

ПАО «НК «Роснефть» Результаты по МСФО за 1 кв. 2018 г.



14 мая 2018 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.

Обзор основных событий



Макроэкономические показатели¹

Показатель	1 кв. 18	4 кв. 17	%	1 кв. 18	1 кв. 17	%
Юралс, долл./барр.	65,2	60,5	7,8%	65,2	52,3	24,8%
Юралс, тыс. руб./барр.	3,71	3,53	5,0%	3,71	3,07	20,7%
Нафта, тыс. руб./т	31,79	31,71	0,3%	31,79	27,76	14,5%
Газойль 0,1%, тыс. руб./т	33,25	31,68	5,0%	33,25	28,06	18,5%
Мазут 3,5%, тыс. руб./т	20,23	19,71	2,6%	20,23	17,28	17,0%
Средний обменный курс, руб./долл.	56,88	58,41	(2,6)%	56,88	58,84	(3,3)%
Инфляция за период (CPI), %	0,8%	0,8%	-	0,8%	1,0%	-

Основные события

- ▶ Нарращивание мощностей на проекте Зохран - ввод в эксплуатацию новых технологических участков позволит в ближайшее время увеличить текущую производительность до 34 млн куб. м в сутки²
- ▶ Начало выпуска и реализации бензинов «Евро 6» с улучшенными экологическими показателями
- ▶ В целях расширения сотрудничества открыт офис Международного центра исследований и разработок в Катаре, который станет полномасштабным представительством Компании
- ▶ Совет директоров рекомендовал выплатить дивиденды в размере 6,65 руб. на акцию, что соответствует 50% чистой прибыли по МСФО
- ▶ Совет директоров утвердил дополнительные инициативы к Стратегии «Роснефть-2022» и поддержал предложения по повышению доходности для акционеров и улучшению инвестиционной привлекательности Компании

Ключевые производственные показатели



Показатель	1 кв. 18	4 кв. 17	%	1 кв. 18	1 кв. 17	%
Добыча углеводородов, в т.ч. тыс. б.н.э./сут	5 708	5 713	(0,1)%	5 708	5 785	(1,3)%
Добыча нефти и ЖУВ, тыс. барр./сут	4 566	4 551	0,3%	4 566	4 620	(1,2)%
Добыча газа, тыс. б.н.э./сут	1 142	1 162	(1,7)%	1 142	1 165	(2,0)%
Переработка нефти, млн т	27,6	28,5	(3,2)%	27,6	28,3	(2,6)%
Выход светлых нефтепродуктов, %	58,8	58,6	+0,2 п.п.	58,8	58,7	+0,1 п.п.

Ключевые финансовые показатели



Показатель	1 кв. 18	4 кв. 17	%	1 кв. 18	1 кв. 17	%
ЕБИТДА, млрд руб.	385	393	(2,0)%	385	333	15,6%
Чистая прибыль, млрд руб. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	81	100	(19,0)%	81	11	>100%
Скорректированная чистая прибыль ¹ , млрд руб. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	123	102	20,6%	123	75	64,0%
Скорректированный операционный денежный поток ² , млрд руб.	365	336	8,6%	365	293	24,6%
Капитальные затраты, млрд руб.	223	292	(23,6)%	223	192	16,1%
Свободный денежный поток, млрд руб.	142	44	>100%	142	101	40,6%
ЕБИТДА, млрд долл.	6,8	6,7	1,5%	6,8	5,7	19,3%
Чистая прибыль, млрд долл. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	1,5	1,8	(16,7)%	1,5	0,2	>100%
Скорректированная чистая прибыль ¹ , млрд долл. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	2,2	1,8	22,2%	2,2	1,3	69,2%
Скорректированный операционный денежный поток, млрд долл.	6,4	5,7	12,3%	6,4	4,9	30,6%
Капитальные затраты, млрд долл.	3,9	5,0	(22,0)%	3,9	3,3	18,2%
Свободный денежный поток, млрд долл.	2,5	0,7	>100%	2,5	1,6	56,3%
Цена на нефть Юралс, тыс руб./барр.	3,71	3,53	5,0%	3,71	3,07	20,7%

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)



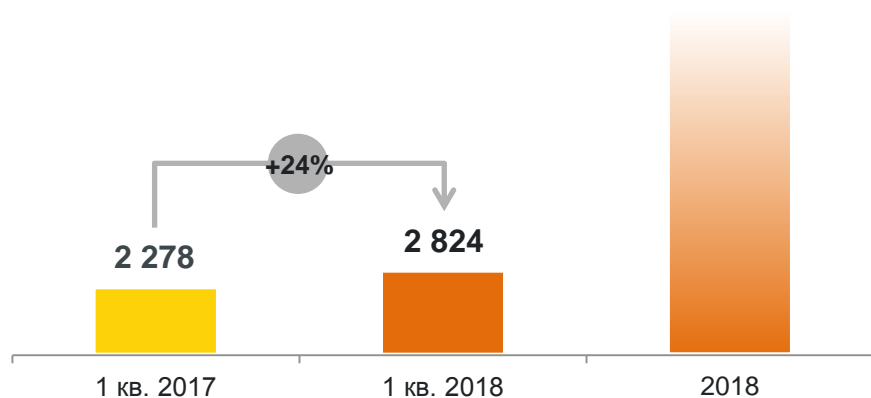
Производственные итоги

Эксплуатационное бурение



Проходка в эксплуатационном бурении

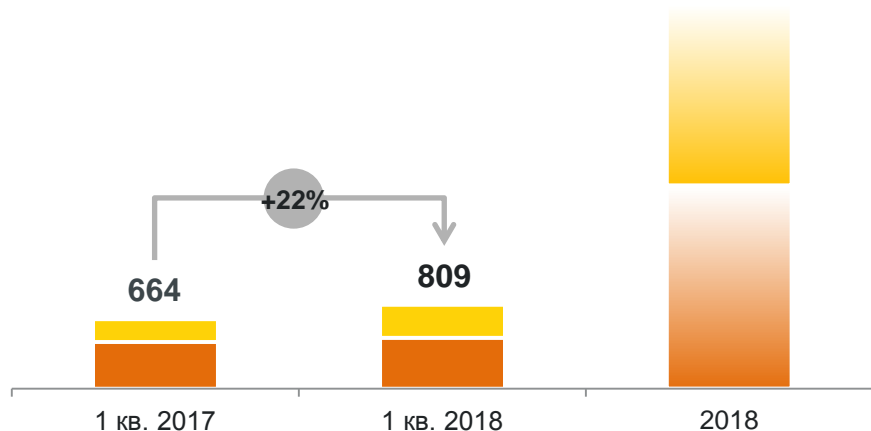
ТЫС. М



Ввод новых скважин

шт.

- Скважины с горизонтальным окончанием
- Наклонно-направленные скважины



Ключевые достижения 1 кв. 2018 г.

- Рост проходки в эксплуатационном бурении на 24% год к году до 2,8 млн м преимущественно на Юганске и новых проектах при доле собственного сервиса в общем объеме работ ~60%
- Рост ввода новых скважин на 22% до 809 единиц
- Увеличение ввода новых горизонтальных скважин (ГС) на 47% с ростом доли ГС до 39%
- Рост доли ГС с многостадийным ГРП на более чем 65%
- Успешное применение новых технологий добычи ТРИЗ – на Кондинском м/р введена ГС (с 7-ми стадийным ГРП) с пусковым дебитом нефти 240 т/сут при средних дебитах по региону в 2017 г. ~30 т/сут
- Внедрение технологии бурения с регулируемым давлением при строительстве многозабойных скважин (МЗС) – на МЗС Юрубчено-Тохомского м/р получен дебит нефти 289 т/сут, что более чем в 2 раза превышает показатель соседних скважин

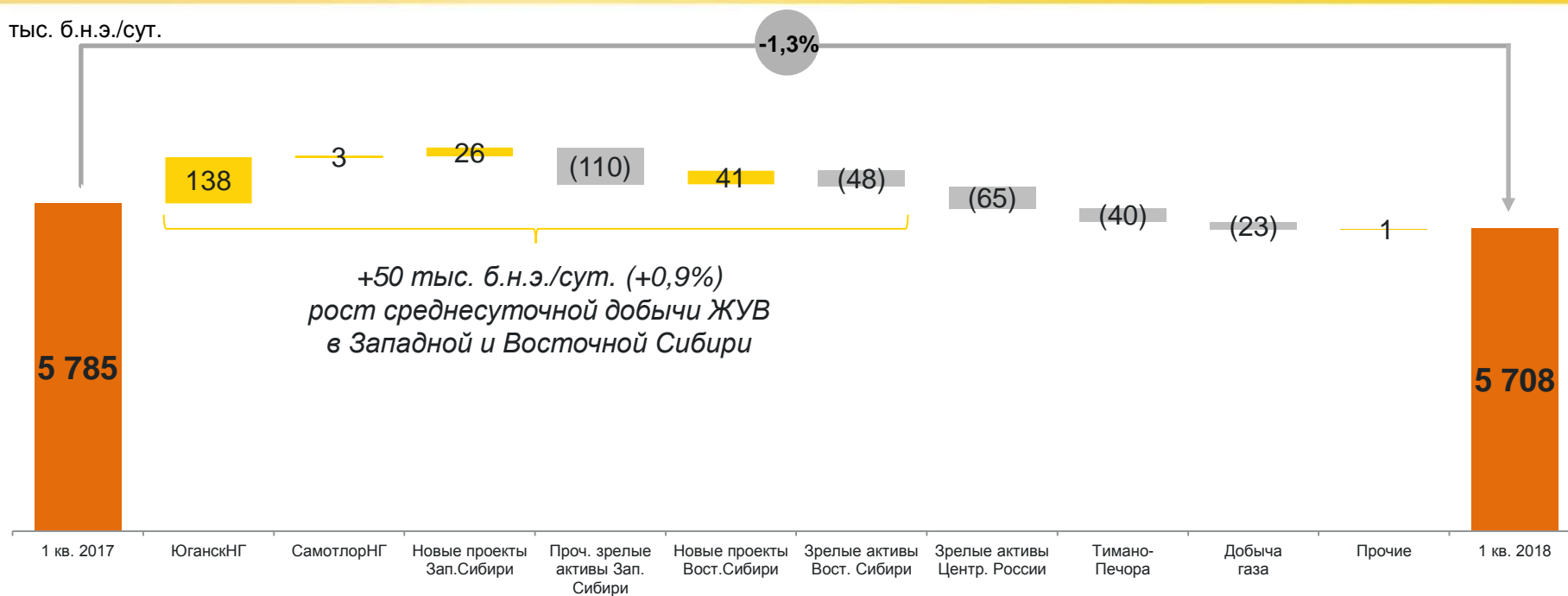
Планы на 2018 г.

- Поддержание высоких объемов проходки в эксплуатационном бурении
- План по вводу новых скважин – не ниже уровня 2017 г. с дальнейшим увеличением доли ГС
- Дальнейшее повышение эффективности бурения и заканчивания скважин

Добыча углеводородов



тыс. б.н.э./сут.



- ▶ Возможность оперативного восстановления ограниченного в рамках соглашения ОПЕК+ объема добычи, который на конец 1 кв. 2018 г. превышал 100 тыс. барр. в сутки.
- ▶ Рост среднесуточной добычи ЖУВ в Западной и Восточной Сибири на +0,9% к 1 кв. 2017 г. за счет развития новых проектов и увеличения добычи на РН-Юганскнефтегаз
- ▶ Устойчивый рост добычи крупнейшего актива – Юганскнефтегаза (+10,8% год к году), добыча ЖУВ стабильно превышает 1,4 млн барр. в сутки
- ▶ Увеличение добычи ЖУВ Самотлорнефтегаза +0,9% к 1 кв. 2017 г., в т.ч. на Самотлорском месторождении +0,3% после нескольких лет снижения на 3-5% благодаря реализации пересмотренной программы освоения
- ▶ Успешное развитие новых высокомаржинальных проектов: добыча на Кондинском, Юрубчено-Тохомском и Среднеботуобинском месторождениях превысила 100 тыс. барр. в сутки

Прогресс в реализации ключевых проектов



Наименование показателя	Юрубчено-Тохомское месторождение	Кондинское месторождение
ЗР запасы (PRMS)	282 млн тнэ / 2 156 млн бнэ ¹	143 млн тнэ / 1 036 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию	2017 г.	2017 г.
Добыча за 1 кв 2018 г.	0,6 млн т	0,2 млн т
Полка добычи (год выхода)	~5 млн т/год (2019)	>2 млн т/год (2019)
Налоговые льготы	Льгота по НДСПИ (налоговые каникулы)	Льгота по НДСПИ (ТРИЗ)



Юрубчено-Тохомское м/р

- ▶ В 2017 г. в режиме технологического опробования начата эксплуатация установки подготовки нефти (УПН-1) на Юрубчено-Тохомском месторождении в Восточной Сибири и нефтепровода «ПСП-узел подключения НПС-2»



Кондинское месторождение

- ▶ Завершаются строительно-монтажные работы на объектах первой очереди проекта, начата подготовка к технологическому запуску объектов второй очереди, продолжается эксплуатационное бурение
- ▶ В ноябре 2017 г. состоялся официальный ввод в эксплуатацию 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, завершаются строительно-монтажные работы на газотурбинной электростанции

Разработка новых месторождений: Тагульское месторождение



Наименование показателя	Значение
ЗР запасы (PRMS)	447 млн тнэ / 3 180 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию	2018 г.
Полка добычи (год выхода)	>4,5 млн т/год (2022+)
Налоговые льготы	Льгота по НДС (налоговые каникулы)

- ▶ В рамках ОПР продолжается строительство 1-го пускового комплекса установки подготовки нефти (УПН) проектной мощностью 2,3 млн т в год
- ▶ УПН будет использоваться для подготовки нефти до товарного качества с ее последующей транспортировкой по трубопроводу протяженностью 4,5 км до места подключения к магистральному нефтепроводу Ванкор - Пурпе
- ▶ Продолжается эксплуатационное бурение на 4-х кустовых площадках
- ▶ Осуществляется инженерная подготовка кустовых площадок для последующего бурения, автодорог, объектов энергетики



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



Наименование показателя	Значение
ЗР запасы (PRMS)	286 млн тнэ / 2 096 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию	2018 г.
Полка добычи (год выхода)	~5 млн т/год (2022+)
Налоговые льготы	Льгота по НДС ¹ и вывозной таможенной пошлине

- ▶ В рамках ОПР в 2017 г. запущен пусковой комплекс ключевых объектов инфраструктуры (нефтепровод, центральный пункт сбора, приемо-сдаточный пункт)
- ▶ Продолжается строительство газокompрессорной станции высокого давления, газотурбинной электростанции, ведется подготовка кустовых площадок для последующего бурения
- ▶ Начата Программа опытных работ по добыче нефти из Осинского горизонта, запасы которого относятся к категории трудноизвлекаемых
- ▶ Продолжается эксплуатационное бурение на 8 кустовых площадках
- ▶ На конец марта 2018 г. фактическая суточная добыча нефти превысила 7 тыс. т



Разработка новых месторождений: Русское месторождение



Наименование показателя	Значение
ЗР запасы (PRMS)	426 млн тнэ / 2 874 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию	2018 г.
Полка добычи (год выхода)	>6,5 млн т/год (2022+)
Налоговые льготы	Льгота по НДС (налоговые каникулы) ¹

- ▶ На конец 1 кв. 2018 г. пробурено 142 эксплуатационные скважины, из которых 80 добывающих и 62 нагнетательных
- ▶ 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
- ▶ Продолжаются строительные-монтажные работы по ключевым промышленным объектам: нефтепровод «ЦПС Русское – ПСП Заполярное», ПСП «Заполярное», ЦПС с КНС Русского месторождения, а также по вспомогательным и прочим объектам обустройства
- ▶ Осуществляется инженерная подготовка кустовых площадок для последующего бурения



Примечание: (1) На весь период разработки месторождения (высоковязкая нефть)

Разработка новых месторождений: Куюмбинское месторождение¹



Наименование показателя	Значение
ЗР запасы (PRMS)	282 млн тнэ / 2 154 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию ²	2018 г.
Полка добычи (год выхода) ²	~3 млн т/год (2021+)
Налоговые льготы	Льгота по НДС ³ и вывозной таможенной пошлине

- ▶ В рамках ОПР выполнено технологическое присоединение к ГНПС-1 и осуществляется сдача нефти в МН «Куюмба-Тайшет»
- ▶ Начаты основные СМР по ключевому объекту – ЦПС: монтаж основного технологического оборудования, эстакад, резервуаров
- ▶ Ведутся строительно-монтажные работы на трубопроводе «Нефтегазосборный трубопровод правый берег р. Подкаменная Тунгуска - ЦПС»
- ▶ Продолжается эксплуатационное бурение на 5 кустовых площадках
- ▶ Выполняется инженерная подготовка кустовых площадок согласно графику бурения



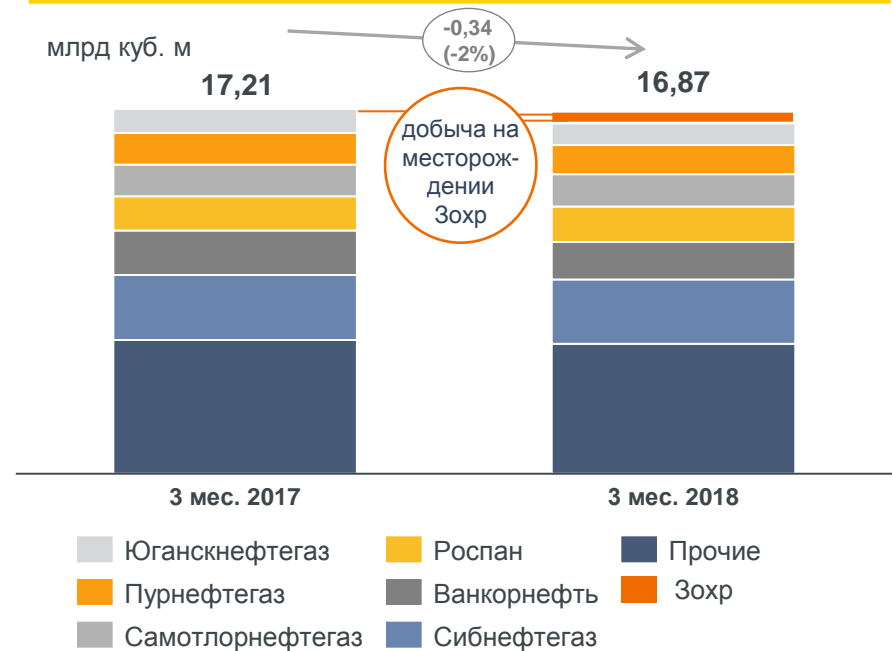
Газовый бизнес: органический рост добычи и эффективная монетизация



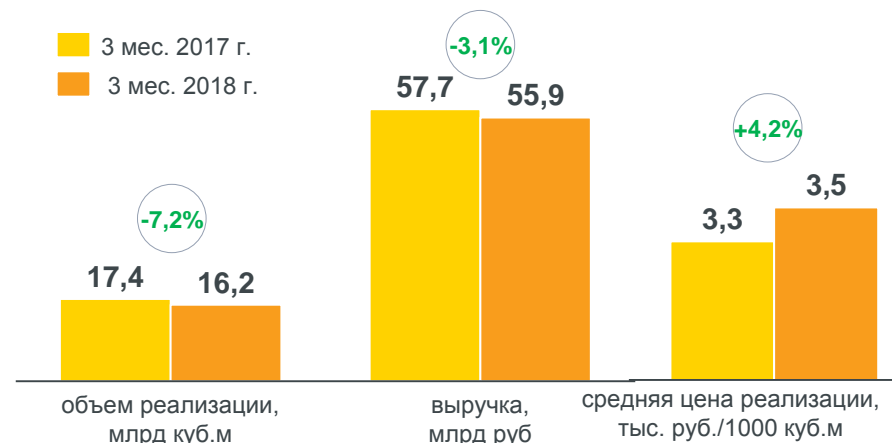
Ключевые события за 3 мес. 2018 г.

- Снижение добычи газа на 2%, что обусловлено, в основном сокращением добычи нефтяного газа на месторождениях с развивающейся инфраструктурой, необходимой для полезного использования газа, а также на ряде прочих активов исходя из условий экономической эффективности разработки и с учетом внешних ограничений
- Начало добычи газа на месторождении Зохрана шельфе Египта в конце 2017 г. В апреле-мае 2018 г. введены в эксплуатацию новые очереди Установки по подготовке газа, что в ближайшее время позволит увеличить производительность до 34 млн куб. м в сутки¹
- В ООО «РН-Краснодарнефтегаз» введена в эксплуатацию Ханьковская дожимная насосная станция, что позволит увеличить рациональное использование ПНГ Анастасиевско-Троицкого месторождения. Производительность станции по газу составляет около 110 млн куб. м в год
- Снижение объема реализации газа в РФ в основном обусловлено оптимизацией портфеля закупного газа, а также сокращением добычи газа в РФ

Добыча газа



Реализация газа в России



Прогресс в реализации ключевых проектов: Роспан



Проект обеспечивает наибольший прирост добычи Компании до 2020 г.

Наименование показателя	Значение
ЗР запасы (PRMS)	0,9 трлн куб м газа 191 млн т ГК, СПБТ и нефти
Добыча и производство, в год	В перспективе: >19 млрд куб м газа > 5 млн т жидких УВ до 1,3 млн т СПБТ
Выход на проектную мощность	2019 г.



Основные объекты:

- ▶ УКПГ Ново-Уренгойского лицензионного участка (запущена)
- ▶ УКПГ и К Восточно-Уренгойского лицензионного участка
- ▶ Объекты подготовки нефти Валанжинской залежи, парк хранения и перевалки конденсата и нефти
- ▶ Наливной железнодорожный терминал на станции Коротчаево с товарным парком хранения СПБТ
- ▶ Магистральные и внутрипромысловые трубопроводы
- ▶ Объекты энергообеспечения

Текущий статус:

В активной фазе строительство ключевых производственных объектов обустройства:

- ▶ УКПГ и К Восточно – Уренгойского ЛУ: произведен монтаж основного технологического оборудования установки стабилизации конденсата, низкотемпературной сепарации, установки очистки пропан-бутана от метанола; продолжаются работы по монтажу металлоконструкций, технологических трубопроводов и кабеленесущих систем; на дожимной компрессорной станции продолжаются работы по монтажу систем обвязок технологического оборудования
- ▶ ГТЭС Восточно – Уренгойского ЛУ: смонтировано 7 газотурбинных агрегатов; продолжаются работы по монтажу системы выхлопа, технологических трубопроводов, кабеленесущих систем
- ▶ Железнодорожный терминал: ведется монтаж шаровых резервуаров, технологических трубопроводов на эстакаде налива, подготовка к термообработке, укладка железнодорожных путей и стрелочных переводов, устройство эстакад и трубопроводов водоотведения
- ▶ Произведено испытание и последующее заполнение азотом линии газопровода внешнего транспорта от УКПГ и К Восточно-Уренгойского ЛУ к магистральным газопроводам «Уренгой - Центр I, II», продолжается строительство магистральных и внутрипромысловых трубопроводов и объектов энергообеспечения

Планы на ближайшую перспективу:

- ▶ Завершение строительства и запуск ключевых объектов
- ▶ Выход на проектную мощность в 2019 г.

Разработка зрелых и новых месторождений: месторождения АО «Сибнефтегаз»



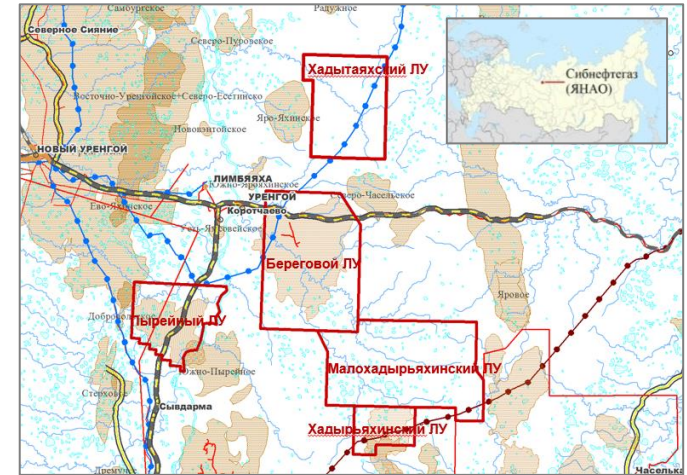
Крупнейший актив Компании по объему добычи газа. В 1 кв. 2018 г. добыча составила 3,04 млрд куб. м.

Наименование показателя	Значение
ЗР запасы (PRMS), газ	514 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 1 кв. 2018 г. накопленная добыча газа составила 105 млрд куб. м. Ключевой актив общества - Береговое НГКМ. Запущено в 2007 г. с текущей добычей около 8 млрд куб. м/год
- Реализуются дополнительные возможности наращивания добычи при невысоких капитальных вложениях - проекты развития Хадырьяхинского ЛУ и нижних горизонтов Берегового НГКМ с выходом на проектную мощность в 2019 г.
- Перспективы добычи с новых ЛУ по результатам ГРП

Текущий статус:

- Продолжается эксплуатационное бурение, ведется строительство УКПГиК и сопутствующих инфраструктурных объектов на Береговом НГКМ
- Осуществляется проектирование, инженерная подготовка кустовых площадок для последующего бурения, автодорог, объектов энергетики на всех действующих ЛУ общества

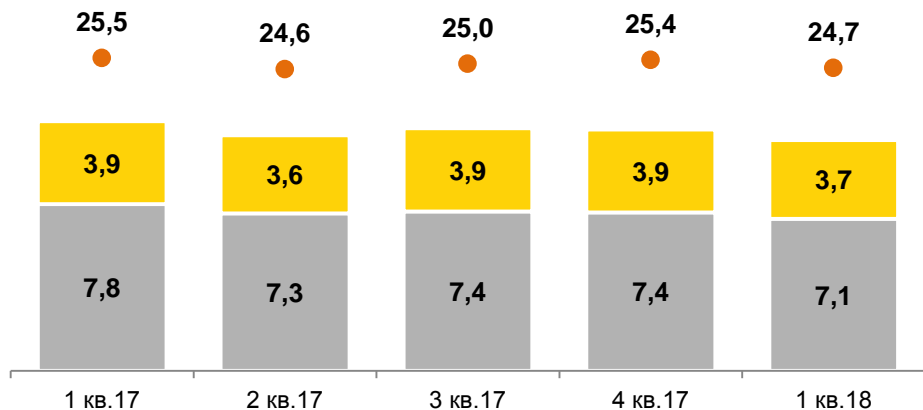


Нефтепереработка: повышение эффективности за счет производственной оптимизации и продолжение модернизации

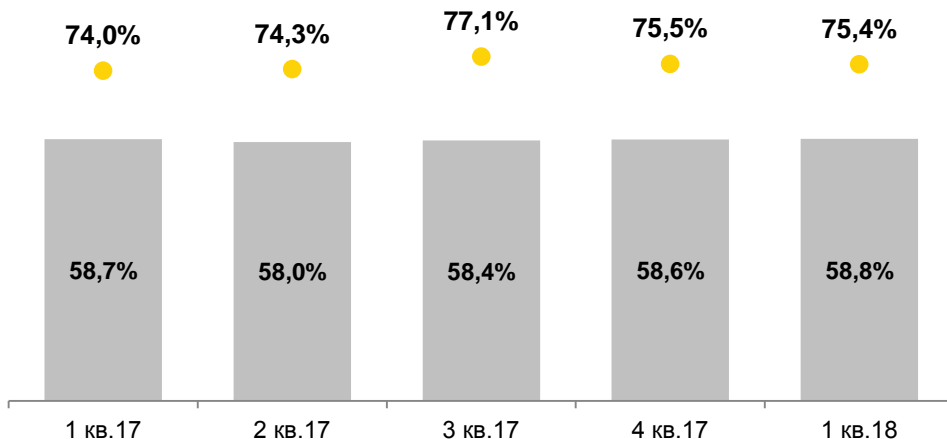


Основные показатели нефтепереработки в РФ

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



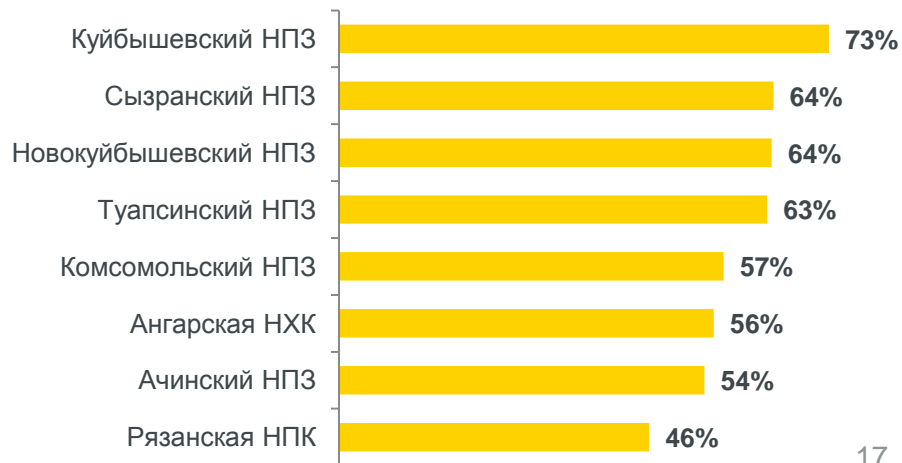
- Выход светлых
- Глубина переработки



Ключевые достижения 1 кв. 2018 г.

- Рост выхода светлых нефтепродуктов до 58,8% и глубины переработки – до 75,4%
- В марте 2018 г. Роснефть выпустила первую партию высокооктанового автомобильного бензина Аи-100 на Рязанской НПК.
- На Комсомольском НПЗ в феврале 2018 г. отгружена первая партия нового вида ДТА с более низкой предельной температурой фильтруемости для регионов Крайнего Севера и Дальнего Востока
- В рамках проводимой программы импортозамещения произведена замена покупаемых катализаторов для установки производства водорода на Куйбышевском НПЗ на катализаторы производства Ангарского завода катализаторов и органического синтеза

Статус реализации программы модернизации НПЗ



Максимизация прибыли от реализации нефти

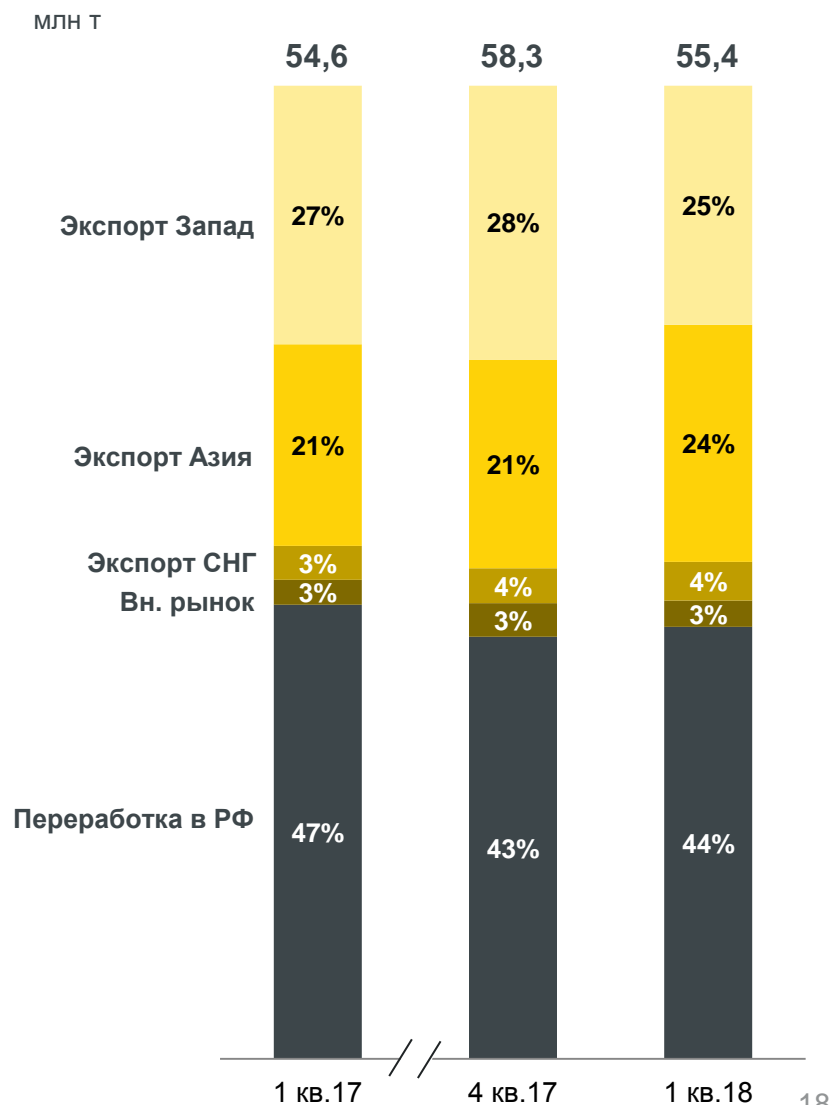


Нетбэки основных каналов монетизации нефти



- Рост поставок нефти в восточном направлении в 1 кв. 2018 г. на 19,5% г/г до 13,5 млн т
- В целях развития международного трейдинга нефтью и нефтепродуктами и поддержания высокомаржинальных поставок Компания заключила контракт с TOTSA TOTAL OIL TRADING SA на поставку нефти по нефтепроводу «Дружба» в направлении Германии объемом от 4,8 до 10,8 млн т сроком на 2 года

Каналы монетизации нефти





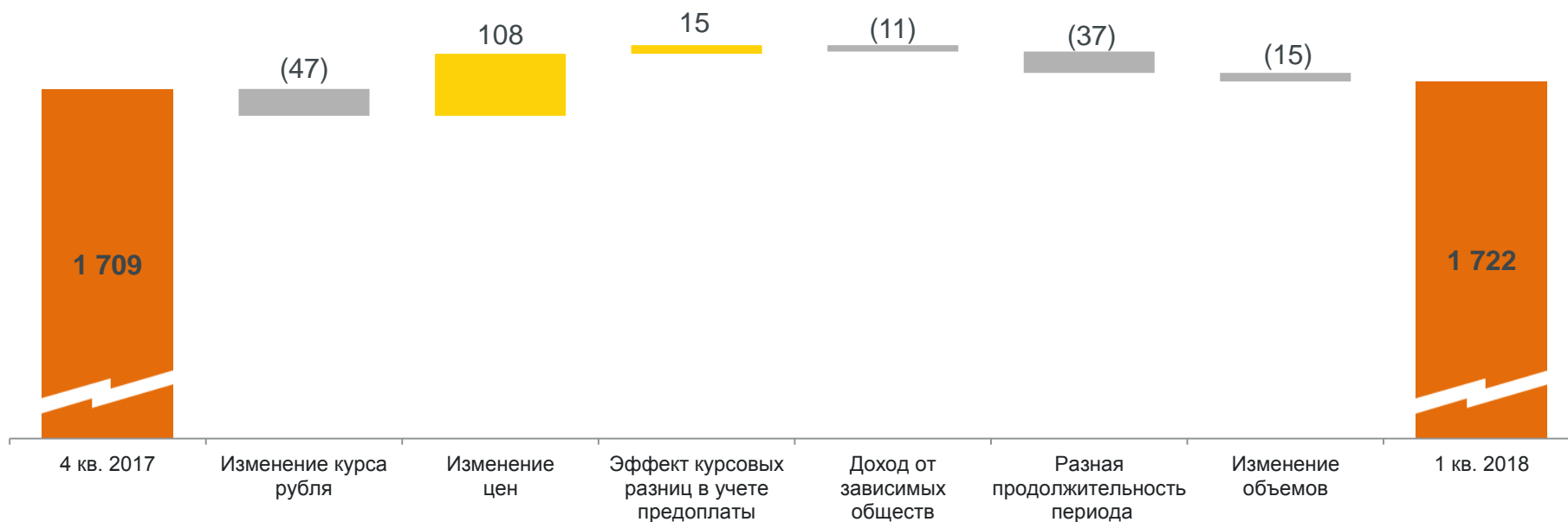
Финансовые итоги

Выручка



1 кв. 2018 г. к 4 кв. 2017 г.

млрд руб.

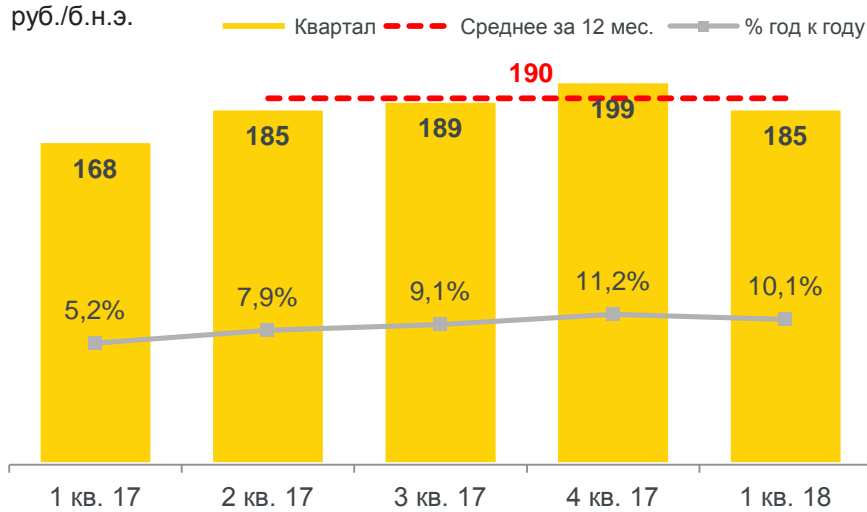


- ▶ Положительная конъюнктура рынка – рост цен на нефть марки Urals на 5% в рублевом выражении до 3,7 тыс. руб. за баррель
- ▶ Увеличение объемов экспорта нефтепродуктов в страны дальнего зарубежья
- ▶ Сокращение дохода от ассоциированных и совместных предприятий на 11 млрд руб.

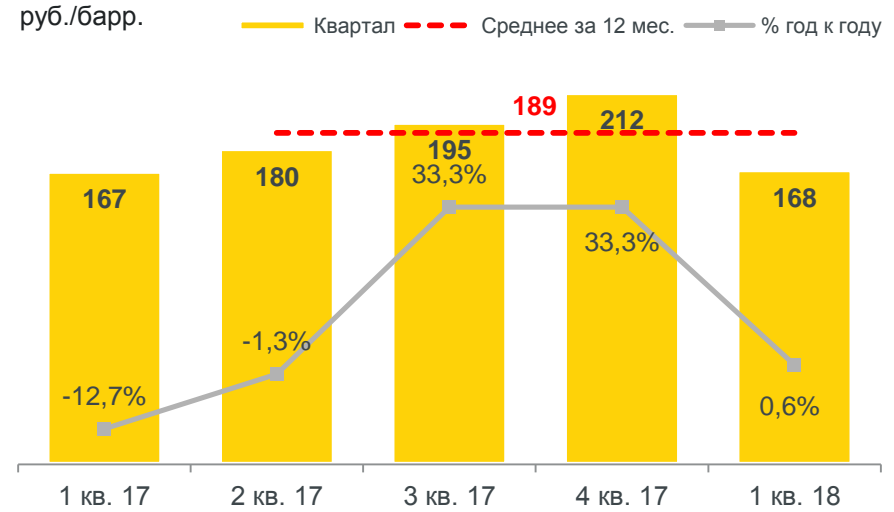
Динамика операционных расходов



Динамика расходов на добычу¹



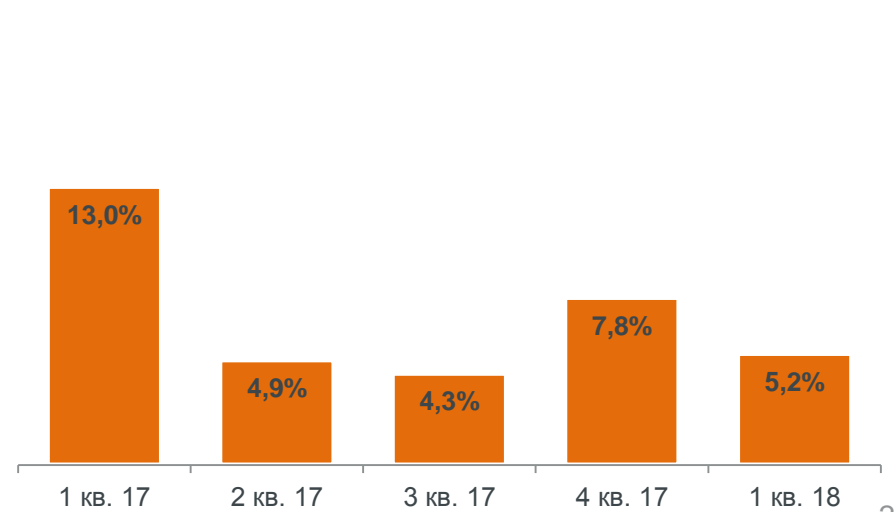
Динамика расходов на переработку в РФ¹



Динамика транспортных расходов



Индекс цен производителя в годовом выражении



Примечание: (1) Изменение удельных затрат (год к году) за 1-4 кв. 2017 г. рассчитано без учета Башнефти

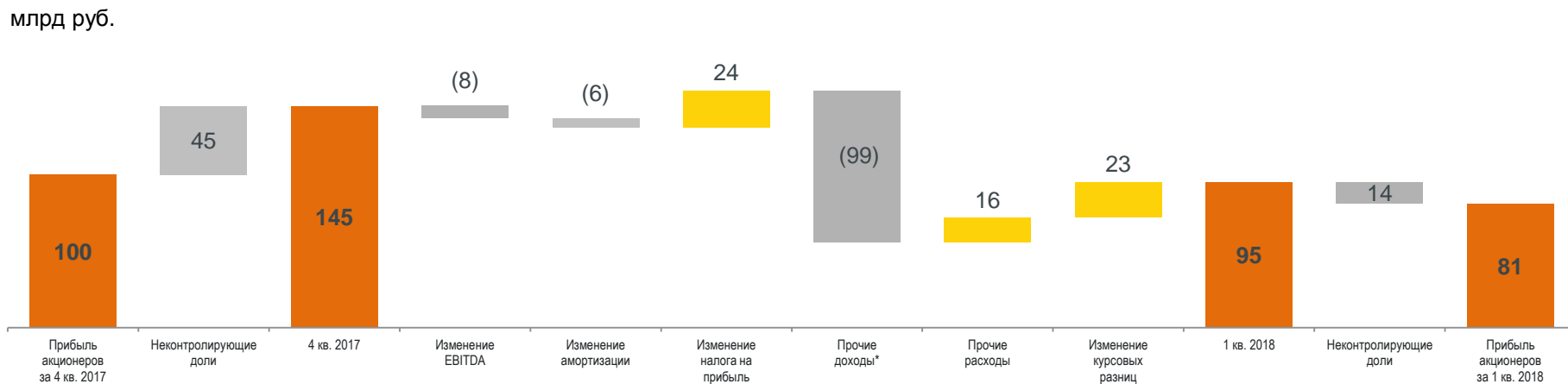
ЕВITDA и чистая прибыль



ЕВITDA 1 кв. 2018 к 4 кв. 2017



Чистая прибыль 1 кв. 2018 к 4 кв. 2017

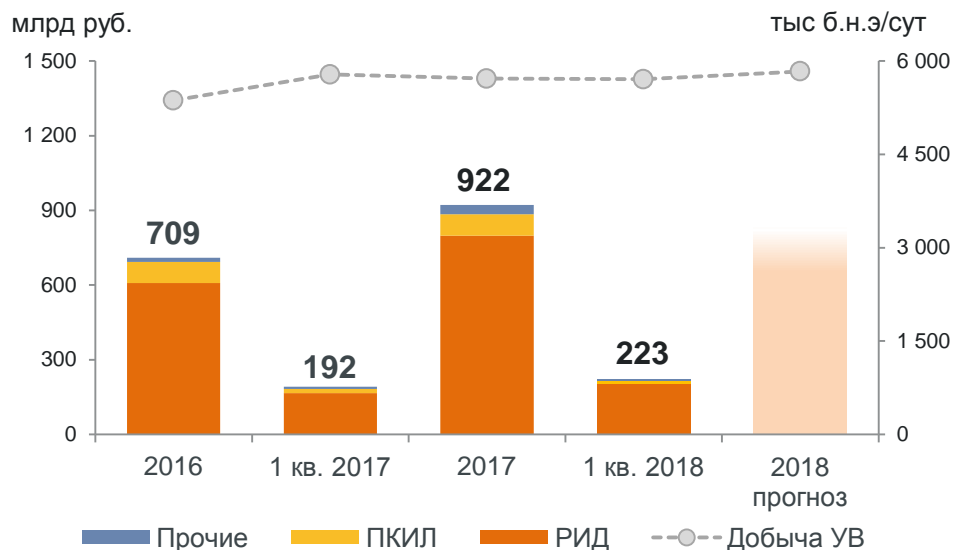


* Включая эффект от признания в 4 кв. 2017 г. разового дохода в размере 100 млрд руб. по итогам достигнутого мирового соглашения с АФК «Система»

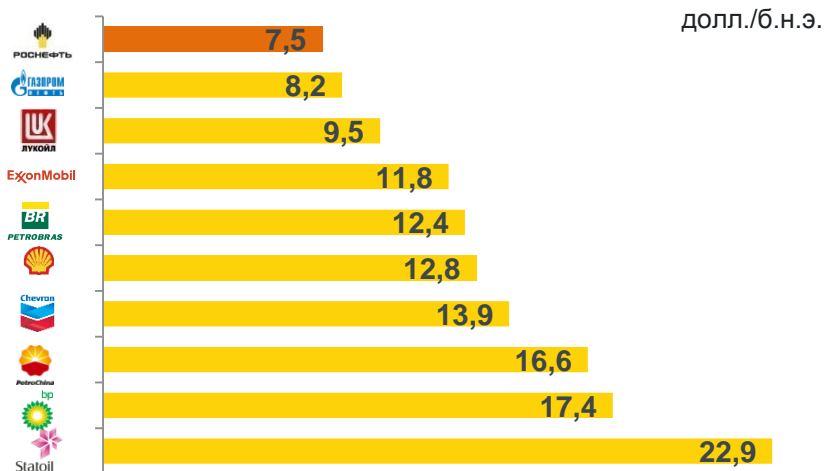
Капитальные затраты



Капитальные затраты и добыча



CAPEX Рид 2018¹: сравнительный анализ



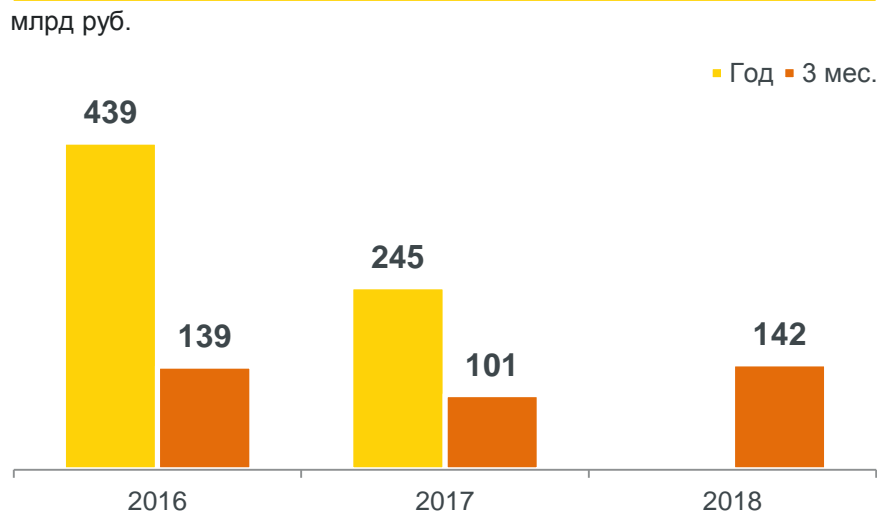
- ▶ Капитальные вложения 1 кв. 2018 г. в соответствии со стратегией Компании в основном включали:
 - эксплуатационное бурение на зрелых активах для поддержания уровня добычи с учетом ограничений по соглашению ОПЕК+
 - разработку новых высококлассных добывающих месторождений нефти и газа (Ванкорский кластер, ЮТМ, Русское, Таас-Юрях, Эргинский кластер, Роспан)
- ▶ В целях увеличения доходности и рыночной привлекательности Компания постоянно оптимизирует инвестиционную программу, оперативно реагируя на волатильность макросреды и отдавая приоритет наиболее эффективным сегментам бизнеса. Дополнительно прорабатывается сокращение инвестиционной программы до 800 млрд руб. в соответствии с объявленными инициативами по повышению отдачи для акционеров
- ▶ Компания сохраняет лидерство по удельной эффективности капитальных вложений в Рид \$7,5 на б.н.э. в 1 кв. 2018 г.

Примечание: (1) Данные по Роснефти, Statoil за 1 квартал 2018 г., по всем остальным компаниям конкурентам - за 2017 г.

Свободный денежный поток и зачет предоплат

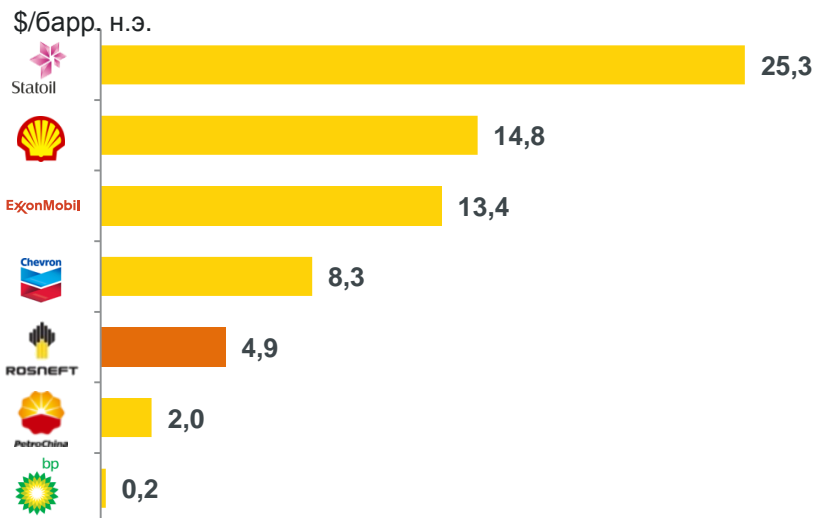


Свободный денежный поток

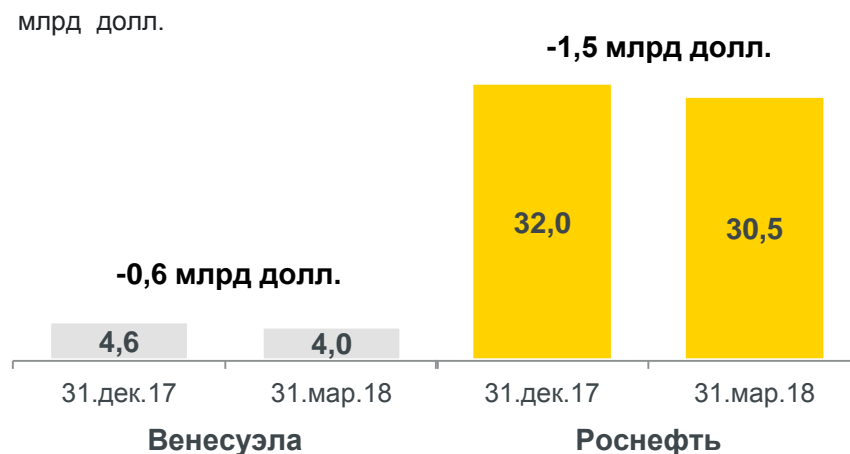


- Рост свободного денежного потока более чем в 3 раза к 4 кв. 2017 г. до 142 млрд руб. (2,5 млрд долл.) на фоне улучшения макроэкономической конъюнктуры, нормализации оборотного капитала и оптимизации капитальных затрат
- Стабильно положительный свободный денежный поток (4,9 долл./б.н.э. по итогам 1 кв. 2018 г.) с начала 2012 г.
- Обслуживание выданных и полученных предоплат в рамках договоров поставки нефти и нефтепродуктов в строгом соответствии с графиками погашения

СДП 1 кв. 18: сравнительный анализ (мэйджоры)¹



Погашение предоплат²

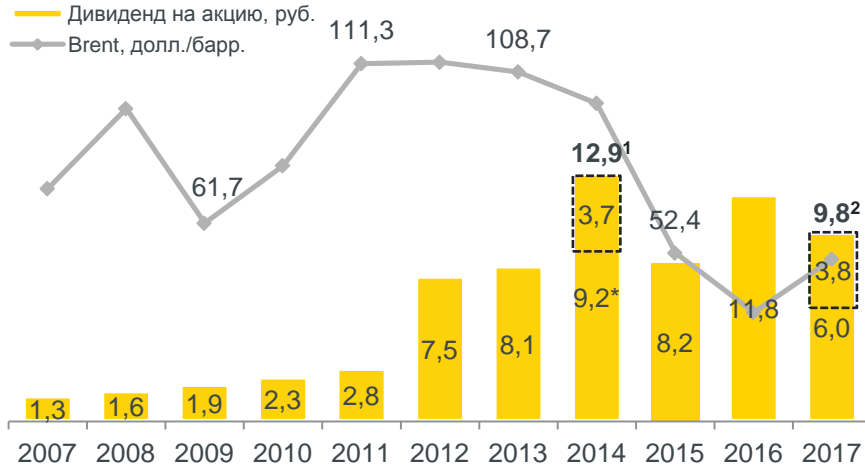


Примечание: (1) В расчете на добычу с учетом ассоциированных компаний и совместных предприятий, (2) Основная сумма, без учета процентов

Дивидендная политика



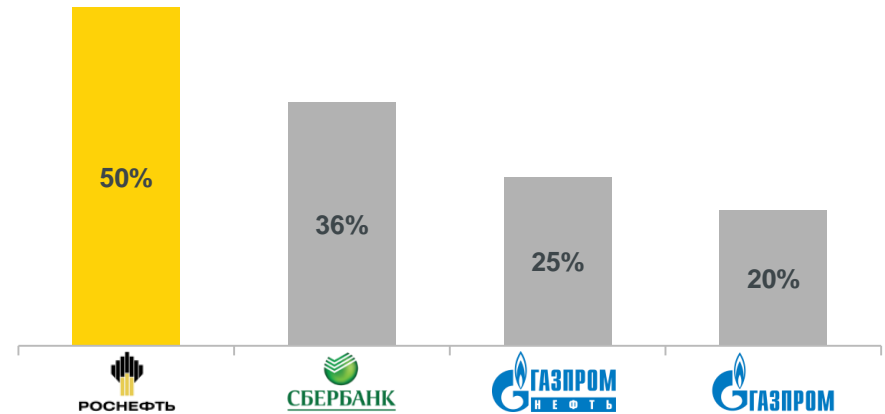
Выплата дивидендов и цены на нефть



- ▶ 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
- ▶ 25 апреля 2018 г. Совет директоров рекомендовал к выплате итоговый дивиденд за 2017 г. в размере 6,65 руб. на акцию. В случае утверждения ГОСА суммарный дивиденд по итогам 2017 г. составит 10,48 руб. на акцию

Дивидендные выплаты крупнейших контролируемых государством компаний³

в % от чистой прибыли по МСФО



Компания	Мин. уровень выплат ⁴
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 дивиденды за 1 пол. 2017 г.; (3) Как доля от чистой прибыли по МСФО за 2017 г. (Газпром – за 2016 г.), (4) Как % от чистой прибыли в соответствии с дивидендной политикой



▶ Снижение целевого уровня инвестиций на 20% до 800 млрд руб. в 2018 г.

▶ Сокращение оборотного капитала на 200 млрд руб. до конца 2018 г.

▶ Стратегическая оптимизация портфеля активов

500 млрд руб.

Минимальный целевой уровень снижения совокупной долговой нагрузки и торговых обязательств Компании в 2018 г.

▶ Реализация программы обратного выкупа акций

Вынесение на одобрение органов корпоративного управления



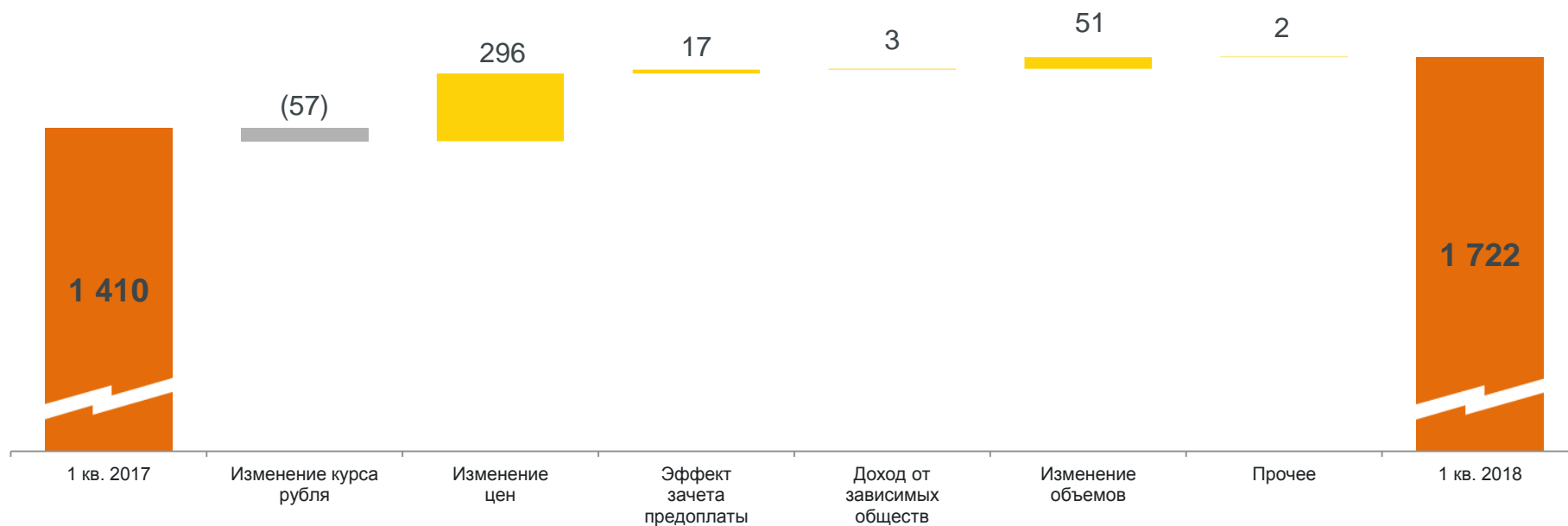
Приложение

Выручка



1 кв. 2018 г. к 1 кв. 2017 г.

млрд руб.

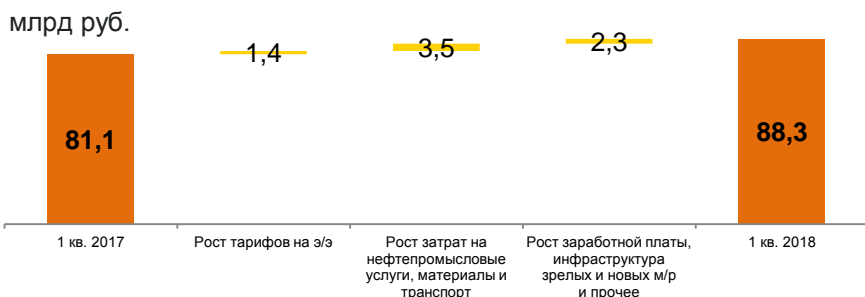


- ▶ Положительная ценовая динамика на рынке – рост цен на нефть марки Urals на 21% в рублевом выражении
- ▶ Увеличении объемов реализации нефти на 5,8%
- ▶ Рост поставок нефтепродуктов на внутренний рынок

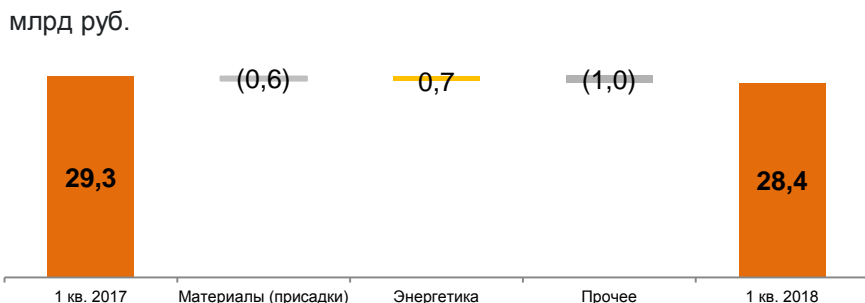
Динамика расходов 2018 г. к 2017 г.



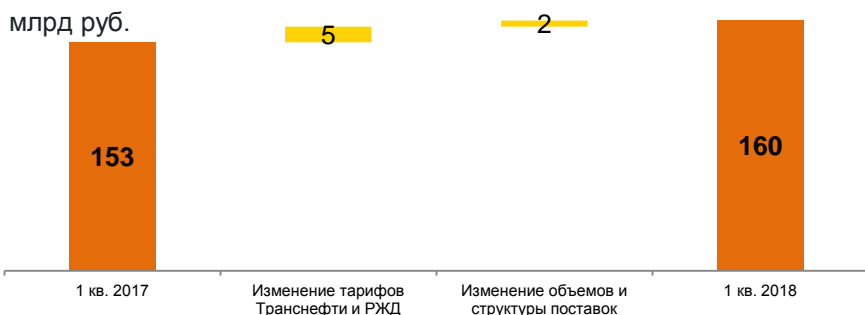
Расходы на добычу



Расходы на переработку в РФ



Транспортные расходы

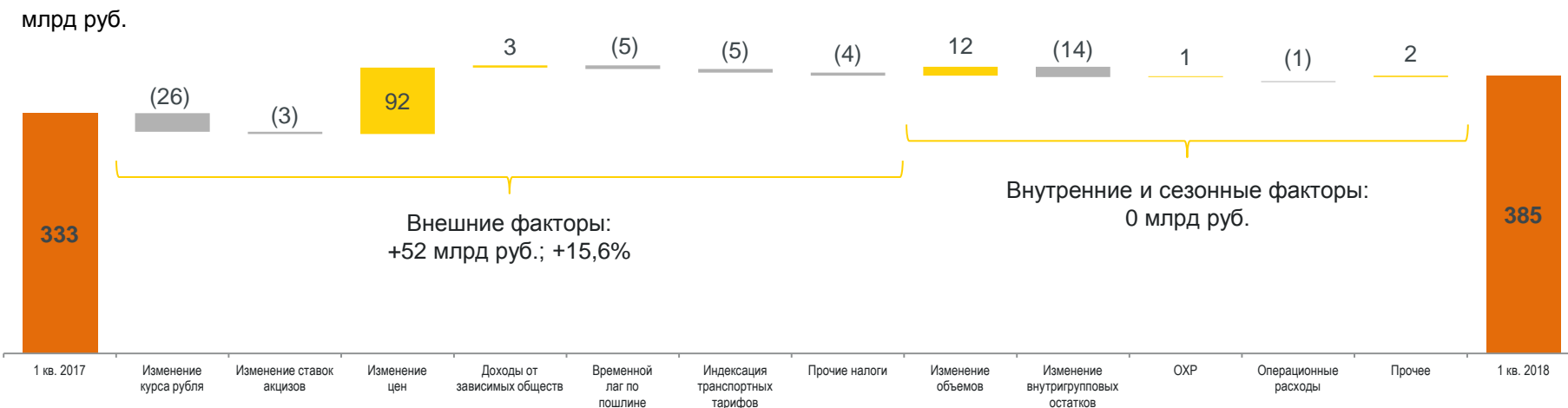


- Рост расходов на добычу в 1 кв. 2018 г. связан с увеличением тарифов на электроэнергию, а также ростом производственных расходов с целью обслуживания и поддержания растущего фонда скважин, объектов инфраструктуры и нефтепромыслового оборудования
- Сокращение расходов на переработку в основном связано со снижением загрузки производственных мощностей и плановым уменьшением услуг производственного характера и прочих расходов, частично скомпенсированными ростом тарифов естественных монополий и индексацией 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 5,2%

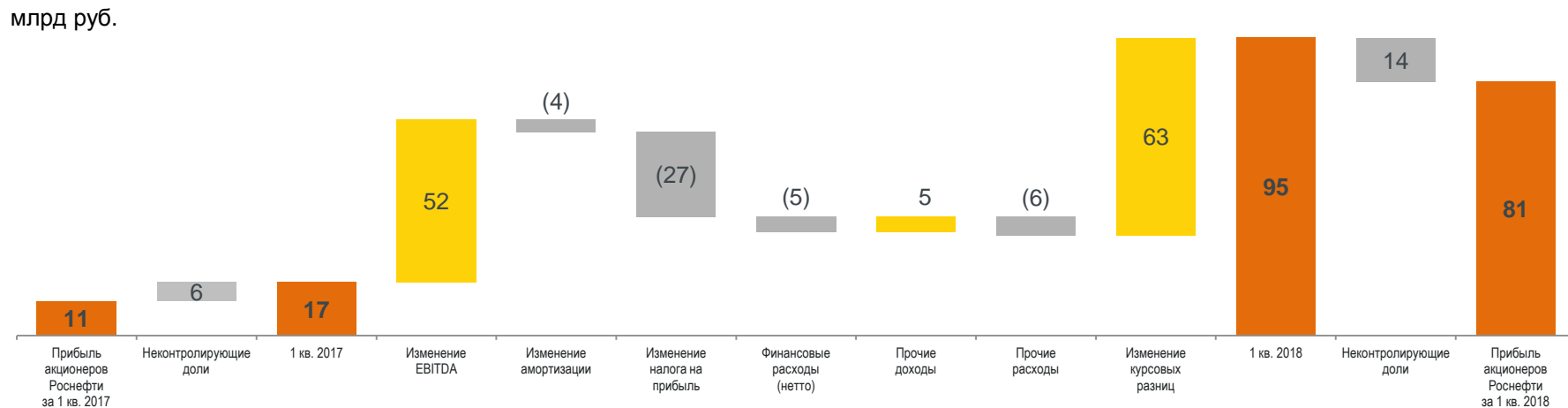
ЕВITDA и чистая прибыль



ЕВITDA 1 кв. 2018 г. к 1 кв. 2017 г.



Чистая прибыль 1 кв. 2018 г. к 1 кв. 2017 г.



Хеджирование валютных рисков



	1 кв. 2018 г., млрд руб.		
	До налогообложения	Налог на прибыль	За вычетом налога на прибыль
Признано в составе прочего совокупного (расхода)/дохода на начало периода	(290)	58	(232)
Возникло курсовых разниц за период	1	-	1
Признано курсовых разниц в составе расходов периода	36	(7)	29
Итого признано в составе прочего совокупного (расхода)/дохода за период	37	(7)	30
Признано в составе прочего совокупного (расхода)/дохода на конец периода	(253)	51	(202)

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

Расчет скорректированного операционного денежного потока



Отчет о прибылях и убытках

#	Показатель	1 кв. 2018 г., млрд долл.
1	Выручка, в т.ч.	30,9
	Зачет полученных предоплат и прочих финансовых обязательств	2,1
2	Затраты и расходы, в т.ч.	(26,8)
	Зачет выданных предоплат	(0,8)
3	Операционная прибыль (1+2)	4,1
4	Расходы до налога на прибыль	(1,9)
5	Прибыль до налога на прибыль (3+4)	2,2
6	Налог на прибыль	(0,5)
7	Чистая прибыль (5+6)	1,7

Отчет о движении денежных средств

1 кв. 2018 г., млрд долл.	Показатель	#
1,7	Чистая прибыль	1
5,0	Корректировки для сопоставления чистой прибыли с денежными средствами, полученными от основной деятельности, в т.ч.	2
(1,5)	Зачет полученных предоплаты по долгосрочным договорам поставок нефти и нефтепродуктов	
(0,6)	Зачет прочих финансовых обязательств	
0,8	Зачет выданных предоплаты по долгосрочным договорам поставок нефти и нефтепродуктов	
(1,2)	Изменения в операционных активах и обязательствах, в т.ч.	3
(0,4)	Проценты за пользование денежными средствами по долгосрочным поставкам	
(0,8)	Платежи по налогу на прибыль, проценты и дивиденды полученные	4
4,7	Чистые денежные средства от операционной деятельности (1+2+3+4)	5
1,7	Эффект от предоплат	6
6,4	Скорректированный операционный денежный поток (5+6)	7

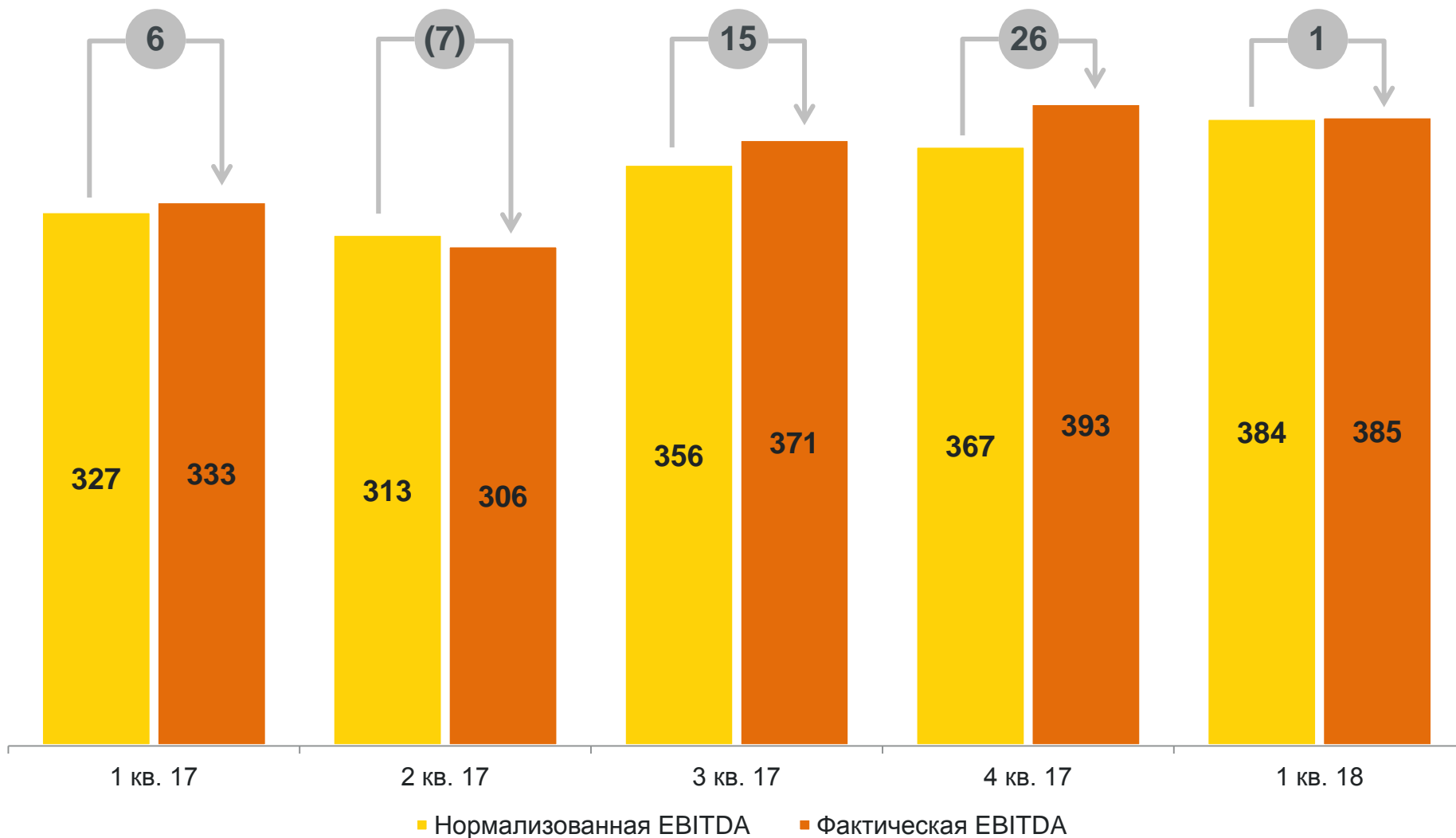
Расчет скорректированного операционного денежного потока за 1 кв. 2018 г.



Временной лаг по экспортной пошлине



млрд руб.



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	1 кв. 18	4 кв. 17	%	1 кв. 18	1 кв. 17	%
1. Начисленные проценты ¹	65	68	(4,4)%	65	52	25,0%
2. Уплаченные проценты ²	61	65	(6,2)%	61	44	38,6%
3. Изменение процентов к уплате (1-2)	4	3	33,3%	4	8	(50,0)%
4. Капитализированные проценты ³	33	39	(15,4)%	33	23	43,5%
5. Прирост резервов, возникающий в результате течения времени	5	4	25,0%	5	4	25,0%
6. Проценты за пользование денежными средствами в рамках договоров предоплаты	20	20	–	20	21	(4,8)%
7. Прочие финансовые расходы	3	4	(25,0)%	3	5	(40,0)%
8. Итого финансовые расходы (1-4+5+6+7)	60	57	5,3%	60	59	1,7%

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.

Чувствительность EBITDA и чистой прибыли



Изменение цены Юралс в 1 кв. 2018 г.

млрд руб. -6,5 долл./барр. +6,5 долл./барр.

EBITDA



Чистая прибыль



Изменение курса в 1 кв. 2018 г.

млрд руб. -5,7 руб./долл. +5,7 руб./долл.

EBITDA



Чистая прибыль



- ▶ Средняя цена Юралс в 1 кв. 2018 г. составила 65,2 долл./барр. Если средняя цена в 1 квартале снизилась бы на 10% до 58,7 долл./барр., EBITDA бы сократилась на 48 млрд руб., включая отрицательный эффект отложенной пошлины -15 млрд руб.
- ▶ Средний валютный курс в 1 кв. 2018 г. составил 56,9 руб./долл. При ослаблении среднего курса рубля в 1 кв. на 10% до 62,6 руб./долл., EBITDA бы увеличилась на 57 млрд руб.



Вопросы и ответы