

ПАО «НК «Роснефть» Результаты по МСФО за 2 кв. 2018 г.



7 августа 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 корпоративных событий



Макроэкономические показатели¹

| Показатель | 2 кв. 18 | 1 кв. 18 | % | 1 пол. 18 | 1 пол. 17 | % |
|-----------------------------------|--------------|----------|-------|--------------|-----------|-------|
| Юралс, долл./барр. | 72,5 | 65,2 | 11,1% | 68,9 | 50,5 | 36,3% |
| Юралс, тыс. руб./барр. | 4,48 | 3,71 | 20,7% | 4,09 | 2,93 | 39,5% |
| Нафта, тыс. руб./т | 38,52 | 31,79 | 21,2% | 35,10 | 25,92 | 35,4% |
| Газойль 0,1%, тыс. руб./т | 40,13 | 33,25 | 20,7% | 36,63 | 26,68 | 37,3% |
| Мазут 3,5%, тыс. руб./т | 25,09 | 20,23 | 24,0% | 22,61 | 16,67 | 35,6% |
| Средний обменный курс, руб./долл. | 61,8 | 56,9 | 8,6% | 59,4 | 58,0 | 2,4% |
| Инфляция за период (CPI), % | 1,3% | 0,8% | - | 2,1% | 2,3% | - |

Основные события

- ▶ В начале июля Компания смогла оперативно нарастить добычу до уровня начала действия ограничений (октябрь 2016 г.)
- ▶ Совет директоров утвердил дополнительные инициативы к Стратегии «Роснефть-2022» с учетом положений послания Президента России В.В. Путина Федеральному собранию
- ▶ Представлены инициативы по повышению доходности для акционеров и улучшению инвестиционной привлекательности Компании
- ▶ Совет директоров одобрил параметры и начало реализации программы приобретения на открытом рынке акций Компании в максимальном объеме до 2 млрд долл.
- ▶ Годовым общим собранием акционеров утверждены итоговые дивиденды за 2017 г. в размере 6,65 руб. на акцию, что соответствует 50% чистой прибыли по МСФО (с учетом промежуточного дивиденда за 1 пол. 2017 г. суммарный дивиденд по итогам 2017 г. составил 10,48 руб. на акцию)
- ▶ На Уфаоргсинтез завершена модернизация и введена в эксплуатацию установка по производству изопропилбензола

Примечание: (1) Средние цены и изменения рассчитаны на основе неокругленных данных аналитических агентств

Ключевые производственные показатели



| Показатель | 2 кв. 18 | 1 кв. 18 | % | 1 пол. 18 | 1 пол. 17 | % |
|---|--------------|----------|------------|--------------|-----------|-----------|
| Добыча углеводородов, в т.ч. тыс. б.н.э./сут | 5 706 | 5 708 | (0,0)% | 5 706 | 5 744 | (0,7)% |
| Добыча нефти и ЖУВ, тыс. барр./сут | 4 604 | 4 566 | 0,8% | 4 585 | 4 593 | (0,2)% |
| Добыча газа, тыс. б.н.э./сут | 1 102 | 1 142 | (3,5)% | 1 121 | 1 151 | (2,6)% |
| Переработка нефти, млн т | 28,1 | 27,6 | 2,0% | 55,7 | 56,0 | (0,6)% |
| Глубина переработки нефти, % | 74,9 | 75,4 | (0,5) п.п. | 75,2 | 74,2 | +1,0 п.п. |

Ключевые финансовые показатели



| Показатель | 2 кв. 18 | 1 кв. 18 | % | 1 пол. 18 | 1 пол. 17 | % |
|--|----------|----------|--------|-----------|-----------|-------|
| ЕБИТДА, млрд руб. | 565 | 385 | 46,8% | 950 | 639 | 48,7% |
| Чистая прибыль, млрд руб. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i> | 228 | 81 | >100% | 309 | 75 | >100% |
| Скорректированная чистая прибыль ¹ , млрд руб. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i> | 257 | 123 | >100% | 380 | 178 | >100% |
| Скорректированный операционный денежный поток ² , млрд руб. | 450 | 365 | 23,3% | 815 | 585 | 39,3% |
| Капитальные затраты, млрд руб. | 229 | 223 | 2,7% | 452 | 407 | 11,1% |
| Свободный денежный поток, млрд руб. | 221 | 142 | 55,6% | 363 | 178 | >100% |
| ЕБИТДА, млрд долл. | 9,1 | 6,8 | 33,8% | 15,9 | 11,0 | 44,5% |
| Чистая прибыль, млрд долл. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i> | 3,6 | 1,5 | >100% | 5,1 | 1,3 | >100% |
| Скорректированная чистая прибыль ¹ , млрд долл. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i> | 4,2 | 2,2 | 90,9% | 6,4 | 3,1 | >100% |
| Скорректированный операционный денежный поток, млрд долл. | 7,3 | 6,4 | 14,1% | 13,7 | 9,1 | 50,5% |
| Капитальные затраты, млрд долл. | 3,7 | 3,9 | (5,1)% | 7,6 | 7,0 | 8,6% |
| Свободный денежный поток, млрд долл. | 3,6 | 2,5 | 44,0% | 6,1 | 2,9 | >100% |
| Цена на нефть Юралс, тыс руб./барр. | 4,48 | 3,71 | 20,7% | 4,09 | 2,93 | 39,5% |

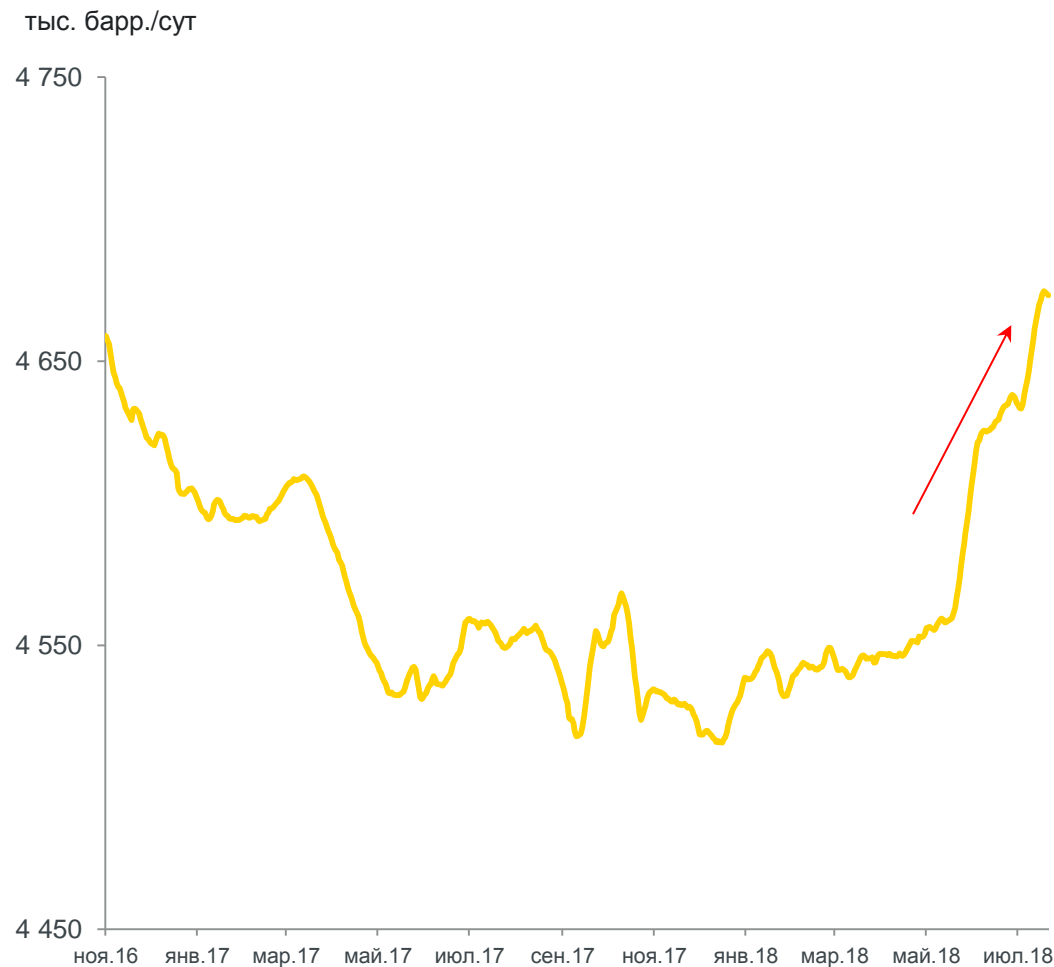
Примечание: (1) Корректировка на курсовые разницы и прочие единоразовые эффекты; (2) Корректировка на предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти, включая начисленные процентные платежи по ним, а также операции с торговыми ценными бумагами (рублевый эквивалент)



Производственные итоги



Суточная добыча нефти и ГК ПАО «НК «Роснефть»¹



- ▶ 23 июня 2018 г. состоялась 4-я Министерская встреча стран ОПЕК+, по результатам которой было объявлено об увеличении с 1 июля 2018 г. объема добычи на 1 млн барр.
- ▶ В преддверии ослабления ограничений Компания провела работы по определению фактических пределов и темпов восстановления прежних уровней добычи
- ▶ В июле 2018 г. добыча нефти и газового конденсата в РФ составила 99,9% от уровня октября 2016 года
- ▶ Ключевой вклад в указанный прирост внесла НК «Роснефть», которая практически полностью восстановила добычу до уровня октября 2016 года.
- ▶ Лидирующие позиции Компании по восстановлению добычи свидетельствуют о корректности стратегического выбора активов для ограничения добычи.
- ▶ Компания имеет технологические возможности по наращиванию объемов производства жидких углеводородов в течение третьего квартала на ~200 тыс. барр. в сутки, уже реализовав данный потенциал в объеме ~120 тыс. барр. в сутки в июне-июле по итогам принятых решений 22-23 июня 2018 г.

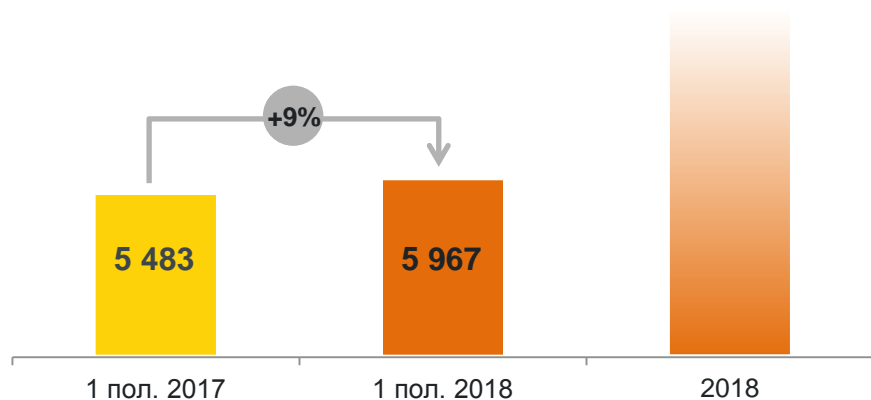
* 30 ноября 2016 г. была принята резолюция 171-го заседания Конференции стран ОПЕК, предусматривавшая общее снижение добычи нефти странами ОПЕК+ на 1,8 млн барр./сут (доля России – 300 тыс. барр./сут)

Эксплуатационное бурение



Проходка в эксплуатационном бурении

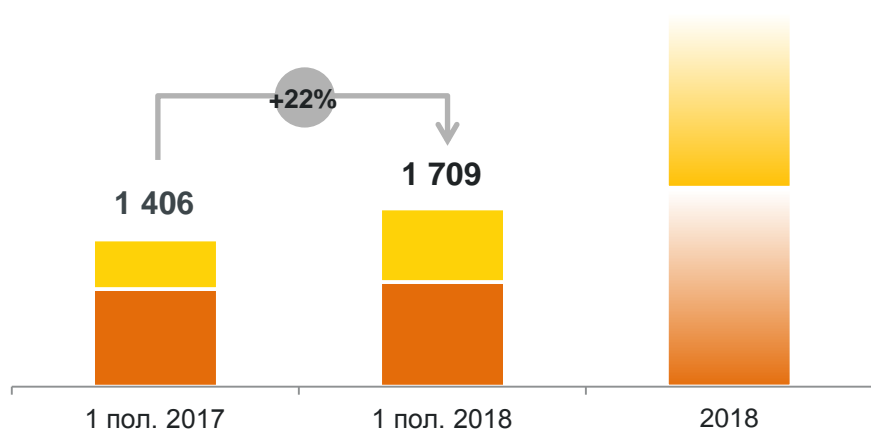
тыс. м



Ввод новых скважин

шт.

- Скважины с горизонтальным окончанием
- Наклонно-направленные скважины



Ключевые достижения 1 пол. 2018 г.

- Рост проходки в эксплуатационном бурении на 9% (к 1 пол. 2017 г.) до ~6 млн м при доле собственного сервиса в общем объеме работ ~60%
- Рост ввода новых скважин на 22% до 1,7 тыс. единиц. Увеличение ввода новых горизонтальных скважин (ГС) на 48% с ростом доли ГС до 41%. Рост количества ГС с многостадийным ГРП на 66%
- Отраслевой рекорд строительства ГС с уникальной комбинированной эксплуатационной колонной – на Юганскнефтегазе ГС с глубиной >4,7 км и длиной горизонт. участка >1,5 км пробурена за 13,4 суток
- На Ванкорском месторождении впервые в Компании успешно реализовано бурение на обсадной колонне. Тиражирование технологии позволит сократить цикл строительства скважин
- На Кондинском м/р введены 15 высокотехнологичных скважин (длина горизонтального участка 1 км с 7-10 стадиями МГРП) с пусковым дебитом 170-240 т/сут, что в 6-8 раз превышает средние дебиты по региону 2017 г.

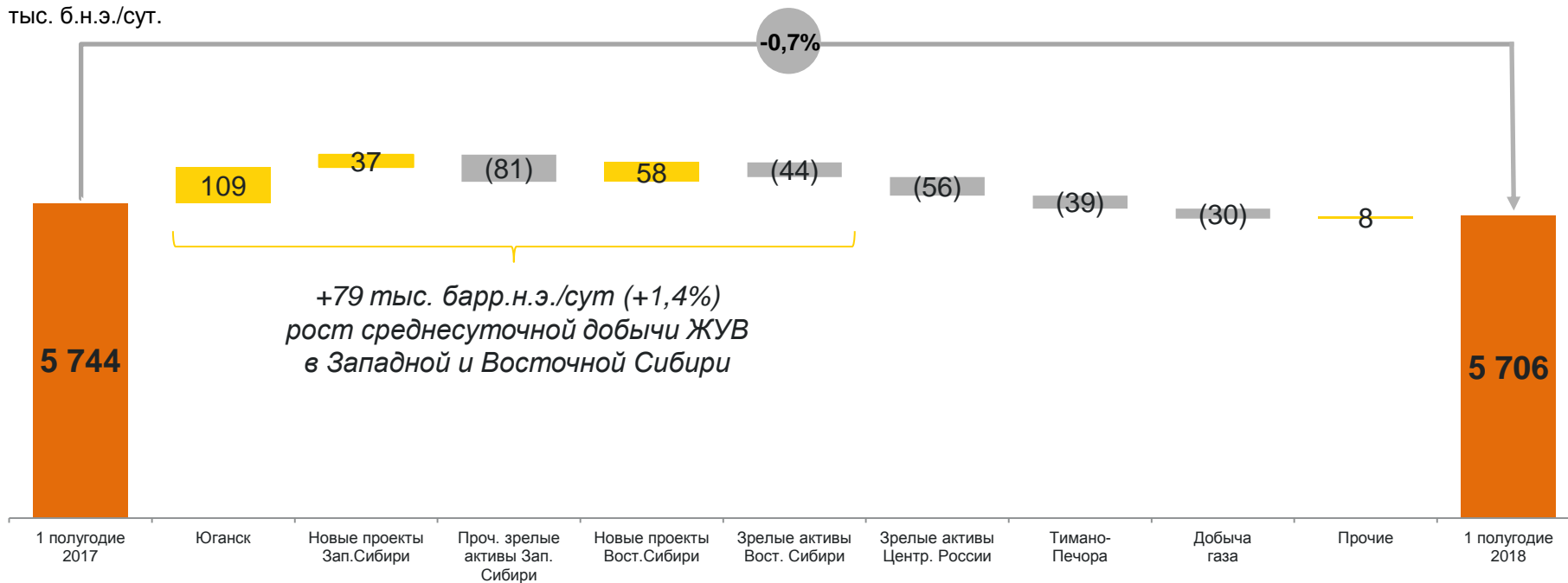
Планы до конца 2018 г.

- Поддержание высоких объемов проходки в эксплуатационном бурении
- План по вводу новых скважин – не ниже уровня 2017 г. с поддержанием доли ГС на уровне не ниже 40%
- Дальнейшее повышение эффективности бурения и заканчивания скважин

Добыча углеводородов



тыс. б.н.э./сут.



- ▶ В преддверии ослабления ограничений в рамках соглашения с ОПЕК+ Компания провела работы по определению фактических пределов и темпов восстановления прежних уровней добычи
- ▶ В начале июля практически полностью восстановлена добыча до уровня октября 2016 года. Компания имеет дополнительный потенциал по наращиванию объемов производства, что обусловлено наличием необходимых технологических возможностей
- ▶ Рост среднесуточной добычи ЖУВ в Западной и Восточной Сибири на +1,4% к 1 пол. 2017 г. за счет развития новых проектов и увеличения добычи на РН-Юганскнефтегаз
- ▶ Устойчивый рост добычи крупнейшего актива – Юганскнефтегаза (+8,4% год к году), добыча ЖУВ стабильно превышает 1,4 млн барр. в сутки
- ▶ Успешное развитие новых высокомаржинальных проектов: добыча на Кондинском, Юрубчено-Тохомском и Среднеботуобинском месторождениях составила 115 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 пол. 2018 г. | 1,1 млн т | 0,5 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, продолжаются работы по подготовке к технологическому запуску объектов второй очереди, наращиваются темпы эксплуатационного бурения
- ▶ 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 объектах инфраструктуры, успешно реализуется программа переводов скважин в ППД. С апреля 2018 г. начато комплексное опробование ГТЭС-36 МВт

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, за 1 пол. 2018 г. пробурено 19 скважин
- ▶ 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
- ▶ Реализуется программа бурения горизонтальных и многозабойных скважин
- ▶ Продолжается программа опытных работ по добыче нефти из Осинского горизонта, запасы которого относятся к категории трудноизвлекаемых
- ▶ За 1 пол. 2018 г. добыча нефти на месторождении практически достигла 9 млн барр.



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 2 кв. 2018 г. пробурено 147 скважин с потенциалом добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов более 9 500 тонн в сутки
- ▶ 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 2017 г. рамках ОНР выполнено технологическое присоединение к ГНПС-1 ПАО «Транснефть» и осуществляется сдача нефти в МН «Куюмба-Тайшет»
- ▶ Продолжаются строительно-монтажные работы и подготовка к технологическому запуску объектов сбора и подготовки нефти (ЦПС и нефтесборный трубопровод с правого берега р. Подкаменная Тунгуска)
- ▶ Нарастиваются темпы эксплуатационного бурения, мобилизованы дополнительные буровые станки, общее количество которых доведено до 8 ед.
- ▶ Выполняется инженерная подготовка кустовых площадок согласно графику бурения



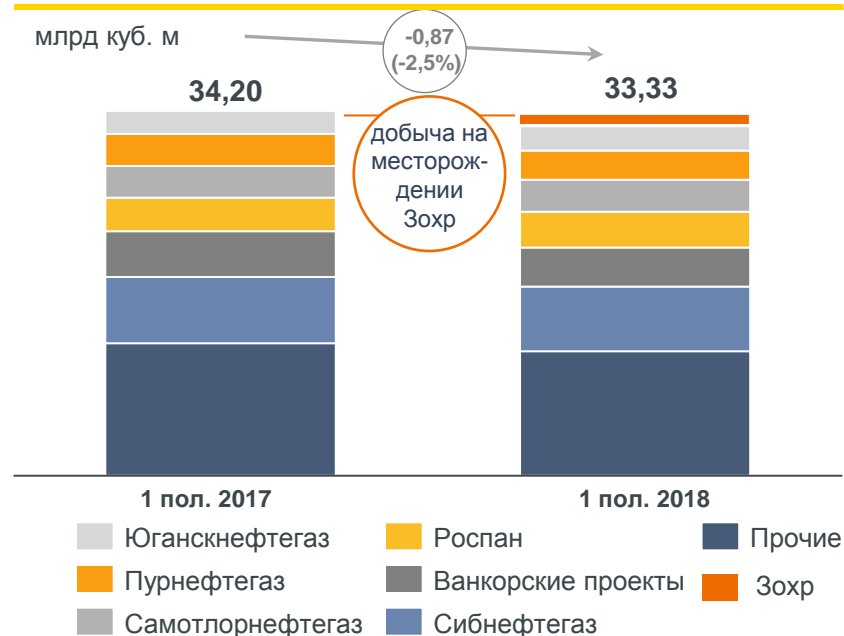


Ключевые события за 1 пол. 2018 г.

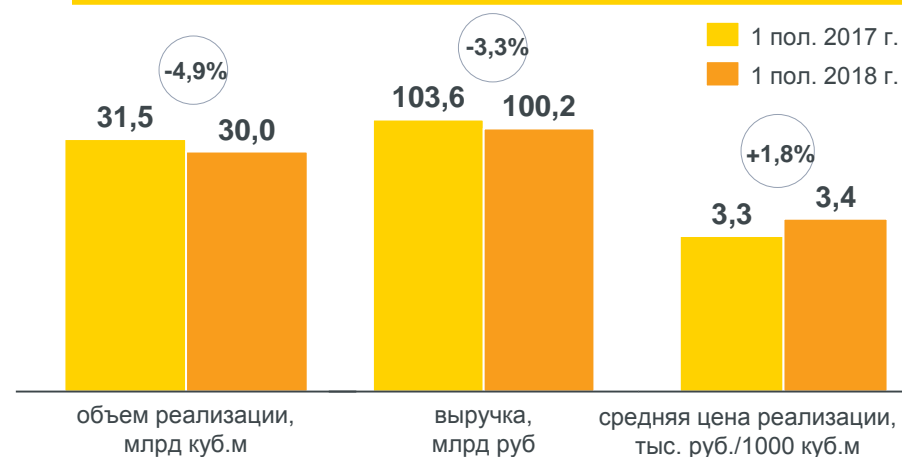
- Снижение добычи газа на 2,5%, в связи с сокращением добычи попутного нефтяного газа на месторождениях с развивающейся инфраструктурой, а также на ряде прочих активов исходя из условий экономической эффективности разработки и с учетом внешних ограничений
- Ввод во 2 кв. 2018 г. в эксплуатацию новых очередей Установки комплексной подготовки газа на м/р Зохрана шельфе Египта, что позволит в ближайшее время увеличить производительность до 49,5 млн куб. м в сутки¹
- АО «Мессояханефтегаз» получило положительное заключение Главгосэкспертизы России на проект, позволяющий повысить эффективность использования попутного нефтяного газа (ПНГ). Проект предполагает обустройство кустовых площадок под закачку ПНГ в пласт на Западно-Мессояхском месторождении с межпромысловым газопроводом от Восточной Мессояхи. Газ из подземного хранилища в дальнейшем может быть монетизирован

Примечание: (1) В доле 100%

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, ПБТ и нефти |
| Добыча и производство, в год | В перспективе: >19 млрд куб м газа > 5 млн т жидких УВ до 1,3 млн т ПБТ |
| Выход на проектную мощность | 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 печей огневого подогрева на установке подготовки теплоносителя, устройство теплоизоляции на резервуарах объемом 2000 куб. м. На дожимной компрессорной станции ведется монтаж систем обвязок технологического оборудования. На колоннах линии установки стабилизации конденсата начат монтаж внутренних контактных устройств
 - ▶ ГТЭС Восточно – Уренгойского ЛУ: ведутся работы по нанесению антикоррозионной защиты на подобъекте блока ресиверов топливного газа и внутривоздушной эстакаде
 - ▶ Железнодорожный терминал: ведется монтаж рукавов налива ПБТ на эстакаде, шаровых резервуаров, работы по термообработке; осуществляется подготовка к гидроиспытаниям. Продолжается укладка железнодорожных путей и стрелочных переводов, устройство эстакад
- На вышеуказанных объектах обустройства продолжают работы по монтажу металлоконструкций, технологических трубопроводов, кабеленесущих систем и кабельно-проводниковой продукции
- ▶ Продолжается строительство магистральных и внутрипромысловых трубопроводов, объектов энергообеспечения

Планы на ближайшую перспективу:

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

Разработка зрелых активов: проекты развития месторождений АО «Сибнефтегаз»



Крупнейший актив Компании по объему добычи газа. За 1 пол. 2018 г. добыча составила 6,06 млрд куб. м

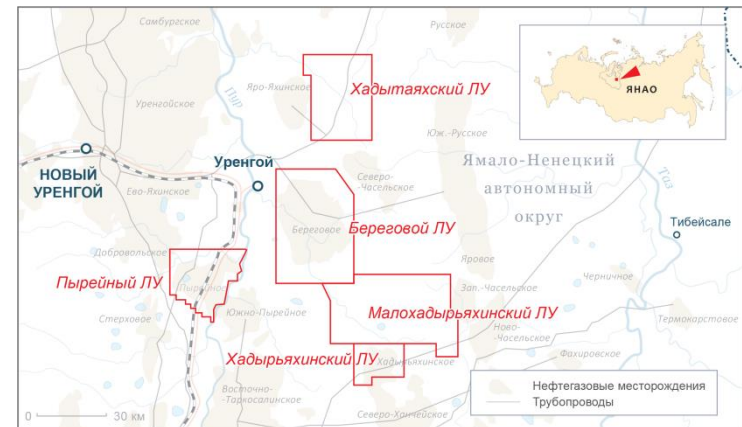
| Наименование показателя | Значение |
|-------------------------|---|
| ЗР запасы (PRMS), газ | 514 млрд. куб. м |
| Ввод в эксплуатацию | 2007 (Береговой ЛУ) 2009 (Пырейный ЛУ) 2014 (Хадырьяхинский ЛУ) |
| Полка добычи газа | > 16 млрд куб. м |
| Выход на полку | 2022 г. |



- Зрелый газовый актив: на конец 1 пол. 2018 г. накопленная добыча газа составила 108 млрд куб. м. Ключевой актив общества - Береговое НГКМ
- 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

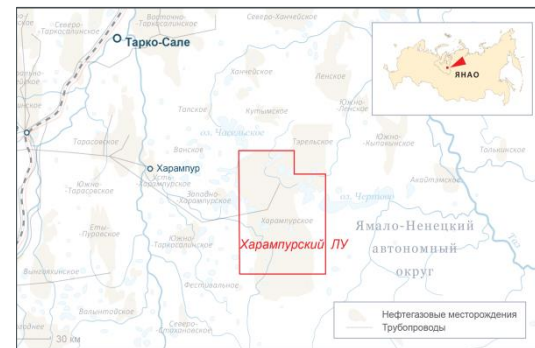


Разработка новых месторождений: Харампурское месторождение



Наиболее значимый после Роспана проект Компании с точки зрения прироста добычи газа¹

| Наименование показателя | Значение |
|--|-------------------------------------|
| ЗР запасы (PRMS), газ | 636 млрд. куб. м ² |
| Полка добычи газа: 1-я очередь (Сеноман) | > 11 млрд куб. м / год ³ |
| Выход на полку первой очереди | 2021 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 трудноизвлекаемого газа
- Эффект синергии: развитая инфраструктура действующего нефтяного промысла, автодорога от месторождения до железнодорожных тупиков

Текущий статус:

- Пробурено 25 из 54 скважин Сеноманской залежи, проводятся работы на кустовых площадках, ведется строительство газосборных сетей, высоковольтных линий электропередач
- Газопровод внешнего транспорта: завершена подготовка площадок трубосварочных баз, произведена укладка 14 км из 156 км линейного трубопровода
- Площадочные объекты: завершена инженерная подготовка площадки Установки комплексной подготовки газа, подъездной автодороги, вахтового жилого комплекса
- Ведутся работы по опытно-промышленной эксплуатации Туронской залежи – долгосрочные испытания на 3-х эксплуатационных скважинах и бурение и испытания новых скважин с целью определения конструкции и заканчивания скважин

Планы на ближайшую перспективу:

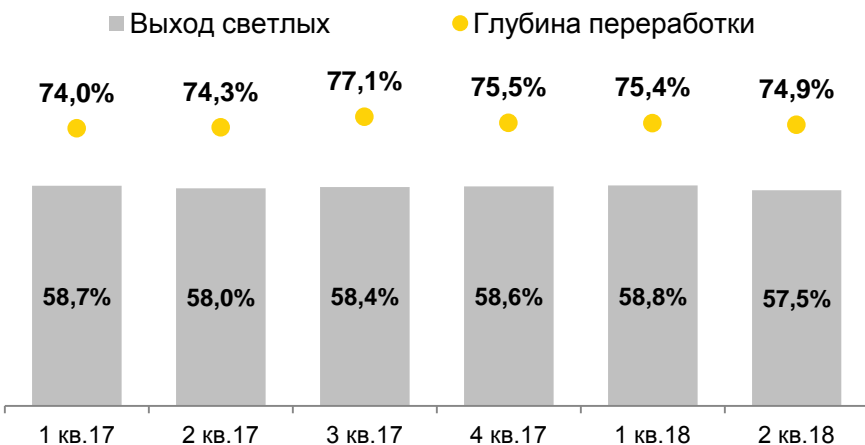
- Обустройство газового промысла Сеноманской залежи
- Предпроектная проработка объектов Туронской залежи для последующей полномасштабной разработки (2-я очередь)

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 и продолжение модернизации



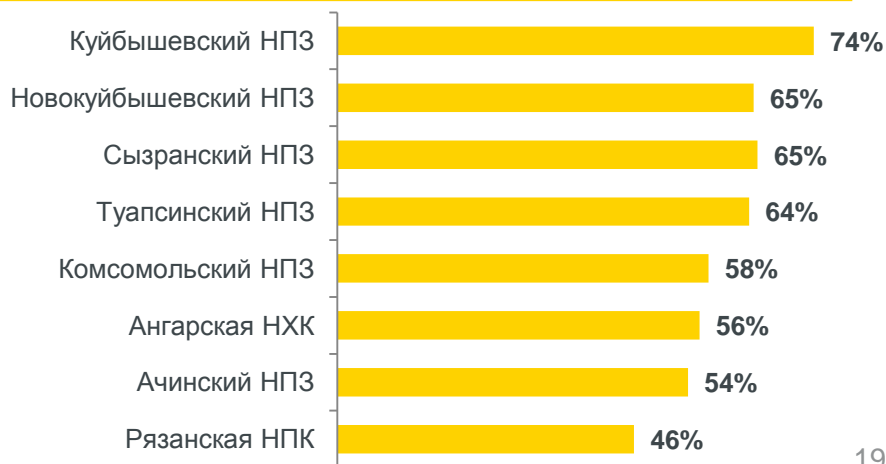
Основные показатели нефтепереработки в РФ



Ключевые достижения 2 кв. 2018 г.

- ▶ В ходе реализации стратегии «Роснефть-2022» в мае 2018 г. на ПАО «Уфаоргсинтезе» был завершен крупнейший за последние годы инвестиционный проект модернизации установки по производству изопропилбензола (кумола).
- ▶ В апреле 2018 г. на Уфимской группе НПЗ Компании началось промышленное производство улучшенных высокооктановых бензинов Аи-95 класса «Евро-6».
- ▶ В рамках реализации программы импортозамещения на Рязанской НПК была осуществлена заменакупаемых катализаторов для установки производства водорода на катализаторы производства Ангарского завода катализаторов и органического синтеза.

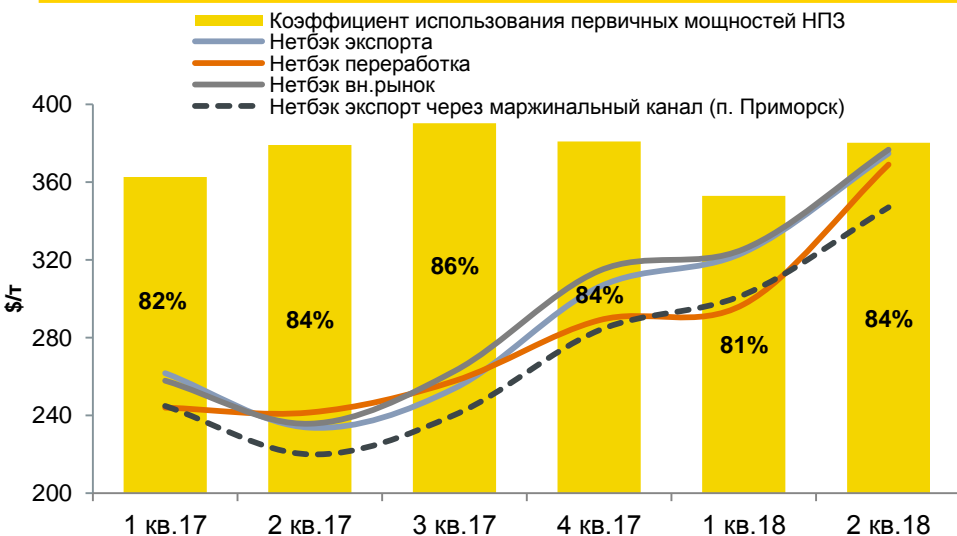
Статус реализации программы модернизации НПЗ



Максимизация прибыли от реализации нефти

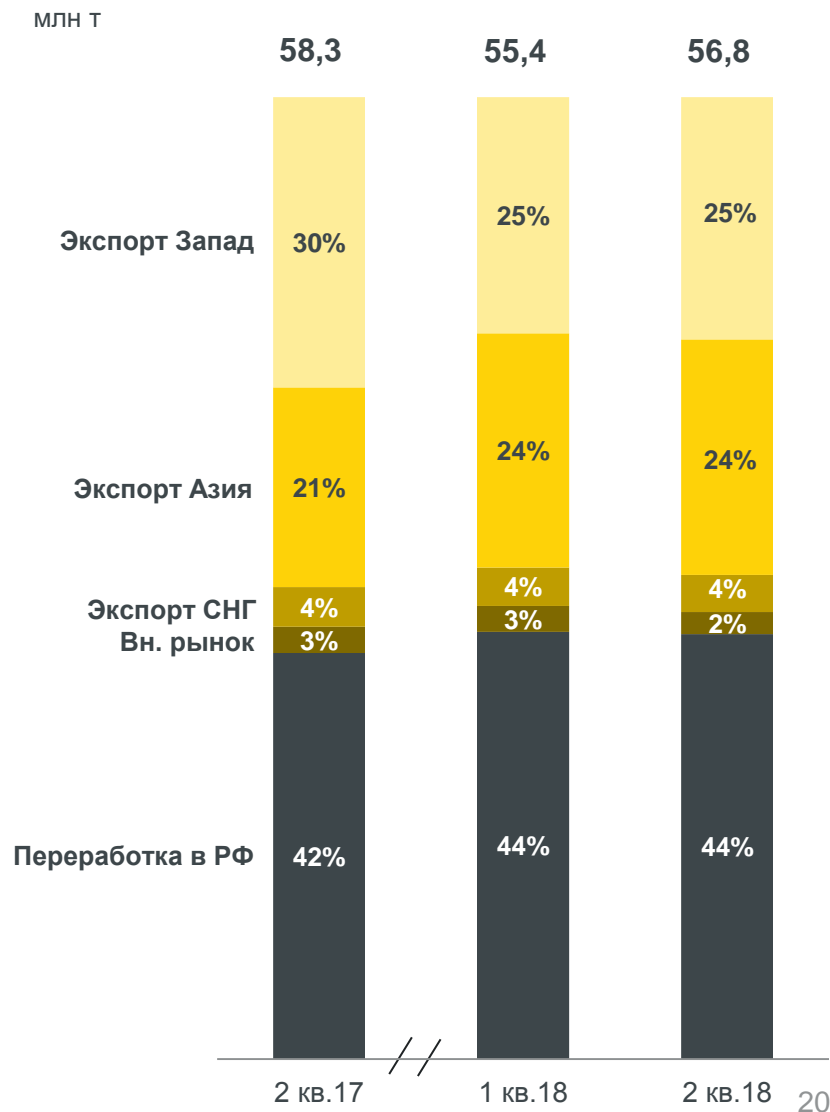


Нетбэки основных каналов монетизации нефти



- Отгрузки нефти в восточном направлении увеличились на 17% год к году до 27,4 млн т в 1 пол. 2018 г. (+2,9% квартал к кварталу до 13,9 млн т за 2 кв. 2018 г.)
- Подписан долгосрочный контракт (май 2018 – декабрь 2020 гг.) с польской компанией Grupa LOTOS SA на поставку нефти по нефтепроводу «Дружба» в направлении Польши объемом от 6,4 до 12,6 млн т
- Заключены долгосрочные контракты на поставку бензинов и дизтоплива с крупнейшими монгольскими импортерами нефтепродуктов. Общая стоимость контрактов – 2,1 млрд долл.

Каналы монетизации нефти





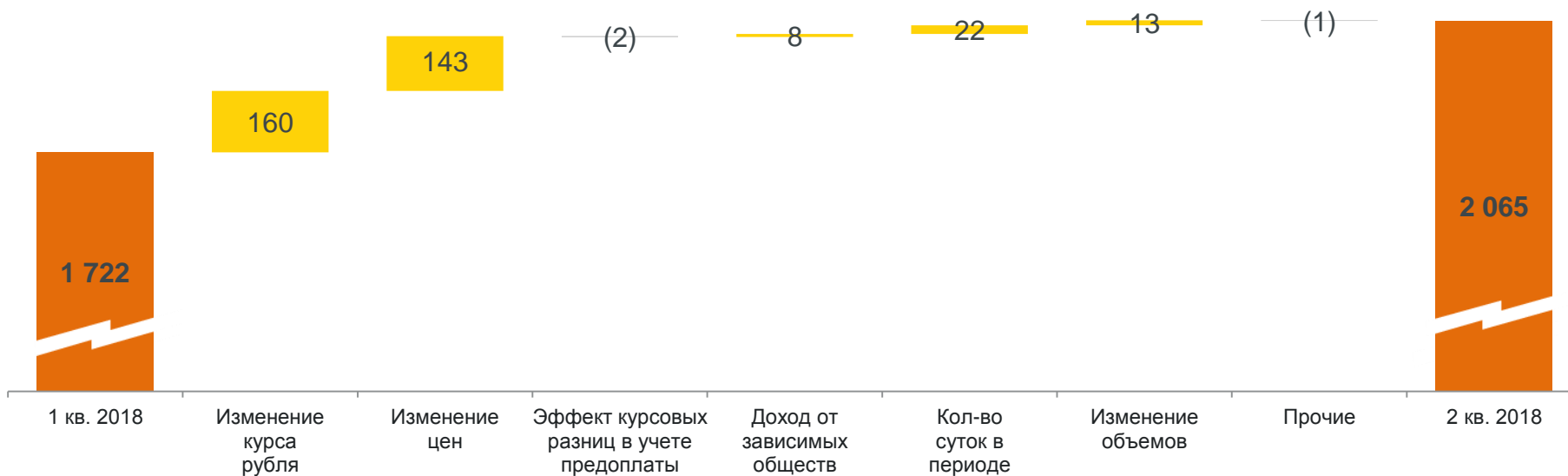
Финансовые итоги

Выручка



2 кв. 2018 г. к 1 кв. 2018 г.

млрд руб.



- ▶ Положительная конъюнктура рынка – рост цен на нефть марки Urals на 20,7% в рублевом выражении до 4,5 тыс. руб. за баррель
- ▶ Увеличение объемов продаж нефти и нефтепродуктов
- ▶ Рост дохода от ассоциированных и совместных предприятий на 8 млрд руб. в основном за счет благоприятной динамики цен на нефть

Динамика операционных расходов



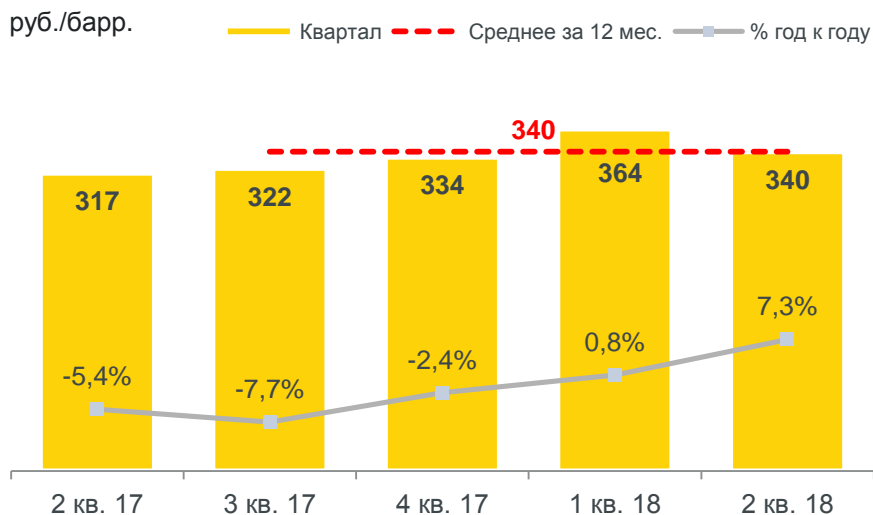
Динамика расходов на добычу¹



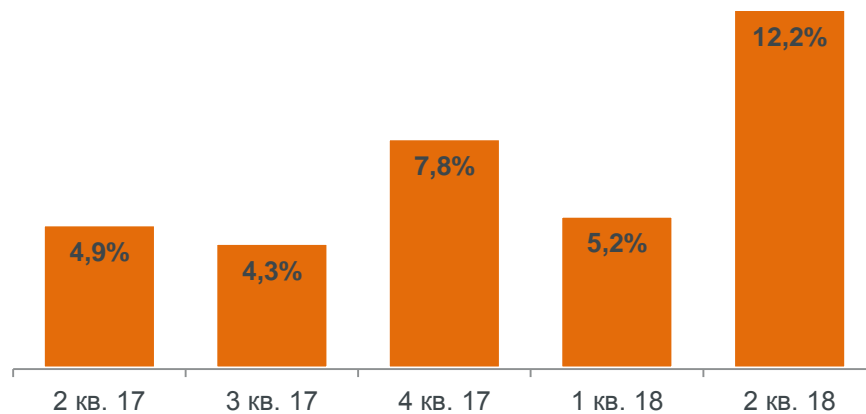
Динамика расходов на переработку в РФ¹



Динамика транспортных расходов



Индекс цен производителя в годовом выражении

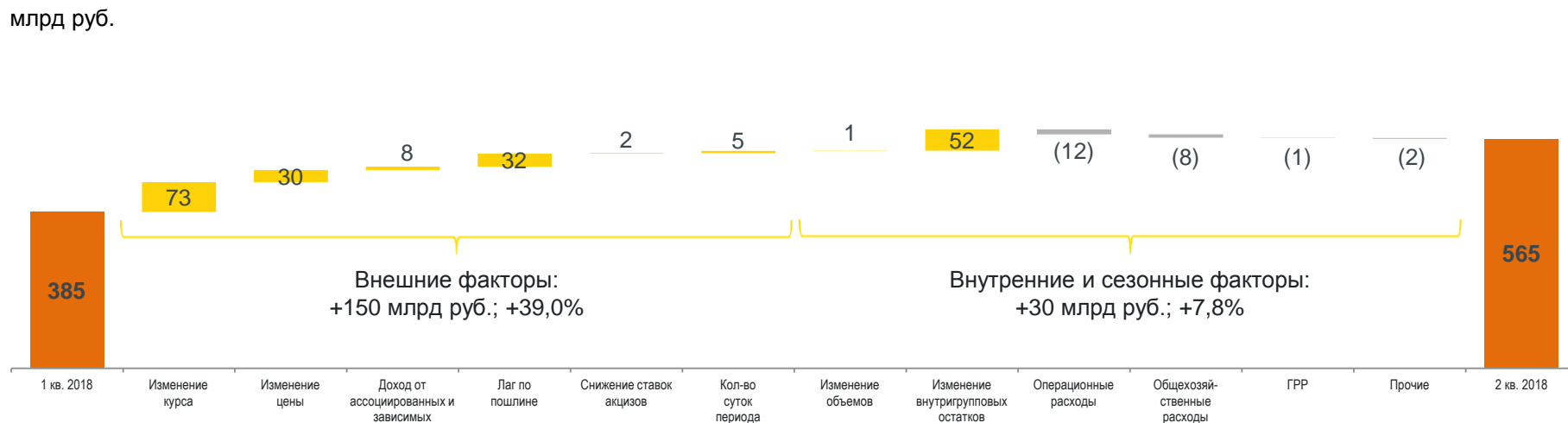


Примечание: (1) Изменение удельных затрат (год к году) за 2-4 кв. 2017 г. рассчитано без учета Башнефти

ЕВITDA и чистая прибыль



ЕВITDA 2 кв. 2018 к 1 кв. 2018



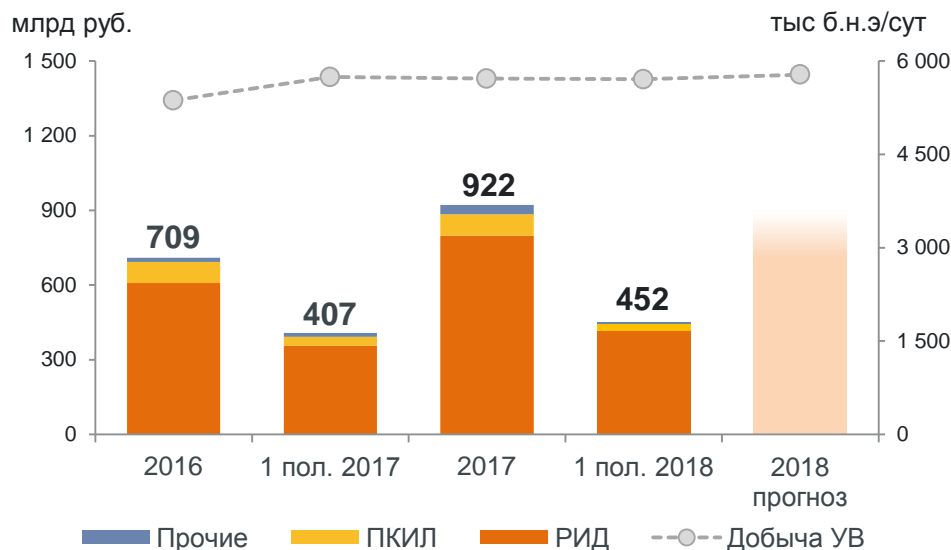
Чистая прибыль 2 кв. 2018 к 1 кв. 2018



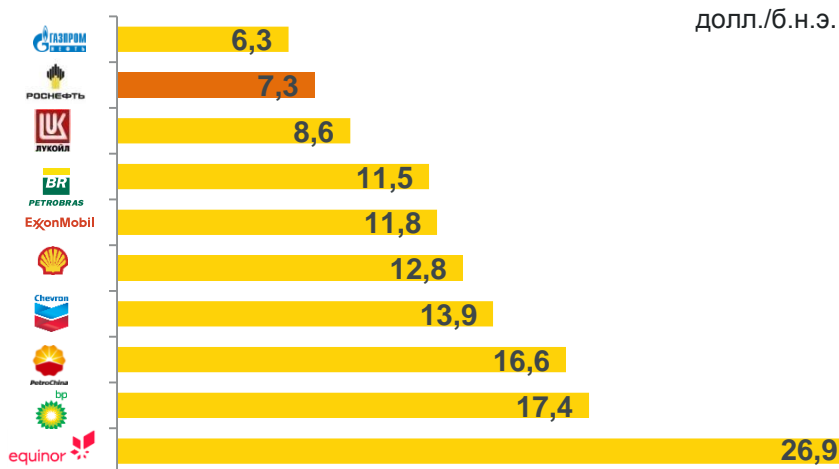
Капитальные затраты



Капитальные затраты и добыча



CAPEX Рид 2018¹: сравнительный анализ



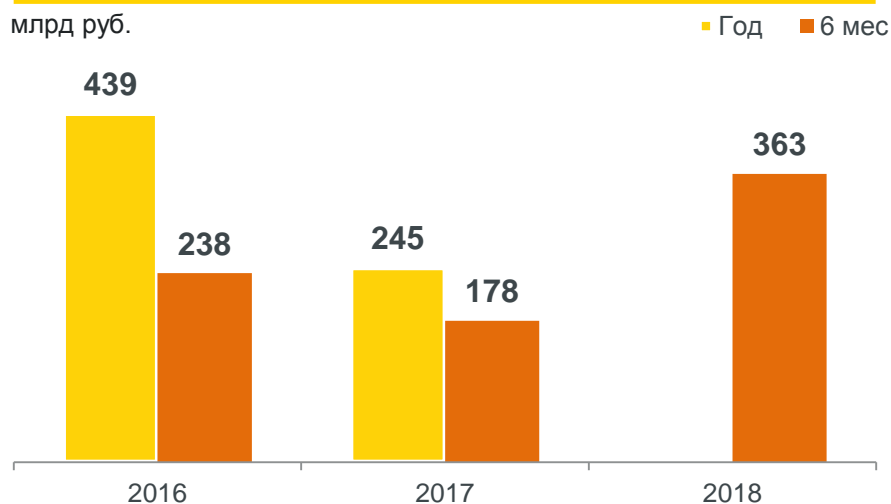
- Капитальные вложения 1 пол. 2018 г. соответствуют стратегии Компании и в основном включают:
 - эксплуатационное бурение на зрелых активах для поддержания уровня добычи с учетом ограничений по соглашению ОПЕК+
 - разработку новых высококлассных добывающих месторождений (Ванкорский кластер, ЮТМ, Русское, Таас-Юрях, Эргинский кластер, Роспан)
 - проекты модернизации НПЗ
 - развитие собственного нефтесервиса
- В целях повышения доходности и рыночной привлекательности Компания постоянно оптимизирует инвестиционную программу, оперативно реагируя на волатильность макросреды и отдавая приоритет наиболее эффективным сегментам бизнеса.
- В мае была объявлена цель по сокращению инвестиционной программы 2018 г. до 800 млрд руб. в соответствии с инициативами по увеличению отдачи для акционеров. С учетом смягчения ограничений добычи ОПЕК+, планируется увеличение вложений в проекты разведки и добычи
- Компания сохраняет лидерские позиции по удельной эффективности капитальных вложений в Рид \$7,3 на б.н.э. в 1 пол. 2018 г.

Примечание: (1) Данные по Роснефти и Equinor за 1 пол. 2018 г., по Petrobras, Лукойл, Газпром нефть за 1-й квартал 2018 г. всем остальным компаниям конкурентам - за 2017 г.

Свободный денежный поток и зачет предоплат

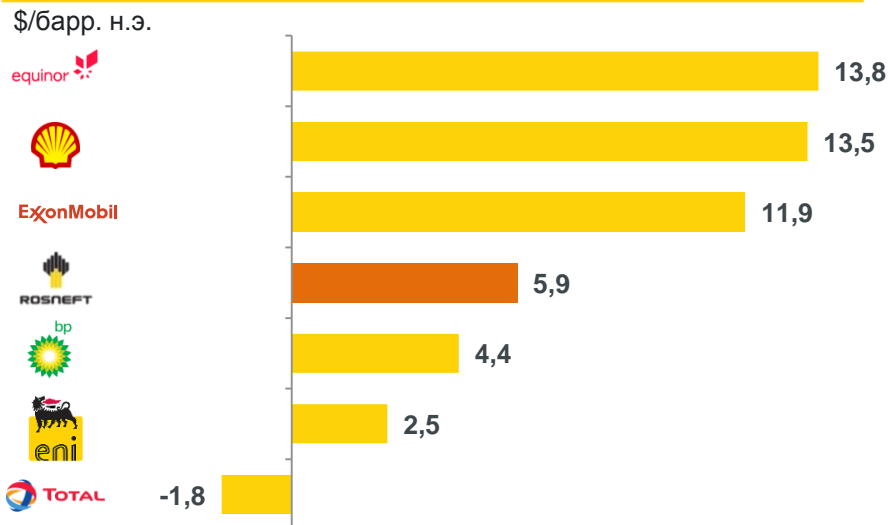


Свободный денежный поток

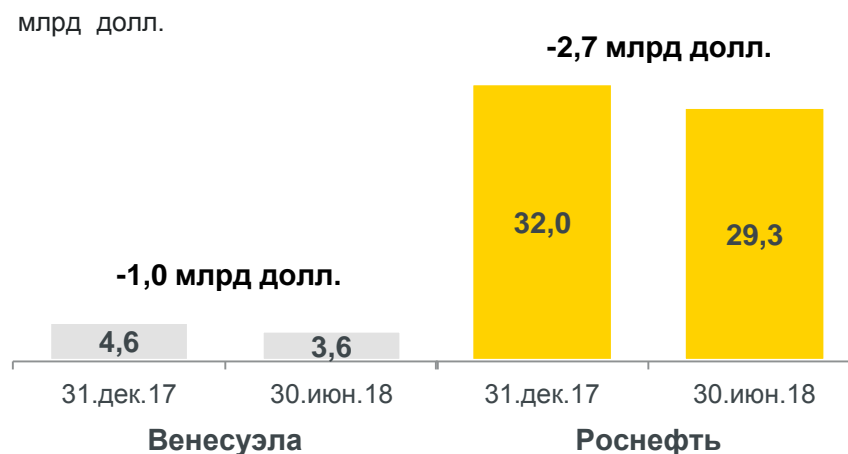


- Значительное улучшение свободного денежного потока до 3,6 млрд долл. во 2 кв. и 6,1 млрд долл. в 1 пол. 2018 г.
- Лучшая динамика свободного денежного потока в мировом нефтегазовом секторе, лидирующие позиции по абсолютному значению показателя

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



Погашение предоплат²

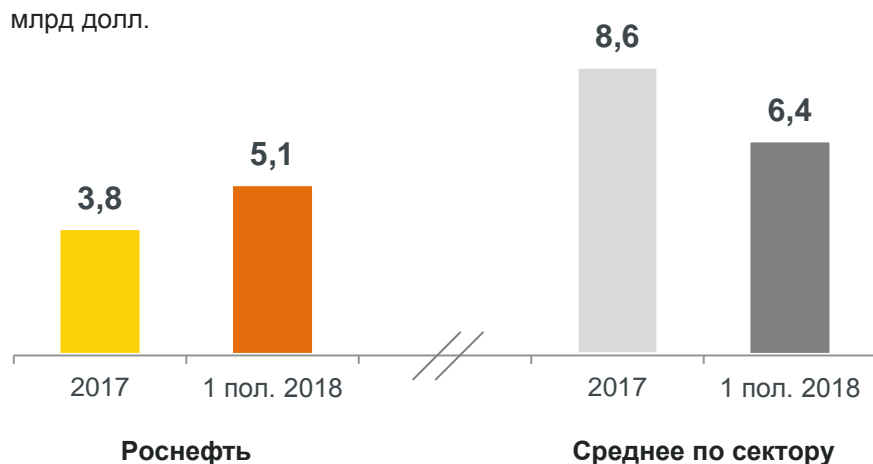


Примечание: (1) В расчете на добычу с учетом ассоциированных компаний и совместных предприятий, (2) Основная сумма, без учета процентов реклассификации и части прочих финансовых обязательств

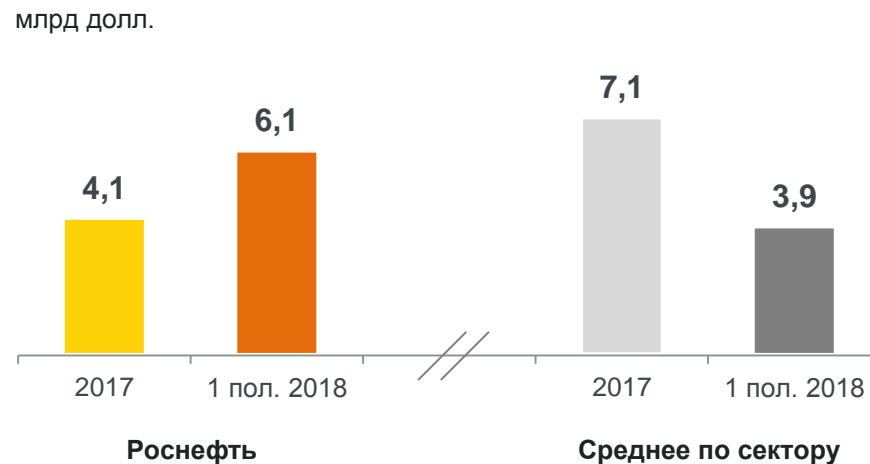
Лидер по динамике СДП и чистой прибыли



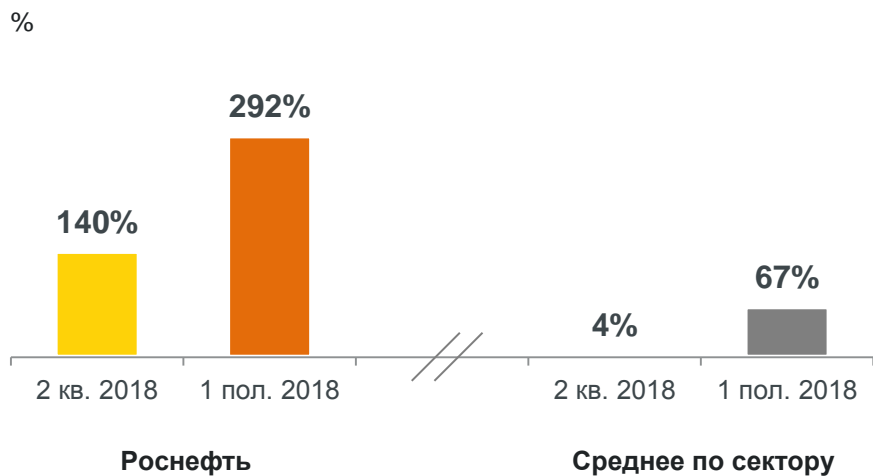
Чистая прибыль



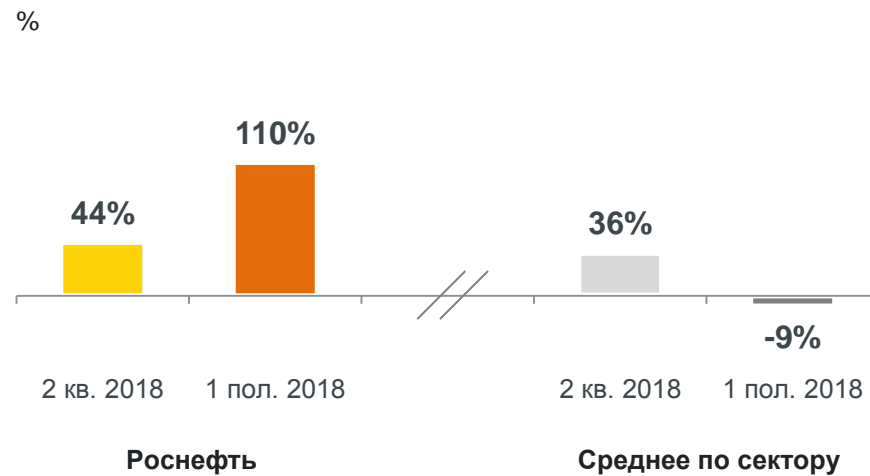
Свободный денежный поток



Динамика чистой прибыли



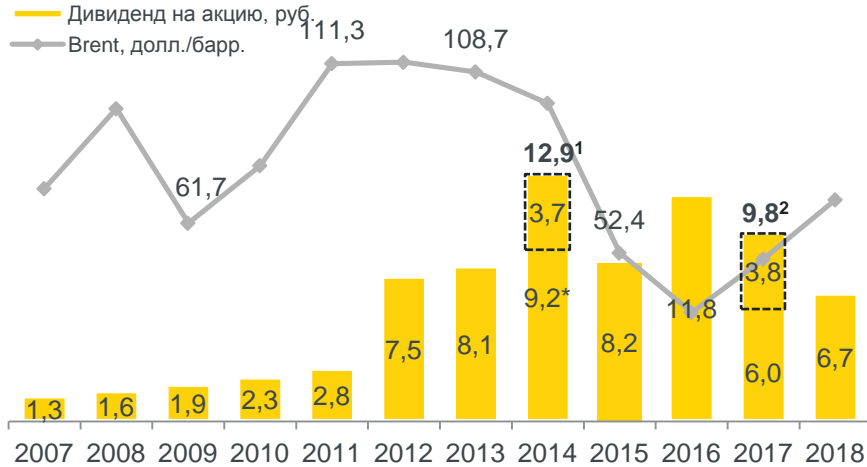
Динамика свободного денежного потока



Дивидендная политика



Выплата дивидендов и цены на нефть



► В 2017 г. утверждены изменения в дивидендную политику Компании:

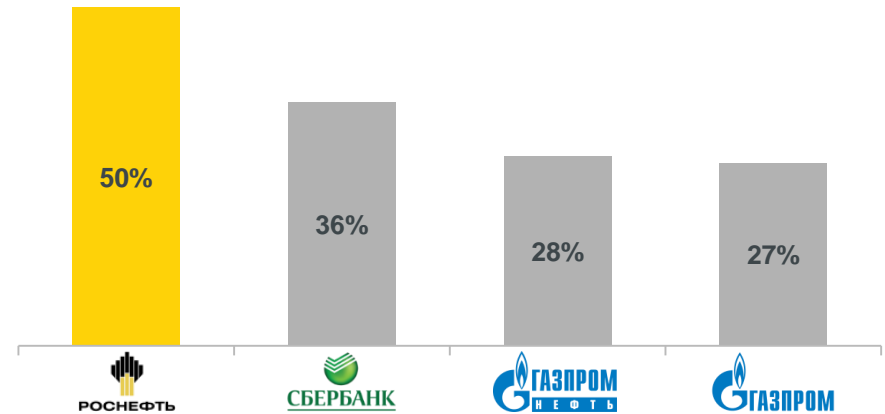
- целевой уровень выплат – не менее 50% чистой прибыли по МСФО (самый высокий показатель в секторе)
- периодичность – не реже 2 раз в год

► 21 июня 2018 г. на ГОСА утвержден итоговый дивиденд за 2017 г. в размере 6,65 руб. на акцию. Таким образом, суммарный дивиденд по итогам 2017 г. составил 10,48 руб. на акцию

► В 3 кв. 2018 г. будет принято решение о выплате промежуточных дивидендов по итогам 1 полугодия

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.; (4) Как % от чистой прибыли в соответствии с дивидендной политикой



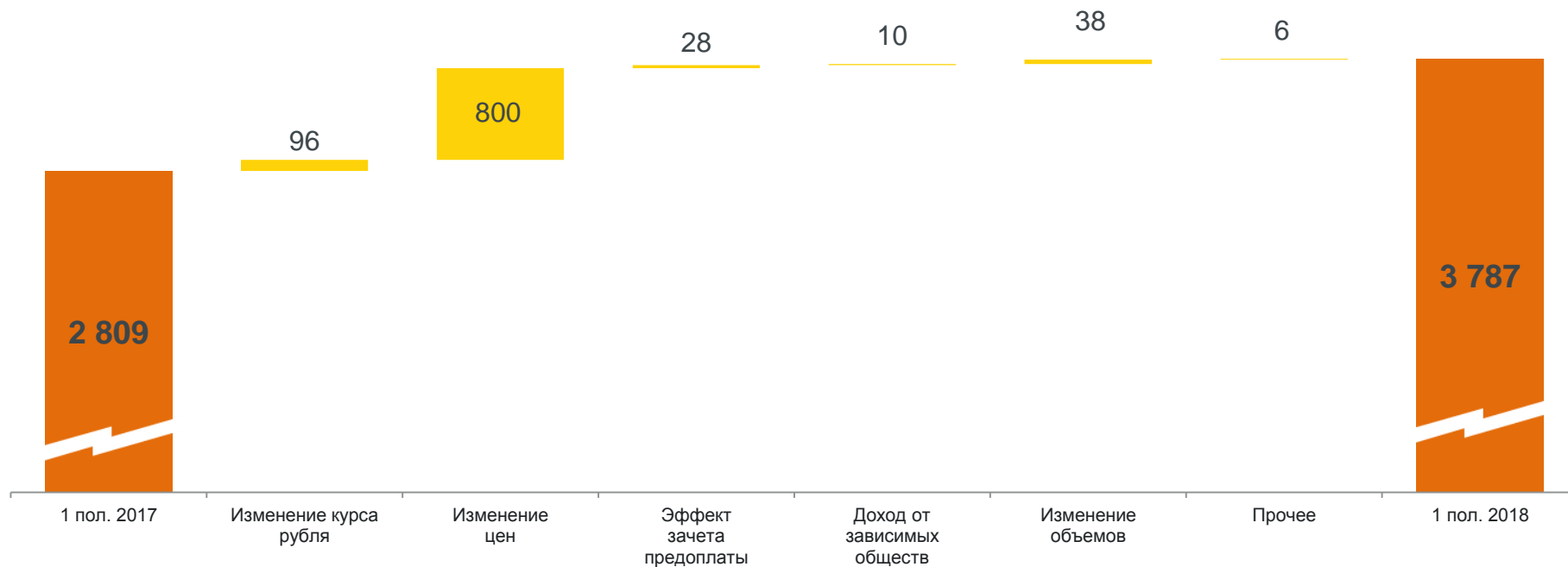
Приложение

Выручка



1 пол. 2018 г. к 1 пол. 2017 г.

млрд руб.

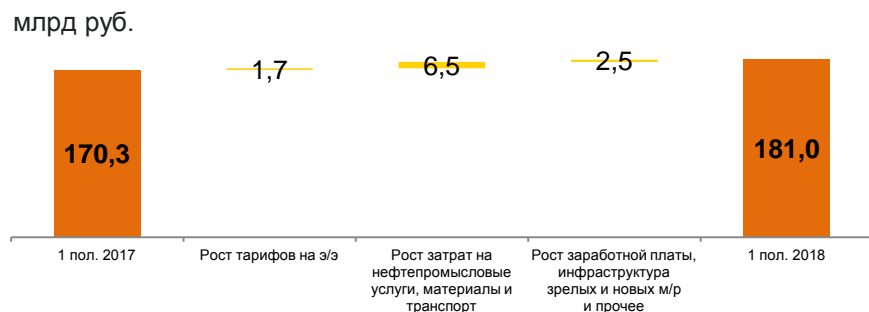


- ▶ Положительная ценовая динамика на рынке – рост цен на нефть марки Urals на 39,5% в рублевом выражении
- ▶ Увеличении объемов реализации нефтепродуктов на 1,6%
- ▶ Рост дохода от ассоциированных и совместных предприятий на 10 млрд руб.
- ▶ Снижение обязательств по поставкам нефти в рамках долгосрочных предоплатных контрактов

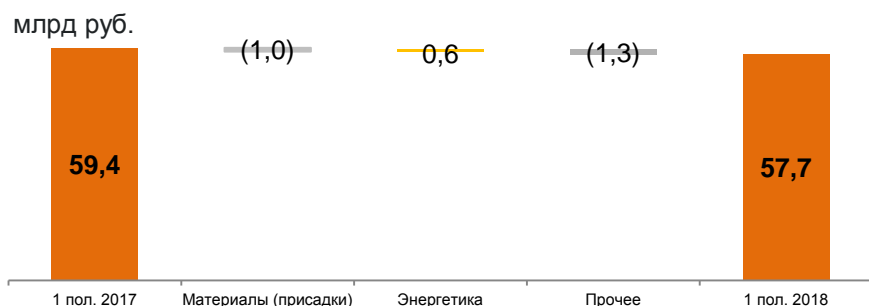
Динамика расходов 2018 г. к 2017 г.



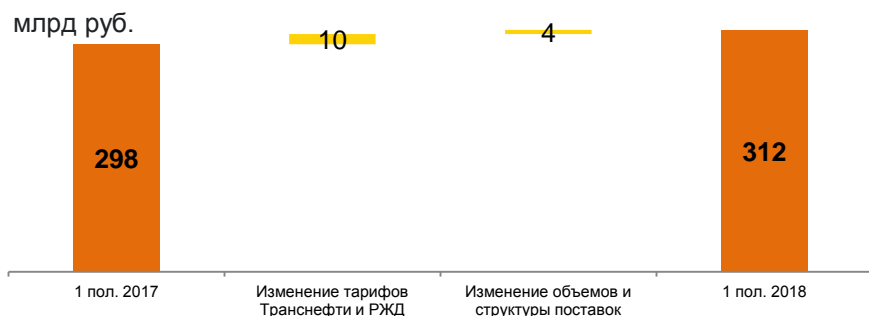
Расходы на добычу



Расходы на переработку в РФ



Транспортные расходы

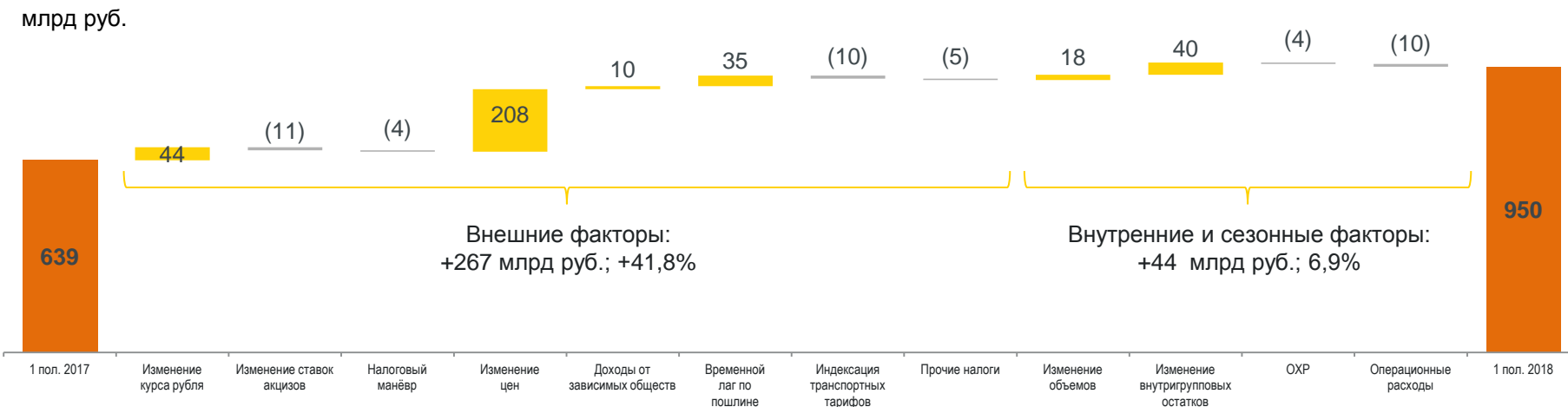


- Рост расходов на добычу в 1 пол. 2018 г. связан с увеличением тарифов на электроэнергию, затрат на ремонт и обслуживание растущего фонда скважин
- Сокращение расходов на переработку в основном связано со снижением загрузки производственных мощностей и плановым уменьшением услуг производственного характера 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 12,2%

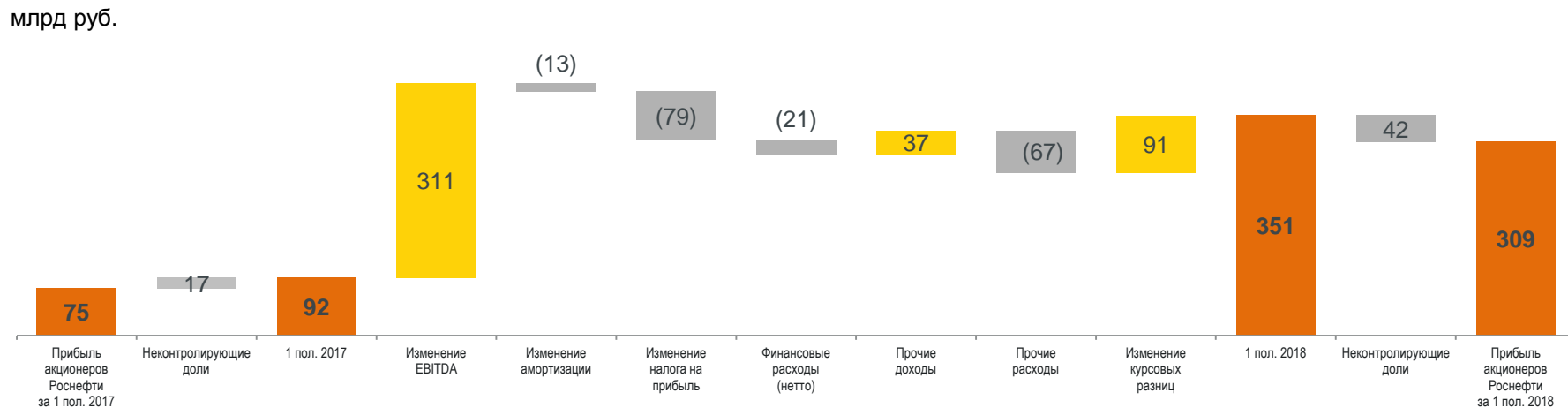
ЕВITDA и чистая прибыль



ЕВITDA 1 пол. 2018 г. к 1 пол. 2017 г.



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



Хеджирование валютных рисков



| | 2 кв. 2018 г., млрд руб. | | | 1 пол. 2018 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 прочих фондов и резервов по состоянию на начало периода | (253) | 51 | (202) | (290) | 58 | (232) |
| Возникло курсовых разниц за период | - | - | - | 1 | - | 1 |
| Признано в составе расходов периода | 37 | (8) | 29 | 73 | (15) | 58 |
| Итого признано в составе прочего совокупного дохода/(расхода) за период | 37 | (8) | 29 | 74 | (15) | 59 |
| Признано в составе прочих фондов и резервов по состоянию на конец периода | (216) | 43 | (173) | (216) | 43 | (173) |

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 |

Расчет скорректированного операционного денежного потока



Отчет о прибылях и убытках

| # | Показатель | 1 пол. 2018, млрд долл. |
|---|---|-------------------------|
| 1 | Выручка, в т.ч. | 64,8 |
| | Зачет полученных предоплат и прочих финансовых обязательств | 3,9 |
| 2 | Затраты и расходы, в т.ч. | (54,1) |
| | Зачет выданных предоплат | (1,3) |
| 3 | Операционная прибыль (1+2) | 10,7 |
| 4 | Расходы до налога на прибыль | (3,3) |
| 5 | Прибыль до налога на прибыль (3+4) | 7,4 |
| 6 | Налог на прибыль | (1,6) |
| 7 | Чистая прибыль (5+6) | 5,8 |

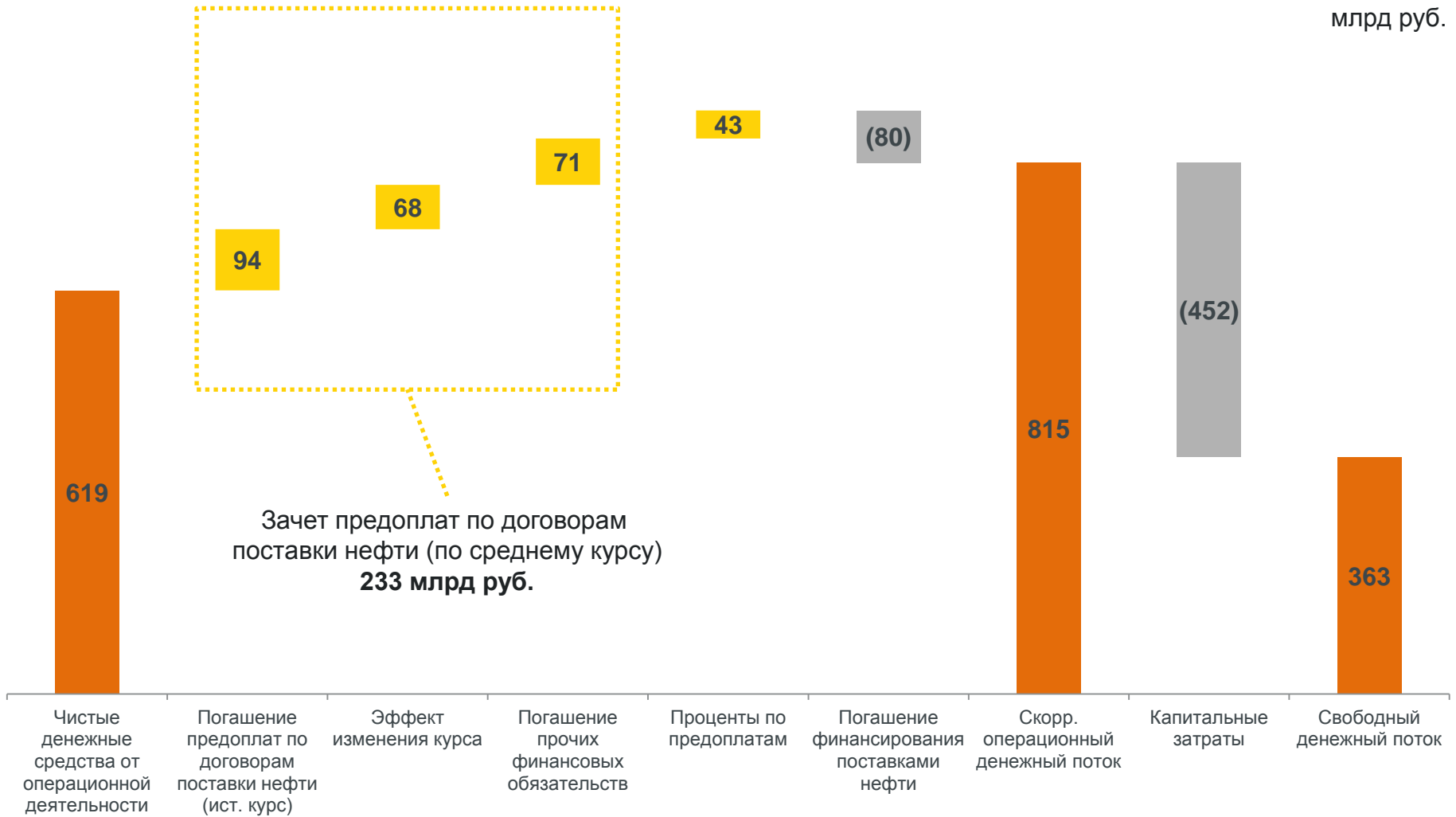
Отчет о движении денежных средств

| 1 пол. 2018, млрд долл. | Показатель | # |
|-------------------------|---|----------|
| 5,8 | Чистая прибыль | 1 |
| 7,3 | Корректировки для сопоставления чистой прибыли с денежными средствами, полученными от основной деятельности, в т.ч. | 2 |
| (2,7) | Зачет полученных предоплаты по долгосрочным договорам поставок нефти и нефтепродуктов | |
| (1,2) | Зачет прочих финансовых обязательств | |
| 1,3 | Зачет выданных предоплаты по долгосрочным договорам поставок нефти и нефтепродуктов | |
| (1,5) | Изменения в операционных активах и обязательствах, в т.ч. | 3 |
| (0,7) | Проценты за пользование денежными средствами по долгосрочным поставкам | |
| (1,2) | Платежи по налогу на прибыль, проценты и дивиденды полученные | 4 |
| 10,4 | Чистые денежные средства от операционной деятельности (1+2+3+4) | 5 |
| 3,3 | Эффект от предоплат | 6 |
| 13,7 | Скорректированный операционный денежный поток (5+6) | 7 |

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



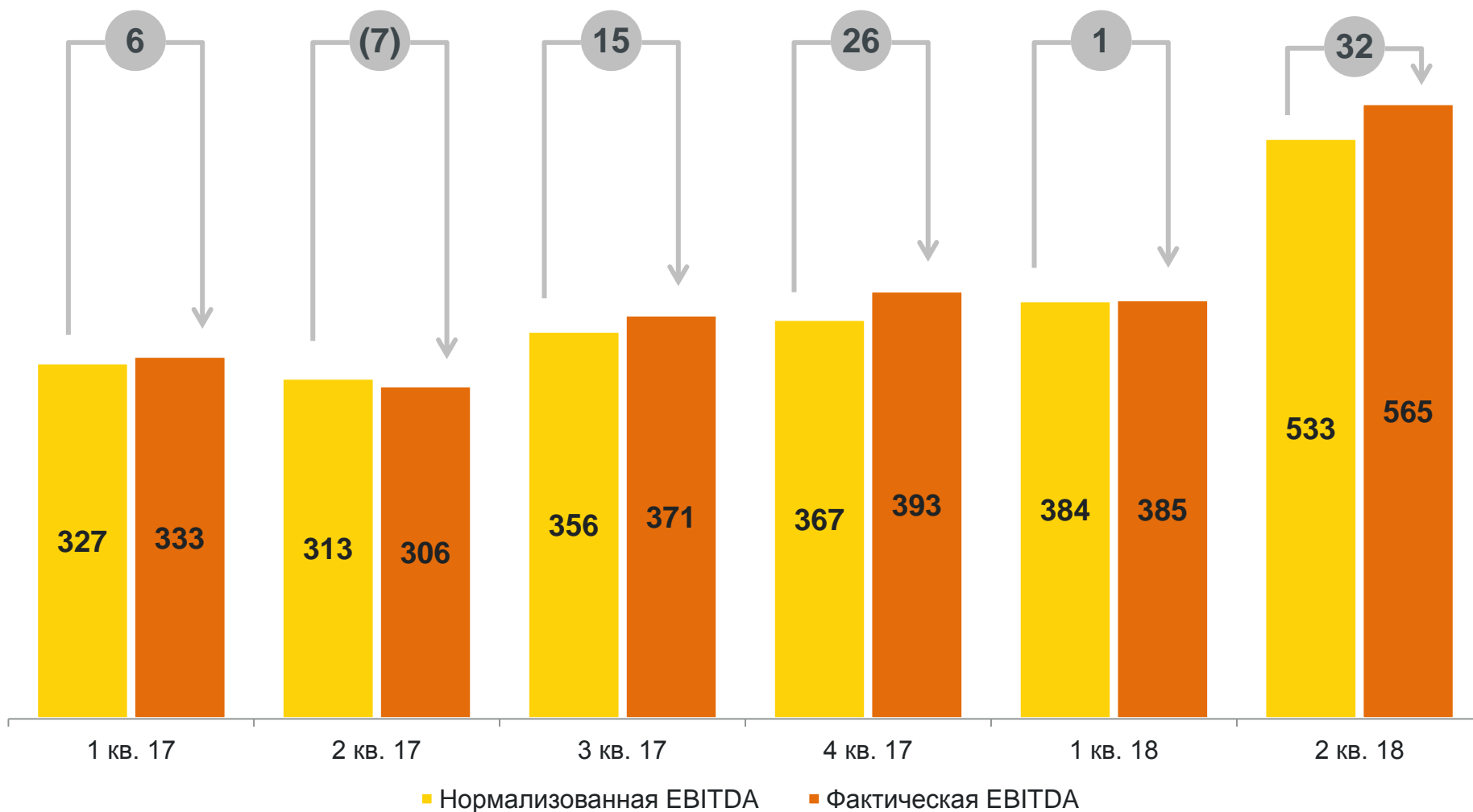
млрд руб.



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 | 2 кв. 18 | 1 кв. 18 | % | 1 пол. 18 | 1 пол. 17 | % |
|--|-----------|-----------|--------------|------------|------------|--------------|
| 1. Начисленные проценты ¹ | 70 | 65 | 7,7% | 135 | 106 | 27,4% |
| 2. Уплаченные проценты ² | 63 | 61 | 3,3% | 124 | 97 | 27,8% |
| 3. Изменение процентов к уплате (1-2) | 7 | 4 | 75,0% | 11 | 9 | 22,2% |
| 4. Капитализированные проценты ³ | 37 | 33 | 12,1% | 70 | 50 | 40,0% |
| 5. Чистый убыток от операций с производными финансовыми инструментами ⁴ | 9 | – | – | 9 | – | – |
| 6. Увеличение резервов в результате течения времени | 4 | 5 | (20,0)% | 9 | 8 | 12,5% |
| 7. Проценты за пользование денежными средствами в рамках договоров предоплаты | 23 | 20 | 15,0% | 43 | 41 | 4,9% |
| 8. Увеличение резервов под будущие кредитные убытки по долговым финансовым активам | 4 | – | – | 4 | – | – |
| 9. Прочие финансовые расходы | 3 | 3 | – | 6 | 7 | (14,3)% |
| Итого финансовые расходы (1-4+5+6+7+8+9) | 76 | 60 | 26,7% | 136 | 112 | 21,4% |

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 во 2 кв. 2018 г.

млрд руб. -7,3 долл./барр. +7,3 долл./барр.

EBITDA



Чистая прибыль



Изменение курса во 2 кв. 2018 г.

млрд руб. -6,2 руб./долл. +6,2 руб./долл.

EBITDA



Чистая прибыль



- ▶ Средняя цена Юралс во 2 кв. 2018 г. составила 72,5 долл./барр. Если бы средняя цена во 2 квартале была ниже на 10% (65,2 долл./барр.), EBITDA бы сократилась на 64 млрд руб., включая отрицательный эффект отложенной пошлины -23 млрд руб.
- ▶ Средний валютный курс во 2 кв. 2018 г. составил 61,8 руб./долл. При ослаблении среднего курса рубля во 2 квартале на 10% до 68 руб./долл., EBITDA бы увеличилась на 69 млрд руб.



Вопросы и ответы