016-2018 гг.
  - около 200% в среднем за 10 лет
- ▶ Коэффициент замещения запасов углеводородов по классификации PRMS (2P) составил 111%<sup>2</sup> по итогам 2018 г.

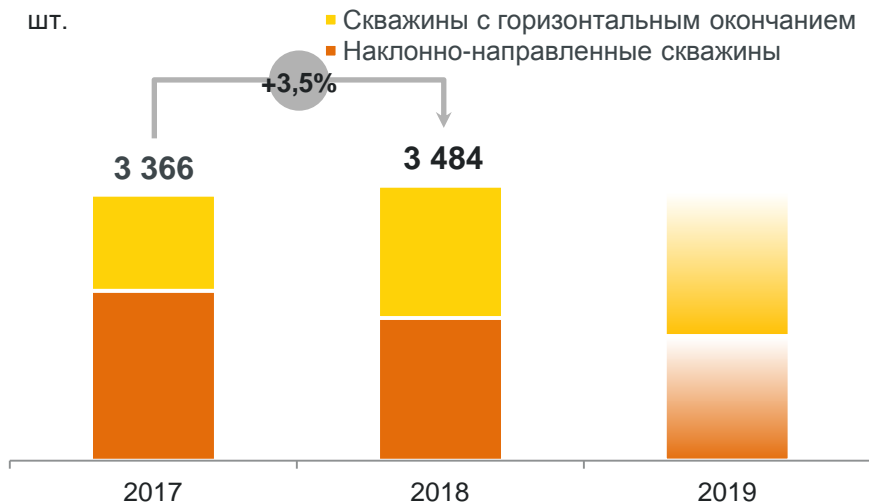
# Эксплуатационное бурение



## Проходка в эксплуатационном бурении



## Ввод новых скважин



## Ключевые достижения 2018 г.

- Проходка в эксплуатационном бурении сохранилась практически на уровне 2017 г. – >12 млн м при доле собственного сервиса в общем объеме работ >50%. В 2 раза увеличен объем строительства МСС и МЗС
- Рост ввода новых скважин на 3,5% до свыше 3,4 тыс. единиц с дополнительной добычей более 20 млн т. Увеличение ввода новых горизонтальных скважин (ГС) на 38% с ростом доли ГС до 48%. Рост количества ГС с многостадийным ГРП на 51%
- В УватНГ с применением технологии конвейерного бурения были построены 23 ГС. Наибольшая глубина спуска хвостовика была проведена на Косухинском месторождении и составила 4 936 м
- Продолжена реализация опытно-промышленных работ по бурению ГС с увеличенной длиной и количеством стадий ГРП - в ЮганскНГ и СамотлорНГ запущено более 50 скв. увеличенной длины и более 380 скв. с увеличенным количеством стадий ГРП

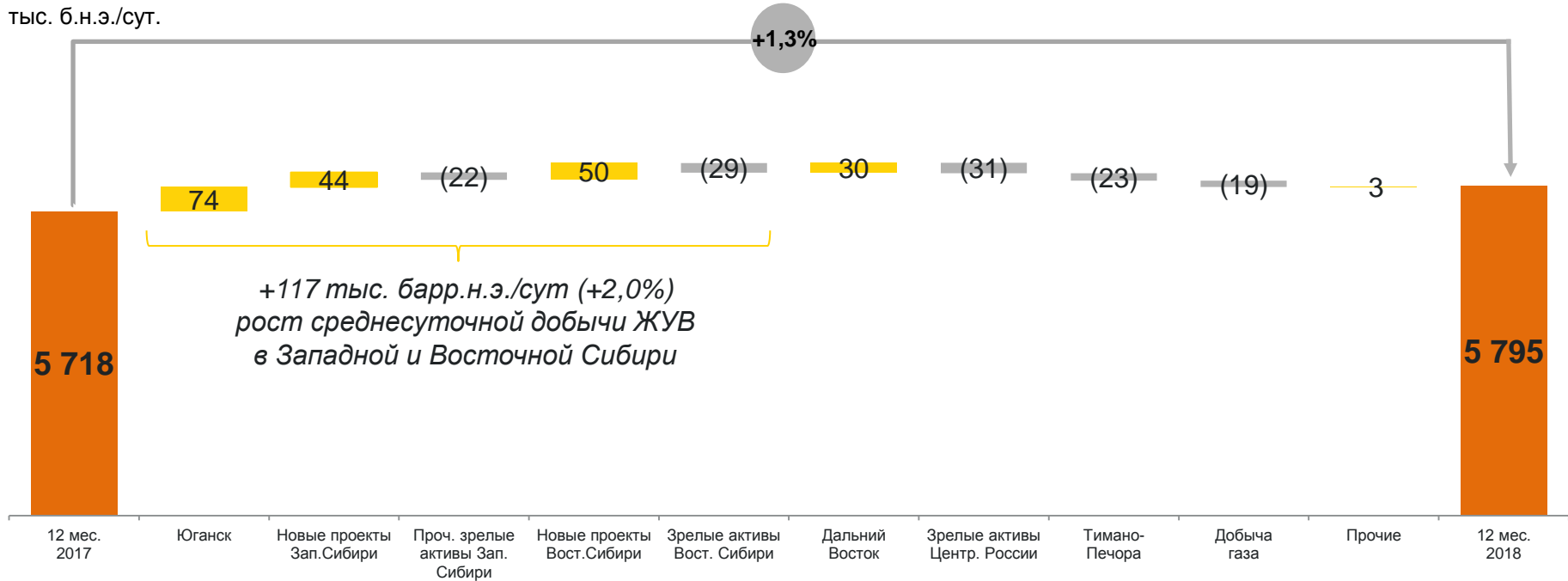
## Планы на 2019 г.

- Поддержание высоких объемов проходки в эксплуатационном бурении
- Сохранение высоких объемов ввода новых скважин с долей ГС не ниже 2018 г.
- Дальнейшее повышение эффективности бурения и заканчивания скважин

# Добыча углеводородов



тыс. б.н.э./сут.



- ▶ В 4 кв. 2018 г. добыча ЖУВ достигла 4,79 млн барр./сут, что превышает уровень 4 кв. 2017 г. на 5,3%
- ▶ Рост среднесуточной добычи ЖУВ в Западной и Восточной Сибири за 2018 г. на +117 тыс. барр.н.э./сут (+2,0%) к 12 мес. 2017 г. за счет наращивания добычи РН-Юганскнефтегаз и развития новых проектов
- ▶ РН-Юганскнефтегаз установил рекорд суточной добычи нефти за всю историю деятельности с 1964 г. – 1 462 тыс. барр./сут, годовая добыча актива превысила 519 млн барр (+5,5% к 2017г.)
- ▶ Среднесуточная добыча ЖУВ за 12 мес. 2018 г. на запущенных в 2016-2018 гг. месторождениях составила более 300 тыс. барр./сут
- ▶ В результате ввода в 2018 г. в эксплуатацию новых мощностей (4-х технологических линий УКПГ, 2-го транспортного газопровода, 7 добывающих скважин) добыча газа на месторождении Зохран за 12 мес. 2018 г. достигла ~12,2 млрд куб. м (2,2 млрд куб. м в доле Компании).



# Прогресс в реализации ключевых проектов



Наименование показателя	Юрубчено-Тохомское месторождение	Кондинское месторождение
ЗР запасы (PRMS)	309 млн тнэ / 2 368 млн бнэ <sup>1</sup>	142 млн тнэ / 1 034 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию	2017 г.	2017 г.
Добыча за 2018 г.	2,3 млн т	1,6 млн т
Полка добычи (год выхода)	~5 млн т/год (2019)	>2 млн т/год (2019)



- ▶ В 2017-2018 гг. на Юрубчено-Тохомском месторождении в Восточной Сибири введены в эксплуатацию установка подготовки нефти (УПН-1), приемно-сдаточный пункт и нефтепровод «ПСП-узел подключения НПС-2»
- ▶ Для обеспечения проектного уровня добычи и подготовки нефти (5 млн т нефти в год) ведется комплексное опробование УПН-2 и строительство других объектов обустройства месторождения, наращиваются темпы эксплуатационного бурения



- ▶ В ноябре 2017 г. состоялся официальный ввод в эксплуатацию 1-го пускового комплекса Эргинского кластера в Западной Сибири и старт отгрузки первой партии товарной нефти в трубопроводную систему «Транснефти»
- ▶ Продолжается эксплуатационное бурение, обустройство новых кустовых площадок и объектов инфраструктуры, успешно реализуется программа ГТМ и переводов скважин в ППД. В апреле 2018 г. произведен запуск ГТЭС-36 МВт

# Разработка новых месторождений: Таас-Юрях (Среднеботуобинское м/р, 2 очередь)



Наименование показателя	Значение
ЗР запасы (PRMS)	281 млн тнэ / 2 053 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию	4 кв. 2018 г.
Добыча за 2018г.	2,9 млн т
Полка добычи (год выхода)	~5 млн т/год (2021+)

- Введены в эксплуатацию основные объекты второй очереди обустройства месторождения (нефтепровод, центральный пункт сбора, приемо-сдаточный пункт) обеспечивающие мощность подготовки и сдачи нефти до 5 млн т в год
- Продолжается строительство газокompрессорной станции высокого давления, газотурбинной электростанции, ведется подготовка кустовых площадок для последующего бурения
- Реализуется программа бурения горизонтальных и многозабойных скважин
- Продолжается программа опытных работ по добыче нефти из Осинского горизонта, запасы которого относятся к категории трудноизвлекаемых



# Разработка новых месторождений: Тагульское месторождение



Наименование показателя	Значение
3P запасы (PRMS)	456 млн тнэ / 3 251 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию	4 кв. 2018 г.
Добыча за 2018 г.	1,3 млн т
Полка добычи (год выхода)	>4,5 млн т/год (2022+)

- 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
- Продолжается эксплуатационное бурение, общее количество буровых установок составляет 8 ед., закончено бурением 52 скважины
- Продолжается строительство 1-го пускового комплекса установки подготовки нефти (УПН) проектной мощностью 2,3 млн т в год и обустройство кустовых площадок



# Разработка новых месторождений: Русское месторождение



Наименование показателя	Значение
ЗР запасы (PRMS)	416 млн тнэ / 2 799 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию	4 кв. 2018 г.
Добыча за 2018 г.	0,3 млн т
Полка добычи (год выхода)	>6,5 млн т/год (2022+)

- Месторождение введено в эксплуатацию. Добыча за 2018 год с применением мобильных установок подготовки нефти составила 0,3 млн. т, что соответствует утвержденному проектному документу
- На конец 4 кв. 2018 г. пробурено более 190 скважин с потенциалом добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов более 11 тыс. т/сут. В рамках ОПР пробурено 8 многоствольных скважин, в т.ч. 3 по технологии Fishbone
- Введен в работу энергокомплекс по выработке электроэнергии на попутном нефтяном газе. Завершены испытания напорного нефтепровода «ЦПС Русское – ПСП Заполярное»
- Продолжаются строительные-монтажные работы по ключевым промышленным объектам: ПСП «Заполярное», ЦПС с КНС Русского месторождения, а также по вспомогательным и прочим объектам обустройства



# Разработка новых месторождений: Куюмбинское месторождение<sup>1</sup>



Наименование показателя	Значение
3P запасы (PRMS)	285 млн тнэ / 2 176 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию <sup>2</sup>	4 кв. 2018 г.
Добыча за 2018 г.	0,5 млн т
Полка добычи (год выхода) <sup>2</sup>	>3 млн т/год (2021+)

- Месторождение введено в эксплуатацию, осуществлен технологический запуск основного объекта обустройства месторождения – ЦПС. Добыча нефти за 2018 г. составила 0,5 млн. т в соответствии с утвержденным проектным документом
- Закончено бурением за 2018 г. 33 скважины, завершено строительством 34 км внутрипромысловых трубопроводов и вахтовый жилой комплекс на 100 чел.
- Продолжаются работы по расширению мощности ЦПС (для обеспечения добычи 1,6 млн. т/год) и строительству объектов обустройства месторождения
- Осуществляется инженерная подготовка кустовых площадок для последующего бурения, автодорог, объектов энергетики, сбора и транспорта нефти

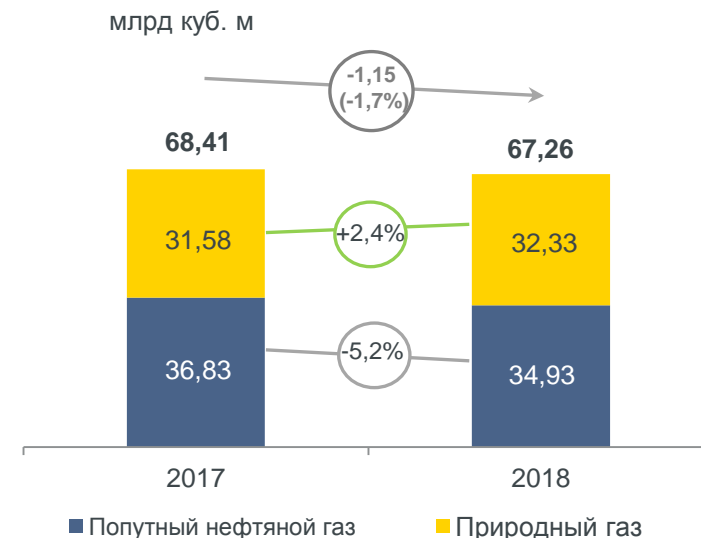




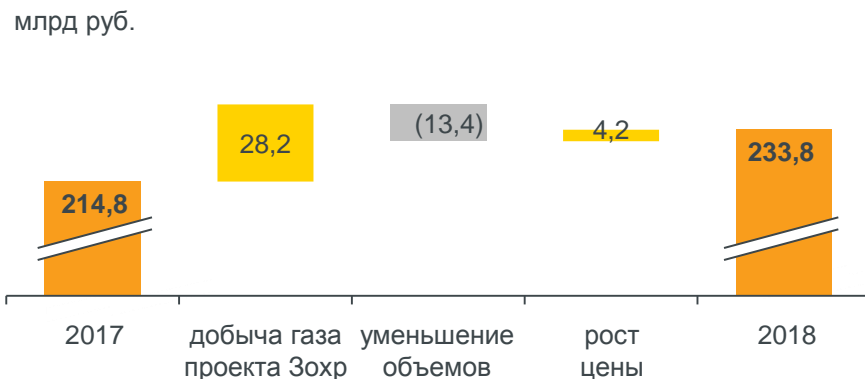
## Ключевые достижения 2018 г.

- Выручка от реализации газа в 2018 г. увеличилась на 8,8%, преимущественно за счет роста добычи по проекту Зохрана шельфе Египта. Освоение месторождения велось опережающими темпами. Менее чем за год после запуска месторождения был достигнут уровень добычи газа около 57 млн куб. м в сутки<sup>1</sup>
- Снижение добычи газа на 1,7% связано с сокращением добычи ПНГ на ряде месторождений исходя из условий экономической эффективности разработки и с учетом внешних ограничений
- Подписано соглашение с Beijing Gas по созданию совместного предприятия по строительству и эксплуатации в России сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) на базе ООО «Ванкорское УТТ». По условиям соглашения Beijing Gas получит долю 45%. Стороны планируют построить в России около 170 АГНКС, а также рассмотрят возможности использования СПГ в качестве моторного топлива.

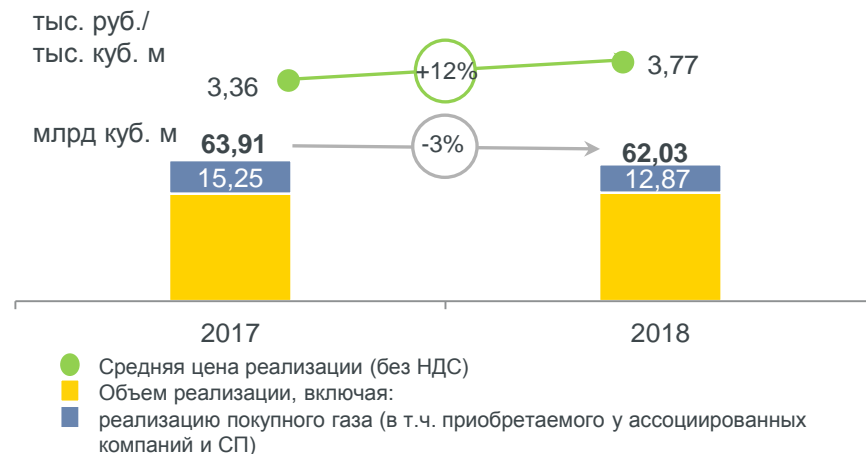
## Добыча газа



## Выручка от реализации газа



## Реализация газа



# Прогресс в реализации ключевых проектов: Роспан



Проект обеспечивает наибольший прирост добычи Компании в ближайшей перспективе

Наименование показателя	Значение
ЗР запасы (PRMS)	852 млрд куб. м газа 195 млн т ГК, ПБТ и нефти
Добыча и производство, в год	В перспективе: > 21 млрд куб м газа > 5 млн т жидких УВ до 1,3 млн т ПБТ
Запуск проекта	2019 г.



## Основные объекты:

- УКПГ Ново-Уренгойского ЛУ (запущена)
- УКПГиК Восточно-Уренгойского ЛУ
- Объекты подготовки нефти Валанжинской залежи, парк хранения и перевалки конденсата и нефти
- Наливной ж/д терминал на станции Коротчаево с товарным парком хранения ПБТ
- Магистральные и внутрипромысловые трубопроводы
- Объекты энергообеспечения

## Текущий статус:

В активной фазе строительство ключевых производственных объектов обустройства:

- УКПГиК Восточно – Уренгойского ЛУ: завершен монтаж технологического оборудования на установке регенерации метанола второй очереди, гидроиспытание шарового резервуара на складе пропан-бутана технического. Ведется работа по монтажу систем отопления в зданиях
  - Железнодорожный терминал: ведутся работы по обвязке оборудования на эстакаде налива, монтажу и термообработке шаровых резервуаров (закончено 9 резервуаров из 11). На 95% выполнена укладка внутренних железнодорожных путей и стрелочных переводов
- На вышеуказанных объектах обустройства, а также на ГТЭС Восточно – Уренгойского ЛУ, Установке подготовки нефти продолжаются работы по монтажу технологических трубопроводов, кабельно-проводниковой продукции
- Продолжается строительство магистральных и внутрипромысловых трубопроводов, объектов энергообеспечения. Завершены работы на переходах через трубопроводы Транснефти и Новатэк Юрхаровнефтегаз

## Планы на ближайшую перспективу:

- Завершение строительства и запуск ключевых объектов в 2019 г.

# Разработка зрелых активов: проекты развития месторождений АО «Сибнефтегаз»



Крупнейший актив Компании по объему добычи газа. За 2018 г. добыча составила 11,96 млрд куб. м

Наименование показателя	Значение
ЗР запасы (PRMS), газ	543 млрд. куб. м
Ввод в эксплуатацию	2007 (Береговой ЛУ) 2009 (Пырейный ЛУ) 2014 (Хадырьяхинский ЛУ)
Полка добычи газа	> 16 млрд куб. м
Выход на полку	2022 г.



- Зрелый газовый актив: на конец 2018 г. накопленная добыча газа составила 114 млрд куб. м. Ключевой актив общества - Береговое НГКМ
- Снижение добычи в 2018 г. по сравнению с прошлыми периодами обусловлено естественными геологическими факторами, будет компенсировано за счет реализации проектов развития актива в ближайшей перспективе
- Реализуются дополнительные возможности наращивания добычи при невысоких капитальных вложениях - проекты развития Хадырьяхинского ЛУ и нижних горизонтов Берегового НГКМ
- По результатам ГРП уточнены перспективы добычи с новых ЛУ

## Текущий статус:

- Продолжается эксплуатационное бурение, ведется строительство УКПГИК и сопутствующих инфраструктурных объектов для разработки нижних горизонтов Берегового НГКМ
- Ведется строительство дожимной компрессорной станции на Береговом НГКМ, которая позволит обеспечить подачу газа в магистральные трубопроводы без привлечения внешних подрядчиков для оказания услуг по компримированию



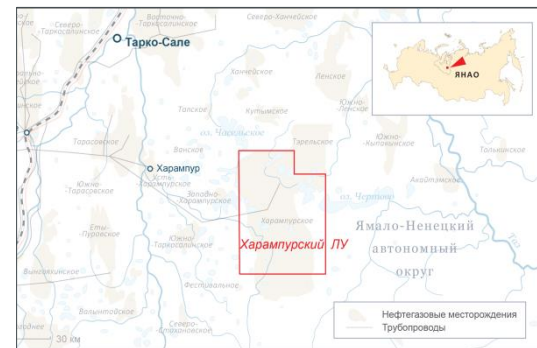


# Разработка новых месторождений: Харампурское месторождение



Наиболее значимый после Роспана проект Компании с точки зрения прироста добычи газа<sup>1</sup>

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



## Стратегия развития:

- 1-я очередь - Сеноман: окупаемость инфраструктуры за счет разработки газа с низкой себестоимостью добычи
- 2-я очередь - Турон: использование создаваемой газовой инфраструктуры для эффективной добычи газа Туронской залежи
- Эффект синергии: развитая инфраструктура действующего нефтяного промысла

## Текущий статус:

- Пробурено 43 из 61 скважин. Ведутся лабораторные работы по исследованию керна. Завершается инженерная подготовка кустовых площадок и автодорог, ведется строительство газосборных сетей, высоковольтных линий электропередач
- Газопровод внешнего транспорта: произведена укладка 32 км из 156 км линейного трубопровода, выполняется сварка двухтрубных секций на четырех трубосварочных базах
- Площадочные объекты: завершена инженерная подготовка подъездной автодороги, площадки вахтового жилого комплекса и Установки комплексной подготовки газа, начаты работы по изготовлению и погружению свай на УКПГ
- Ведутся работы по опытно-промышленной эксплуатации Туронской залежи – долгосрочные испытания на 3-х эксплуатационных скважинах, бурение и испытание новых скважин с целью определения оптимальной конструкции и заканчивания скважин

## Планы на ближайшую перспективу:

- Обустройство газового промысла Сеноманской залежи и строительство Установки комплексной подготовки газа
- Подготовка предварительного технико-экономического обоснования полномасштабной разработки объектов Туронской залежи (2-я очередь)

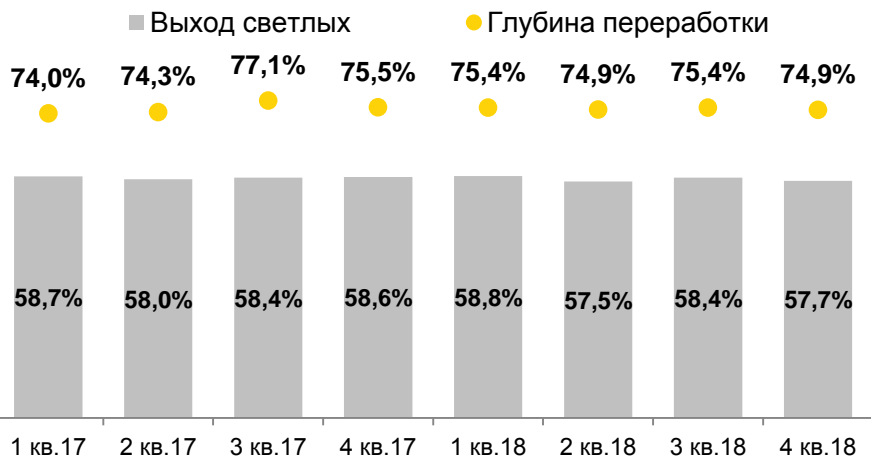
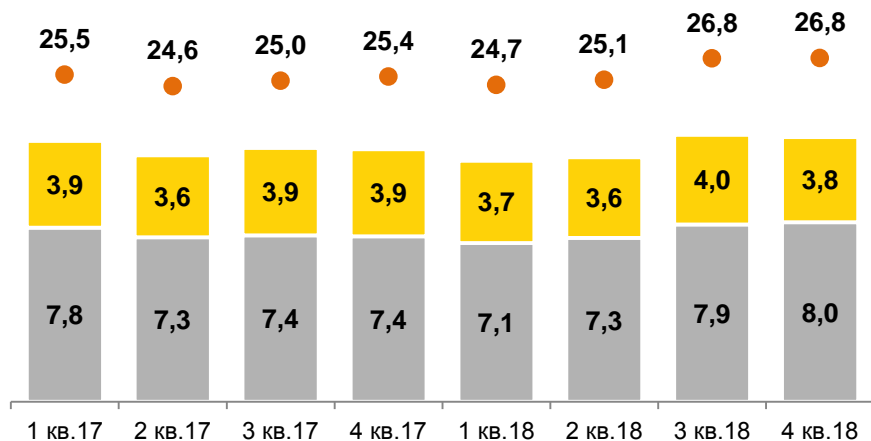
Примечание: (1) проект реализуется с участием партнера – компании ВР, (2) без учета растворенного в нефти газа, с учетом запасов Туронской залежи, (3) с потенциалом дальнейшего роста до 25 млрд куб. м в год за счет полномасштабного освоения Туронской залежи

# Нефтепереработка: повышение эффективности за счет производственной оптимизации



## Основные показатели нефтепереработки в РФ

- Производство АБ, млн.т
- Производство ДТ, млн.т
- Объем переработки, млн. т



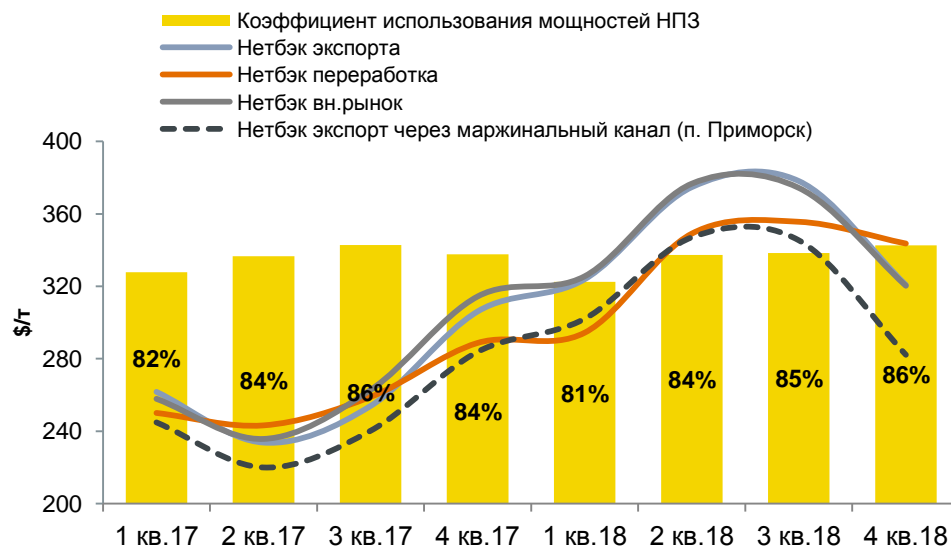
## Ключевые достижения 2018 г.

- ▶ Расширение ассортимента выпускаемой на российских НПЗ продукции с учетом потребностей рынка:
  - на Рязанской НПК начат выпуск высокооктанового бензина Аи-100
  - на Уфимской группе НПЗ и Саратовском НПЗ начато производство улучшенных высокооктановых автомобильных бензинов Евро-6
  - на Уфимской группе НПЗ стартовало промышленное производство дорожных битумов, соответствующих требованиям нового МГС
- ▶ Продолжение реализации программ поддержания и модернизации: на Ангарской НХК завершен монтаж новой колонны ГФУ, на Новокуйбышевском НПЗ введен блок доочистки вод с мембранным биореактором
- ▶ Оснащение передовым техническим оборудованием центральной заводской лаборатории Сызранского НПЗ и операторной центра управления производства Комсомольского НПЗ

# Максимизация прибыли от реализации нефти

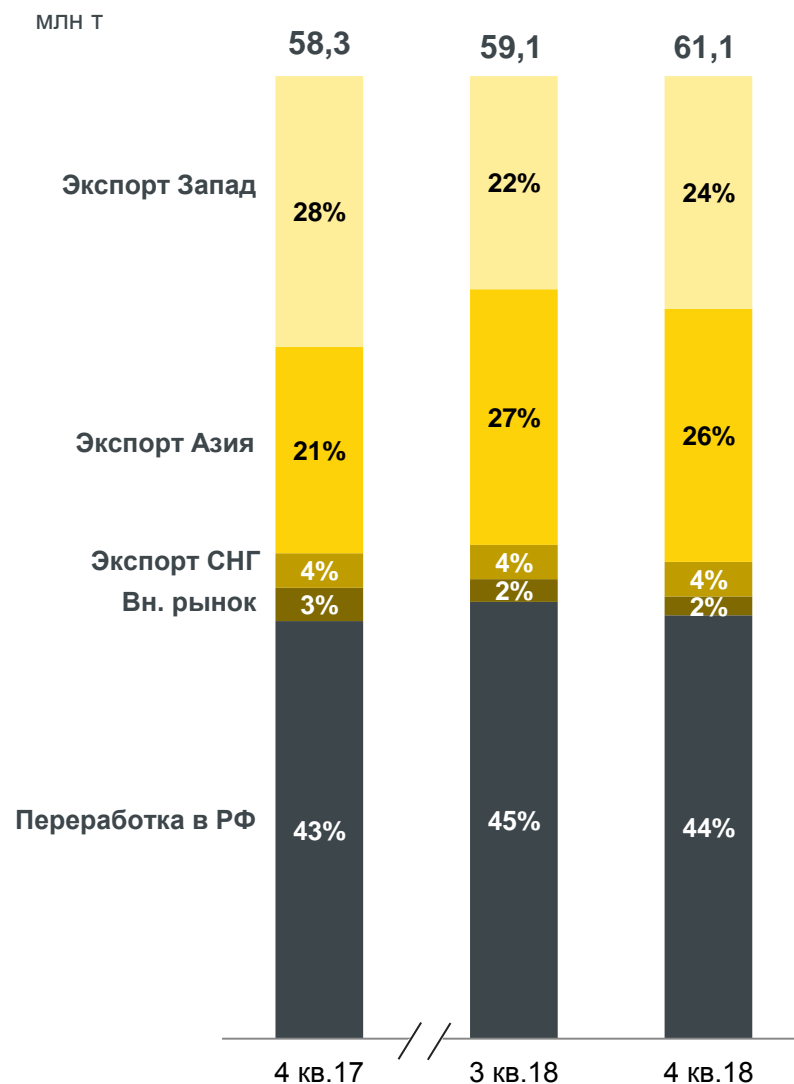


## Нетбэки основных каналов монетизации нефти



- ▶ За 12 мес. 2018 г. поставки в восточном направлении увеличились год к году на 24,1% до 59,2 млн т. Рост показателя в 4 кв. 2018 г. составил 2,6% квартал к кварталу до 16,1 млн т
- ▶ Заключены долгосрочные контракты на поставку нефти в Польшу в объеме от 6,4 до 12,6 млн т с Grupa Lotos SA и в Германию объемом от 4,8 до 10,8 млн т с TOTAL OIL TRADING SA.
- ▶ Во второй половине 2018 г. Роснефть подписала годовые контракты с Shell и Eni на экспорт сырья в Германию объемом 3,9 млн т, а также с SOCAR Trading S.A. на поставку нефти в адрес турецкого НПЗ в объеме до 1 млн т
- ▶ На полях первого Российско-китайского энергетического бизнес-форума Роснефть подписала соглашение с 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.

## Каналы монетизации нефти



# Развитие премиальных каналов сбыта



Авиа



Бункер



Масла



Битум

## Ключевые достижения

По итогам 2018 г. рост реализации авиакеросина составил 6,1% г/г

Увеличение поставок авиакеросина в аэропортах Московского авиационного узла на 11% по итогам 2018 г.

По итогам 2018 г. рост реализации судового топлива составил 10,7% г/г

В ходе ВЭФ-2018 заключен долгосрочный контракт с одним из крупнейших российских рыбодобывающих предприятий «Русская Рыбопромышленная Компания»

По итогам года смазочные материалы Компании в канистрах с обновленным дизайном представлены более чем в 7 тыс. точек независимой розницы и около 2 тыс. АЗС

Увеличена реализация инновационного продукта полимерно-битумного вяжущего на 85% г/г (до 76 тыс. т)

## Объем продаж

**3,5** млн т  
авиакеросин

**3,1** млн т  
судовое топливо

**0,3** млн т  
товарные масла

**2,6** млн т  
битумные материалы

# Развитие розничного канала сбыта



## Розница

**16%** - рост объемов реализации моторных топлив<sup>1</sup>

**36%** - рост продажи горячих напитков к 2017 г.

**55%** - рост продажи горячих напитков к 2016 г.

### Ключевые достижения

Продолжено наращивание базы участников программ лояльности, на 31.12.2018 в 58 субъектах РФ привлечено 10,3 млн человек

Реализован пилотный проект по запуску виртуальной топливной карты в рамках программ лояльности и для сегмента B2B

С целью контроля качества топлива с использованием собственных мобильных лабораторий на АЗС и АЗК проведено более 8 тыс. проверок в 47 субъектах РФ

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, Евро 6 на базе топлива АИ-95, а так же новую линейку топлива с технологией ACTIVE на ВР



Примечание: (1) 2018 к 2017 году

## Сопутствующий бизнес

**6%** - рост выручки от сопутствующих товаров и услуг<sup>1</sup>

**14%** - рост выручки в категории кофе<sup>1</sup>

### Реализуемые мероприятия

В ходе ребрендинга АЗС «ТНК» завершено обновление внешнего вида и магазинов 230 станций на конец 2018 г.

Компания расширяет предложение кофе при АЗС за счёт формирования зоны самообслуживания (кофе-корнеры), а также установки модулей для приготовления хот-догов

В рамках расширения ассортимента кофе на федеральном уровне внедрена линейка горячих напитков: 4 вкуса кофе и 4 вкуса какао (пралине, ореховый пекан и т.д.), кофе-гляссе

Введён в эксплуатацию первый АЗК нового компактного формата ВР. 2/3 площади магазина приходится на кофе, ключевым ассортиментом является предложение «с собой»

Оптимизировано ассортиментное предложение для всей сети, представлен ассортимент товаров под собственной торговой маркой, что обеспечило прирост дохода в категориях: вода на 7%, влажные салфетки на 28%, злаковые батончики на 39%.





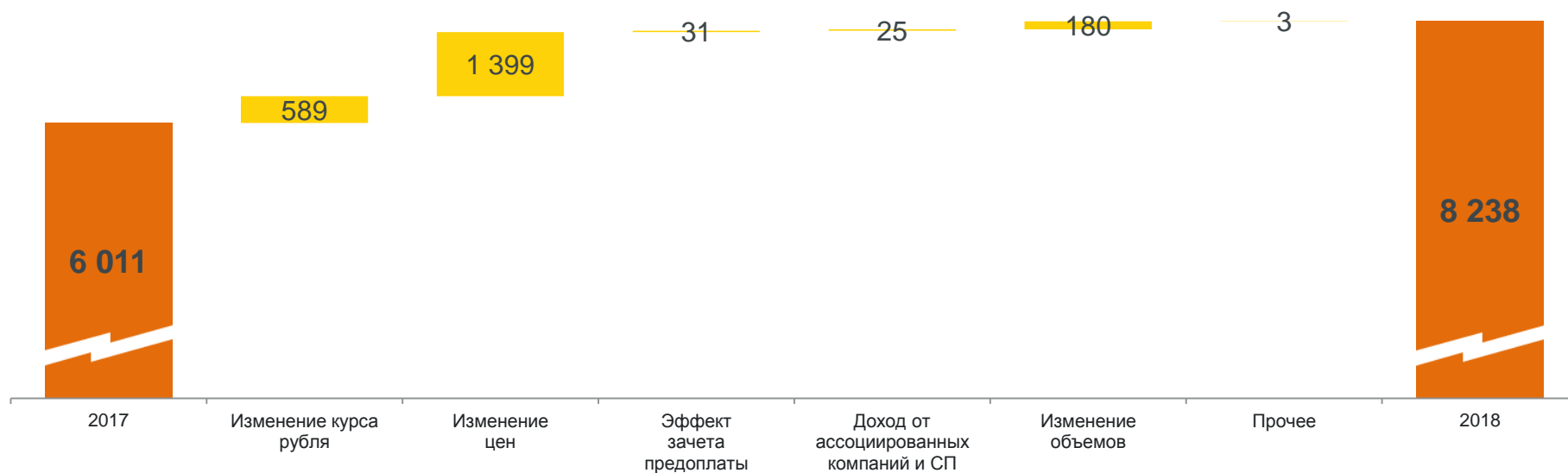
## **Финансовые итоги**

# Выручка



2018 г. к 2017 г.

млрд руб.



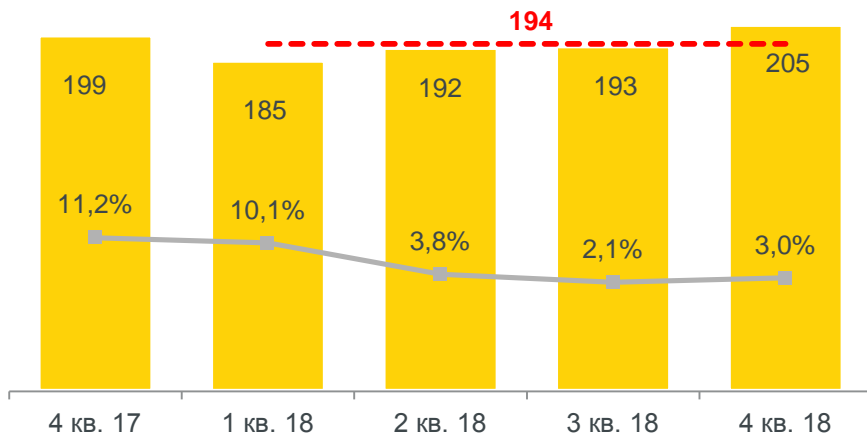
- ▶ Положительная ценовая динамика на рынке – рост цен на нефть марки Urals на 41% в рублевом выражении
- ▶ Рост объемов экспорта нефти и нефтепродуктов

# Динамика операционных расходов



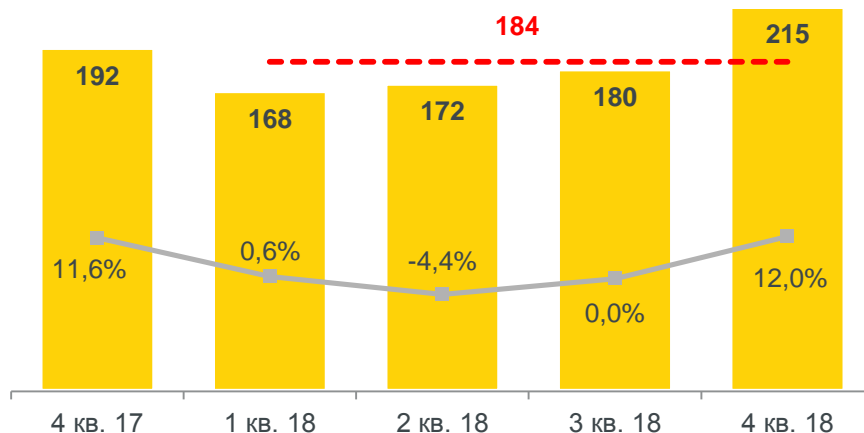
## Динамика расходов на добычу

руб./б.н.э. — Квартал — Среднее за 12 мес. — % год к году



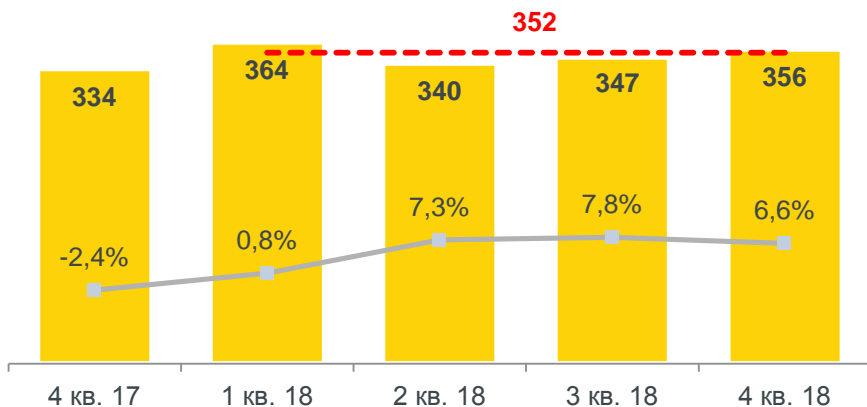
## Динамика расходов на переработку в РФ

руб./барр. — Квартал — Среднее за 12 мес. — % год к году



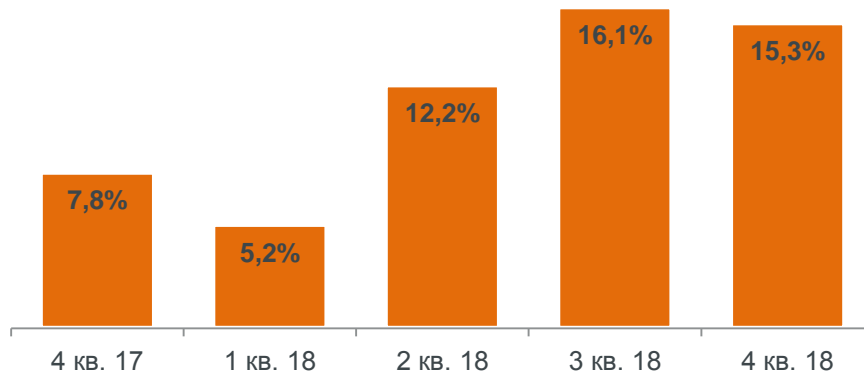
## Динамика транспортных расходов

руб./б.н.э. — Квартал — Среднее за 12 мес. — % год к году



## Индекс цен производителя в годовом выражении

руб./барр. — Квартал — Среднее за 12 мес. — % год к году





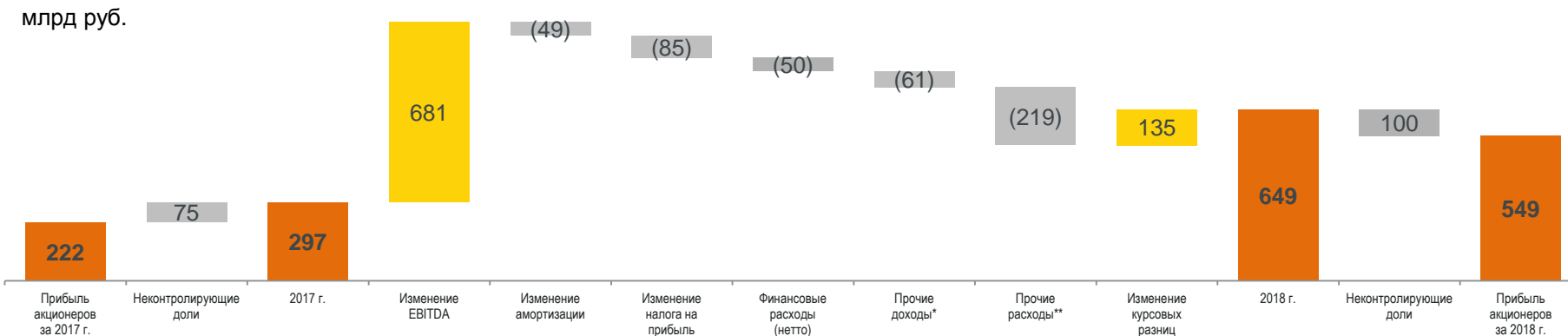
# ЕВITDA и чистая прибыль



## ЕВITDA 2018 г. к 2017 г.



## Чистая прибыль 2018 г. к 2017 г.



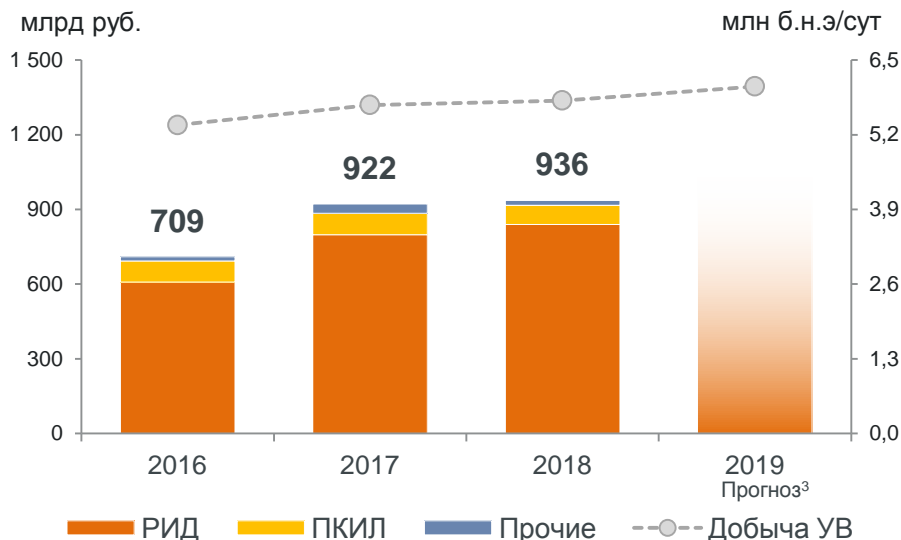
\* Включая эффект от признания в 4 кв. 2017 г. разового дохода в размере 100 млрд руб. по итогам достигнутого мирового соглашения с АФК «Система».

\*\* Включая расход от обесценения гудвила и прочих активов в сумме 219 млрд руб. в 2018 г.

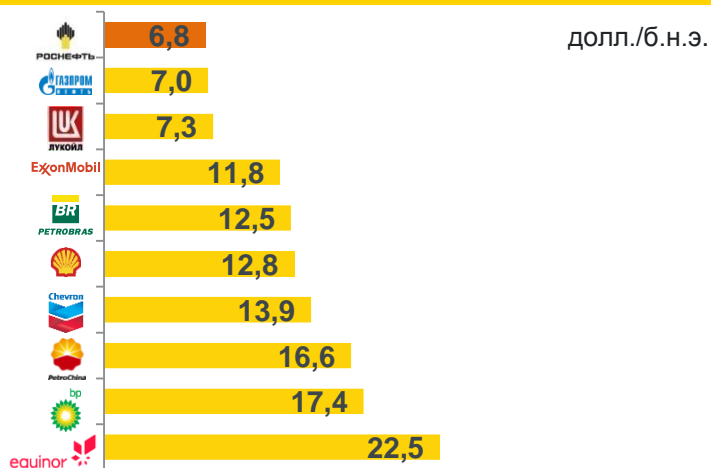
# Капитальные затраты



## Капитальные затраты и добыча



## CAPEX Рид 2018<sup>1</sup>: сравнительный анализ



- CAPEX на уровне 2017 г. с ростом 1,5% в рублевом выражении. Инвестиции соответствуют Стратегии Компании и сфокусированы на:
  - эксплуатационном бурении и ГРП на зрелых активах для поддержания уровня добычи с учетом ограничений по соглашению ОПЕК+
  - разработке новых месторождений в целях создания и развития крупных центров добычи в Восточной Сибири и Дальнем Востоке (Красноярском крае, Якутии), на севере Западной Сибири и традиционных регионах добычи Компании
  - развитию и повышению эффективности собственного нефтесервиса
  - реализации проектов строительства современных установок переработки на НПЗ
- С учетом смягчения ограничений добычи ОПЕК+, увеличены инвестиции в проекты разведки и добычи (с наибольшим возвратом на вложенный капитал) по сравнению с объявленной в мае целью по сокращению инвестиционной программы 2018 г. до 800 млрд руб. (в рамках инициатив по росту доходности акционеров)
- При реализации интенсивной инвестпрограммы Компания удерживает лидерские позиции по удельной эффективности капитальных вложений в Рид (\$6,8 на б.н.э. за 2018) с учетом выполнения цели по росту добычи углеводородов и постоянной оптимизации инвестиционного портфеля

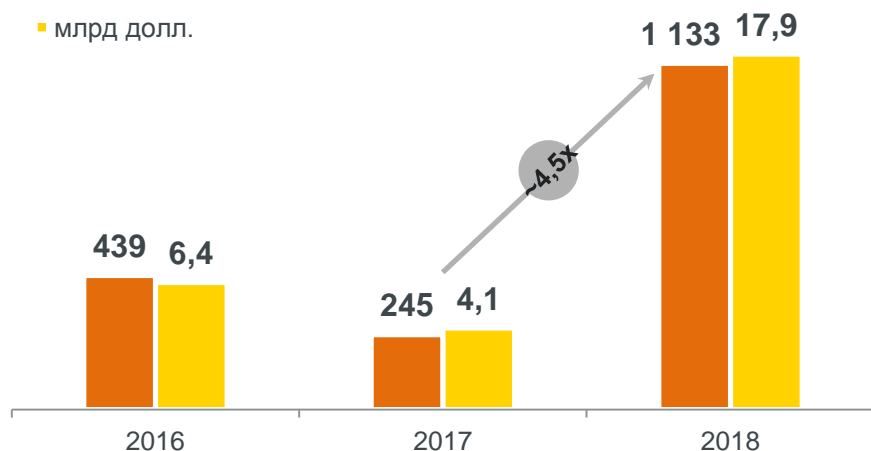
Примечания: (1) Данные по Роснефти за 2018 г., по Газпромнефть, Лукойл, Petrobras, Equinor за 9 месяцев 2018, по всем остальным компаниям конкурентам за 2017 г. (2) В долларовом выражении инвестиционная программа 2018 снизилась на 5% относительно 2017 года, (3) Инвестпрограмма 2019 года сформирована при сохранении стратегических целей Компании и в соответствии с утвержденным бизнес-планом

# Свободный денежный поток и зачет предоплат



## Свободный денежный поток

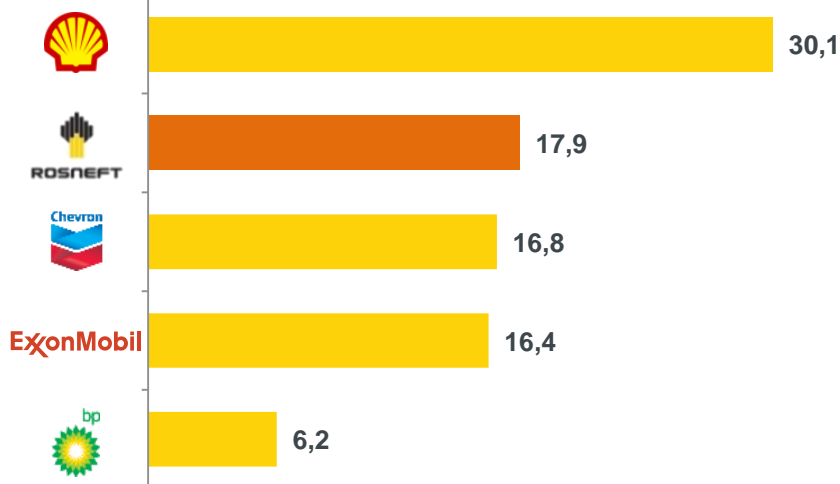
- млрд руб.
- млрд долл.



- Рост свободного денежного потока более чем в 4 раза до 1,1 трлн руб. (17,9 млрд долл.)
- Лидирующие позиции по динамике свободного денежного потока, своевременное обслуживание долговых обязательств
- Фокус на органическом росте денежного потока и снижении долговой нагрузки

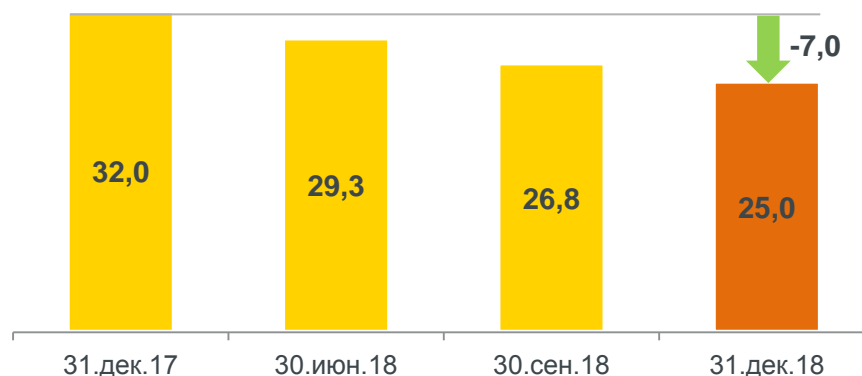
## СДП 2018: сравнительный анализ (мэйджоры)

млрд долл.



## Погашение полученных предоплат<sup>1</sup>

млрд долл.

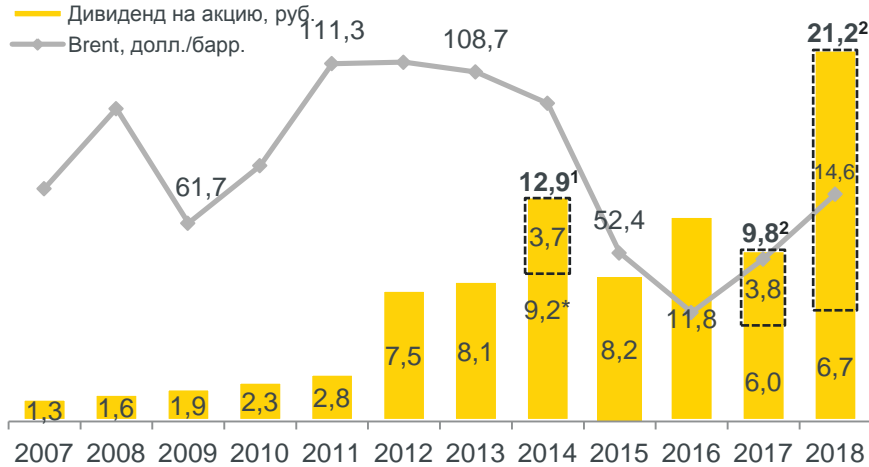


Примечание: (1) Основная сумма, без учета процентов реклассификации и части прочих финансовых обязательств

# Дивидендная политика



## Выплата дивидендов и цены на нефть



- ▶ В 2017 г. утверждены изменения в дивидендную политику Компании:
  - целевой уровень выплат – не менее 50% чистой прибыли по МСФО (самый высокий показатель в секторе)
  - периодичность – не реже 2 раз в год
- ▶ Суммарный объем дивидендных выплат в 2018 г. составил 225 млрд руб., в том числе 155 млрд руб. (14,58 руб. на акцию) выплачено по итогам 1 пол. 2018 г.

## Дивидендные выплаты крупнейших контролируемых государством компаний<sup>3</sup>

в % от чистой прибыли по МСФО



Компания	Мин. уровень выплат <sup>4</sup>
Роснефть	50% МСФО
Газпром	17,5-35% РСБУ
Лукойл	25% МСФО
Новатэк	30% МСФО
Сургутнефтегаз	10% МСФО
Газпром нефть	15% МСФО или 25% РСБУ
Татнефть	50% МСФО или РСБУ

Примечание: (1) С учетом скорректированной прибыли на сумму переоценки активов ТНК-ВР в размере 167 млрд руб.; (2) Включая промежуточные дивиденды за 1 пол. 2017 и 2018 г.; (3) Как доля от чистой прибыли по МСФО за 2017 г.; (4) Как % от чистой прибыли в соответствии с дивидендной политикой



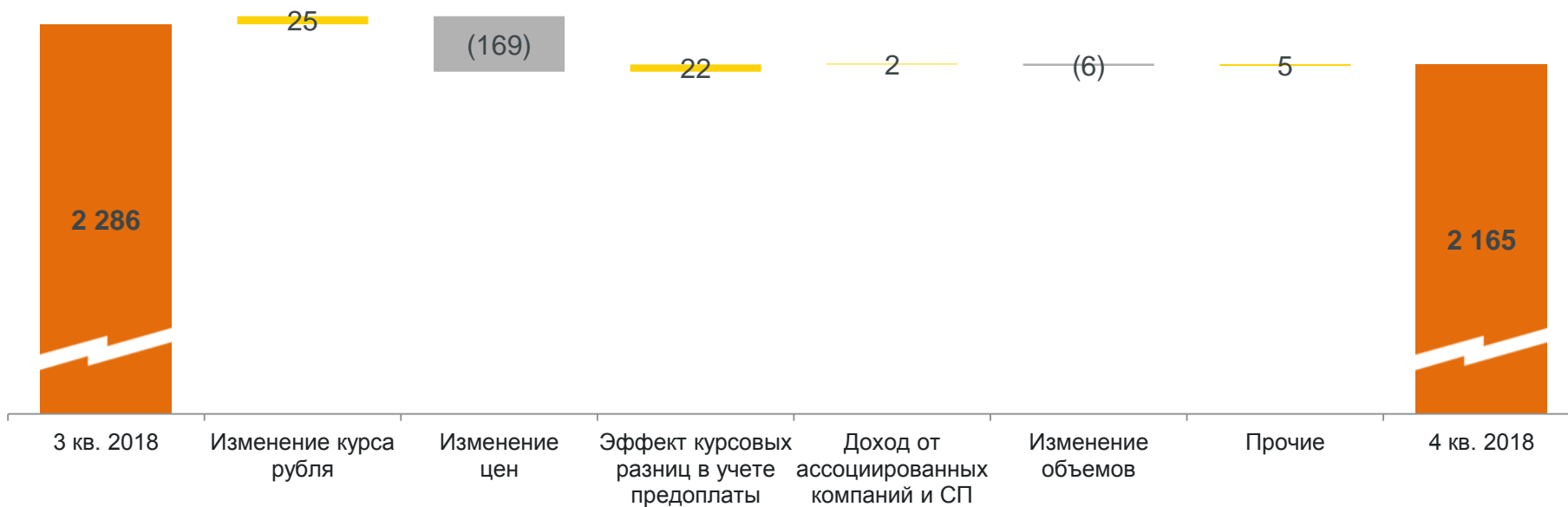
# Приложение

# Выручка



4 кв. 2018 г. к 3 кв. 2018 г.

млрд руб.

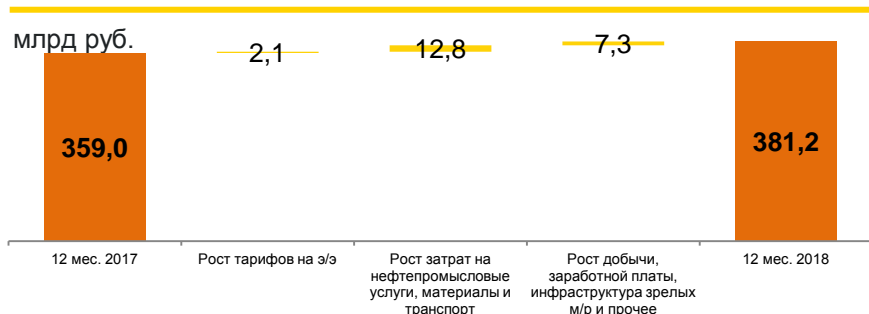


- ▶ Негативная ценовая динамика на рынке – снижение цен на нефть марки Urals на 8% в рублевом выражении
- ▶ Увеличение экспорта нефти при сокращении объемов реализации нефтепродуктов

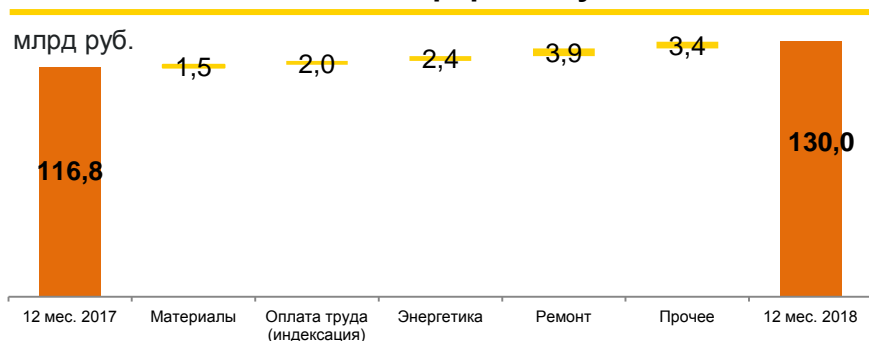
# Динамика расходов 2018 г. к 2017 г.



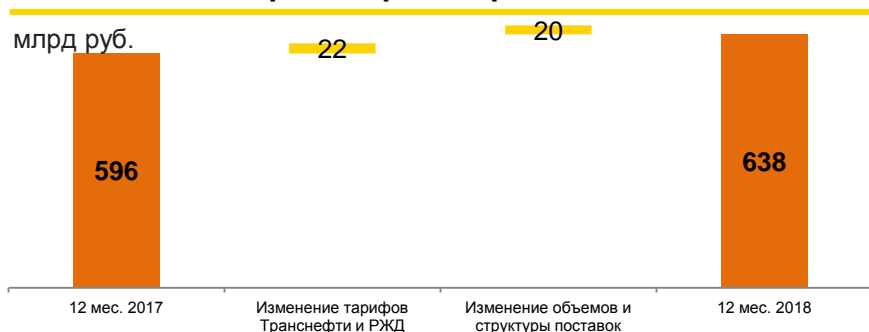
## Расходы на добычу



## Расходы на переработку в РФ



## Транспортные расходы

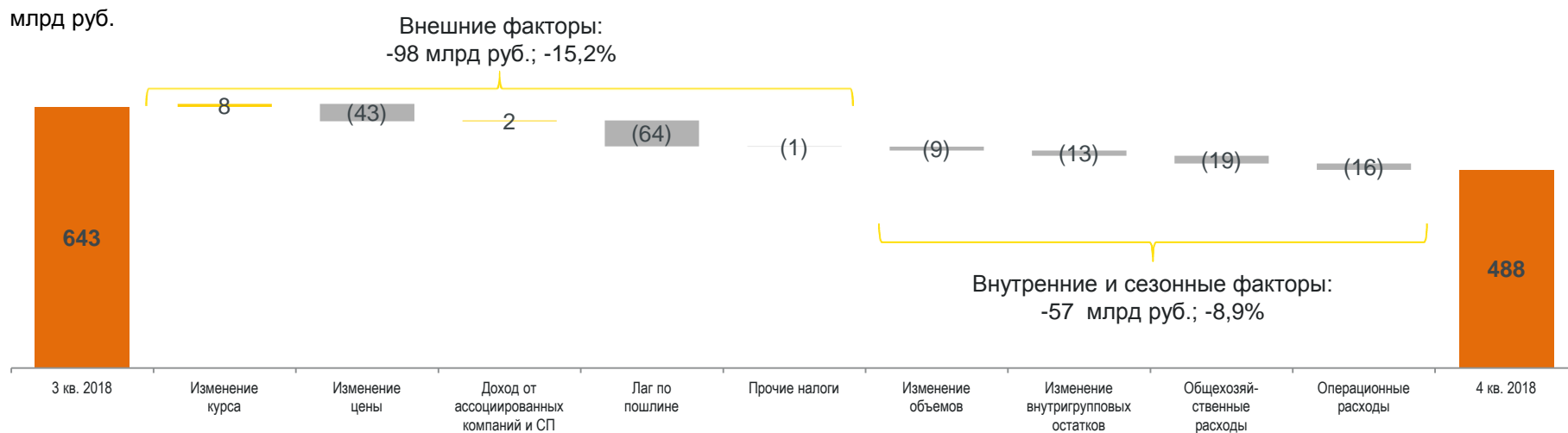


- Рост расходов на добычу в 2018 г., в основном, связан с индексацией тарифов естественных монополий, увеличением затрат на ремонт и обслуживание растущего фонда скважин и прочие нефтепромысловые услуги, а также с ростом сопутствующих затрат на материалы и транспорт
- Увеличение расходов на переработку в 2018 г. в результате роста объемов плановых ремонтов, роста тарифов естественных монополий, а также индексации заработной платы
- С 1 января 2018 года индексация ставок тарифов на услуги Транснефти на транспортировку нефти по магистральным нефтепроводам составила 3,95%
- В январе 2018 года железнодорожные тарифы проиндексированы на 5,4% к тарифу декабря 2017 года
- Рост PPI в годовом выражении составил 11,9%

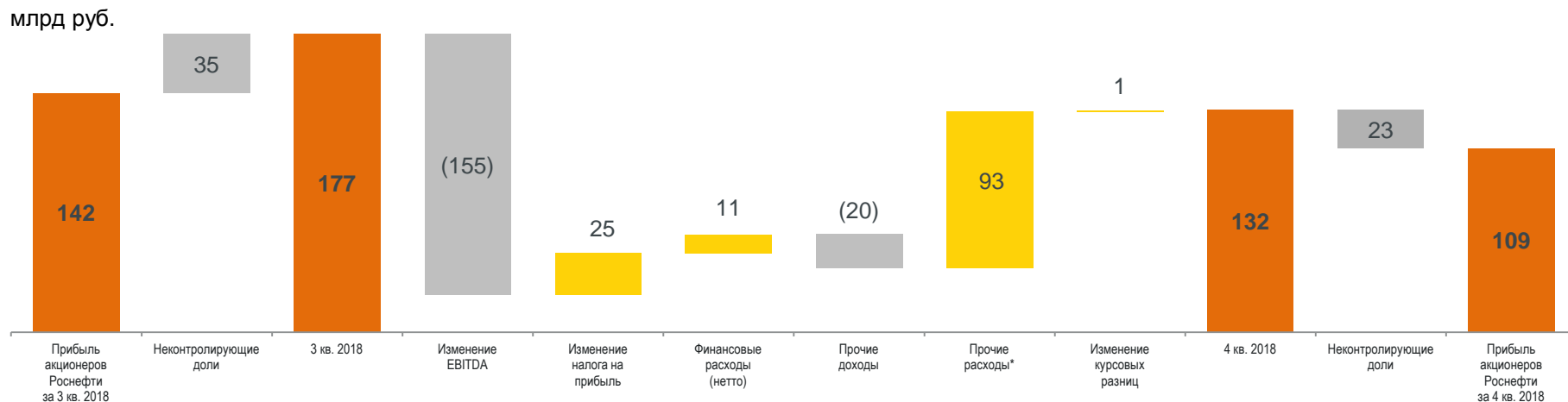
# ЕВITDA и чистая прибыль



## ЕВITDA 4 кв. 2018 к 3 кв. 2018



## Чистая прибыль 4 кв. 2018 к 3 кв. 2018



\* Включает эффект обесценения активов в сумме 136 млрд руб. в 3 кв. 2018 г. и 35 млрд руб. в 4 кв. 2018 г.



# Хеджирование валютных рисков



	2018 г., млрд руб.			2017 г., млрд руб.		
	До налогообложения	Налог на прибыль	За вычетом налога на прибыль	До налогообложения	Налог на прибыль	За вычетом налога на прибыль
Признано в составе прочего совокупного (расхода)/дохода на начало периода	(290)	58	(232)	(435)	87	(348)
Возникло курсовых разниц за период	-	-	-	(1)	-	(1)
Признано курсовых разниц в составе расходов периода	146	(29)	117	146	(29)	117
<b>Итого признано в составе прочего совокупного (расхода)/дохода за период</b>	<b>146</b>	<b>(29)</b>	<b>117</b>	<b>145</b>	<b>(29)</b>	<b>116</b>
Признано в составе прочего совокупного (расхода)/дохода на конец периода	(144)	29	(115)	(290)	58	(232)

## Справочно:

Номинальные суммы объекта и инструментов хеджирования	млн долл.	курс долл. ЦБ РФ, руб.
На 31 декабря 2017 г.	873	57,6002
На 31 марта 2018 г.	818	57,2649
На 30 июня 2018 г.	0	62,7565
На 30 сентября 2018 г.	0	65,5906
На 31 декабря 2018 г.	0	69,4706

# Расчет скорректированного операционного денежного потока



## Отчет о прибылях и убытках

№	Показатель	2018, млрд долл.
1	Выручка, в т.ч.	133,7
	Зачет полученных предоплат и прочих финансовых обязательств	9,6
2	Затраты и расходы, в т.ч.	(110,8)
	Зачет выданных предоплат	(3,3)
3	<b>Операционная прибыль (1+2)</b>	<b>22,9</b>
4	Расходы до налога на прибыль	(9,4)
5	Прибыль до налога на прибыль (3+4)	13,5
6	Налог на прибыль	(3,0)
7	<b>Чистая прибыль (5+6)</b>	<b>10,5</b>

## Отчет о движении денежных средств

2018, млрд долл.	Показатель	№
10,5	<b>Чистая прибыль</b>	<b>1</b>
15,3	Корректировки для сопоставления чистой прибыли с денежными средствами, полученными от основной деятельности, в т.ч.	2
(7,0)	Зачет полученных предоплат по долгосрочным договорам поставок нефти и нефтепродуктов	
(2,6)	Зачет прочих финансовых обязательств	
3,3	Зачет выданных предоплат по долгосрочным договорам поставок нефти и нефтепродуктов	
0,3	Изменения в операционных активах и обязательствах, в т.ч.	3
(1,6)	Проценты за пользование денежными средствами по долгосрочным поставкам	
(2,2)	Платежи по налогу на прибыль, проценты и дивиденды полученные	4
<b>23,9</b>	<b>Чистые денежные средства от операционной деятельности (1+2+3+4)</b>	<b>5</b>
1,1	Финансирование в счет будущих поставок	6
7,9	Эффект от предоплат	7
<b>32,9</b>	<b>Скорректированный операционный денежный поток (5+6+7)</b>	<b>8</b>

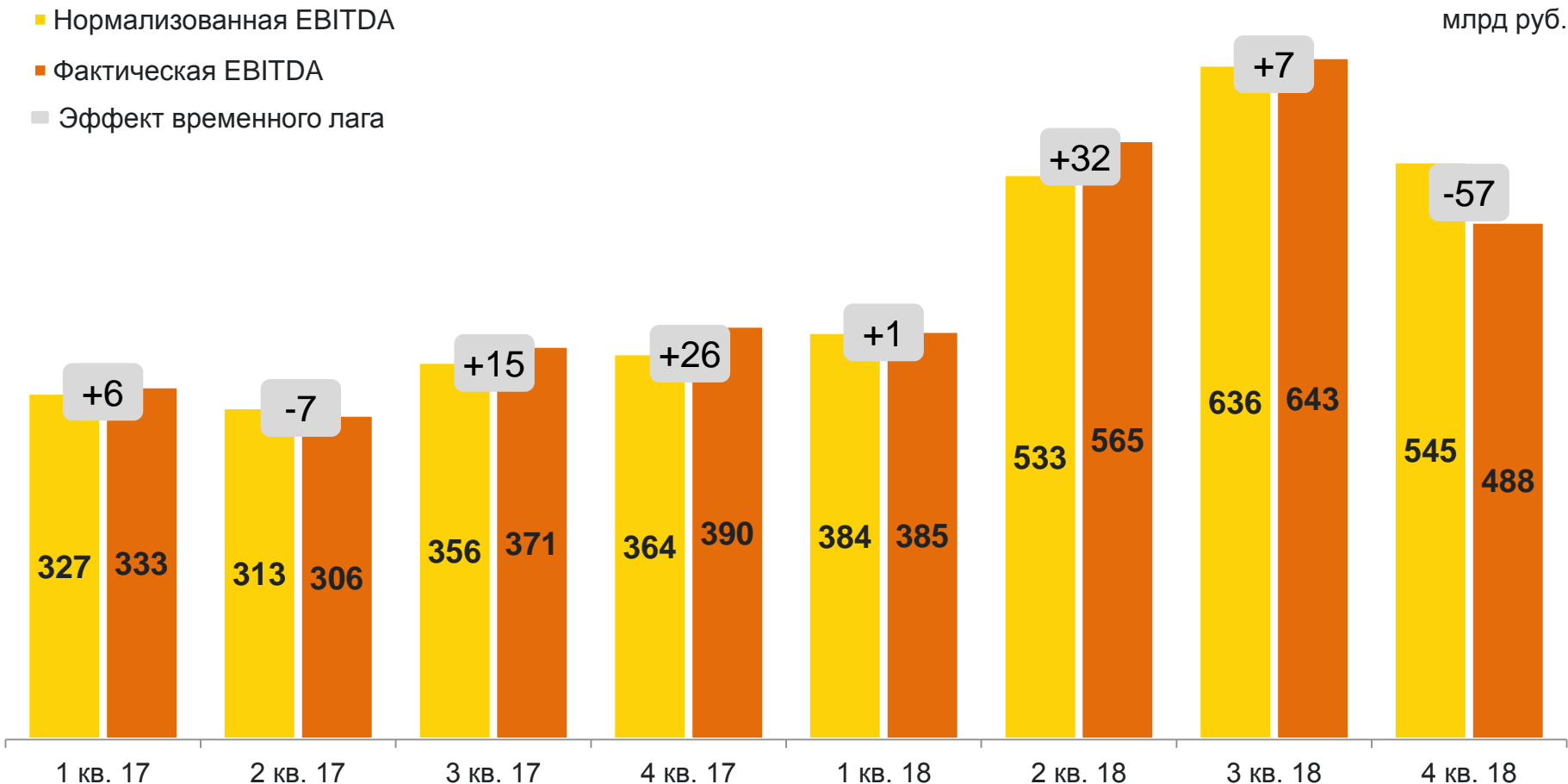
# Расчет скорректированного операционного денежного потока за 2018 г.



млрд руб.



# Временной лаг по экспортной пошлине



Примечание: Эффект временного лага в установлении ставок вывозных таможенных пошлин на показатель EBITDA Компании на данном слайде представлен обособленно, т.е. (в отличие от факторного анализа) рассчитан в рамках отдельных кварталов и на основе объемов и среднего курса долл. США соответствующего квартала

# Финансовые расходы, млрд руб.



Показатель	2018	2017	%	4 кв. 18	3 кв. 18	%
1. Начисленные проценты <sup>1</sup>	280	230	21,7%	73	72	1,4%
2. Уплаченные проценты <sup>2</sup>	284	219	29,7%	82	78	5,1%
3. Изменение процентов к уплате (1-2)	(4)	11	–	(9)	(6)	50,0%
4. Капитализированные проценты <sup>3</sup>	147	117	25,6%	39	38	2,6%
5. Чистый убыток от операций с производными финансовыми инструментами <sup>4</sup>	17	–	–	3	5	(40,0)%
6. Увеличение резервов в результате течения времени	19	17	11,8%	5	5	–
7. Проценты за пользование денежными средствами в рамках договоров предоплаты	91	81	12,3%	24	24	–
8. Изменение справедливой стоимости финансовых активов	12	–	–	3	9	(66,7)%
9. Увеличение резервов под ожидаемые кредитные убытки по долговым финансовым активам	7	–	–	1	2	(50,0)%
10. Прочие финансовые расходы	11	14	(21,4)%	3	2	50,0%
<b>Итого финансовые расходы (1-4+5+6+7+8+9+10)</b>	<b>290</b>	<b>225</b>	<b>28,9%</b>	<b>73</b>	<b>81</b>	<b>(9,9)%</b>

Примечание: (1) Включая проценты, начисленные по кредитам и займам, векселям, рублевым облигациям и еврооблигациям, (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.

# Чувствительность EBITDA и чистой прибыли



## Изменение цены Юралс

млрд руб.    -7 долл./барр.    +7 долл./барр.

### EBITDA



### Чистая прибыль



## Изменение курса

млрд руб.    -6,3 руб./долл.    +6,3 руб./долл.

### EBITDA



### Чистая прибыль



- ▶ Средняя цена Юралс в 2018 г. составила 69,8 долл./барр. При снижении средней цены по году на 10% до 62,8 долл./барр., показатель EBITDA сократился бы на 183 млрд руб.
- ▶ Средний валютный курс за 2018 г. составил 62,71 руб./долл. При ослаблении среднего курса рубля по году на 10% до 69 руб./долл., показатель EBITDA увеличился бы на 246 млрд руб.



## **Вопросы и ответы**