

ПАО «НК «Роснефть» Результаты по МСФО за 2 кв. и 1 пол. 2017 г.



8 августа 2017 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



Макроэкономическое окружение¹

Показатель	2 кв. 17	1 кв. 17	%	1 пол. 17	1 пол. 16	%
Юралс, долл./барр.	48,8	52,3	(6,5)%	50,5	38,0	33,0%
Юралс, тыс. руб./барр.	2,79	3,07	(9,2)%	2,93	2,67	9,8%
Нафта, тыс. руб./т	24,1	27,8	(13,0)%	25,9	24,3	6,7%
Газойль 0,1%, тыс. руб./т	25,4	28,1	(9,6)%	26,7	25,0	6,6%
Мазут 3,5%, тыс. руб./т	16,1	17,3	(7,0)%	16,7	12,0	39,1%
Средний обменный курс, руб./долл.	57,2	58,8	(2,9)%	58,0	70,3	(17,5)%
Инфляция за период (CPI), %	1,3%	1,0%		2,3%	3,3%	

Ключевые события

- ▶ Успешное бурение самой северной поисковой скважины на шельфе Хатангского залива моря Лаптевых
- ▶ Выигран аукцион по Эргинскому ЛУ – самому крупному лицензионному участку из нераспределенного фонда
- ▶ Подписаны долгосрочные контракты на поставку трубной продукции с ТМК и ЧТПЗ
- ▶ Завершена сделка купли-продажи 20% акций ПАО «Верхнеконскнефтегаз» компании Beijing Gas
- ▶ Подписано соглашение о стратегическом сотрудничестве с китайской энергетической компанией «Хуасинь»
- ▶ Подписан долгосрочный контракт с РТТ (Тайланд) на взаимные поставки нефти до 10 млн т в год в течение 5 лет (с возможностью продления)

Ключевые производственные показатели



Показатель	2 кв. 17	1 кв. 17	%	1 пол. 17	1 пол. 16	%
Добыча углеводородов, в т.ч. тыс. б.н.э./сут	5 703	5 785	(1,4)%	5 744	5 212	10,2%
Добыча нефти и ЖУВ, тыс. барр./сут	4 566	4 620	(1,2)%	4 593	4 100	12,0%
Добыча газа, тыс. б.н.э./сут	1 137	1 165	(2,4)%	1 151	1 112	3,5%
Добыча углеводородов ¹ , тыс. б.н.э./сут	5 703	5 785	(1,4)%	5 744	5 654	1,6%
Переработка нефти ¹ , млн т	27,72	28,30	(2,0)%	56,02	53,86	4,0%
Глубина переработки ¹ , %	74,3%	74,0%	+0,3 п.п.	74,2%	73,1%	+1,1 п.п.

Примечание: (1) По проформе объединенной компании (с учетом консолидации «Башнефти» с 1 января 2016 г.)

Ключевые финансовые показатели



	2 кв. 17	1 кв. 17	%	1 пол. 17	1 пол. 16	%
ЕБИТДА, млрд руб.	306	333	(8,1)%	639	621	2,9%
Чистая прибыль, млрд руб. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	68	13	>100%	81	101	(19,8)%
Скорректированная чистая прибыль ¹ , млрд руб. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	95	112	(15,2)%	207	242	(14,5)%
Скорректированный операционный денежный поток ² , млрд руб.	254	281	(9,6)%	535	501	6,8%
Капитальные затраты, млрд руб.	215	192	12,0%	407	308	32,1%
Свободный денежный поток, млрд руб.	39	89	(56,2)%	128	193	(33,7)%
ЕБИТДА, млрд долл.	5,3	5,7	(7,0)%	11,0	9,0	22,2%
Чистая прибыль, млрд долл. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	1,2	0,2	>100%	1,4	1,6	(12,5)%
Скорректированная чистая прибыль ¹ , млрд долл. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	1,7	1,9	(10,5)%	3,6	3,5	2,9%
Скорректированный операционный денежный поток, млрд долл.	4,4	4,7	(6,4)%	9,1	7,2	26,4%
Капитальные затраты, млрд долл.	3,7	3,3	12,1%	7,0	4,4	59,1%
Свободный денежный поток, млрд долл.	0,7	1,4	(50,0)%	2,1	2,8	(25,0)%
Цена на нефть Юралс, тыс руб./барр.	2,79	3,07	(9,2)%	2,93	2,67	9,8%

Примечание: (1) Скорректирована на курсовые разницы и прочие единоразовые эффекты; (2) Скорректирован на предоплаты по долгосрочным договорам поставки нефти и операции с торговыми ценными бумагами (рублевый эквивалент)

Высокий потенциал шельфа Восточной Арктики



- ▶ 9 шельфовых участков Компании расположены в Восточной Арктике
- ▶ 9,5 млрд т нефти и 8,7 трлн куб. м газа – ресурсный потенциал данных участков
- ▶ 3 апреля 2017 г. - начато бурение поисковой скважины «Центрально-Ольгинская №1» на Хатангском ЛУ
- ▶ июнь 2017 г. – осуществлен отбор керна из четырех интервалов с глубин от 2 305 до 2 390 м, который показал высокое насыщение коллектора нефтью с преобладанием легких маслянистых фракций



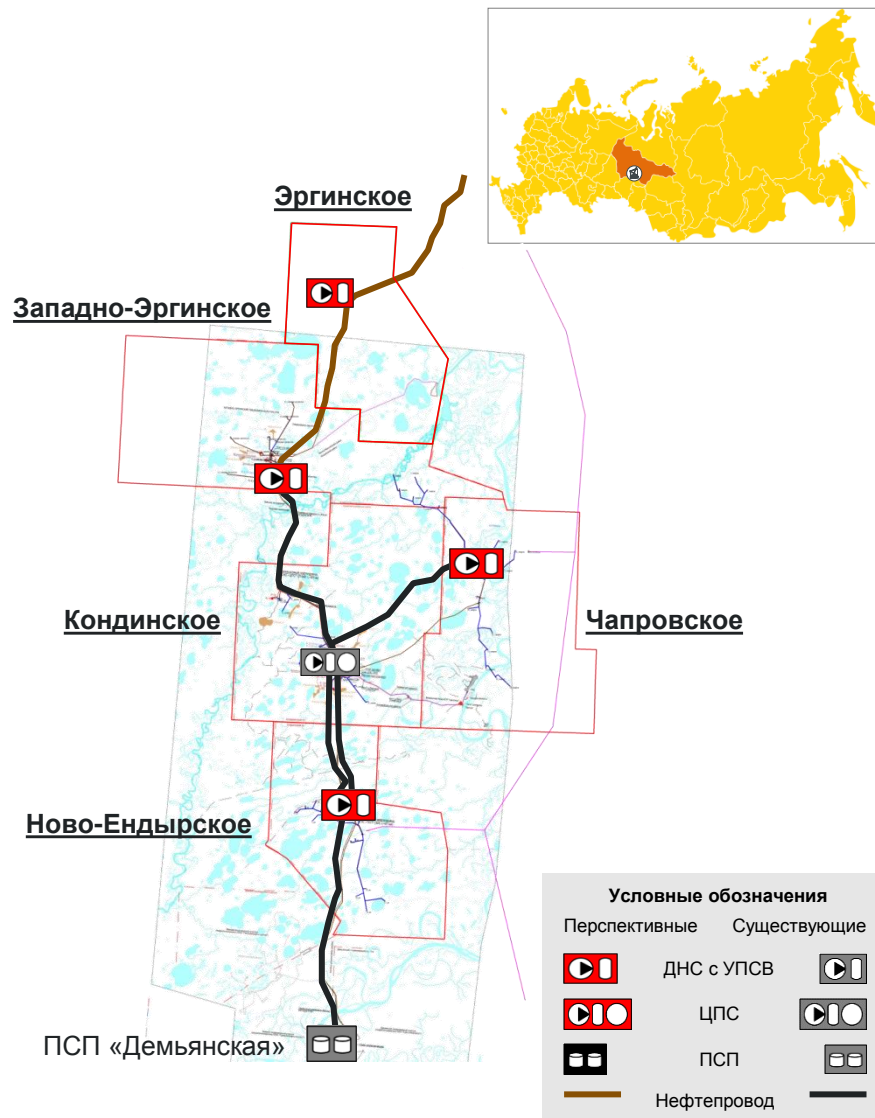
Характеристики Хатангского участка

Площадь участка	17 217,5 кв. км
Глубина моря	до 32 м
Глубина залегания целевых горизонтов	900–6 000 м

Эргинский участок недр



- ▶ 12 июля 2017 г. Роснефть выиграла аукцион по Эргинскому ЛУ – крупнейшему участку из нераспределенного фонда
- ▶ Сумма приобретения составила 20,1 млрд руб.
- ▶ Запасы по категории С1+С2 составляют 103 млн т
- ▶ Расположение на территории ХМАО-Югры в 20 км к югу от г. Ханты-Мансийск
- ▶ Находится вблизи крупных месторождений Роснефти - Приобского (РН-Юганскнефтегаз) и Западно-Эргинского (проект «Конданефть»), которые обладают развитой инфраструктурой – высокие синергии и ускоренное освоение ресурсного потенциала
- ▶ Покупка Эргинского ЛУ соответствует стратегии, направленной на максимальную эффективность в освоении ресурсов основного нефтегазодобывающего региона присутствия Роснефти

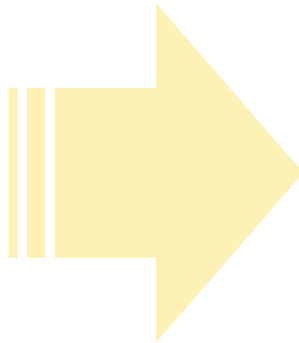


Подписание долгосрочных контрактов на поставку трубной продукции



2 июня 2017 г. Роснефть в рамках XXI Петербургского международного экономического форума подписала долгосрочные контракты на поставку трубной продукции с ПАО «Трубная Металлургическая Компания» и ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»

- ▶ Формульное ценообразование
- ▶ Срок контрактов – более 5 лет
- ▶ Начало поставок – 2 пол. 2017 г.



- ▶ Стабильные и своевременные поставки качественной продукции
- ▶ Прозрачное ценообразование
- ▶ Оптимизация затрат, сроков и стоимости закупочных процедур
- ▶ Гарантированная загрузка мощностей производителя и долгосрочное планирование
- ▶ Повышение качества продукции: технологическое сотрудничество





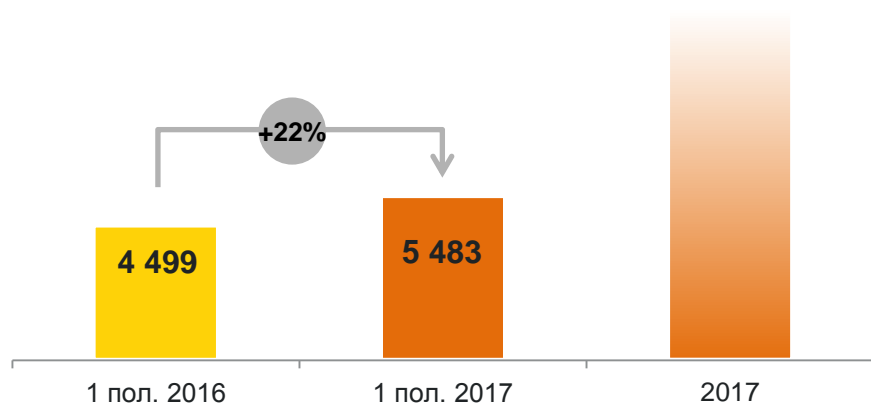
Производственные итоги

Эксплуатационное бурение



Проходка в эксплуатационном бурении

тыс. м



Ввод новых скважин

шт.

- Скважины с горизонтальным окончанием
- Наклонно-направленные скважины



Ключевые достижения 1 пол. 2017 г.

- Рост проходки в эксплуатационном бурении на 22% (к 1 пол. 2016 г.) при доле собственного сервиса в общем объеме работ ~60%
- Рост ввода новых скважин на >15%, увеличение ввода новых горизонтальных скважин (ГС) на >33% год к году
- Увеличение количества ввода новых ГС с многостадийным ГРП на 50%
- на Омбинском и Приразломном м/р (Юганскнефтегаз) успешно введены в эксплуатацию 4 скважины с длиной горизонтального ствола 1 500 м и применением 10 стадий ГРП со средним пусковым дебитом 230 т/сут (>3 раз выше показателя по новым скважинам, запущенным с начала года)

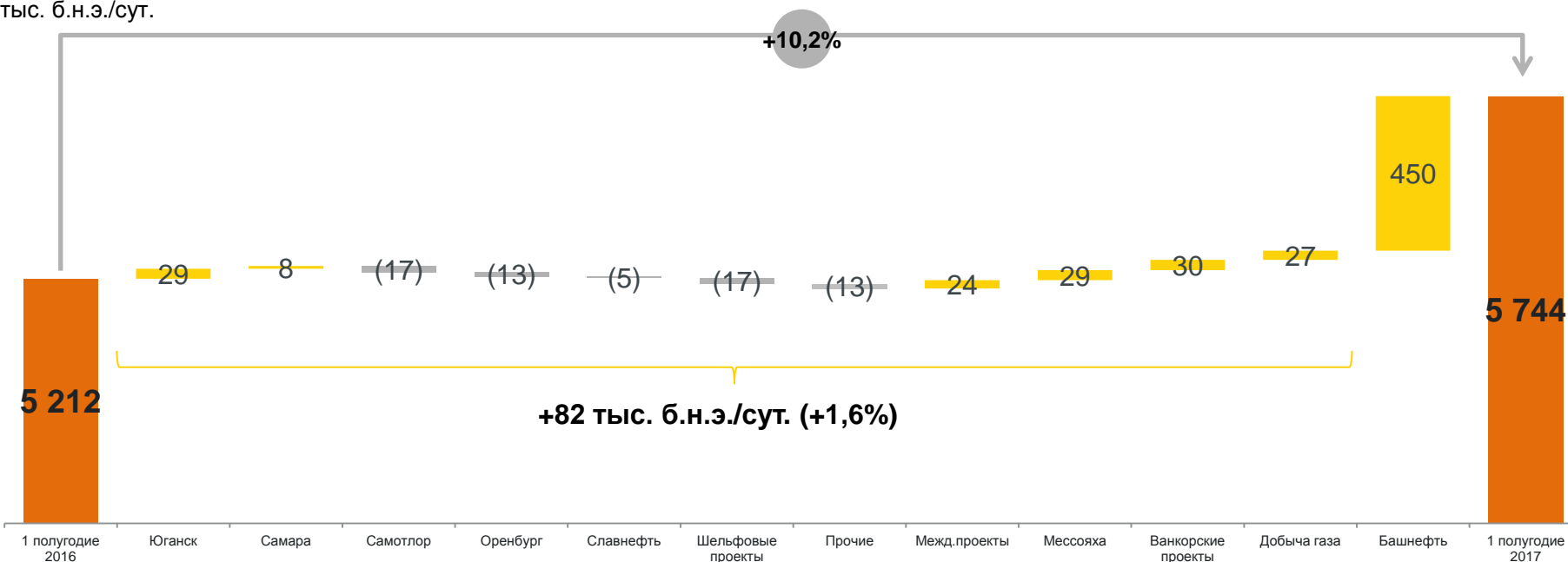
Планы до конца 2017 г.

- Поддержание необходимых темпов роста проходки в эксплуатационном бурении: цель – >10 млн м по году
- План по вводу новых скважин – порядка 3 тыс. единиц с долей ГС ~30%
- Тиражирование технологий повышения эффективности бурения и заканчивания скважин после стадии опытно-промышленных испытаний:
 - строительство горизонтальных скважин двухколонной конструкции
 - бурение с регулируемым давлением

Добыча углеводородов



тыс. б.н.э./сут.



- Рост среднесуточной добычи углеводородов за счет развития новых проектов, интеграции ПАО АНК «Башнефть» и роста добычи на ряде зрелых активов
- **Юганскнефтегаз:** рост бурения и ввода новых скважин, наращивание и качественное улучшение ГТМ, в том числе с применением горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта
- **Международные проекты:** увеличение доли участия в СП Петромонагас (Венесуэла) в мае 2016 г.
- **Сузун / Восточная Мессояха:** продолжается добыча на Сузунском и Восточно-Мессояхском месторождениях, начатая в 3 кв. 2016 г.
- **Добыча газа:** ввод скважин на Северной оконечности месторождения Чайво (о. Сахалин) в 2016 г., выход на проектную мощность Ново-Уренгойской УКПГ «Роспана» в августе 2016 г., ввод скважин на Ем-Еговском месторождении, Северо-Варьеганском месторождении и увеличение поставок газа с Вань-Еганского месторождения на Тюменскую КС

Статус реализации новых проектов: Сузун и В. Мессояха



Сузунское месторождение

- ▶ В сентябре 2016 г. Компания приступила к комплексному опробованию объектов добычи, подготовки и транспорта нефти
- ▶ ЗР запасы (PRMS) на 31.12.2016 оцениваются в 80 млн т.н.э. / 604 млн б.н.э.
- ▶ Продолжается обустройство м/р: работы на 1-м и 2-м пусковых комплексах УПН, нефтепроводе «Сузун-Ванкор», кустовых площадках и объектах сопутствующей инфраструктуры
- ▶ Добыча 2,2 млн т за 1 пол. 2017 г.



Восточно-Мессояхское месторождение¹

- ▶ 21 сентября 2016 г. состоялся ввод самого северного материкового месторождения России в промышленную эксплуатацию
- ▶ ЗР запасы (PRMS) на 31.12.2016 оцениваются в 211 млн т.н.э. / 1 451 млн б.н.э.
- ▶ Завершено строительство основных объектов инфраструктуры. Продолжается строительство новых кустов бурения и обустройство месторождения.
- ▶ Добыча 1,4 млн т за 1 пол. 2017 г.



Прогресс в реализации ключевых проектов: Тагул



Наименование показателя	Значение
ЗР запасы (PRMS)	435 млн тнэ / 3 102 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию	2018 г.
Полка добычи	>4,5 млн т/год
Выход на полку	2022+

- ▶ В рамках ОПР начато строительство 1-го пускового комплекса установки подготовки нефти (УПН) проектной мощностью 2,3 млн т/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
- ▶ Ведется эксплуатационное бурение на 4-х кустовых площадках
- ▶ Осуществляется инженерная подготовка объектов инфраструктуры



Прогресс в реализации ключевых проектов: Юрубчено-Тохомское месторождение



Наименование показателя	Значение
ЗР запасы (PRMS) ¹	272 млн тнэ / 2 078 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию	2017 г.
Полка добычи	~5 млн т/год
Выход на полку	2019 г.

- ▶ В рамках ОПР добыт первый миллион тонн нефти с начала разработки месторождения
- ▶ В 4 кв. 2016 г. начаты опережающие поставки нефти в систему магистрального нефтепровода «Куюмба-Тайшет»
- ▶ Ведется эксплуатационное бурение на 8 кустовых площадках
- ▶ Продолжается строительство первоочередных объектов обустройства месторождения: установки подготовки нефти проектной мощностью 2,5 млн т/год, приемно-сдаточного пункта, а также строительство нефтепроводов и вспомогательной инфраструктуры. Строительно-монтажные работы одновременно проводятся на 77 объектах обустройства месторождения



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 160 млн т ГК и нефти
Добыча и производство, в год	В перспективе: >19 млрд куб м газа > 5 млн т жидких УВ >1,2 млн т СПБТ
Выход на проектную мощность	2019 г.



Основные объекты:

- ▶ УКПГ Ново-Уренгойского лицензионного участка (запущена)
- ▶ УКПГиК 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 объектов обустройства:

- ▶ УКПГиК Восточно – Уренгойского лицензионного участка: смонтированы 14 шаровых резервуаров и 8 колонн четырех линий установки стабилизации конденсата, 5 компрессорных агрегатов дожимной компрессорной станции
- ▶ газотурбинная электростанция Восточно-Уренгойского лицензионного участка: смонтированы 7 газотурбинных агрегатов
- ▶ продолжается строительство наливного железнодорожного терминала на станции Коротчаево, магистральных и внутрипромысловых трубопроводов и объектов энергообеспечения

Планы на ближайшую перспективу:

- ▶ завершение строительства и запуск ключевых объектов
- ▶ выход на проектную мощность в 2019 г.

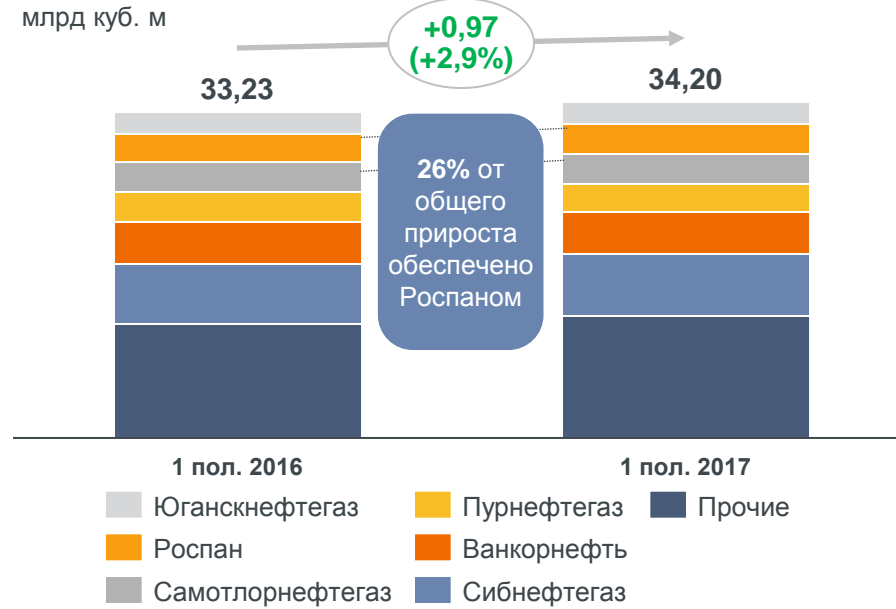
Газовый бизнес: органический рост добычи и эффективная монетизация



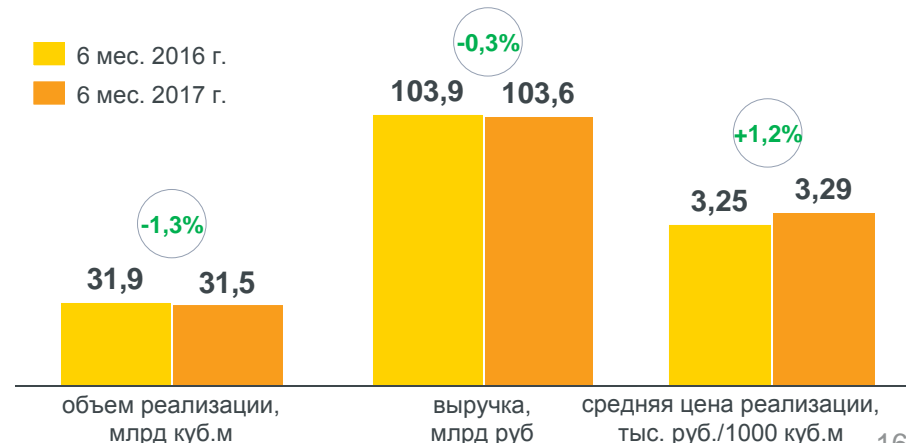
Ключевые достижения за 1 пол. 2017 г.

- ▶ рост добычи газа на 2,9% в результате:
 - ввода 2 скв. на Северной оконечности месторождения Чайво (о. Сахалин) в 2016 г.
 - выхода на проектную мощность Ново-Уренгойской УКПГ Роспана в 3 кв. 2016 г.
 - запуска 3 скв. на Тюменской свите Ем-Еговского месторождения в 1 кв. 2017 г.
 - ввода новых скважин на Северо-Варьеганском месторождении, а также увеличения сдачи газа с Вань-Еганского месторождения через Тюменскую компрессорную станцию после реконструкции
- ▶ Закрыта сделка по продаже 20% доли в ВЧНГ Beijing Gas. Партнерство с одной из крупнейших газосбытовых компаний Китая создает условия для эффективной монетизации газа в рамках реализации газовой фазы Верхнечонского м/р и других газовых проектов Роснефти на востоке РФ
- ▶ Заключено соглашение о стратегическом сотрудничестве в газовой сфере и меморандум о взаимопонимании в отношении купли-продажи природного газа с компанией BP. В рамках меморандума стороны фиксируют планы заключить договор купли-продажи добываемого Роснефтью газа для обеспечения дополнительных поставок сырья на рынки Европы, начиная с 2019 г.

Добыча газа



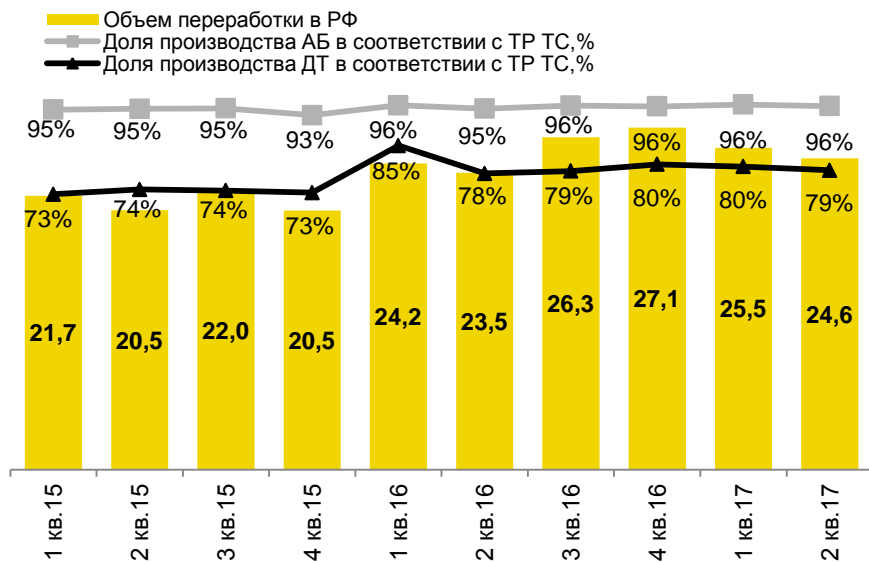
Реализация газа в России



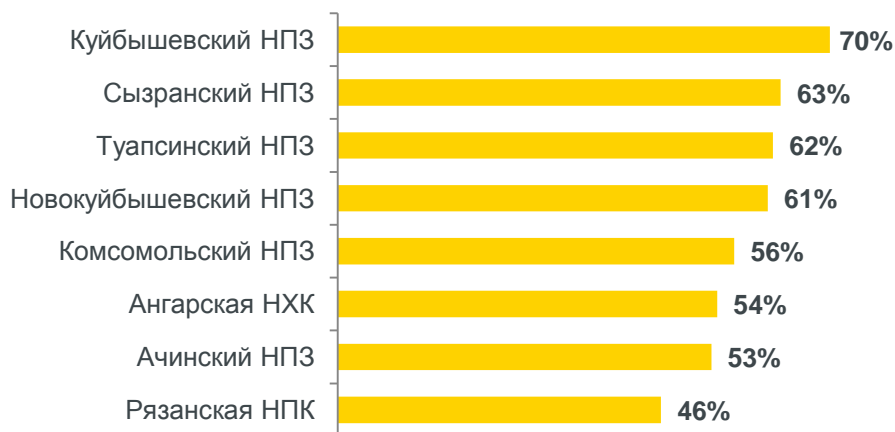
Нефтепереработка: повышение эффективности за счет производственной оптимизации и продолжение модернизации



Переработка и производство моторного топлива



Статус реализации программы модернизации НПЗ



Ключевые достижения за 2 кв. 2017 г.

- Выход светлых нефтепродуктов в 2 кв. 2017 г. составил 58,0%, глубина переработки – 74,3%
- В рамках процесса интеграции в единую производственную цепочку заводов начато применение собственной противоизносной присадки «Комплексал Эко-Д» при производстве ДТ на НПЗ «Башнефти»
- Введена в эксплуатацию воздухоразделительная установка на «Уфаоргсинтезе», которая позволит полностью удовлетворить потребности завода в высококачественном азоте и снизить энергозатраты
- На Ярославском НПЗ стартовало производство масел 3-й группы с высокой степенью очистки, задействованных в производстве высокотехнологичных синтетических и полусинтетических масел

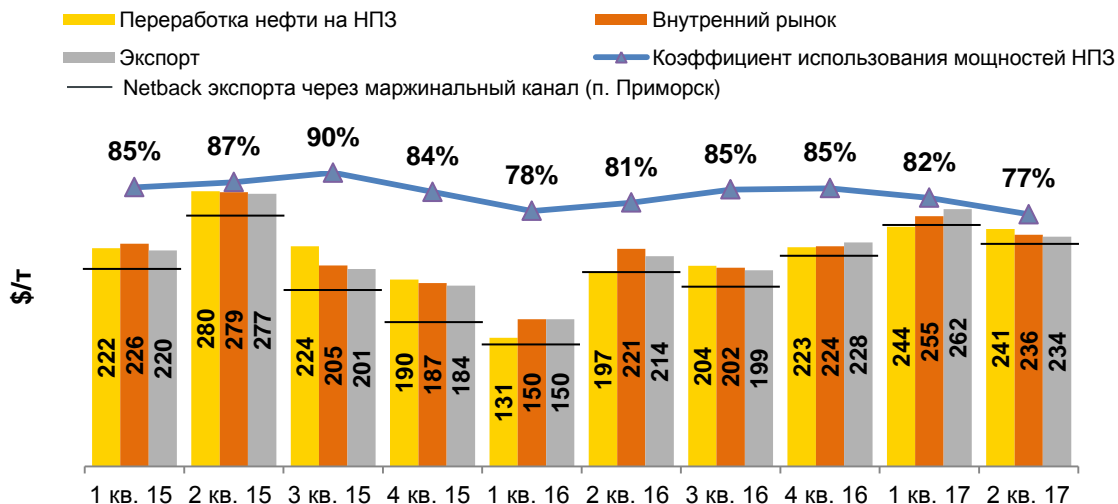
Планы до конца 2017 г.

- Продолжение строительства объектов программы модернизации НПЗ
- Реализация высокоэффективных проектов «расшивки узких мест» конфигурации для повышения маржинальности и эффективности, а также развития битумных производств
- Реализация мероприятий по интеграции Башнефти
- Реализация программы импортозамещения
- Реализация мероприятий по повышению эффективности и программы поддержания действующих активов

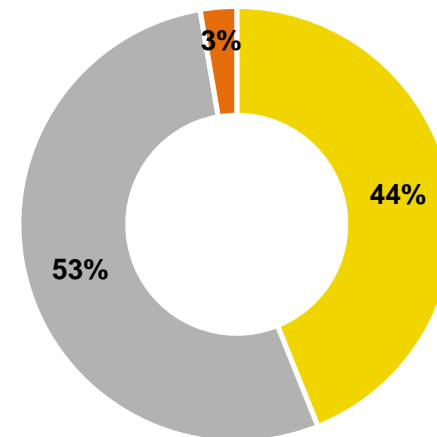
Реализация нефти и нефтепродуктов



Нетбэки основных каналов монетизации нефти

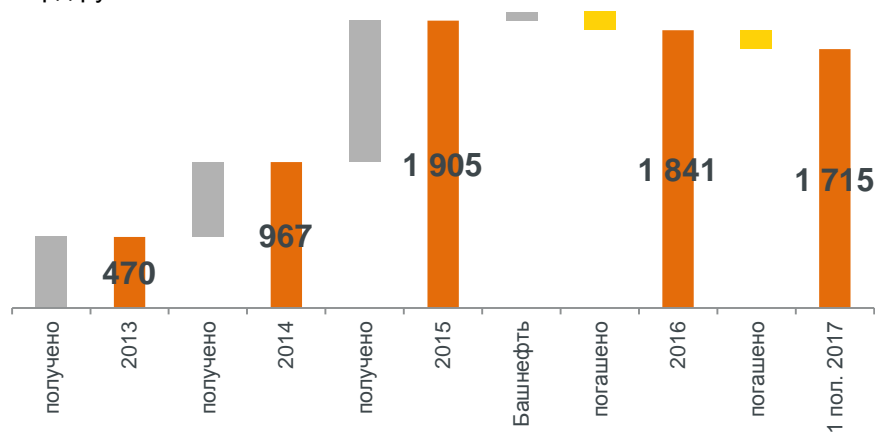


Структура монетизации нефти (2 кв. 2017 г.)¹



Динамика предоплат по долгосрочным контрактам

млрд руб.



- Рост высокомаржинальных поставок нефти в восточном направлении во 2 кв. 2017 г. на 13,1% г/г до 12,1 млн т
- Заключен контракт на взаимные поставки нефти между RTSA и PTT Public Company Limited (Таиланд) в рамках которого планируется осуществлять поставки до 10 млн тонн в год в течение 5 лет, срок действия контракта может быть продлен.

Примечание: (1) В процентах от общего объема поставок нефти



Финансовые итоги



2 кв. 2017 г. к 1 кв. 2017 г.

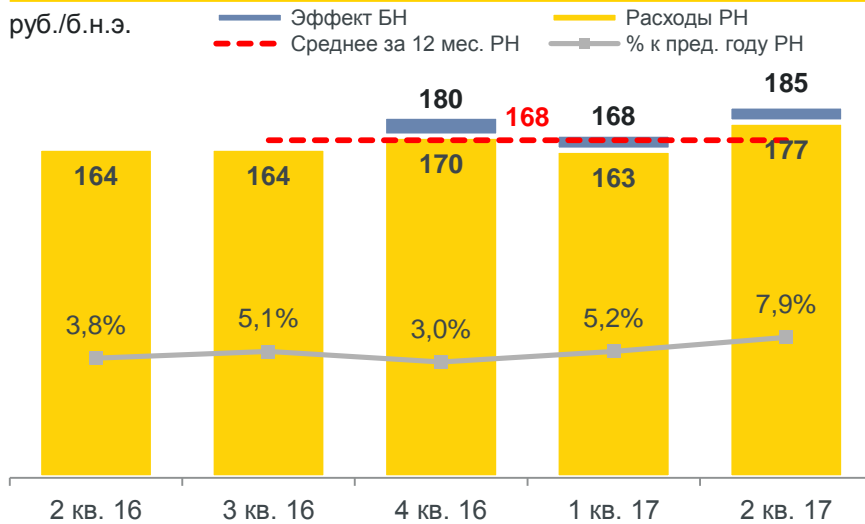


- Значительный рост объёмов реализации нефти (+15,7% к первому кварталу) в связи с увеличением трейдинговой активности зарубежного подразделения Компании
- Снижение цен на нефть на 9,2% в рублёвом выражении

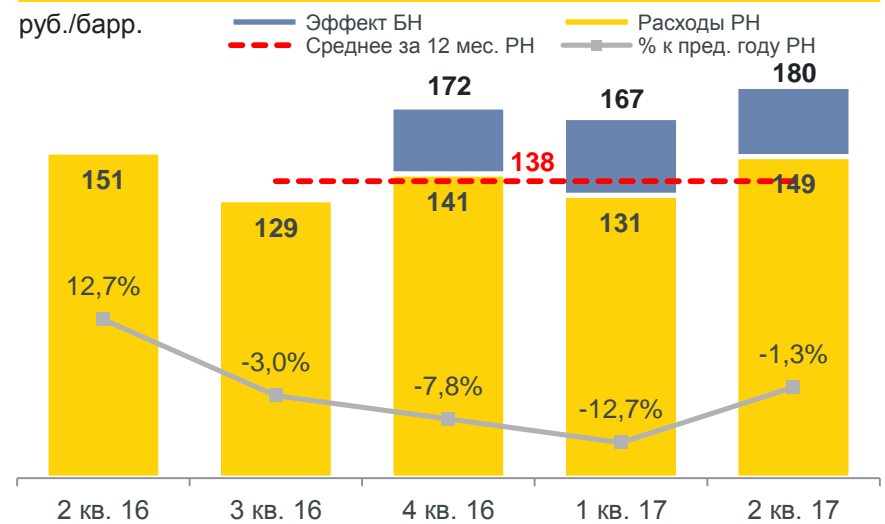
Динамика операционных расходов



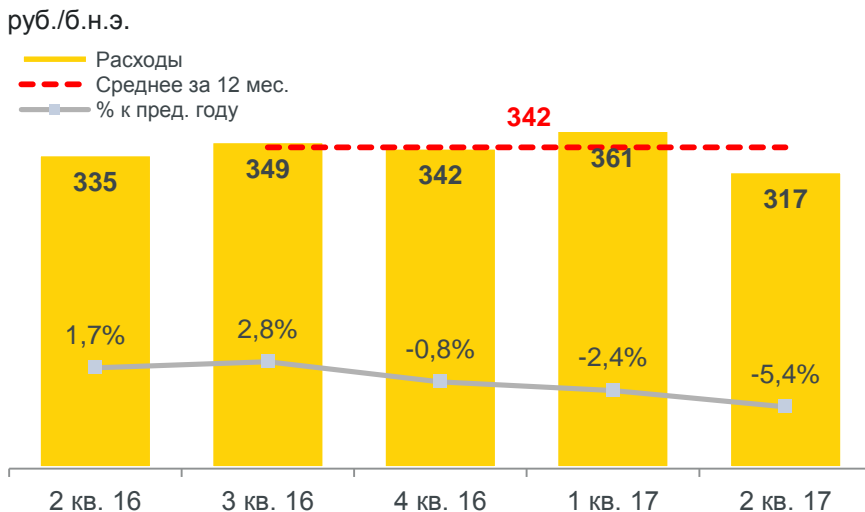
Динамика расходов на добычу



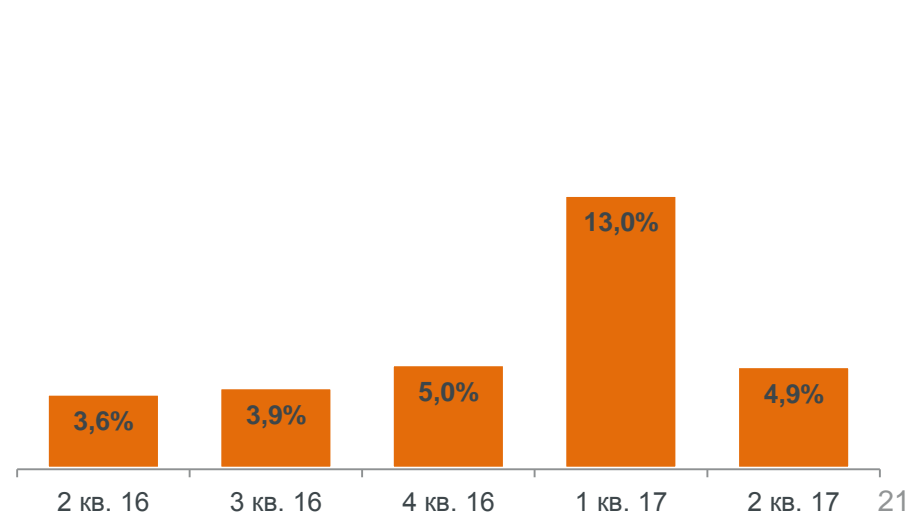
Динамика расходов на переработку в РФ



Динамика транспортных расходов



Индекс цен производителя за год

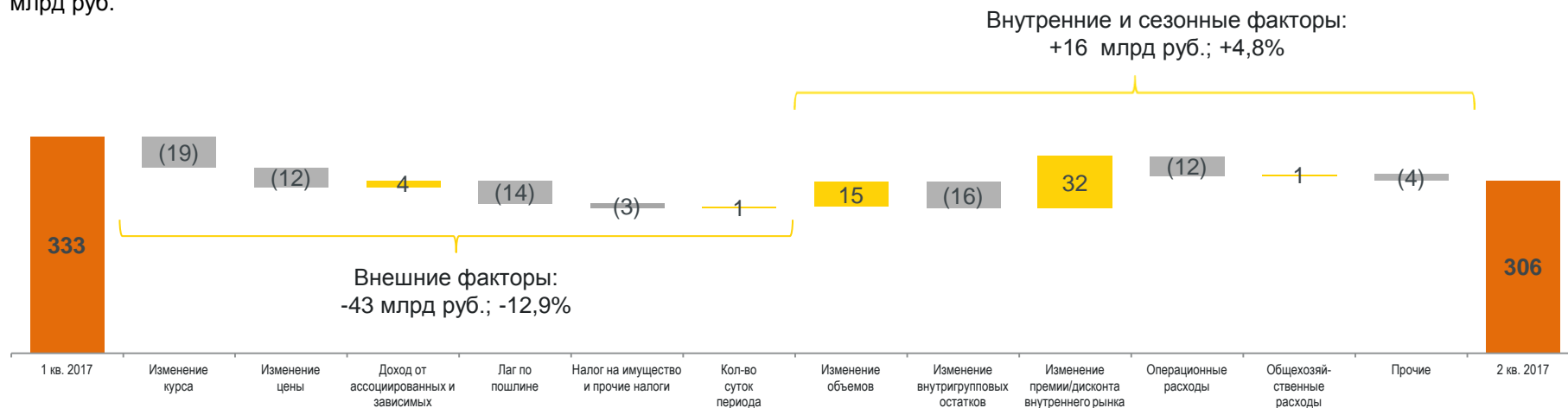


ЕВITDA и чистая прибыль



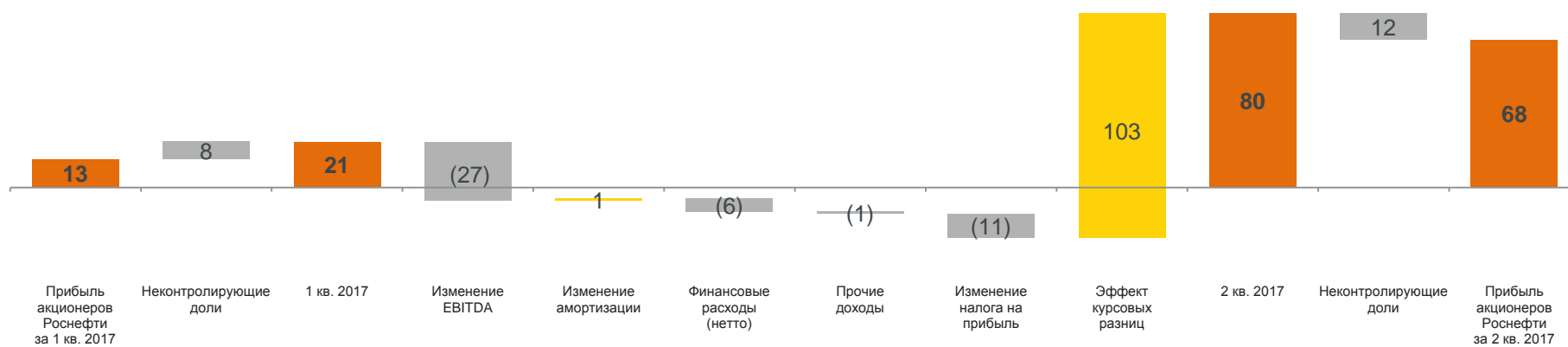
ЕВITDA 2 кв. 2017 к 1 кв. 2017

млрд руб.



Чистая прибыль 2 кв. 2017 к 1 кв. 2017

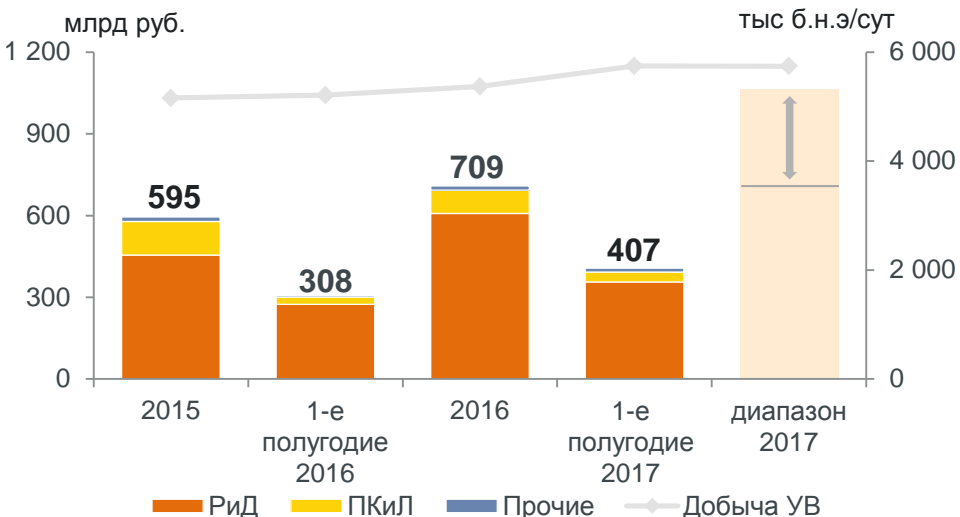
млрд руб.



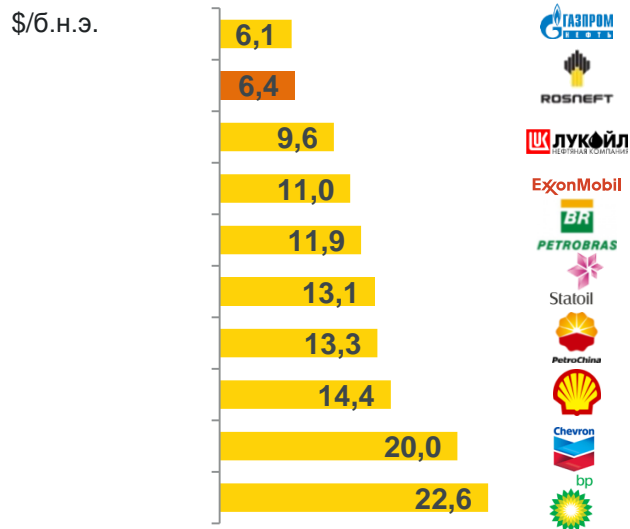
Капитальные затраты



Капитальные затраты и добыча



CAPEX Рид 1 пол. 2017¹: сравнительный анализ



- Рост капитальных вложений в 1 пол. 2017 г. к 1 пол. 2016 г. составил 32%, что соответствует стратегическим целям и связано в основном с:
 - продолжением разработки долгосрочных крупных проектов добычи нефти и газа
 - ростом эксплуатационного бурения (+22%) для поддержания стабильного уровня добычи углеводородов
 - ускорением высокоэффективных проектов развития НПЗ
 - консолидацией Башнефти и других новых активов
- В 1 пол. 2017 г. Компания реализовывала инвестиционные проекты по ключевым сегментам бизнеса с учетом ограничений по объемам добычи нефти, погодных условий, сезонности и календарного планирования работ
- Сохранение лидерских позиций по удельной эффективности капитальных вложений в Рид 2017 г. в сравнении с ключевыми российскими и международными игроками при наращивании инвестиционной программы:
 - 1 пол. 2017 г. – 6,4 \$/б.н.э.
 - прогноз по 2017 г. – не выше 7 \$/б.н.э.

Примечание: (1) Данные по Роснефти и Statoil за 1 пол. 2017 г., Газпромнефть, Лукойл, Petrobras за 1 кв. 2017 г., по остальным компаниям – за 2016 г.

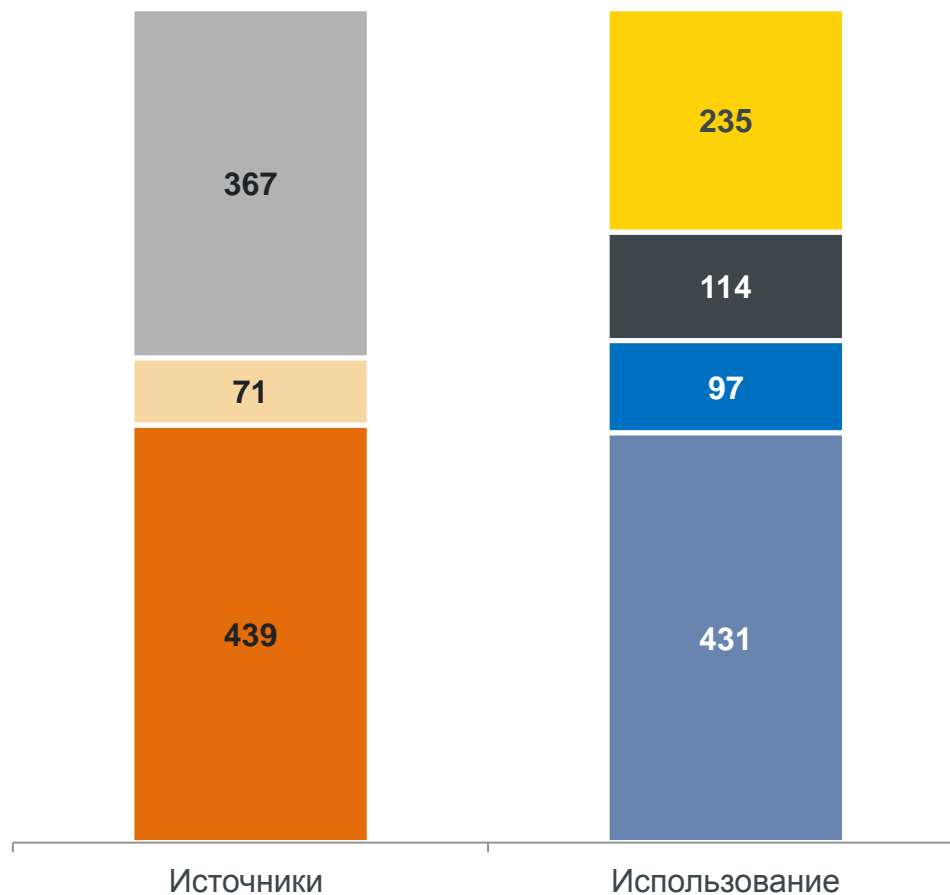
Источники и использование денежных средств



1 пол. 2017 г.

млрд руб.

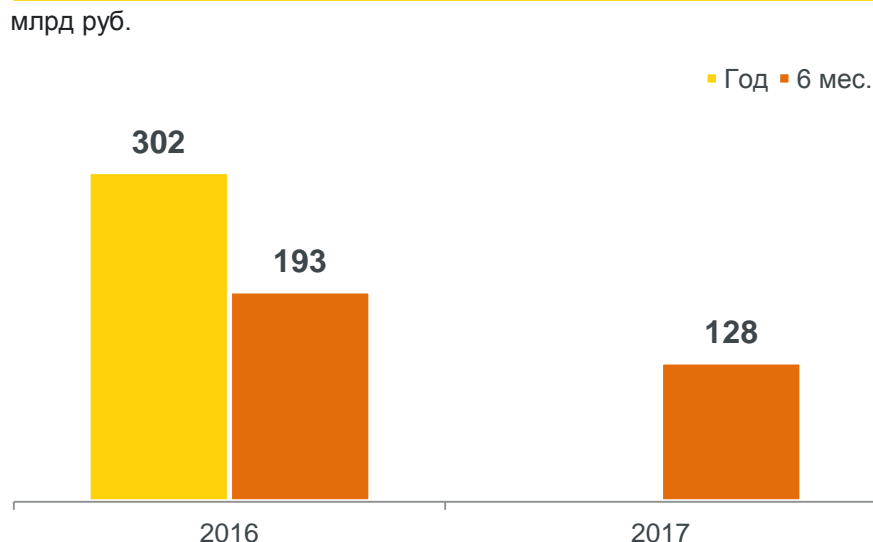
- Средства, доступные для управления долговой нагрузкой (снижение)
- Продажа активов
- Операционный денежный поток
- Предоплаты по договорам поставки нефти и НП
- Покупка активов
- Проценты
- Капитальные затраты и лицензии



Свободный денежный поток

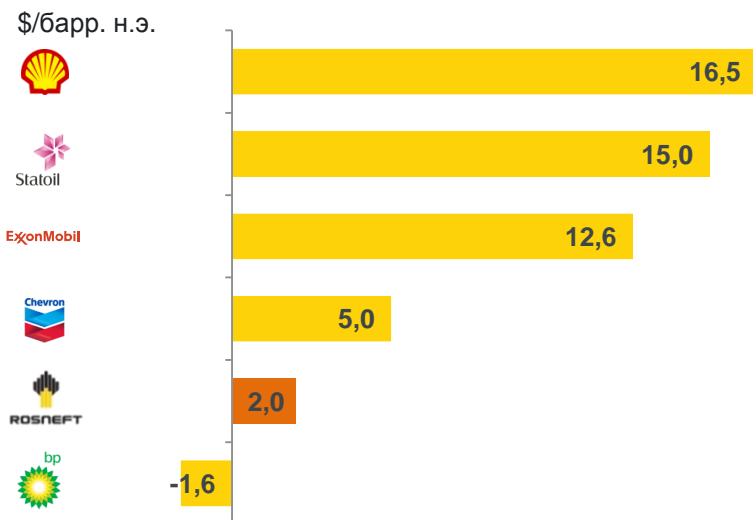


Свободный денежный поток



- Компания продолжает стабильно генерировать положительный свободный денежный поток (2,0 долл./б.н.э. в 1 пол. 2017 г.) на фоне роста капитальных затрат (32% в 1 пол. 2017 г.) и волатильности мировых цен на нефть
- Роснефть сохраняет уровень долговой нагрузки на комфортном для себя уровне на фоне значительного роста задолженности конкурентов

СДП 1 пол. 17: сравнительный анализ (мэйджоры)



Динамика чистого долга

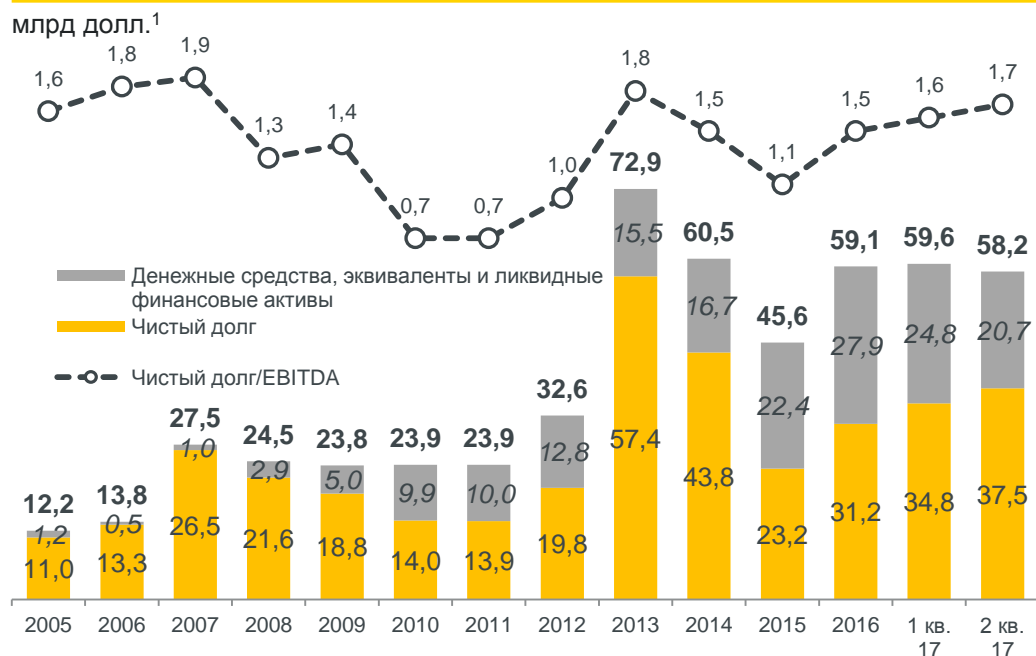


Примечание: (1) Включают ExxonMobil, Shell, Chevron, Total и BP.

Финансовая устойчивость



Динамика долга и чистого долга



Структура долга по валюте



- Исторически увеличение чистого долга связано, в основном, с заключением стратегических сделок по приобретению новых активов
- Циклы активного приобретения новых активов сменяются периодами постепенного снижения долговой нагрузки
- Текущий размер финансовой задолженности является комфортным для Компании – показатели уровня долгового финансирования находятся ниже пиковых значений
- Роснефть сохраняет значительный объем денежной ликвидности (~\$20,7 млрд¹) необходимый для исполнения текущих долговых обязательств Компании, а также для покрытия потенциальных расходов, связанных с завершением сделок по покупке новых активов во втором полугодии 2017 г.

Примечание: (1) Расчет показателей на основе данных ранее опубликованной финансовой отчетности Компании (до 2011 г. – по ГААП США), по курсу доллара США, установленного ЦБ РФ на конец соответствующего отчетного периода; с учетом корректировки величины долговой нагрузки на задолженность по финансовой аренде и ПФИ (в период с 2005 по 2011 гг.).



Приложение

Выручка



1 пол. 2017 г. к 1 пол. 2016 г.

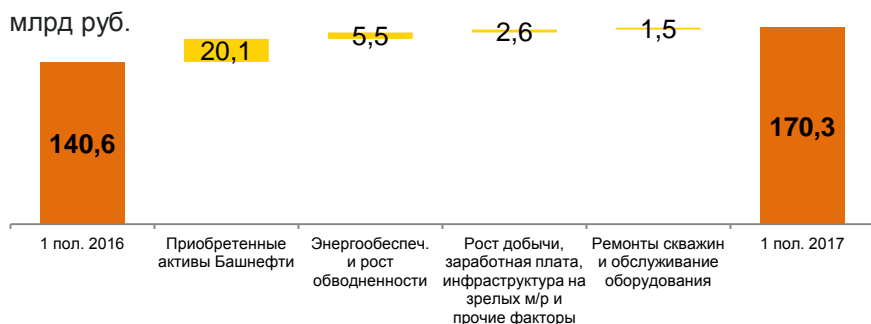


- ▶ Рост цен на нефть на 9,8% в рублевом выражении
- ▶ Интеграция новых активов позитивно отразилась на увеличении объемов реализации нефти и нефтепродуктов

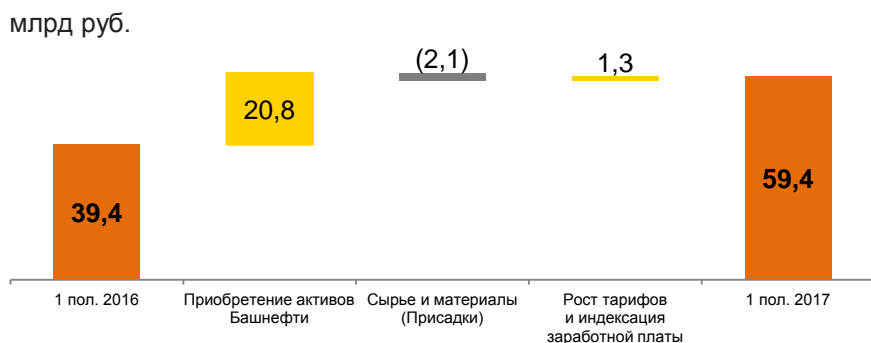
Динамика расходов 2017 к 2016 г.



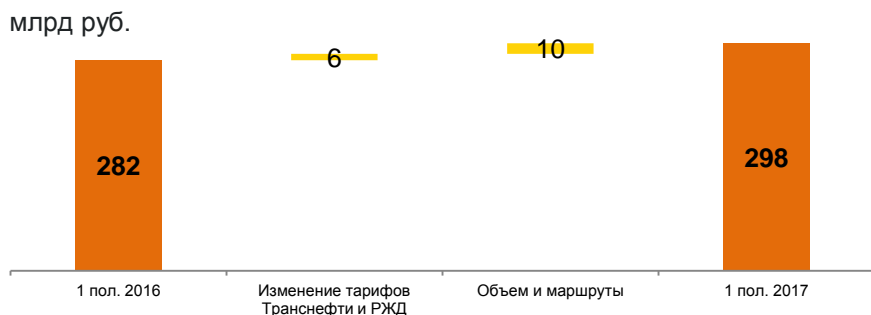
Расходы на добычу



Расходы на переработку в РФ



Транспортные расходы



- Рост расходов на добычу в 1 пол. 2017 г. связан, в основном, с приобретением активов Башнефти в октябре 2016 г., ростом затрат на электроэнергию (увеличение тарифов и обводненности), плановые ремонты скважин и обслуживание оборудования
- Увеличение расходов на переработку связано в основном, с приобретением активов Башнефти в октябре 2016 г., а также ростом тарифов естественных монополий и индексацией заработной платы
- Индексация тарифов Транснефти на транспортировку нефти по магистральным нефтепроводам 3,5%-4% с января 2017 г.
- Индексация тарифов на транзит по территории Белоруссии на 7,7% с 1 февраля 2017 г.
- Рост CPI в годовом выражении составил 4,9%

ЕВITDA и чистая прибыль



ЕВITDA 1 пол. 2017 г. к 1 пол. 2016 г.

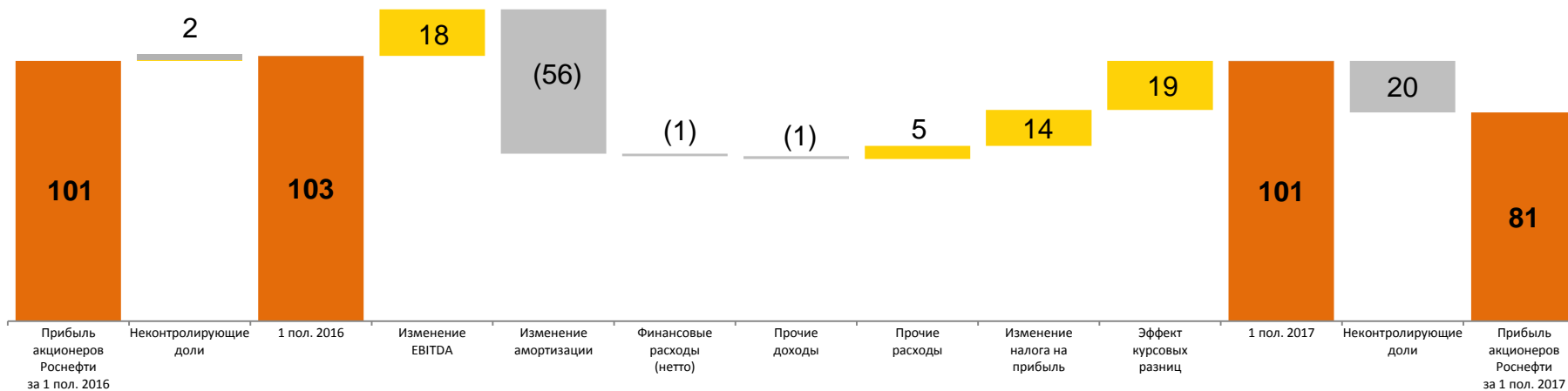
млрд руб.



* Отказ от снижения коэффициента экспортной пошлины в 2016 г. с 42% до 36% (согласно первоначальному налоговому маневру)

Чистая прибыль 1 пол. 2017 г. к 1 пол. 2016 г.

млрд руб.



Хеджирование валютных рисков



	2 кв. 2017 г., млрд руб.			1 пол. 2017 г., млрд руб.		
	До налого- обложения	Налог на прибыль	За вычетом налога на прибыль	До налого- обложения	Налог на прибыль	За вычетом налога на прибыль
Признано в составе прочих фондов и резервов по состоянию на начало периода	(398)	80	(318)	(435)	87	(348)
Возникло курсовых разниц за период	(3)	-	(3)	(2)	-	(2)
Признано в составе расходов периода	37	(7)	30	73	(14)	59
Итого признано в составе прочего совокупного дохода/(расхода) за период	34	(7)	27	71	(14)	57
Признано в составе прочих фондов и резервов по состоянию на конец периода	(364)	73	(291)	(364)	73	(291)

Справочно:

Номинальные суммы объекта и инструментов хеджирования	млн долл.	курс долл. ЦБ РФ, руб.
На 31 декабря 2015 г.	3 918	72,8827
На 31 марта 2016 г.	0	67,6076
На 30 июня 2016 г.	0	64,2575
На 30 сентября 2016 г.	5 100	63,1581
На 31 декабря 2016 г.	1 763	60,6569
На 30 июня 2017 г.	982	59,0855

Расчет скорректированного операционного денежного потока



Отчет о прибылях и убытках

№	Показатель	1 пол. 2017, млрд долл.
1	Выручка, в т.ч.	50,1
	Сумма зачета предоплаты	4,4
2	Затраты и расходы	(44,0)
3	Операционная прибыль (1+2)	6,1
4	Расходы до налога на прибыль	(4,0)
5	Прибыль до налога на прибыль (3+4)	2,1
6	Налог на прибыль	(0,4)
7	Чистая прибыль (5+6)	1,7

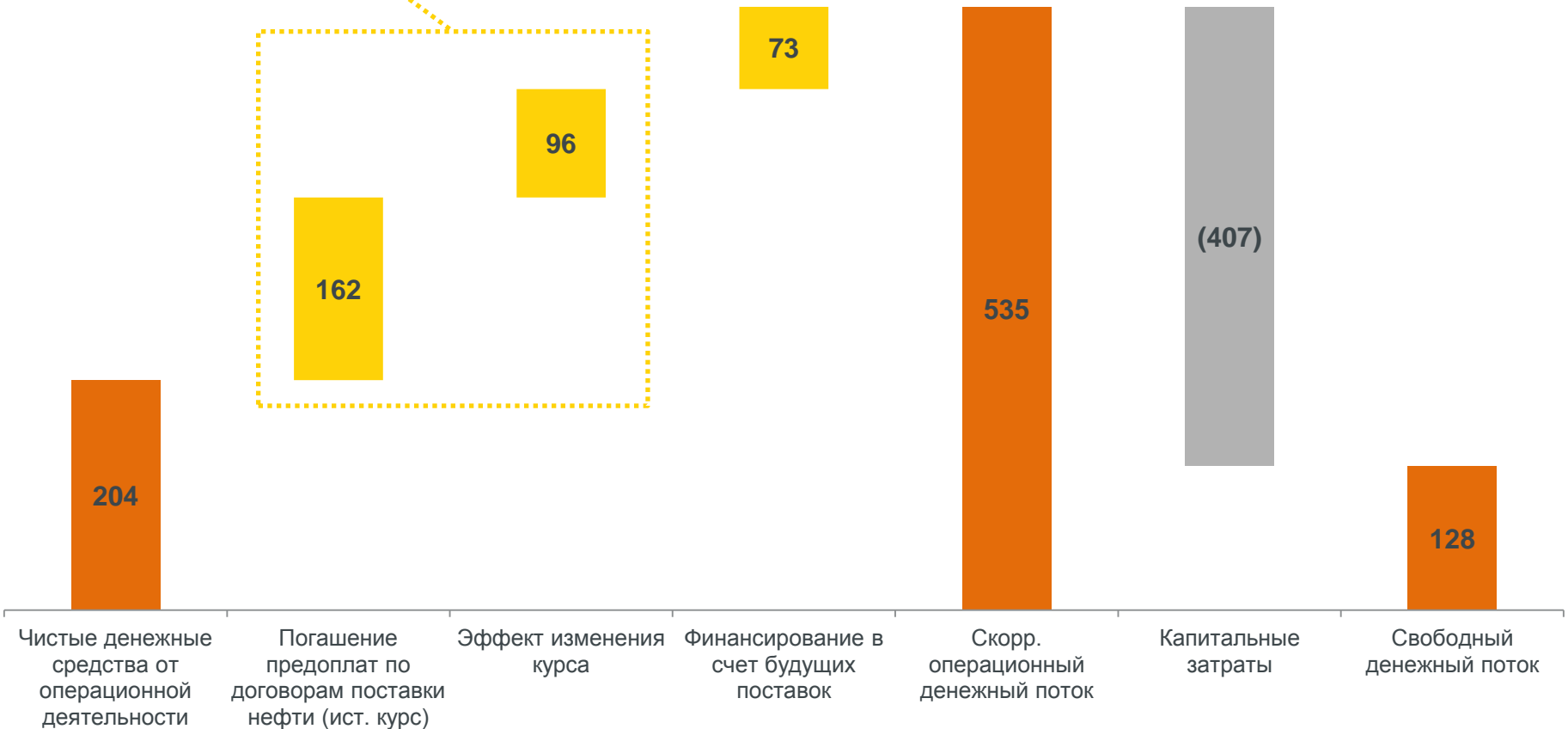
Отчет о движении денежных средств

1 пол. 2017, млрд долл.	Показатель	№
1,7	Чистая прибыль	1
7,0	Корректировки для сопоставления чистой прибыли с денежными средствами, полученными от основной деятельности	2
(4,8)	Изменения в операционных активах и обязательствах, в т.ч.	3
(4,4)	Сумма зачета предоплаты	
(0,5)	Платежи по налогу на прибыль, проценты и дивиденды полученные	4
3,4	Чистые денежные средства от операционной деятельности (1+2+3+4)	5
1,3	Финансирование в счет будущих поставок	6
4,4	Эффект от предоплат	7
9,1	Скорректированный операционный денежный поток (5+6+7)	9

Расчет скорректированного операционного денежного потока



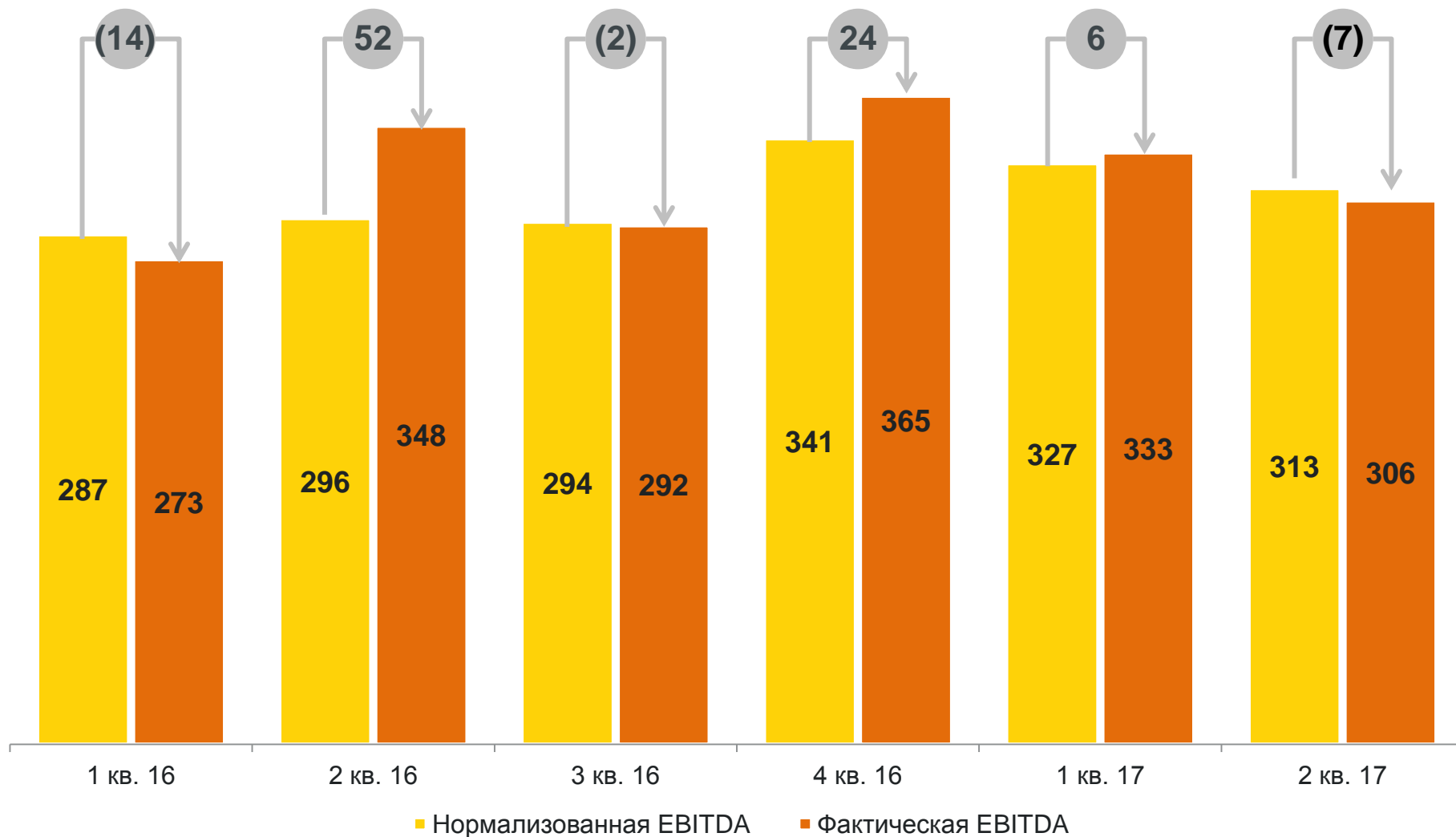
Зачет предоплат по договорам поставки нефти (по среднему курсу)
258 млрд руб.



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. 17	1 кв. 17	%	1 пол. 17	1 пол. 16	%
1. Начисленные проценты ¹	54	52	3,8%	106	70	51,4%
2. Уплаченные проценты	53	44	20,5%	97	71	36,6%
3. Изменение процентов к уплате (1-2)	1	8	(87,5)%	9	(1)	–
4. Капитализированные проценты ²	27	23	17,4%	50	29	72,4%
5. Прирост резервов, возникающий в результате течения времени	4	4	–	8	8	–
6. Проценты за пользование денежными средствами в рамках договоров предоплаты	20	21	(4,8)%	41	45	(8,9)%
7. Прочие финансовые расходы	2	5	(60,0)%	7	2	>100%
8. Итого финансовые расходы (1-4+5+6+7)	53	59	(10,2)%	112	96	16,7%

Примечание: (1) Включая проценты, начисленные по кредитам и займам, векселям, рублевым облигациям и еврооблигациям, (2) 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

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

EBITDA



Чистая прибыль



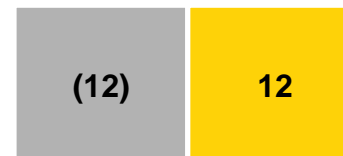
Изменение курса

млрд руб. -2 руб./долл. +2 руб./долл.

EBITDA



Чистая прибыль



- ▶ Средняя цена Юралс во 2-м кв. 2017 г. составила 48,8 долл./барр. Если бы средняя цена данного периода была на 5 долл./барр. ниже, то EBITDA сократилась бы на 40 млрд руб., включая отрицательный эффект отложенной пошлины в размере 14 млрд руб.
- ▶ Средний валютный курс за 2 кв. 2017 г. составил 57,1 руб./долл. Если бы средний курс рубля данного периода был на 2 руб./долл. выше, то EBITDA продемонстрировала бы рост на 15 млрд руб.



Вопросы и ответы