

**ПАО «НК «Роснефть»
Результаты по МСФО
за 4 кв. и 12 мес. 2017 г.**



19 марта 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.

Макроэкономическое окружение



Показатель	2017	2016	%	4 кв. 17	3 кв. 17	%
Юралс, долл./барр.	53,1	42,1	26,2%	60,5	50,8	19,0%
Юралс, тыс. руб./барр.	3,10	2,82	9,9%	3,53	3,00	17,8%
Нафта, тыс. руб./т	27,56	24,95	10,4%	31,71	26,65	19,0%
Газойль 0,1%, тыс. руб./т	28,24	26,22	7,7%	31,68	27,85	13,7%
Мазут 3,5%, тыс. руб./т	17,64	14,06	25,5%	19,71	17,48	12,8%
Средний обменный курс, руб./долл.	58,35	67,03	(12,9)%	58,41	59,02	(1,0)%
Инфляция за период (CPI), %	2,5%	5,4%	-	0,8%	(0,6)%	-

Обзор основных операционных достижений



Разведка

- ▶ увеличение объема сейсмических работ более чем на 30%
- ▶ 86% - успешность поисково-разведочного бурения на суше
- ▶ открыто 162 новые залежи и 31 новое месторождение с запасами АВ1С1+В2С2 на уровне 233 млн т.н.э., прирост запасов АВ1С1 от ГРП составил 404 млн т.н.э.



Добыча

- ▶ рост суточной добычи углеводородов на 6,5% до 5,7 млн б.н.э., в том числе жидких – на 7,6% до 4,6 млн барр.
- ▶ 12,1 млн м – отраслевой рекорд в эксплуатационном бурении
- ▶ рост добычи газа на 2% до 68,4 млрд куб. м



Сервис

- ▶ сохранение доли эксплуатационного бурения, выполненного внутренним сервисом на уровне ~60%
- ▶ интеграция сервисных активов «Таргин»



Обзор основных событий



Переработка

- ▶ объем переработки 112,8 (всего) и 100,6 (в РФ) млн т
- ▶ увеличение объемов производства моторных топлив класса «Евро-5» на 23% до 38,2 млн т на НПЗ в РФ
- ▶ рост выхода светлых НП на 1,8 п.п. до 58,4% и глубины переработки на 3,2 п.п. до 75,2% на НПЗ в РФ
- ▶ начало переработки в Индии



Коммерция и логистика

- ▶ рост поставок нефти в восточном направлении на 10,7% до 47,7 млн т
- ▶ соглашения об увеличении поставок нефти CNPC
- ▶ рост реализации через высокомаржинальный розничный канал на 7%

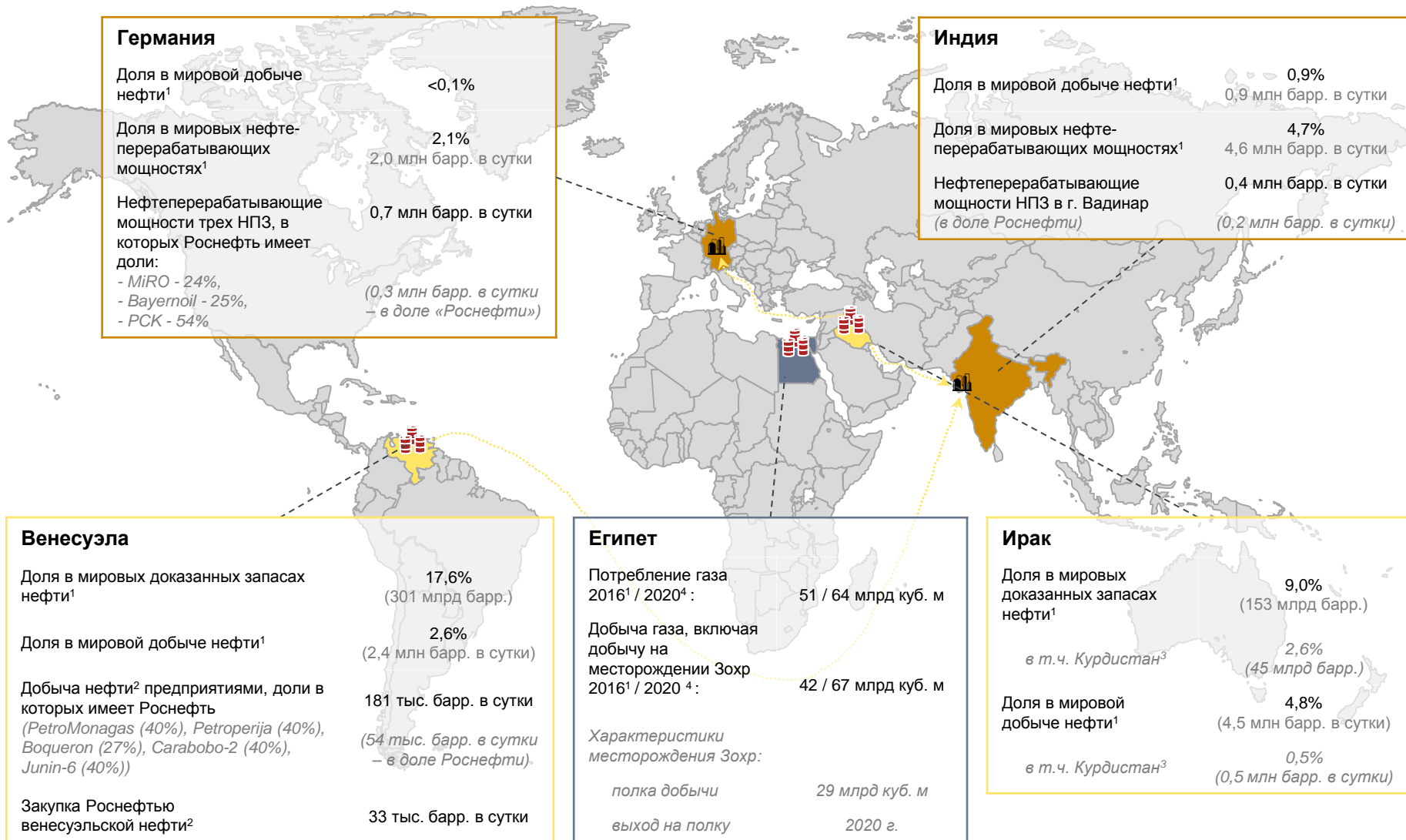


Кооперация с партнерами

- ▶ начало добычи газа с месторождения Зохр (Египет) и опытно-промышленной добычи нефти на проекте Карабобо 2 (Венесуэла)
- ▶ достижение договоренностей с ВР о реализации проекта по освоению Харампурского и Фестивального ЛУ
- ▶ создание СП с Pertamina для строительства НПЗ и НХК Тубан



Ключевые международные проекты



Примечание: (1) По данным BP Statistical Review of World Energy по итогам 2016 г.; (2) за 2016 г.; (3) Данные по итогам 2016 г. из СМИ (4) По данным WoodMackenzie (4 кв. 2017 г.)

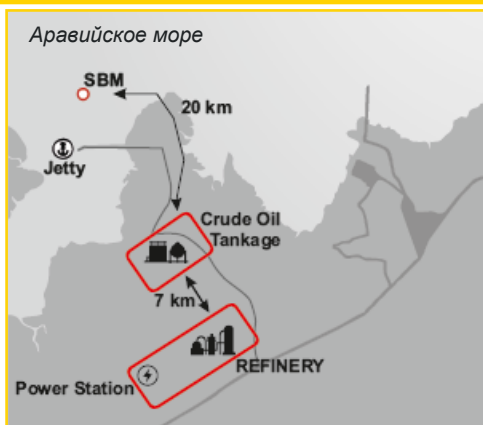
Заккрытие сделки по покупке 49% Essar



Расположение



SBM – выносной точечный причал
Jetty – причал отгрузки
Crude Oil Tankage – нефтехранилище
Power Station – электростанция
Refinery – НПЗ



Структура активов



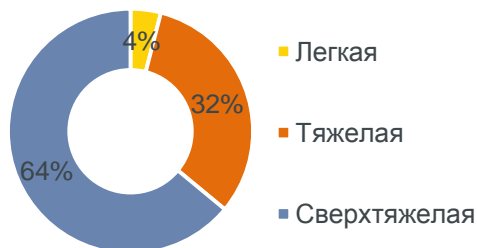
НПЗ мощностью 20 млн т и индексом Нельсона 11,8 + проект расширения на 3,7 млн т



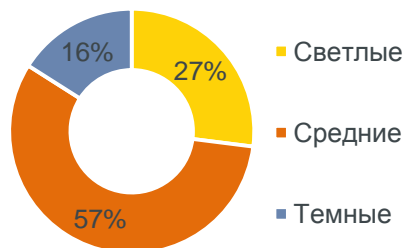
Розничная сеть ок. 4 100 станций с расширением до 1 000 точек ежегодно

Структура переработки нефти и выпуска НП

Нефть



Нефтепродукты



- Роснефть закрыла сделку по приобретению 49% доли в Essar Oil Limited (EOL)
- Стоимость 100% бизнеса EOL оценена в 12,9 млрд долл.
- Оплата доли несколькими траншами в 2017 г. (3,9 млрд долл. – 230 млрд руб.)

Целесообразность сделки:

- Роснефть получила существенную долю во втором крупнейшем в Индии НПЗ с индексом Нельсона на уровне 11,8 (топ-10 заводов мира по этому показателю) и глубиной переработки 95,5% :
 - Высокая доходность корзины нефтепродуктов – валовая маржа переработки ~\$9
 - Большая гибкость по сырью - возможность переработки тяжелой венесуэльской нефти
 - Наличие всей необходимой инфраструктуры: порт, нефтяной терминал, собственная электростанция
 - Доступ к одному из самых быстрорастущих рынков Азии – кумулятивный рост ВВП в 2013-2016 гг. – 29,8%
 - Платформа для дальнейшего развития международного трейдинга в АТР

Заккрытие сделки по покупке 30% в проекте Zohr



Расположение



- ▶ Роснефть закрыла сделку по приобретению 30%-й доли в концессионном соглашении на разработку месторождения Zohr у итальянской Eni
- ▶ Стоимость приобретения составила 1,1 млрд долл., компенсация Eni 30% доли в исторических затратах до даты закрытия сделки составила 1,1 млрд долл. (подлежат возмещению в соответствии с условиями концессии)
- ▶ Текущая структура акционеров¹ концессионного соглашения: Eni – 60%, Роснефть – 30%, BP – 10%

Целесообразность сделки:

- ▶ Участие в одном из самых крупных открытий последних лет (более 30% оцененных запасов газа Египта)
- ▶ Вхождение в уникальный по масштабам проект с низкой стоимостью доказанных запасов
- ▶ Наличие развитой инфраструктуры
- ▶ Доступ к стратегически важному рынку потребления газа и возможности дальнейшего расширения деятельности в регионе
- ▶ Диверсификация зарубежного портфеля проектов

Характеристики месторождения²

Год открытия Eni	2015
Доля Роснефти в будущих инвестициях (в течение 4 лет)	>\$2 млрд
Стадия проекта	Разработка
Геологические запасы ³	~850 млрд куб. м
Полка добычи	29 млрд куб. м

Примечание: (1) BP закрыла сделку по приобретению доли 13.02.2017 (10% в проекте были приобретены за \$375 млн, на дату закрытия сделки BP также компенсировала Eni исторические затраты в соответствующей доле с 01.01.16), 11.03.18 Eni договорилась с фондом Mubadala о продаже 10% в проекте за \$934 млн (на дату закрытия сделки фонд компенсирует Eni исторические затраты в соответствующей доле с 01.01.18); (2) Оценка 100% проекта, если не указано иное; (3) Оценка оператора Eni

Сотрудничество с Венесуэлой



Расположение



- ▶ Наиболее материальные международные активы с доказанными извлекаемыми запасами в доле Роснефти на уровне ~303 млн барр. (SEC)
- ▶ Петромонагас, Бокерон, Петропериха – действующие добычные проекты с положительным денежным потоком, получаемым в виде дивидендов
- ▶ Петромиранда, Петровиктория – перспективные проекты с материальными запасами
- ▶ Шельфовый газ – новый актив (месторождения Патао и Мехильонес)

Предоплаты, выданные в 2014 г.

млрд руб.

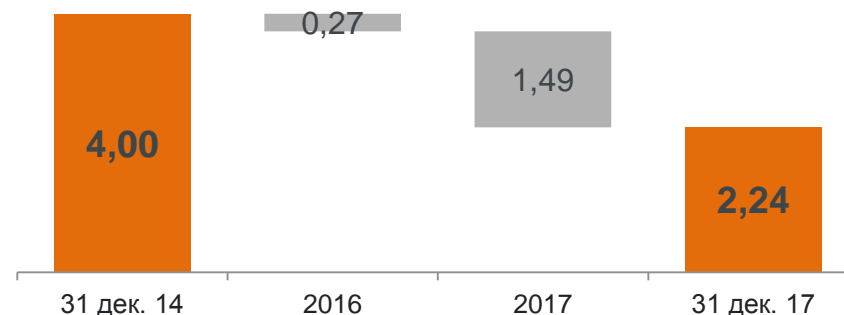
Отображение задолженности в отчетности Компании по итогам 2017 г.

Статья баланса по методу учета до 31.12.2017	Статьи баланса по методу учета на 31.12.2017	
Долгосрочные займы, выданные ассоц. и совм. предприятиям	прочие внеоборотные нефинансовые активы	53
130	краткосрочные авансы выданные	77

- ▶ Отображение всех предоплат в отчетности унифицировано:
 - долгосрочная часть – внеоборотные нефинансовые активы
 - краткосрочная часть – авансы выданные

Погашение предоплат (выданных в 2014 г.)

млрд долл.



Ключевые производственные показатели



Показатель	2017	2016	%	Комментарий
Доказанные запасы углеводородов SEC млн б.н.э.	39 907	37 772	+5,7%	Стабильное замещение добычи запасами, коэффициент замещения запасов на уровне 184% ¹
Добыча углеводородов, в т.ч. тыс. б.н.э./сут	5 718	5 369	+6,5%	Консолидация Башнефти, органический рост
Добыча нефти и ЖУВ, тыс. барр./сут	4 577	4 252	+7,6%	Приобретение активов Башнефти, интенсификация добычи на зрелых месторождениях и активная разработка новых проектов, увеличение доли участия в СП Петромонагас (Венесуэла)
Добыча газа, тыс. б.н.э./сут	1 141	1 117	+2,1%	Приобретение активов Башнефти, рост добычи в Варьеганнефтегаз, запуск новых и оптимизация режимов работы действующих скважин в Сибнефтегаз
Добыча углеводородов ² , тыс. б.н.э./сут	5 718	5 701	+0,3%	
Переработка нефти, млн т	112,80	100,26	+12,5%	Интеграция активов Башнефти
Глубина переработки (российские НПЗ) %	75,2%	72,0%	+3,2 п.п.	Повышения эффективности эксплуатации установок и оптимизации работы российских НПЗ

Ключевые финансовые показатели



Показатель	2017	2016	%	4 кв. 17	3 кв. 17	%
ЕБИТДА, млрд руб.	1 403	1 278	9,8%	393	371	5,9%
Чистая прибыль, млрд руб. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	222	174	27,6%	100	47	>100%
Скорректированная чистая прибыль ¹ , млрд руб. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	383	418	(8,4)%	102	114	(10,5)%
Скорректированный операционный денежный поток ² , млрд руб.	1 167	1 148	1,6%	336	238	41,2%
Капитальные затраты, млрд руб.	922	709	30,0%	292	223	30,9%
Свободный денежный поток, млрд руб.	245	439	(44,2)%	44	15	>100%
ЕБИТДА, млрд долл.	24,0	19,3	24,4%	6,7	6,3	6,3%
Чистая прибыль, млрд долл. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	3,8	2,7	40,7%	1,8	0,7	>100%
Скорректированная чистая прибыль ¹ , млрд долл. <i>относящаяся к акционерам Роснефти</i>	6,6	6,2	6,5%	1,8	1,9	(5,3)%
Скорректированный операционный денежный поток, млрд долл.	19,9	17,1	16,4%	5,7	4,1	39,0%
Капитальные затраты, млрд долл.	15,8	10,7	47,7%	5,0	3,8	31,6%
Свободный денежный поток, млрд долл.	4,1	6,4	(35,9)%	0,7	0,3	>100%
Цена на нефть Юралс, тыс руб./барр.	3,10	2,82	9,9%	3,53	3,00	17,8%

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

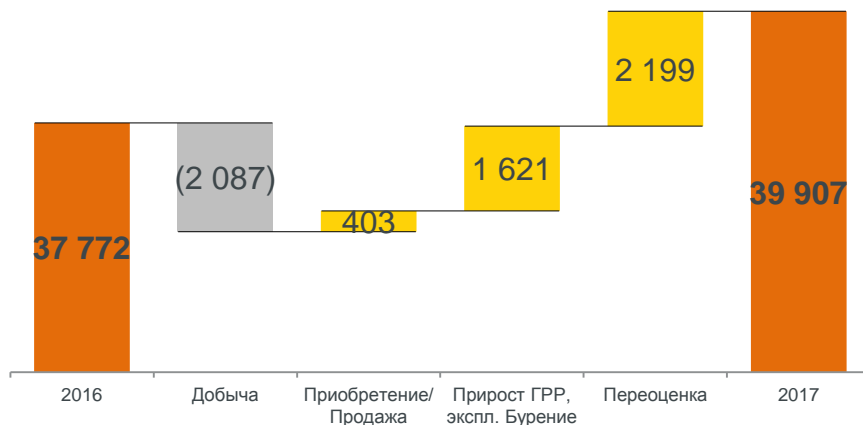


Производственные итоги



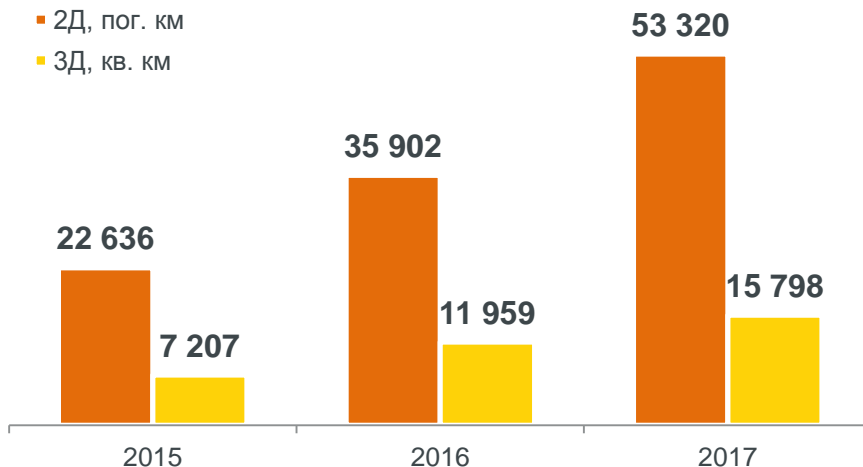
Динамика запасов¹

млн б.н.э.



Сейсморазведочные работы

- 2Д, пог. км
- 3Д, кв. км



Примечание: (1) Доказанные запасы по классификации SEC, данные в соответствии с отчетом аудитора, (2) Коэффициенты рассчитаны на основании метрических единиц измерения углеводородов

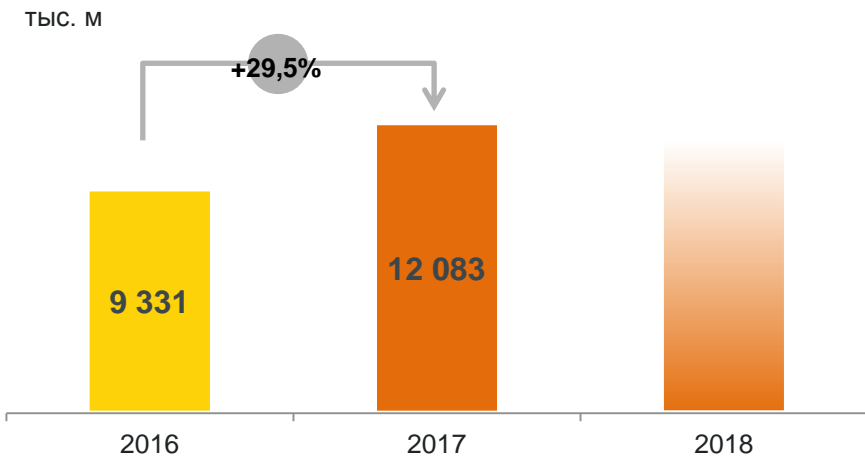
Ключевые достижения 2017 г.

- Рост объемов 2Д и 3Д сейсмики >30% к 2016 г.
- 86% - показатель успешности поисково-разведочного бурения на суше
- Открыто 31 месторождение и 162 новые залежи с суммарными запасами АВ1С1+В2С2 233 млн т.н.э.²
- Прирост запасов АВ1С1 за счет ГРП – 404 млн т.н.э.
- Замещение запасов углеводородов по категории АВ1С1 на уровне 518 млн т.н.э. или 184% от объемов добычи на территории РФ
- Совокупные доказанные запасы углеводородов SEC увеличились на 6% до 39,9 млрд б.н.э., кратность запасов составляет 20 лет
- Коэффициент замещения доказанных запасов углеводородов по классификации SEC²:
 - 204% (184% органический прирост) по итогам 2017 г.
 - 158% (149% органический прирост) в среднем за 2015-2017 гг.
 - около 200% в среднем за 10 лет
- Коэффициент замещения запасов углеводородов по классификации PRMS (2P)² составил 197% по итогам 2017 г.

Эксплуатационное бурение



Проходка в эксплуатационном бурении



Ввод новых скважин



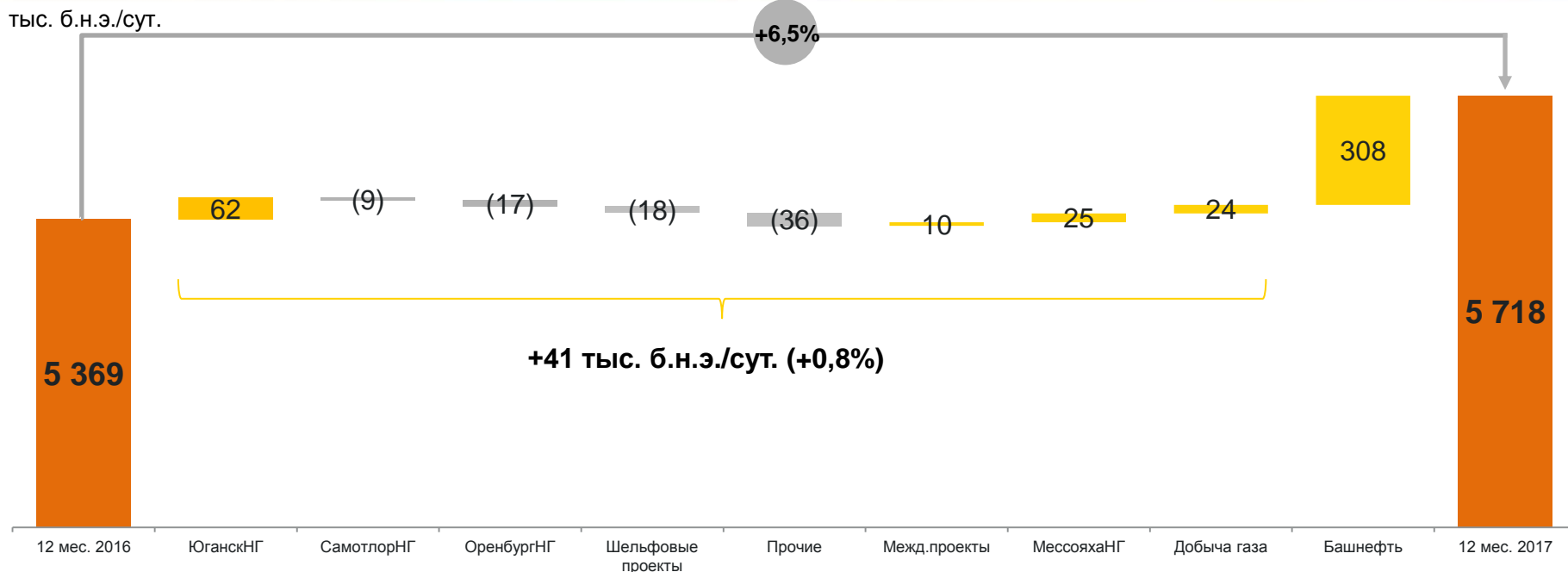
Ключевые достижения 2017 г.

- 12,1 млн м - новый рекорд проходки в эксплуатационном бурении (+29,5%) при доле собственного сервиса в общем объеме работ ~60%
- Рост ввода новых скважин на 28% до 3,4 тыс. единиц с дополнительной добычей 19,5 млн т, увеличение ввода новых горизонтальных скважин (ГС) на 43% (доля ГС – 36%), а ГС с многостадийным ГРП на 67%
- Нарращивание объемов бурения многозабойных скважин (МЗС) по результатам успешного опробования технологии:
 - Рост МЗС на м/р Ванкорского кластера на 64%
 - Оптимизация бурения МЗС - на Среднеботуобинском м/р пробурена скважина по технологии «Fishbone» с длиной горизонтального участка 5 030 м (основной ствол 1 530 м с 7 боковыми стволами по 500 м)
- В ЮганскНГ и СамотлорНГ успешно опробована технология оптимизации конструкции скважин за счет увеличения длины горизонтальной секции и количества стадий ГРП

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



- ▶ Рост среднесуточной добычи углеводородов за счет развития новых проектов, интеграции Башнефти и увеличения добычи на ряде зрелых активов
- ▶ **Юганск:** опережающий рост добычи благодаря наращиванию эксплуатационного бурения, применению современных технологий и методов повышения нефтеотдачи пластов с использованием операций ГРП и МГРП
- ▶ **Международные проекты:** увеличение доли участия в СП Петромонагас (Венесуэла) в мае 2016 г.
- ▶ **Сузун/В.-Мессояха:** продолжается активная разработка Сузунского и Восточно-Мессояхского месторождений, начатая в 3 кв. 2016 г., ведутся работы по расширению объектов обустройства
- ▶ **Добыча газа:** запуск в Варьеганнефтегаз новых скважин и увеличение сдачи газа через Тюменскую компрессорную станцию после реконструкции, запуск новых и оптимизация режимов работы действующих скважин в Сибнефтегаз

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 2017 г.	0,7 млн т	0,2 млн т
Полка добычи нефти	~5 млн т/год	>2 млн т/год
Выход на полку	2019 г.	2019 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»

▶ Продолжается реализация комплексного обустройства расширенного первоочередного участка Юрубченской залежи ЮТМ – эксплуатационное бурение, развитие сопутствующей инфраструктуры



▶ 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»

▶ Завершено строительство объектов первого пускового комплекса. Продолжается эксплуатационное бурение и обустройство месторождения

Примечание: (1) Данные о запасах представлены по Юрубченскому блоку

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 нефти	>4,5 млн т/год
Выход на полку	2022+

- ▶ 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 нефти	~5 млн т/год
Выход на полку	2022+

- ▶ 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
- ▶ Закончены строительством 5 многозабойных скважин, в т.ч. 3 скважины по технологии «fishbone» (с фактической проходкой 18 тыс. м), подтверждена техническая возможность строительства таких скважин с целью увеличения продуктивности скважин и оптимизации разработки
- ▶ Продолжается эксплуатационное бурение на 8 кустовых площадках



Разработка новых месторождений: Русское месторождение



Наименование показателя	Значение
3P запасы (PRMS)	426 млн тнэ / 2 874 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию	2018 г.
Полка добычи нефти	>6,5 млн т/год
Выход на полку	2022+

- ▶ В 2017 г пробурено 83 скважины. В рамках ОПР в 2016-2017 гг. пробурено 8 многоствольных скважин, в том числе 3 по технологии «fishbone». Успешно завершено строительство скважины с уникальной траекторией (при вертикальной глубине 867 метров общая длина составила 2 915 метров)
- ▶ Продолжаются строительно-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



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 нефти ²	~3 млн т/год
Выход на полку ²	2021+

- ▶ 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

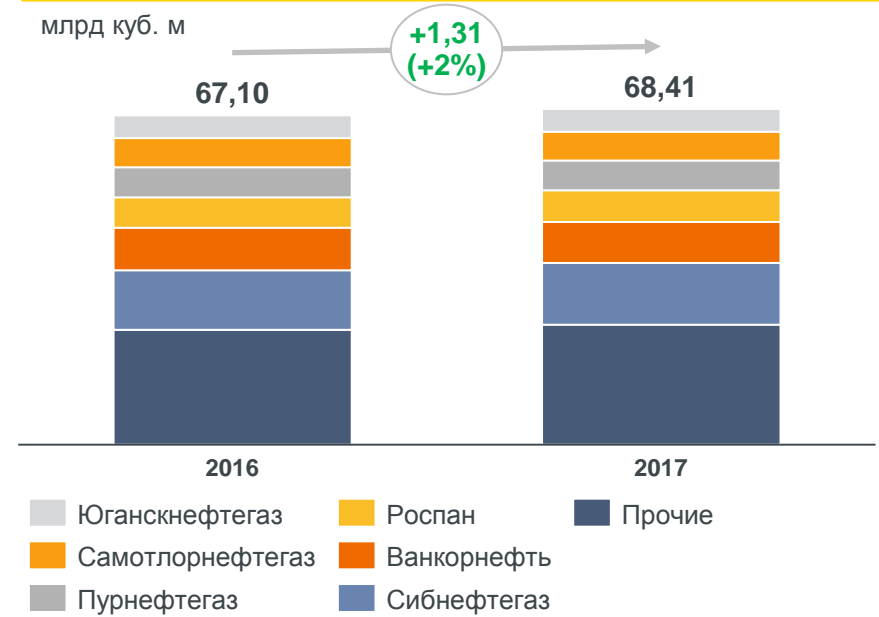


Ключевые достижения 2017 г.

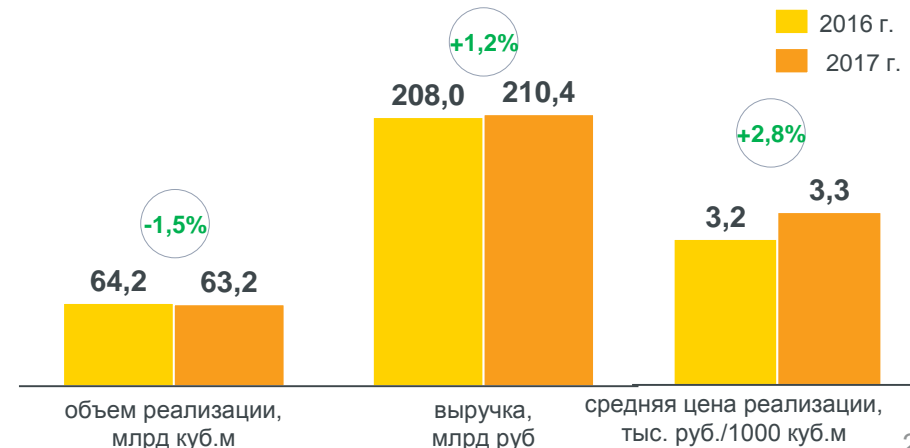
- Рост добычи газа на 2% в результате:
 - приобретения в 4 кв. 2016 г. активов Башнефти
 - запуска в Варьеганнефтегаз новых скважин и увеличения сдачи газа через Тюменскую компрессорную станцию после реконструкции
 - запуска новых скважин и оптимизации режимов работы действующих скважин в Сибнефтегаз
- Запасы газа АВ1С1+В2С2 на конец 2017 г. по российской классификации увеличились на 4% до 7,9 трлн куб. м¹
- договоренность с ВР о реализации проекта по освоению Харампурского и Фестивального ЛУ (ЯНАО), с общими геологическими запасами более 880 млрд куб. м газа. Компания сохранит в проекте мажоритарную долю в размере 51%, ВР получит долю в 49%
- Начало добычи газа в рамках проекта по разработке месторождения Zohr на шельфе Египта. Реализация проекта такого масштаба совместно с зарубежными партнерами расширяет опыт Роснефти в освоении шельфовых месторождений и укрепляет позиции Компании на стратегически важном рынке Египта
- Получение лицензии на разработку газовых месторождений Патао и Мехильонес на шельфе Венесуэлы сроком на 30 лет с правом экспорта газа

Примечание: (1) предварительные данные

Добыча газа



Реализация газа в России

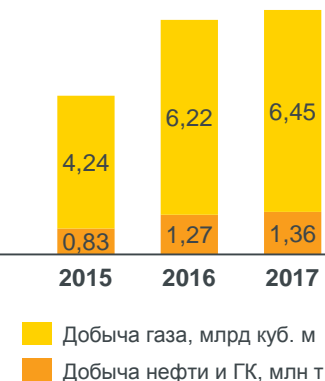


Прогресс в реализации ключевых проектов: Роспан



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)
- ▶ 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 производственных объектов обустройства:

- ▶ УКПГиК Восточно – Уренгойского лицензионного участка: 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 выполняются работы по внутриблочной обвязке компрессорных агрегатов
- ▶ ГТЭС Восточно – Уренгойского лицензионного участка: смонтировано 7 газотурбинных агрегатов, системы выхлопа; продолжаются работы по технологической обвязке и монтажу системы вентиляции
- ▶ УПН Валанжинской залежи: окончен монтаж 8 резервуаров, а также металлоконструкций технологических эстакад; продолжаются работы по технологической обвязке
- ▶ 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.

Разработка зрелых и новых месторождений: месторождения АО «Сибнефтегаз»



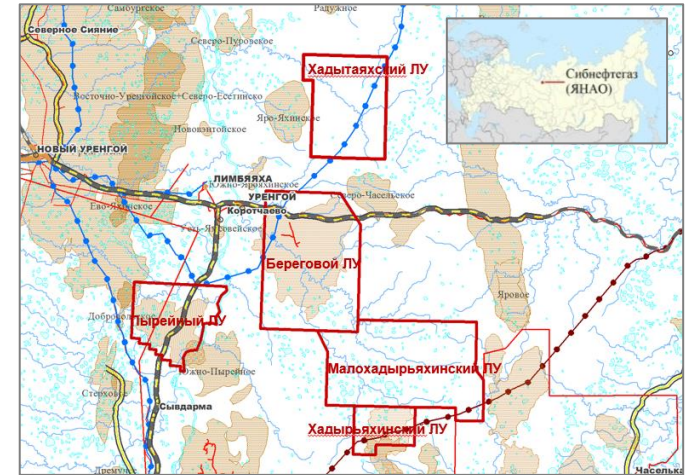
Крупнейший актив Компании по объему добычи газа в 2017 году - 12,58 млрд куб. м.

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: в ноябре 2017 г. накопленная добыча газа составила 100 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:

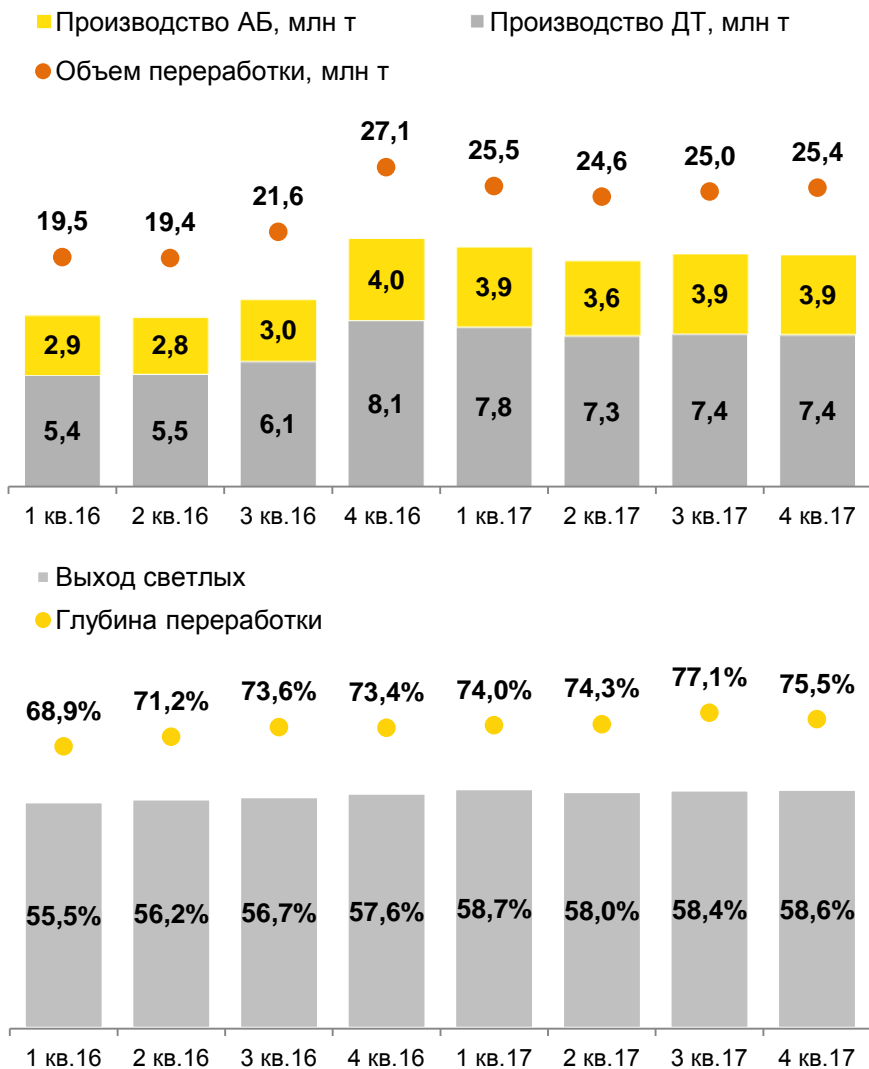
- Продолжается эксплуатационное бурение, ведется строительство УКПГК и сопутствующих инфраструктурных объектов на Береговом НГКМ
- Осуществляется проектирование, инженерная подготовка кустовых площадок для последующего бурения, автодорог, объектов энергетики на всех действующих ЛУ общества



Нефтепереработка: повышение эффективности за счет производственной оптимизации и продолжение модернизации



Основные показатели нефтепереработки в РФ

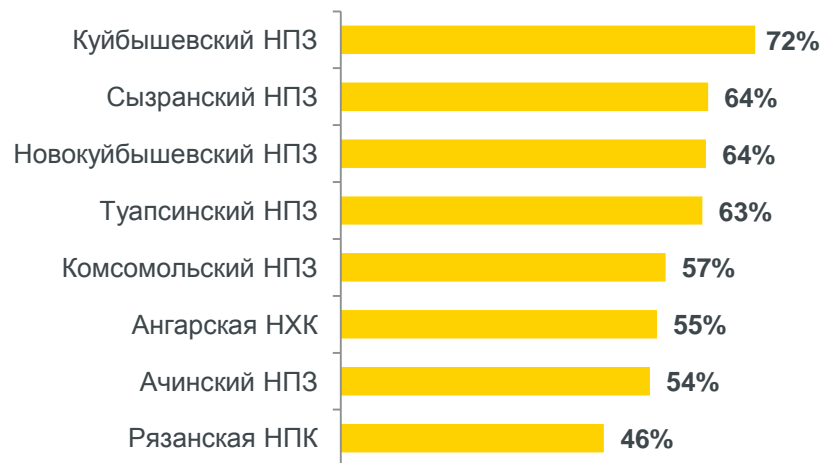


Примечание: консолидация Башнефти с 1 октября 2016 г.

Ключевые достижения 2017 г.

- Рост выхода светлых нефтепродуктов с 56,6% до 58,4%, а также глубины переработки с 72% до 75,2%
- В ходе осуществления основных мероприятий по проведению Года экологии-2017 в РФ на ПАО АНК «Башнефть»-«Уфанефтехим» запущена в эксплуатацию одна из крупнейших в мире установок биологических очистных сооружений. В проекте использованы современные технологии компании General Electric
- В рамках проводимой Роснефтью программы по импортозамещению произведена заменакупаемых катализаторов для установок риформинга бензина Куйбышевского и Саратовского НПЗ на катализаторы производства Ангарского завода катализаторов и органического синтеза.

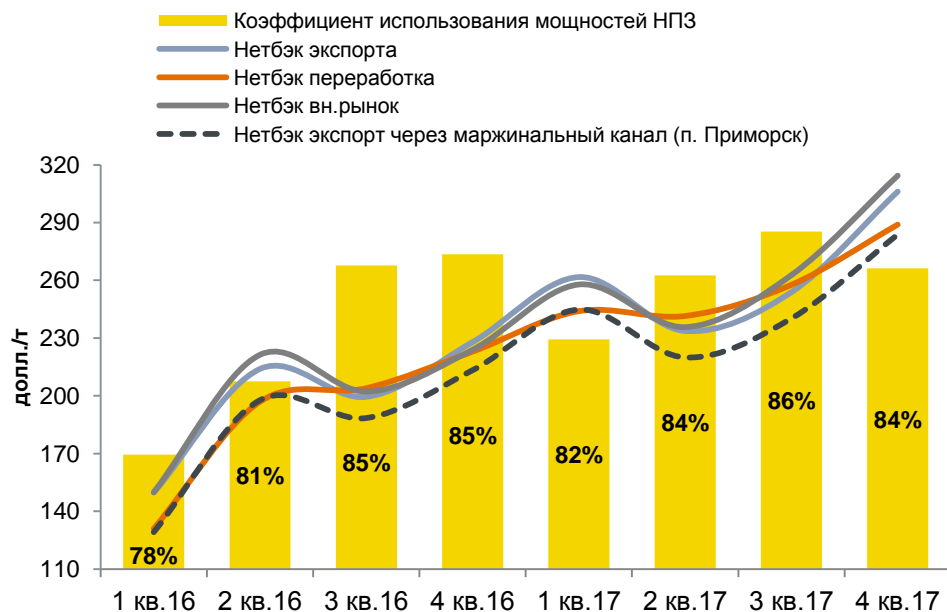
Статус реализации программы модернизации НПЗ



Максимизация прибыли от реализации нефти

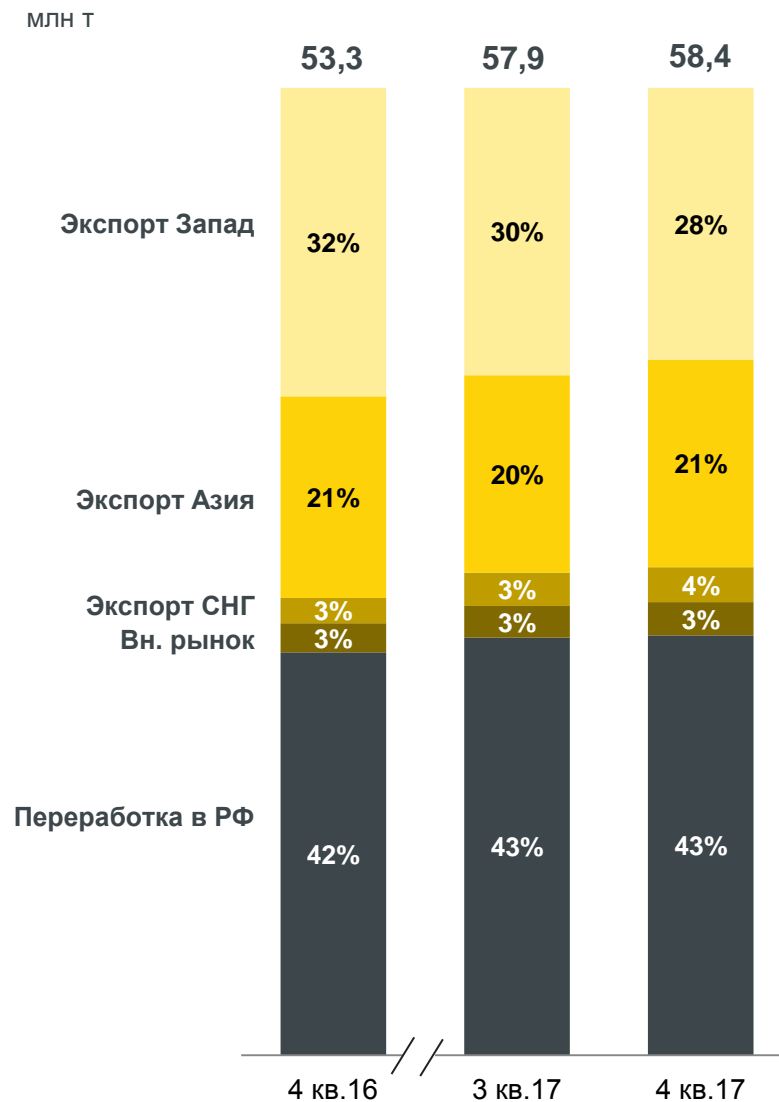


Нетбэки основных каналов монетизации нефти



- ▶ Рост поставок нефти в восточном направлении за 12 мес. 2017 г. на 10,7% г/г до 47,7 млн т
- ▶ Подписание дополнительного соглашения с Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией (CNPC) об увеличении поставок нефти транзитом через территорию Казахстана (+3 млн т/год) и продлении срока действия действующего с 2013 г. контракта до конца 2023 г. Объем поставок в данном направлении достигнет 91 млн т за 10-летний период

Каналы монетизации нефти



Развитие премиальных каналов сбыта



Авиа

Бункер

Масла

Битум

Объем продаж и рост по итогам 2017 г.

Авиакеросин
3,3 млн т



Судовое топливо
2,9 млн т



Смазочные материалы
1,1 млн т



Битумные материалы
2,6 млн т



Ключевые достижения 2017 г.

Рост реализации в аэропортах Московского авиационного узла на 26% по итогам 2017 г.

Заключен долгосрочный контракт с крупнейшей мировой круизной компанией CARNIVAL CORPORATION & PLC на бункеровку пассажирских судов в порту Санкт-Петербург

Заключен договор с ключевым партнером ПАО «КАМАЗ» на реализацию трансмиссионных масел для первой заливки и закалочных масел для нужд производства

Увеличена реализация инновационного продукта полимерно-битумного вяжущего на 70% г/г (до 41 тыс. т)



Развитие премиальных каналов сбыта: розница



Развитие розницы



Рост объемов реализации моторных топлив через АЗС на 7% г/г

Ключевые достижения 2017 г.

- ▶ Завершен федеральный тираж новой программы лояльности. На 31.12.2017 привлечено около 6,5 млн участников в 56 субъектах РФ
- ▶ На всех АЗС Компании стала применяться контрольно-кассовая техника для передачи налоговым органам информации о наличных расчетах и расчетах платежными картами в электронном виде. Установка современных автоматизированных систем управления позволила обеспечить автоматизацию всех АЗС Компании
- ▶ Фокус на сохранности нефтепродуктов через поэтапную 100% автоматизацию измерений всех материальных потоков розничной сети: на нефтебазах снизились недостачи н/п в на 14% г/г и сократилось потребление топлива на собственные нужды на 12% г/г
- ▶ Завершен этап разработки и формализации целевых бизнес-процессов в рамках проекта реинжиниринга основных производственных бизнес-процессов, направленных на увеличение доходности розничной реализации, оптимизации опер. затрат, повышение уровня контроля и снижения операционных рисков

Примечание: консолидация Башнефти с 1 октября 2016 г.

Развитие сопутствующего бизнеса на АЗС



Рост выручки от сопутствующих товаров и услуг на 4% г/г

Рост выручки от деятельности кафе на АЗС на 12% г/г

Реализуемые мероприятия

- ▶ Развитие базового фуд-предложения
- ▶ Внедрение программы «Активные продажи» на АЗС с фокусом на наиболее маржинальные и сезонные товары кафе и магазина
- ▶ Обучение сотрудников обществ всех уровней (от кассиров-операторов до генеральных директоров) и развитие профессиональных компетенций в части сопутствующего бизнеса
- ▶ Внедрение единых принципов работы с ассортиментом с целью увеличения дохода от продаж сопутствующих товаров
- ▶ Реализация программы «Справедливая цена», подразумевающая продажу сопутствующих товаров на АЗС на уровне цен сетевых супермаркетов региона присутствия
- ▶ Повышение эффективности управления товарными запасами с целью сокращения низкообращаемых запасов



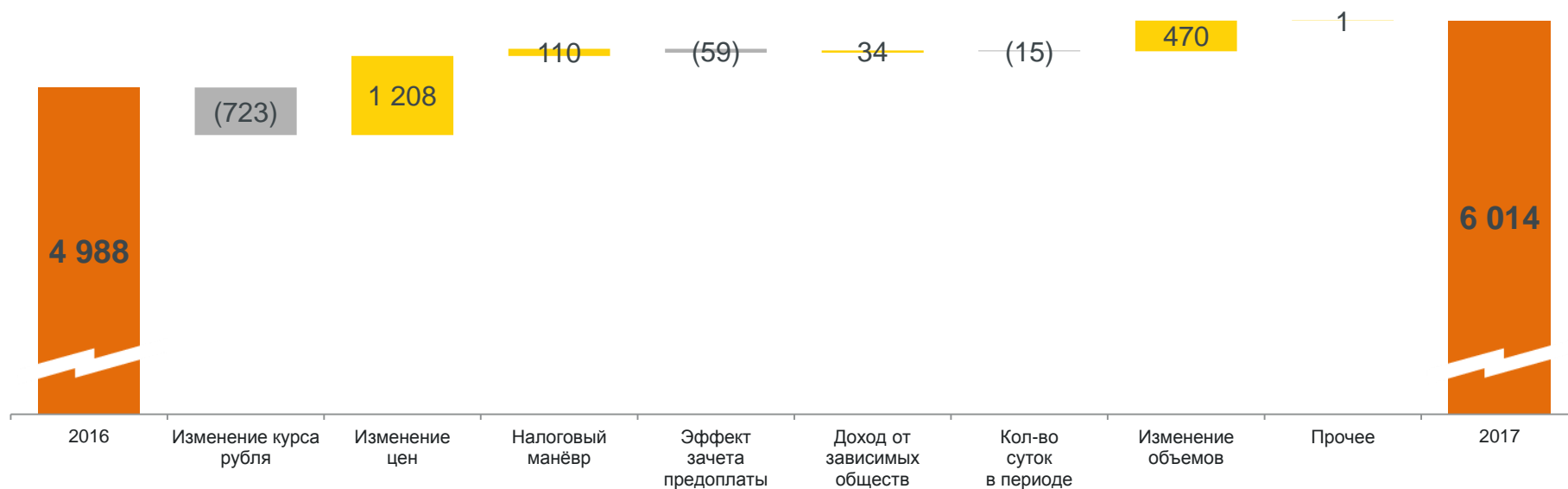
Финансовые итоги

Выручка



2017 г. к 2016 г.

млрд руб.

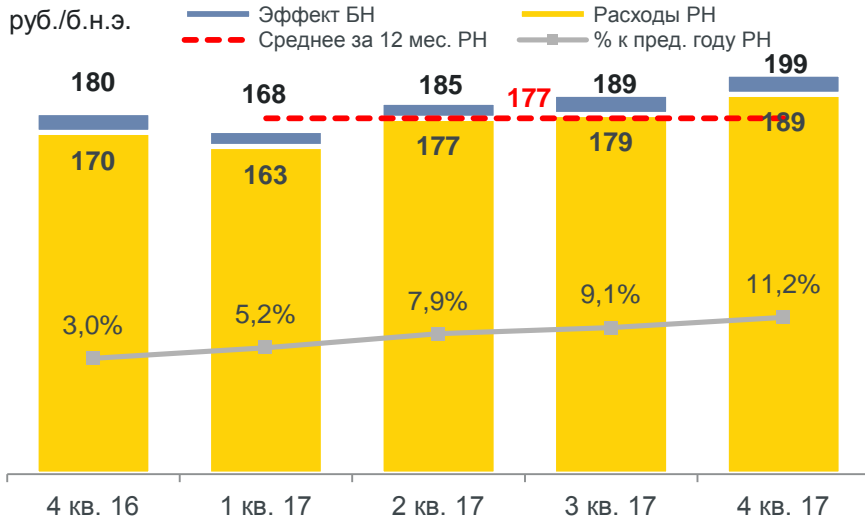


- ▶ Положительная ценовая динамика на рынке – рост цен на нефть марки Urals на 10% в рублевом выражении
- ▶ Увеличении объемов реализации нефти и нефтепродуктов за счет интеграции новых активов и органического роста добычи
- ▶ Рост поставок на внутренний рынок

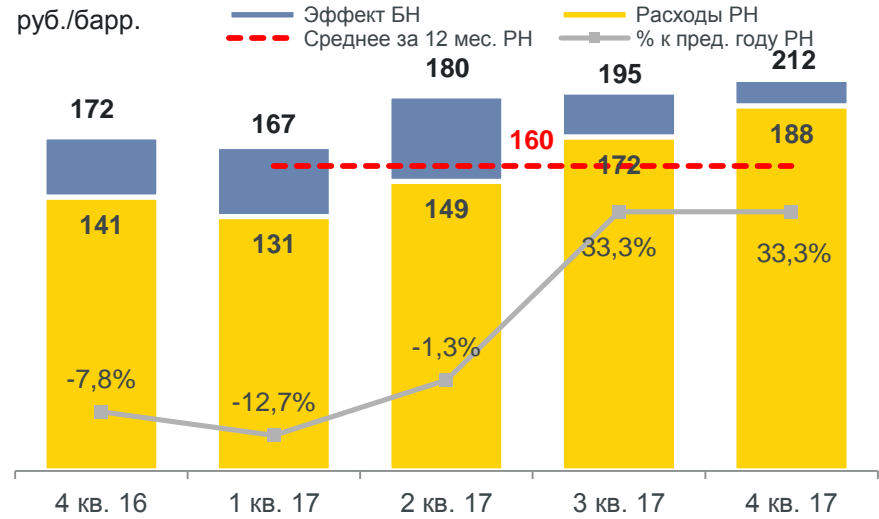
Динамика операционных расходов



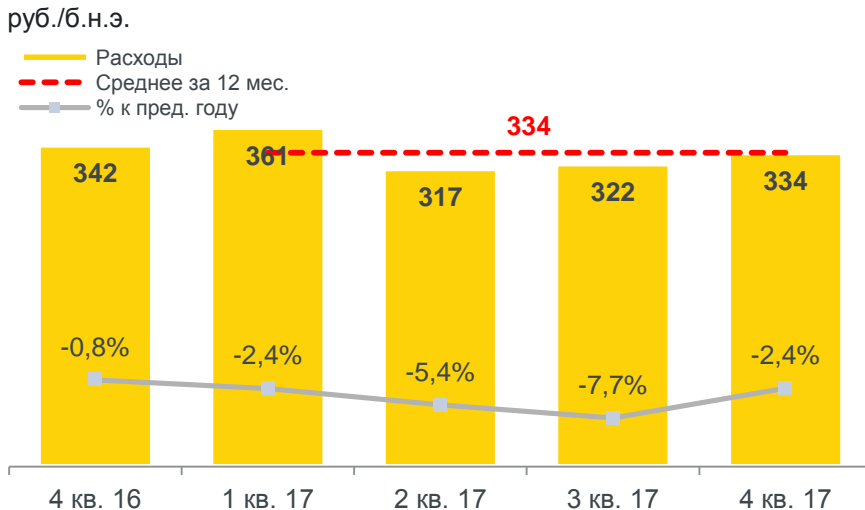
Динамика расходов на добычу



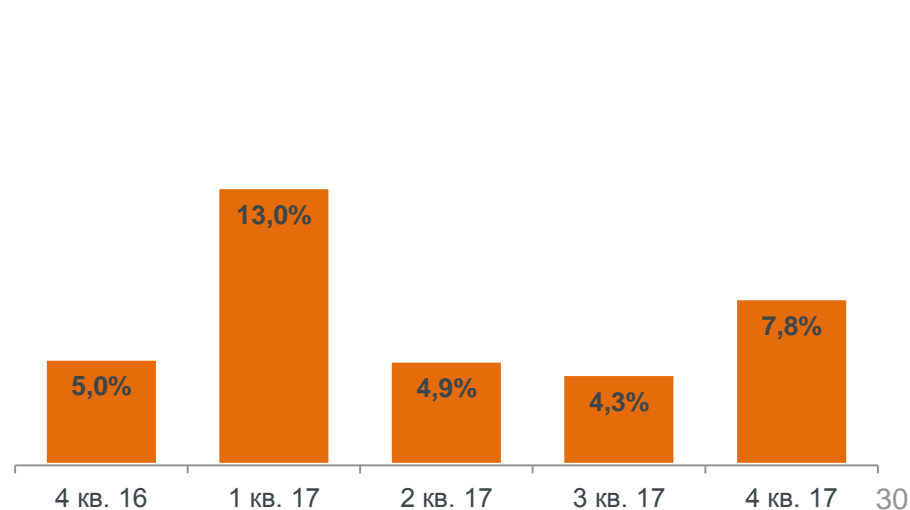
Динамика расходов на переработку в РФ



Динамика транспортных расходов



Индекс цен производителя в годовом выражении



ЕВITDA и чистая прибыль



ЕВITDA 2017 г. к 2016 г.

млрд руб.

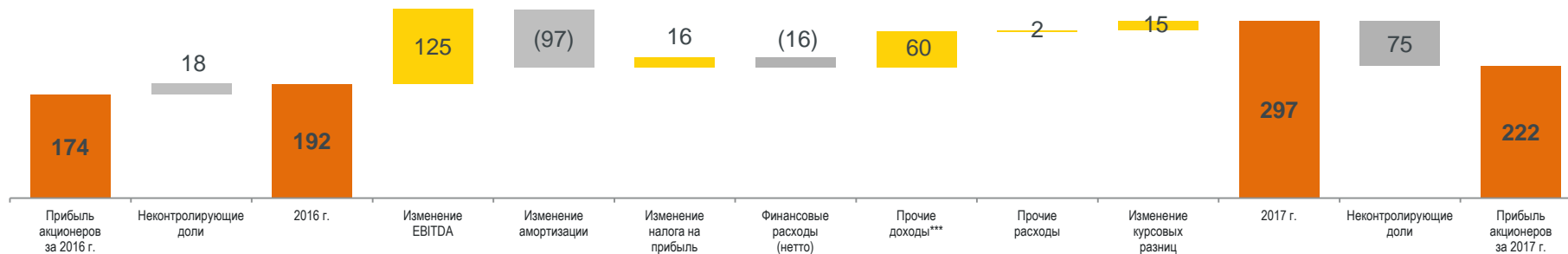


* Отказ от снижения коэффициента экспортной пошлины в 2016 г. с 42% до 36% (согласно первоначальному налоговому маневру)

** Рост расходов обусловлен развитием международных стратегических проектов и приобретением новых активов

Чистая прибыль 2017 г. к 2016 г.

млрд руб.

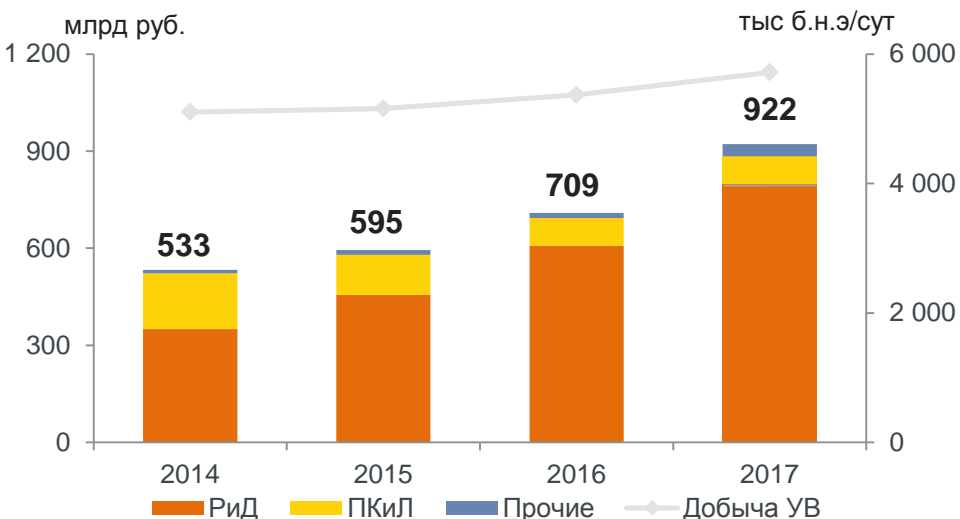


*** Включая эффект от признания в 4 кв. 2017 г. разового дохода в размере 100 млрд руб. по итогам достигнутого мирового соглашения с АФК «Система»

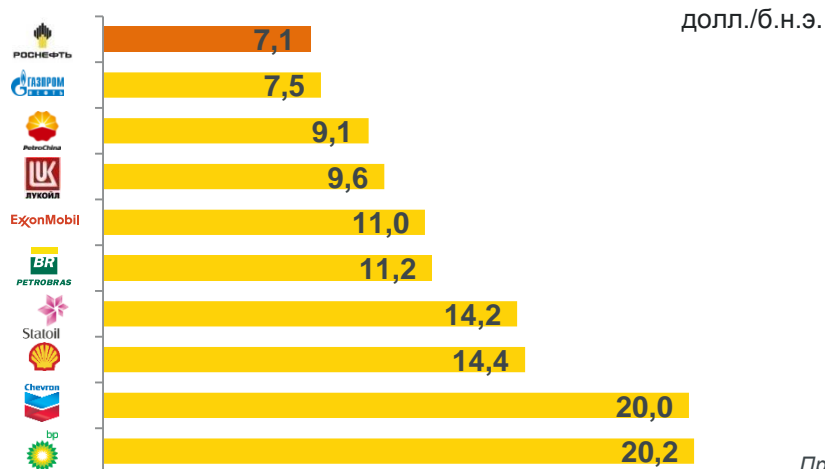
Капитальные затраты



Капитальные затраты и добыча



CAPEX РиД 2017¹: сравнительный анализ



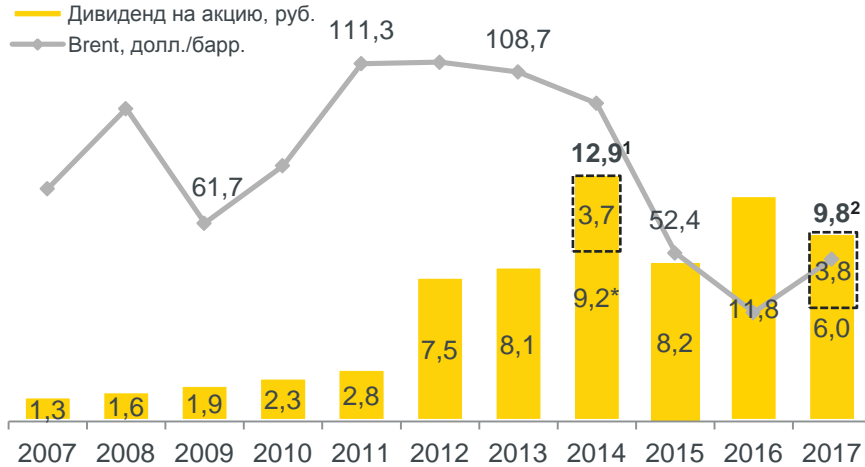
- Увеличение капитальных вложений на 30% год к году
- Рост соответствует стратегическим целям Компании и в основном связан с:
 - расширением объемов эксплуатационного бурения для выполнения стратегической задачи по наращиванию объемов добычи углеводородов
 - продолжением разработки новых высококлассных добывающих месторождений нефти и газа (Ванкорский кластер, ЮТМ, Русское, Таас-Юрях, Роспан)
 - интеграцией новых активов (Эргинский кластер месторождений, Башнефть, Зохран)
 - реализацией высокоэффективных проектов развития сегмента переработки
- Порядка 80% инвестиций направлено в эффективные проекты развития сегментов «Разведка и добыча» и «Переработка, коммерция и логистика»
- Компания сохраняет лидерство по удельной эффективности капитальных вложений в РиД – \$7,1 на б.н.э. в 2017 г.
- Объем инвестиций в 2018 г. планируется на уровне 2017 г.

Примечание: (1) Данные по Роснефти, Statoil за 2017 г., по Petrobras, Лукойл, Газпром нефть за 9 мес. 2017 г., Petrochina за 6 мес. 2017., по всем остальным конкурентам - за 2016 г.

Дивидендная политика



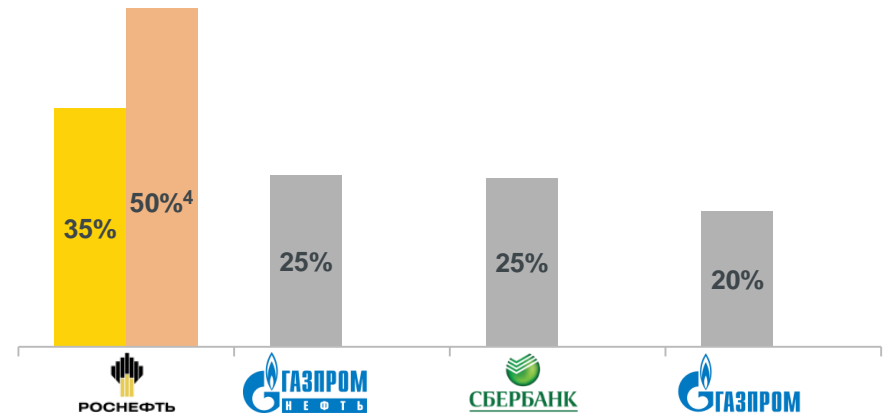
Выплата дивидендов и цены на нефть



- ▶ 31 августа 2017 г. Совет директоров одобрил изменения в дивидендную политику:
 - целевой уровень выплат – не менее 50% чистой прибыли по МСФО (самый высокий показатель в секторе)
 - периодичность – не реже 2 раз в год
- ▶ дивиденд за 1 пол. 2017 г. составил 3,83 руб. на акцию (выплачен в октябре)

Дивидендные выплаты контролируемых государством компаний³

в % от чистой прибыли по МСФО



Компания	Мин. уровень выплат ⁵
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 2016 г.; (4) За 1 пол. 2017 г.; (5) Как % от чистой прибыли в соответствии с дивидендной политикой

Основные цели на 2018 г.



Разведка и добыча

- Восполнение запасов на уровне не менее 100%
- Наращивание добычи углеводородов
- Своевременный ввод ключевых проектов

Переработка, маркетинг и сбыт

- Повышение эффективности и маржинальности бизнеса
- Расширение и диверсификация сбытовых каналов
- Изменение продуктового портфеля в соответствии с рыночными трендами

Повышение эффективности

- Удержание темпов роста контролируемых затрат ниже уровня инфляции
- Интенсификация деятельности и рост производительности

Капитальные затраты

- Объем инвестиций на уровне 2017 г.
- Усиление качества проектного управления «on time / on budget»
- Поддержание высоких стандартов в области ОТ, ПБ и ООС

Управление долгом

- Сокращение краткосрочного долга
- Полное исполнение обязательств



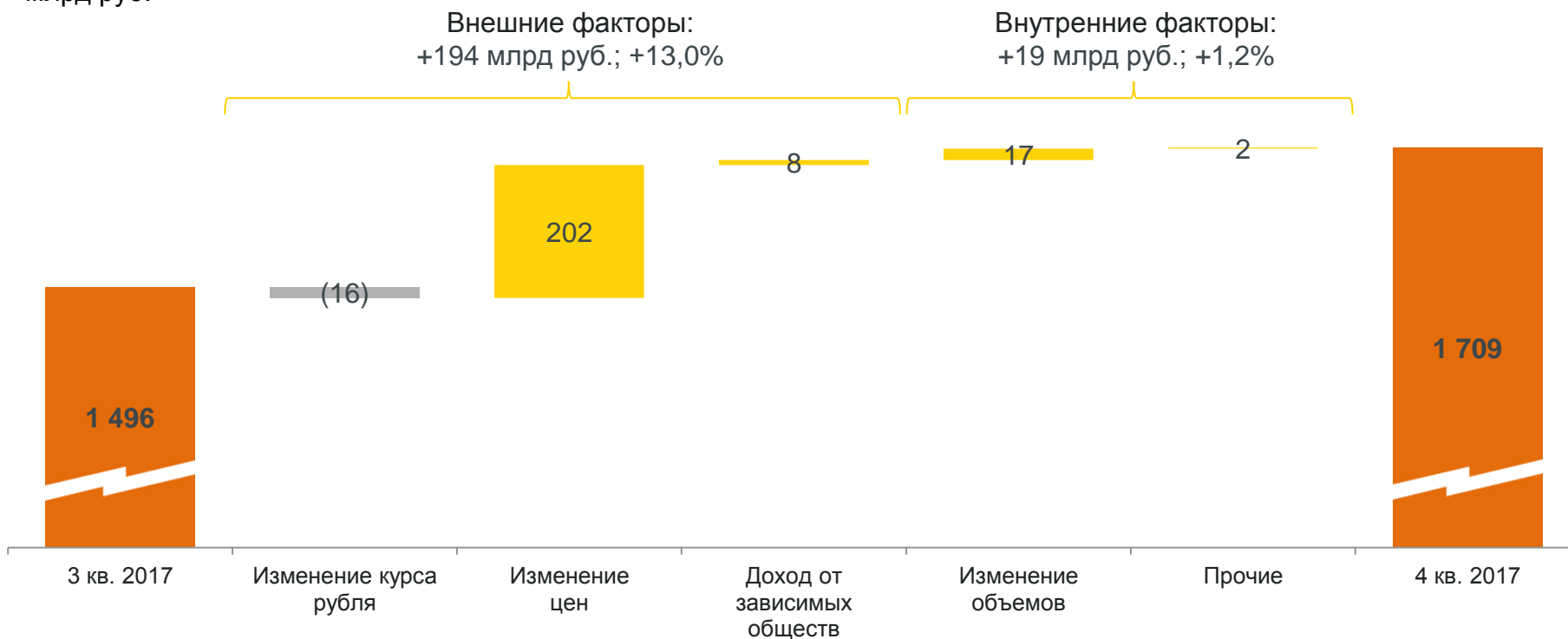
Приложение

Выручка



4 кв. 2017 г. к 3 кв. 2017 г.

млрд руб.

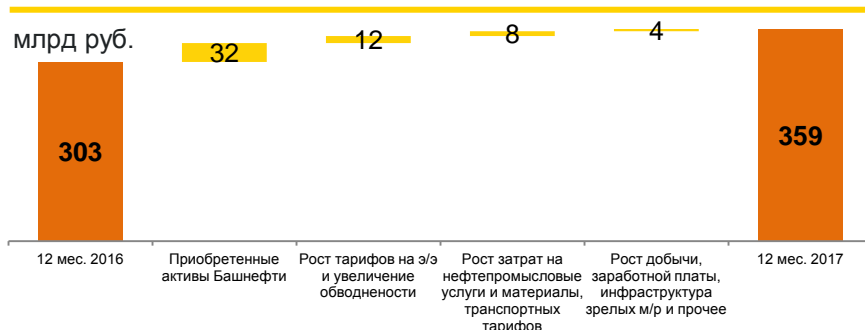


- ▶ Положительная ценовая динамика на рынке – рост цен на нефть марки Urals на 18% в рублевом выражении
- ▶ Увеличение объемов экспорта нефтепродуктов в страны дальнего зарубежья (Европа и прочие)
- ▶ Рост объемов реализации газа

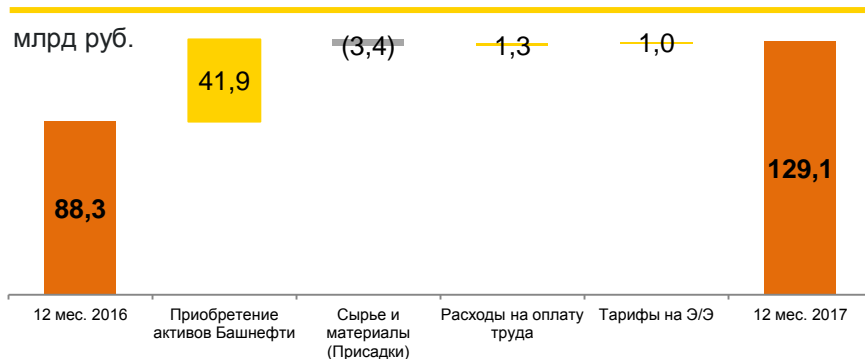
Динамика расходов 2017 г. к 2016 г.



Расходы на добычу



Расходы на переработку в РФ



Транспортные расходы



- Органический рост расходов на добычу в 2017 г., в основном, связан с повышением тарифов на электроэнергию и транспорт, увеличением затрат на обслуживание объектов инфраструктуры и нефтепромыслового оборудования с соответствующим ростом затрат на материалы
- 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. и на транзит по территории Белоруссии на 7,7% с 1 февраля 2017 г.
- Рост PPI в годовом выражении составил 7,8%

ЕВITDA и чистая прибыль

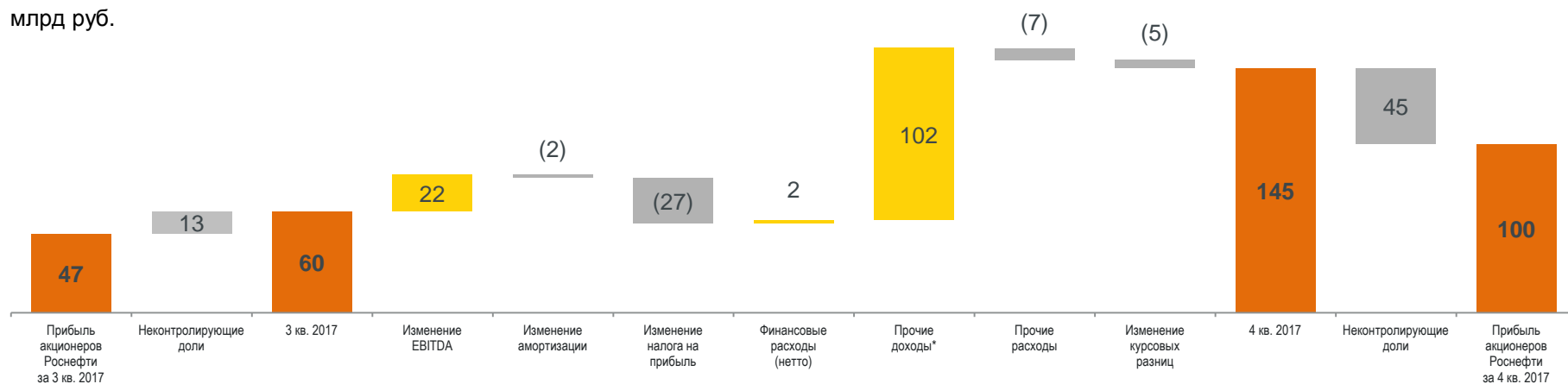


ЕВITDA 4 кв. 2017 к 3 кв. 2017



* Рост расходов обусловлен развитием международных стратегических проектов и приобретением новых активов

Чистая прибыль 4 кв. 2017 к 3 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»

Хеджирование валютных рисков



	2017 г., млрд руб.			2016 г., млрд руб.		
	До налогообложения	Налог на прибыль	За вычетом налога на прибыль	До налогообложения	Налог на прибыль	За вычетом налога на прибыль
Признано в составе прочего совокупного (расхода)/дохода на начало периода	(435)	87	(348)	(590)	118	(472)
Возникло курсовых разниц за период	(1)	-	(1)	8	(2)	6
Признано курсовых разниц в составе расходов периода	146	(29)	117	147	(29)	118
Итого признано в составе прочего совокупного (расхода)/дохода за период	145	(29)	116	155	(31)	124
Признано в составе прочего совокупного (расхода)/дохода на конец периода	(290)	58	(232)	(435)	87	(348)

Справочно:

Номинальные суммы объекта и инструментов хеджирования	млн долл.	курс долл. ЦБ РФ, руб.
На 31 декабря 2016 г.	1 763	60,6569
На 31 марта 2017 г.	0	56,3779
На 30 июня 2017 г.	982	59,0855
На 30 сентября 2017 г.	927	58,0169
На 31 декабря 2017 г.	873	57,6002

Расчет скорректированного операционного денежного потока



Отчет о прибылях и убытках

#	Показатель	2017 г., млрд долл.
1	Выручка, в т.ч.	106,4
	Сумма зачета предоплат	9,3
2	Затраты и расходы	(92,4)
3	Операционная прибыль (1+2)	14,0
4	Расходы до налога на прибыль	(7,2)
5	Прибыль до налога на прибыль (3+4)	6,7
6	Налог на прибыль	(1,6)
7	Чистая прибыль (5+6)	5,1

Отчет о движении денежных средств

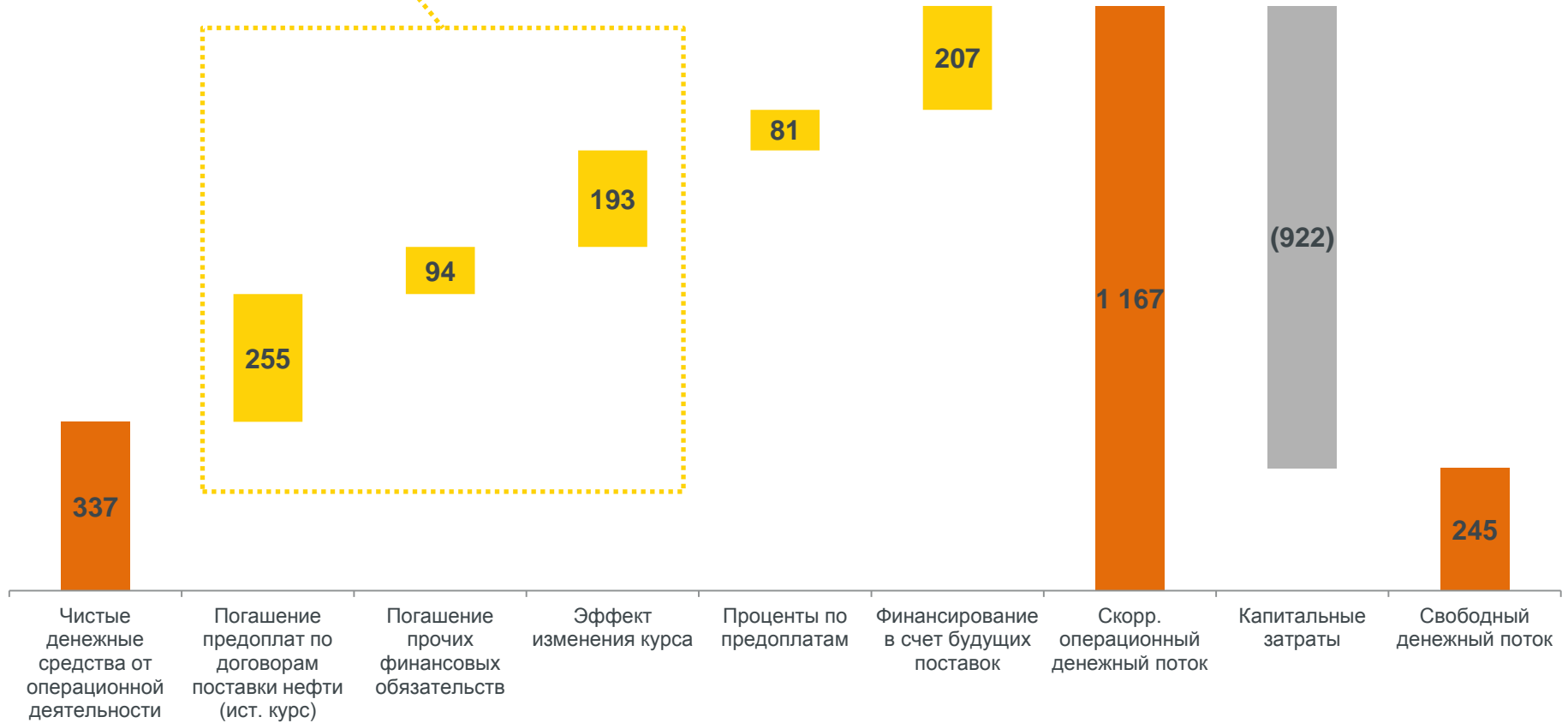
2017 г., млрд долл.	Показатель	#
5,1	Чистая прибыль	1
12,2	Корректировки для сопоставления чистой прибыли с денежными средствами, полученными от основной деятельности	2
(10,8)	Изменения в операционных активах и обязательствах, в т.ч.	3
(7,6)	Предоплаты по долгосрочным договорам поставок нефти	
(1,7)	Прочие финансовые обязательства	
(3,6)	Финансирование, произведенное в счет будущих поставок	
(1,4)	Проценты за пользование денежными средствами по долгосрочным поставкам	
(0,9)	Платежи по налогу на прибыль, проценты и дивиденды полученные	4
5,6	Чистые денежные средства от операционной деятельности (1+2+3+4)	5
14,3	Эффект от предоплат	6
19,9	Скорректированный операционный денежный поток (5+6)	7

Расчет скорректированного операционного денежного потока за 2017 г.



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

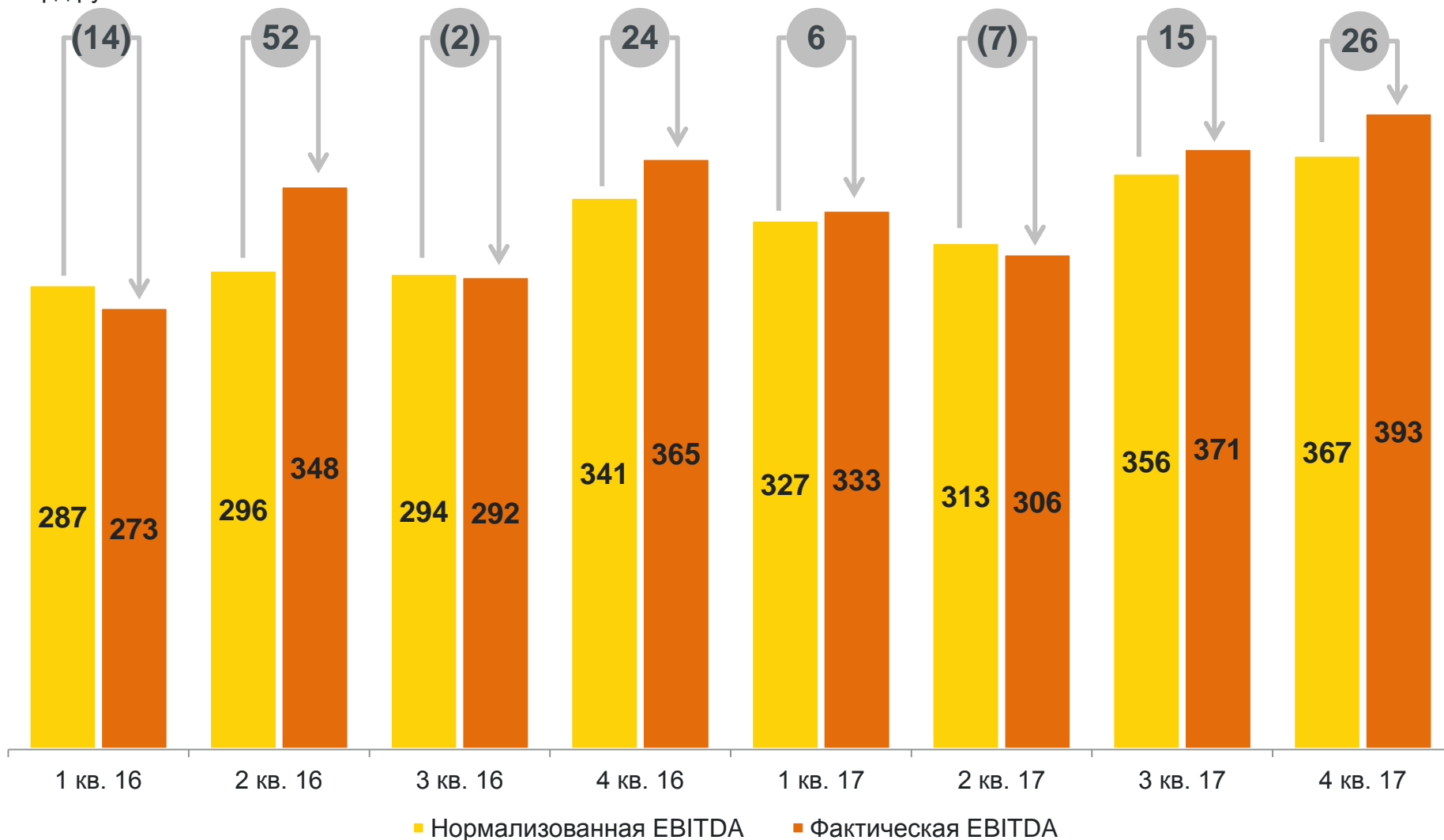
млрд руб.



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	2017	2016	%	4 кв. 17	3 кв. 17	%
1. Начисленные проценты ¹	230	144	59,7%	68	56	21,4%
2. Уплаченные проценты ²	219	143	53,1%	65	57	14,0%
3. Изменение процентов к уплате (1-2)	11	1	>100%	3	(1)	–
4. Капитализированные проценты ³	117	64	82,8%	39	28	39,3%
5. Прирост резервов, возникающий в результате течения времени	17	15	13,3%	4	5	(20,0)%
6. Проценты за пользование денежными средствами в рамках договоров предоплаты	81	90	(10,0)%	20	20	–
7. Прочие финансовые расходы	14	8	75,0%	4	3	33,3%
8. Итого финансовые расходы (1-4+5+6+7)	225	193	16,6%	57	56	1,8%

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

млрд руб. -5,3 долл./барр. +5,3 долл./барр.

EBITDA



Чистая прибыль



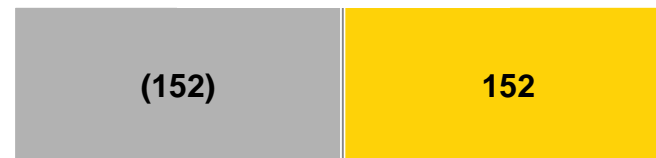
Изменение курса

млрд руб. -5,8 руб./долл. +5,8 руб./долл.

EBITDA



Чистая прибыль



- ▶ Средняя цена Юралс в 2017 г. составила 53,1 долл./барр. Если бы средняя цена по году была на 10% выше (58,4 долл./барр.), то EBITDA соответственно увеличилась бы на 126 млрд руб., включая положительный эффект отложенной пошлины в размере 19 млрд руб.
- ▶ Средний валютный курс за 2017 г. составил 58,4 руб./долл. При ослаблении среднего курса рубля по году на 10% до 64,2 руб./долл., EBITDA бы увеличилась на 190 млрд руб.



Вопросы и ответы