

НЕФТЯНАЯ ОТРАСЛЬ РОССИИ: ИТОГИ 2016 Г. И ПЕРСПЕКТИВЫ НА 2017-2018 ГГ.

ЧАСТЬ 1: СЦЕНАРИИ ДОБЫЧИ
И ДОХОДОВ БЮДЖЕТА

АВТОРЫ



Григорий ВЫГОН
Управляющий директор,
Кандидат экономических наук
info@vygon.consulting



Антон РУБЦОВ
Директор по развитию бизнеса
A.Rubtsov@vygon.consulting



Сергей ЕЖОВ
Главный экономист,
Доктор экономических наук
S.Ezhov@vygon.consulting



Мария БЕЛОВА
Директор по исследованиям,
Кандидат экономических наук
M.Belova@vygon.consulting



Дмитрий АКИШИН
Менеджер
D.Akishin@vygon.consulting



Дарья КОЗЛОВА
Старший консультант
D.Kozlova@vygon.consulting



Екатерина КОЛБИКОВА
Аналитик
E.Kolbikova@vygon.consulting



Денис ПИГАРЕВ
Аналитик
D.Pigarev@vygon.consulting

СОДЕРЖАНИЕ

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ.....	3
ВНЕШНИЕ УСЛОВИЯ.....	7
ВОЗРОЖДЕНИЕ ОПЕК, РОСТ ЦЕН И СТАБИЛИЗАЦИЯ СЛАНЦЕВОЙ ДОБЫЧИ В 2016 Г.....	7
СЦЕНАРИИ МИРОВОГО БАЛАНСА И ЦЕН НА НЕФТЬ В 2017-2018 ГГ.....	14
ДОБЫЧА ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	22
ФАКТ 2016 Г.: ВЫШЕ ОПТИМИСТИЧНЫХ ОЖИДАНИЙ.....	22
ЭКОНОМИКА ДОБЫЧИ: РЕГИОНАЛЬНЫЙ БЕНЧМАРКИНГ.....	26
СОГЛАШЕНИЕ С ОПЕК: ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ.....	33
СЦЕНАРИИ ДОБЫЧИ В 2017-2018 ГГ.....	37
ДОХОДЫ БЮДЖЕТА И НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ.....	45
ДОХОДЫ БЮДЖЕТА ОТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	45
ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ.....	50

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

ВНЕШНИЕ УСЛОВИЯ

По итогам 2016 г. наиболее существенный вклад в рост мировой добычи нефти внесли три государства, входящие в ОПЕК (Иран, Ирак и Саудовская Аравия), а также Россия – 1,66 млн барр./сут.

Сокращение добычи сланцевой нефти в США после падения цен оказалось ниже, чем ожидалось (-0,3 млн барр./сут. в 2016 г.), а ее восстановление происходит достаточно быстро. Вынужденная оптимизация привела к снижению порогового уровня цены на нефть, при которой происходит стабилизация добычи: если в 2015 г. он оценивался в 55-60 долл./барр., то сегодня это 40-45 долл./барр.

В 2016 г. рекордный прирост потребления (1,51 млн барр./сут.), падение добычи жидких углеводородов в США и у прочих производителей (1,3 млн барр./сут.) более чем перекрыли увеличение предложения со стороны ОПЕК и России. В результате избыток нефти сократился с 1,69 млн барр./сут. в 2015 г. до 0,53 млн барр./сут. в 2016 г.

Достижение договоренностей о сокращении добычи между ОПЕК и рядом стран-производителей (включая Россию) на первые 6 месяцев 2017 г. на 1,8 млн барр./сут. привело к росту цены Brent до 55 долл./барр. к концу 2016 г., хотя среднегодовое значение составило всего 44 долл./барр. по сравнению с 52 долл./барр. в 2015 г.

Если бы соглашение не было достигнуто (сценарий «Без соглашения»), то цена Brent в 2017 г. была бы на уровне 43 долл./барр., хотя избыток сократился бы до 0,15 млн барр./сут. Однако в 2018 г. за счет сильного роста потребления возник бы дефицит нефти в размере около 0,53 млн барр./сут., что привело бы к росту цен до 45 долл./барр.

При отказе от продления соглашения (сценарий «Соглашение 6 месяцев») среднегодовые цены на нефть будут на уровне 48-50 долл./барр. при дефиците на мировом рынке в размере 0,66 млн барр./сут. уже в 2017 г. Однако увеличение добычи ОПЕК и других участников соглашения со второй половины 2017 г. перекрывает рост потребления. В результате дефицит нефти сокращается в 2018 г. до 0,36 млн барр./сут.

Для решения задачи ускоренной балансировки нефтяного рынка и поддержания цен наиболее предпочтительным является продление соглашения. При реализации сценария «Соглашение 12 месяцев» уже в 2017 г. возникает дефицит в 1,35 млн

барр./сут., который приводит к росту цен на нефть марки Brent до 55 долл./барр. в 2017 г. и 57 долл./барр. в 2018 г.

Интересно, что в 2018 г. с точки зрения баланса наблюдается обратная картина: в сценарии «Соглашение 12 месяцев» мы имеем самый маленький дефицит мирового рынка – 0,3 млн барр./сут. против 0,36 млн барр./сут. в сценарии «Соглашение 6 месяцев» и 0,53 млн барр./сут. в сценарии «Без соглашения».

Это означает, что ручное управление предложением для балансировки рынка после сланцевой революции может иметь лишь краткосрочный эффект. Чем сильнее сокращается добыча нефти в странах-подписантах, тем быстрее растут цены и производство в США. Это приводит к ликвидации дефицита и сокращению рыночной доли ОПЕК и примкнувших к ней производителей. Вопрос о том, будет ли рынок сбалансирован при ценах на нефть выше 50 долл./барр. в среднесрочной перспективе, остается открытым.

ДОБЫЧА ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Добыча нефти и газового конденсата в России в 2016 г. достигла очередного рекорда в 547,5 млн т, что на 2,5% выше уровня 2015 г. Отчасти (в августе–октябре 2016 г.) рост производства был «подготовкой» российской нефтяной отрасли к соглашению с ОПЕК о сокращении добычи, также он обусловлен дополнительным днем високосного 2016 г. (+1,5 млн т) и увеличением производства конденсата (+1,5 млн т). Однако основной вклад дала «новая волна» гринфилдов (+17,5 млн т), которая более чем перекрыла падение добычи на зрелых месторождениях.

Большинство растущих гринфилдов попадает под льготы по НДС и экспортной пошлине. Льготуемый объем производства в 2016 г. увеличился до 197,9 млн т, составив 39,5% добычи нефти России без учета СРП. В денежном выражении размер государственной поддержки нефтедобычи превысил 400 млрд руб.

По чистой цене, определяемой как цена на нефть в базисе поставки за вычетом транспортных издержек, эффективных значений экспортной пошлины и НДС (с учетом льгот), регионы Урало-Поволжья обгоняют ХМАО примерно на 4 долл./барр. Лидерами являются субъекты Восточной Сибири и Дальнего Востока, имеющие возможность продавать нефть с азиатской премией, а также благоприятные условия по налогам и транспортным издержкам.

При этом уровень налоговой нагрузки по всем добывающим регионам остается очень высоким, поскольку месторождения в 50-ти долларовом мире получают в среднем около 15,5 долл./барр. чистой выручки, которая должна покрыть операционные затраты и оставлять средства для капитальных вложений.

Россия выполняет договоренности с ОПЕК о сокращении объемов добычи, даже немного опережая график, преимущественно за счет западносибирских активов компаний. Это связано с сезонностью, оптимизацией работы скважин и фонда на объектах, не имеющих налоговых льгот.

24 новых проекта имеют потенциал прироста добычи в 15,8 млн т в 2017 г. и 13,2 млн т в 2018 г. Продление соглашения вряд ли скажется на их добыче, поскольку компании меньше всего заинтересованы в потере льготированных объемов.

Основной эффект от сделки с ОПЕК придется на браунфилды. В сценарии «Соглашение 6 месяцев» наш прогноз на 2017 г. предполагает замедление темпов прироста нового эксплуатационного бурения в России до 3-5% в 2017 г. и 10% в 2018 г.

Отличие сценария «Соглашение 12 месяцев» связано с продлением эффекта от оптимизаций на действующем фонде скважин части активов на оставшуюся половину года, а также необходимостью сокращения бурения по сравнению с 2016 г. для достижения уровня в 546,5 млн т в 2017 г. (соответствует среднесуточной добыче 10,9 млн барр./сут).

«Соглашение 6 месяцев» предполагает возможность дальнейшего роста добычи до 554 млн т в 2017 г. и до 567 млн т в 2018 г., что на 4 млн т ниже расчетного потенциала добычи, который мог бы быть достигнут при отсутствии договоренностей с ОПЕК.

Эффект продления сделки еще на полгода (сценарий «Соглашение 12 месяцев») на браунфилды будет более существенным – «упущенная» добыча составит 11,8 млн т к варианту «Без соглашения» в 2017 г., а общий объем добычи жидких углеводородов снизится до 546,4 млн т. Сокращение темпов бурения и ввода новых скважин более чем на 7-8% относительно 2016 г. значительно скажется на уровне добычи 2018 г. Эффект может составить около 15 млн т по сравнению с теоретическим сценарием «Без соглашения», хотя добыча и подрастет до 556,7 млн т.

ДОХОДЫ БЮДЖЕТА И НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

В связи с падением цен на углеводородное сырье доля нефтегазовой отрасли в доходах консолидированного бюджета в 2015-2016 гг. заметно снизилась (с 32,6% в 2014 г. до 22,4% в 2016 г.).

Львиная доля увеличения доходов в результате роста нефтяных котировок достается государству. И от снижения цен на нефть бюджет страдает больше, чем отрасль, а финансовые показатели компаний изменяются менее значительно. В 2016 г. цена на нефть Urals упала до 41,7 долл./барр., нефтяные доходы бюджета снизились на 0,6 трлн руб. в то время, как EBITDA нефтяных компаний осталась неизменной.

Соглашения с ОПЕК выгодны государству, поскольку дополнительные доходы от роста нефтяных котировок значительно превышают потери бюджета от сокращения добычи, но для нефтяных компаний ситуация обратная – их финансовые показатели в результате сделки ухудшаются. Выигрыш бюджета от соглашений в 2017-2018 гг. суммарно составит 0,75 – 1,5 трлн руб., в то время как компании потеряют от 40 до 220 млрд руб. в зависимости от сценария.

Следует отметить, что несмотря на то что эффект от сокращения добычи нефти на отрасль отрицательный в обоих сценариях («Соглашение 6 месяцев» и «Соглашение 12 месяцев»), этот вариант гораздо лучше того, какой мог бы реализоваться при повышении налогов. Можно сказать, что государство нашло менее болезненный для отрасли вариант пополнения бюджета на ближайшие 2 года.

В качестве компенсации потерь от сокращения добычи нефти отрасль может попросить расширения эксперимента по НДС на обводненные месторождения и отказа от повышения НДС.

ВНЕШНИЕ УСЛОВИЯ

ВОЗРОЖДЕНИЕ ОПЕК, РОСТ ЦЕН И СТАБИЛИЗАЦИЯ СЛАНЦЕВОЙ ДОБЫЧИ В 2016 Г.

ОПЕК ОПРОВЕРГАЕТ СКЕПТИКОВ: КАРТЕЛЬ СКОРЕЕ ЖИВ

По итогам 2016 г. наиболее существенный вклад в рост мировой добычи нефти внесли три государства, входящие в ОПЕК (Иран, Ирак и Саудовская Аравия), а также Россия. Начиная с июля 2015 г., когда были достигнуты окончательные договоренности по ядерной программе, что явилось основанием для снятия международных санкций, в том числе на закупки иранской нефти, правительство Ирана заявляло о планах по увеличению добычи сырой нефти до 4 млн барр./сут. в 2016 г. Однако сложности в привлечении зарубежных инвестиций и отсутствие необходимых технологий позволили стране в 2016 г. довести объемы производства лишь до 3,5 млн барр./сут. В годовом исчислении прирост добычи ЖУВ составил почти вдвое ниже заявленного – 0,69 млн барр./сут. вместо 1,2 млн барр./сут. (Рисунок 5).

Ирак в 2016 г. также продемонстрировал положительную динамику производства сырой нефти, несмотря на военные действия в стране и сокращение государственного финансирования в области разведки и добычи. Другой проблемой стала задолженность подрядчикам по государственным контрактам в Курдистане¹. Тем не менее, по итогам 2016 г. страна увеличила суточную добычу ЖУВ на 0,44 млн барр./сут. до 4,6 млн барр./сут.

30 ноября 2016 г. после ряда неудачных попыток ОПЕК² смогла договориться о сокращении своей добычи на 1,2 млн барр./сут. с уровня октября 2016 г.³ Кроме того, 11 не входящих в ОПЕК стран⁴ 10 декабря согласовали снижение производства нефти суммарно на 0,6 млн барр./сут., в том числе Россия – на 0,3 млн барр./сут. Соглашение заключено на первое полугодие 2017 г., при этом в его тексте предусмотрена возможность продления. Решение о его дальнейшей судьбе будет принято 25 мая 2017 г.

В целях отслеживания выполнения обязательств по скоординированному сокращению добычи нефти был создан Министерский мониторинговый комитет стран ОПЕК и не входящих в Организацию государств, который собирается раз в два месяца. Также в январе 2017 г. был сформирован работающий на ежемесячной основе технический комитет, формирующий отчеты по исполнению соглашения.

¹ Angelina Rascoquet, *Iraqi Kurdistan's Payments to Oil Drillers Fall Behind Again*, Bloomberg, 22 сентября 2016 г.

² Обязательства по сокращению добычи затронули 11 государств ОПЕК: Алжир, Анголу, Эквадор, Габон, Иран, Ирак, Кувейт, Катар, Саудовскую Аравию, ОАЭ, Венесуэлу.

³ За исключением Анголы, которая должна будет снижать добычу относительно уровня сентября 2016 г.

⁴ Азербайджан, Бахрейн, Бруней, Экваториальная Гвинея, Казахстан, Малайзия, Мексика, Оман, Россия, Судан и Южный Судан.

По данным Минэнерго РФ, мониторинг сокращения добычи нефти по странам не-ОПЕК проводится, в первую очередь, на открытых данных международных агентств, при этом он сверяется с данными самих стран. Анализ статистики независимых источников ведется на базе Генерального Секретариата ОПЕК. Мониторинг исполнения сделки странами ОПЕК осуществляется по данным косвенных источников (secondary source), ежемесячно публикуемых Организацией (Таблица 1).

Таблица 1.

Целевые и фактические показатели добычи ОПЕК, млн барр./сут.

	Добыча окт. 2016	Цель	Целевое снижение	Фактическое снижение*	Исполнение
Алжир	1,09	1,04	-0,05	-0,04	71%
Ангола	1,75	1,67	-0,08	-0,12	149%
Эквадор	0,55	0,52	-0,03	-0,02	76%
Габон	0,20	0,19	-0,01	0,00	33%
Иран	3,98	3,89	-0,09	-0,18	199%
Ирак	4,56	4,35	-0,21	-0,13	63%
Кувейт	2,84	2,71	-0,13	-0,13	96%
Катар	0,65	0,62	-0,03	-0,04	130%
Саудовская Аравия	10,54	10,06	-0,49	-0,63	129%
ОАЭ	3,01	2,87	-0,14	-0,09	62%
Венесуэла	2,07	1,97	-0,10	-0,07	79%
11 стран ОПЕК	31,24	29,89	-1,34	-1,44	107%

* в среднем за I кв. 2017 г.

Источник: ОПЕК, VYGON Consulting

С точки зрения объемов сокращения наибольшие обязательства (более половины) легли на Саудовскую Аравию и Ирак. Несмотря на традиционное нарушение квот многими странами, за счет перевыполнения плана иранцами и саудовцами была обеспечена дисциплина ОПЕК в целом. К началу апреля Организация суммарно достигла 107% от зафиксированных в соглашении объемов снижения добычи.

Одной из задач сделки является сокращение мировых запасов нефти. Объем коммерческих запасов только в развитых странах по состоянию на 2016 г. побил исторические максимумы, составив 3 млрд барр. И это далеко не вся «невостребованная» нефть – если учитывать частные и правительственные резервы в развивающихся странах (прежде всего в Китае), находящуюся в танкерах нефть, то ее объемы, по данным Reuters, увеличатся примерно вдвое⁵.

17 марта 2017 г. министр энергетики Саудовской Аравии Халед аль-Фалех заявил, что, если запасы сохранятся выше средне-статистических пятилетних уровней, страны-члены ОПЕК и государства, не входящие в состав Организации, могут продлить соглашение по сокращению добычи нефти⁶.

СЛАНЦЕВАЯ НЕФТЬ ДОКАЗЫВАЕТ СВОЮ ЖИВУЧЕСТЬ

Отложенный эффект непринятых инвестиционных решений по бурению в период падения цен на нефть с середины 2014 г. в итоге проявился в США, Мексике и некоторых странах ОПЕК⁷, которые в целом по 2016 г. суммарно сократили производство ЖУВ на 1 млн барр./сут.

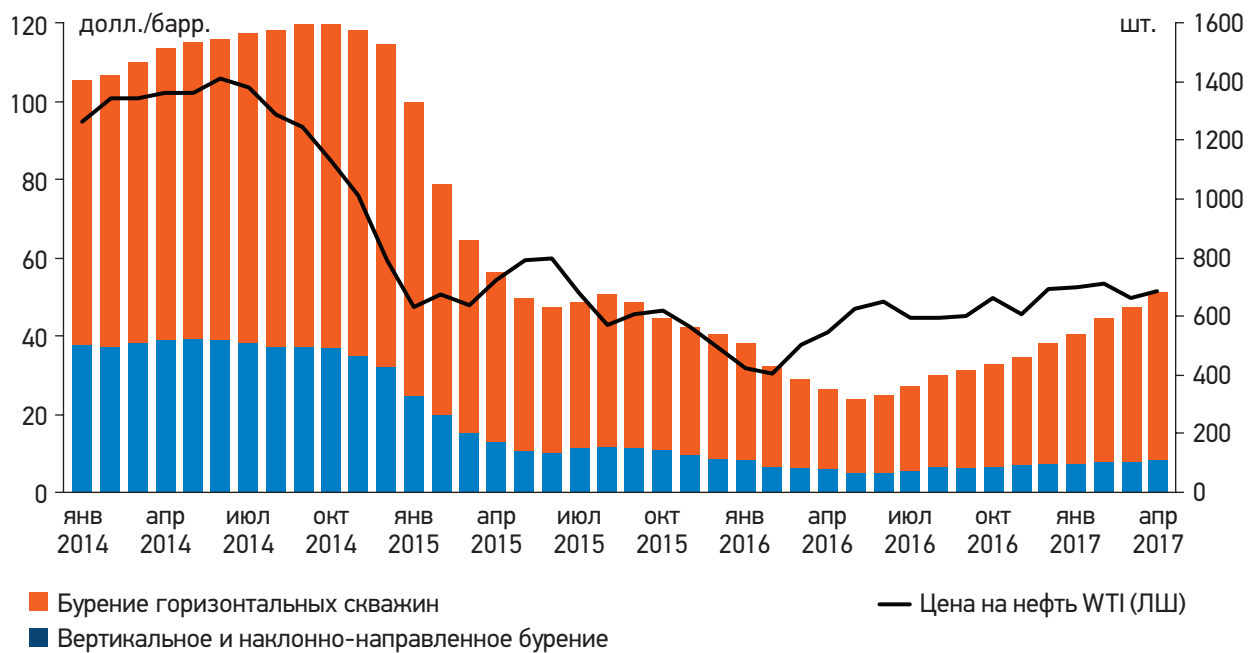
Добыча нефти в США продемонстрировала высокую эластичность по цене. С середины 2016 г. в стране происходит увеличение числа работающих буровых установок, их динамика фактически повторяет траекторию нефтяных цен с лагом в 3 месяца (Рисунок 1).

5 J.Kemp, *Should we worry as oil stocks hit 3 billion barrels?* – Reuters, 20 ноября 2015 г.

6 Интервью министра энергетики Саудовской Аравии Bloomberg TV, 17 марта 2017 г.

7 Нигерия, Венесуэла, Ливия, Алжир, Габон.

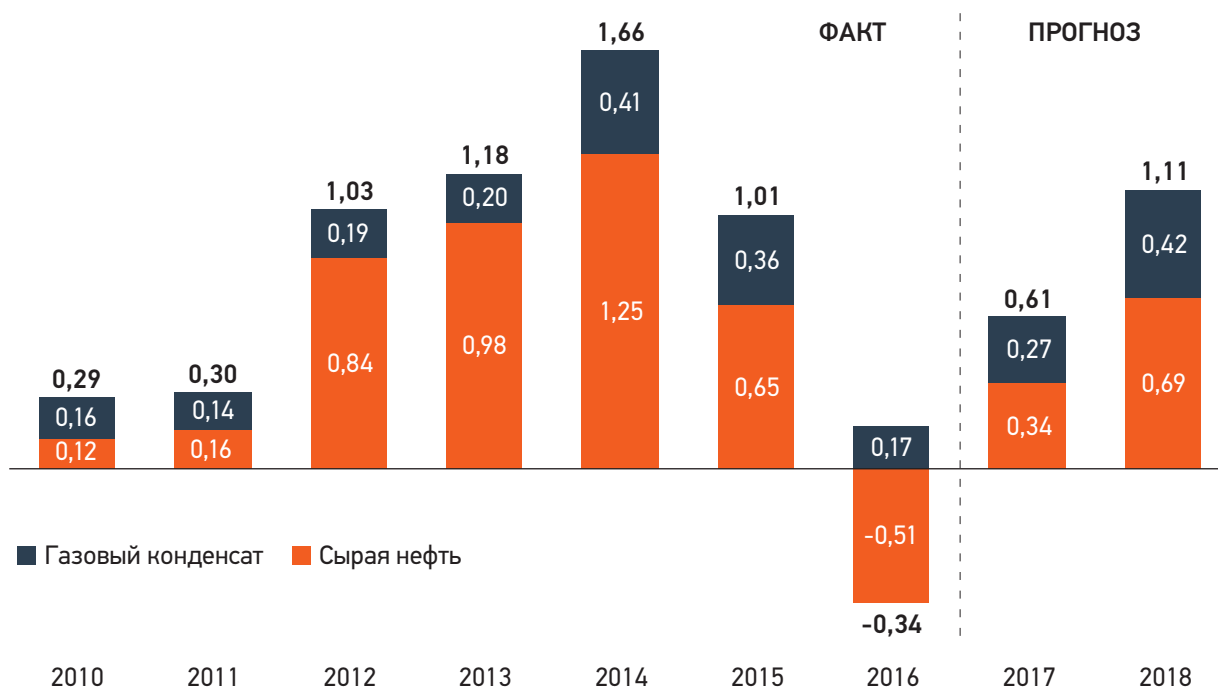
Рис. 1. Динамика количества активных буровых установок по типам скважин и цен на нефть



Источник: Baker Hughes, EIA, VYGON Consulting

Увеличение объемов бурения привело к росту добычи ЖУВ в США с февраля 2017 г. Агентство энергетической информации (АЭИ) ожидает дальнейшего увеличения объемов производства на 1,03 млн барр./сут. сырой нефти и 0,69 млн барр./сут. газового конденсата в 2017-18 гг., в том числе по причине роста цен на нефть марки Brent до 57 долл./барр. в 2018 г.

Рис. 2. Динамика и краткосрочный прогноз прироста добычи жидких углеводородов в США*, млн барр./сут.

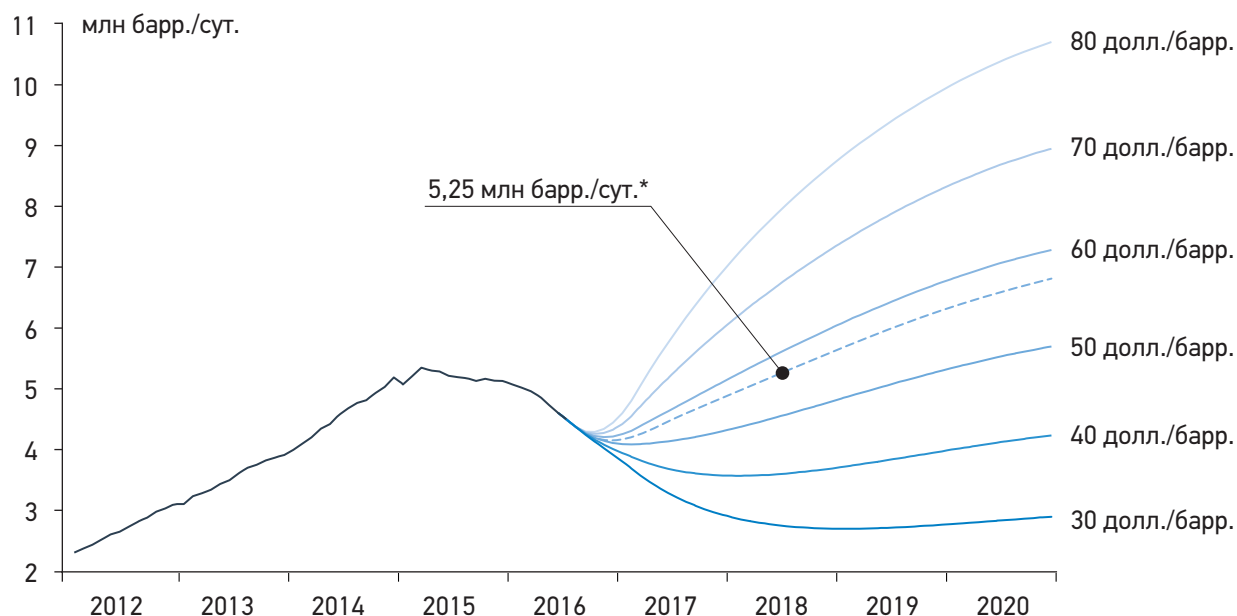


* предпосылки EIA по ценам на нефть – 55 долл./барр. в 2017 г. и 57 долл./барр. в 2018 г.

Источник: EIA, VYGON Consulting

Если взять чувствительность добычи нефти плотных пород в США к ценам на нефть (Рисунок 3), то в ценовых прогнозах АЭИ⁸ в 55 и 57 долл./барр. в 2017 и 2018 гг. (соответствует нашему базовому сценарию, подробнее см. ниже), перспективный объем прироста добычи сланцевой нефти за 2 года составит 0,7 млн барр./сут., что на 30% ниже оценки АЭИ.

Рис. 3. Чувствительность добычи сланцевой нефти США к ценам на нефть



* при цене на нефть 57 долл./барр. в 2018 г. по сценарию EIA

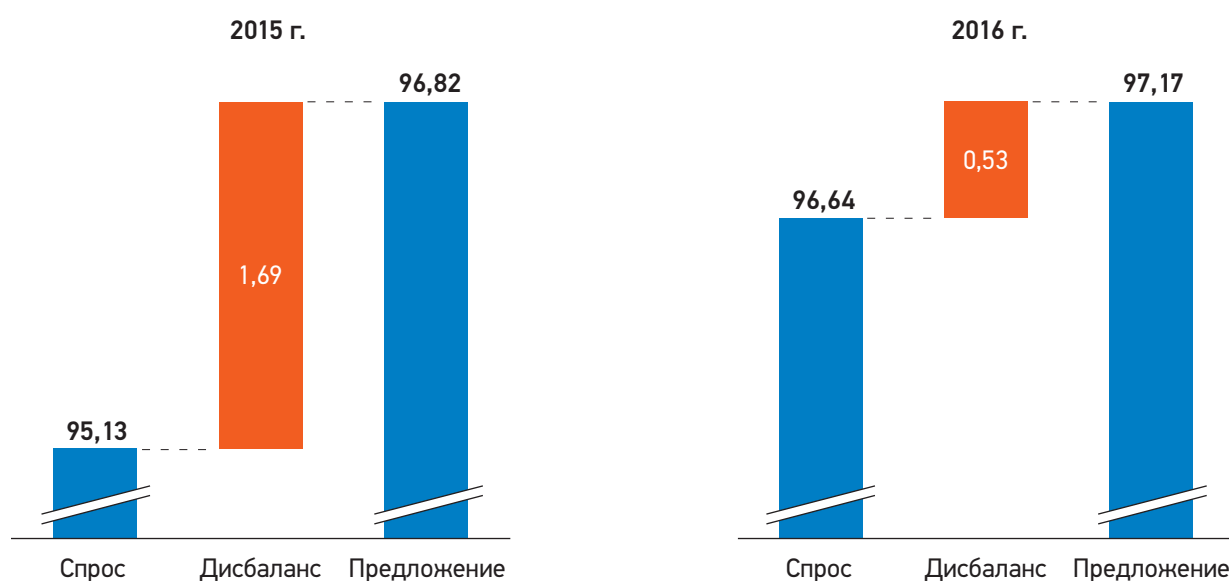
Источник: Mark Lasky, Congressional Budget Office, «The Outlook for U.S. Production of Shale Oil», май 2016 г.

В любом случае, сокращение добычи сланцевой нефти после падения цен оказалось ниже, чем ожидалось, а ее восстановление происходит достаточно быстро. Вынужденная оптимизация процесса бурения и заканчивания привела к существенному снижению издержек, повышению производственной и операционной эффективности. Следствием этого стало снижение порогового уровня цены на нефть, при которой происходит стабилизация добычи: если в 2015 г. он оценивался в 55-60 долл./барр., то сегодня это 40-45 долл./барр.

БАЛАНС НЕФТИ

Мировой рынок нефти начал постепенно приближаться к балансу: если среднегодовой избыток предложения в 2015 г. составлял 1,69 млн барр./сут., то в 2016 г. он снизился до 0,53 млн барр./сут. (Рисунок 4).

Рис. 4. Баланс спроса-предложения жидких углеводородов в мире в 2015-16 гг., млн барр./сут.



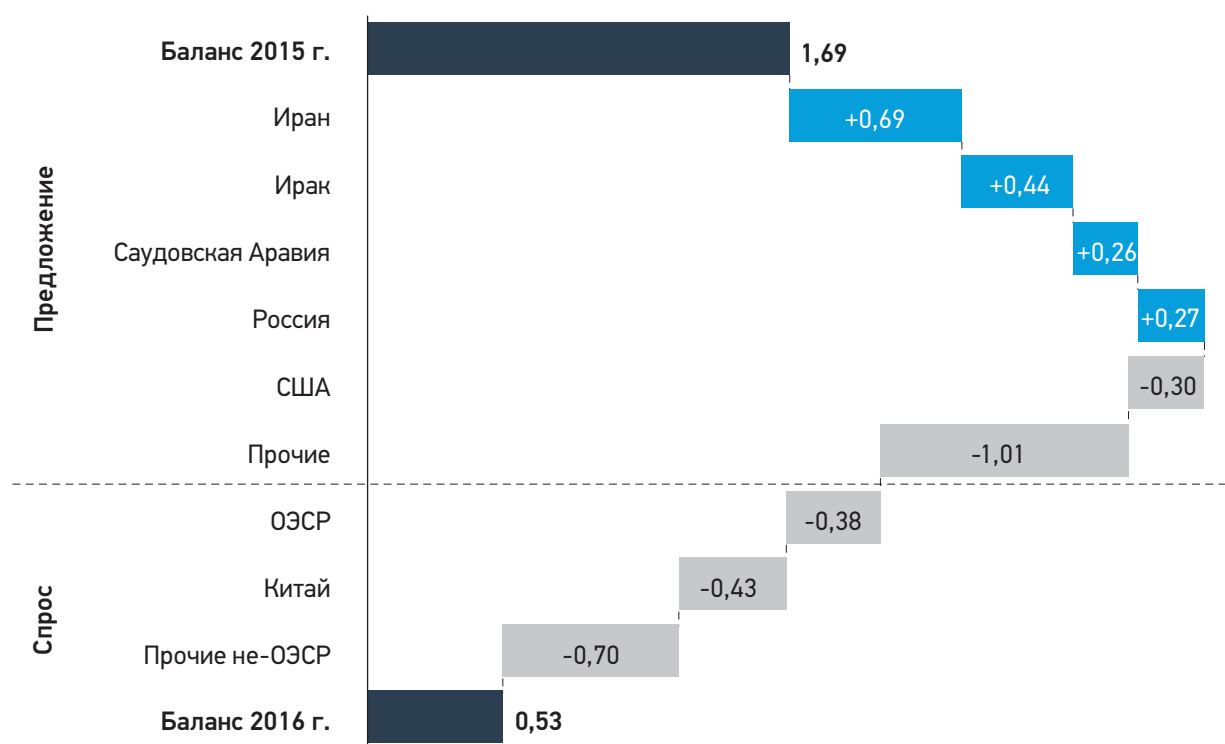
Источник: EIA, VYGON Consulting

Во многом это произошло благодаря глобальному спросу - с началом эпохи низких цен он ежегодно растет на 1,5 млн барр./сут. (в 2015-2016 гг. и прогнозируется в 2017 г.), что выше соответствующих значений предыдущих четырех лет высоких цен на 0,4 млн барр./сут.

Наблюдаемый сегодня самый низкий за последние 25 лет темп роста ВВП Китая отразился в снижении прироста спроса на жидкие углеводороды (+0,43 млн барр./сут. в 2016/15 гг. по сравнению с +0,52 млн барр./сут. в 2015/14 гг.). В то же время прочие развивающиеся страны за год нарастили потребление ЖУВ на 0,7 млн барр./сут. в 2016 г. (что в два раза выше прироста в 2015 г. по сравнению с 2014 г.), компенсировав замедление темпов роста спроса на нефть государств ОЭСР.

На фоне рекордно низких цен на нефть прошлого года (44 долл. за баррель нефти марки Brent) рост потребления нефтепродуктов в Европе и США продолжился. В итоге, спрос на нефть в развитых странах вырос на 0,38 млн барр./сут. в 2016 г., а его вклад в изменение глобального потребления ЖУВ составил 25%.

Рис. 5. Факторы изменения мирового баланса жидких углеводородов в 2016 г. относительно 2015 г., млн барр./сут.



Источник: EIA, VYGON Consulting

**СЦЕНАРИИ МИРОВОГО
БАЛАНСА И ЦЕН НА
НЕФТЬ В 2017-2018 ГГ.**

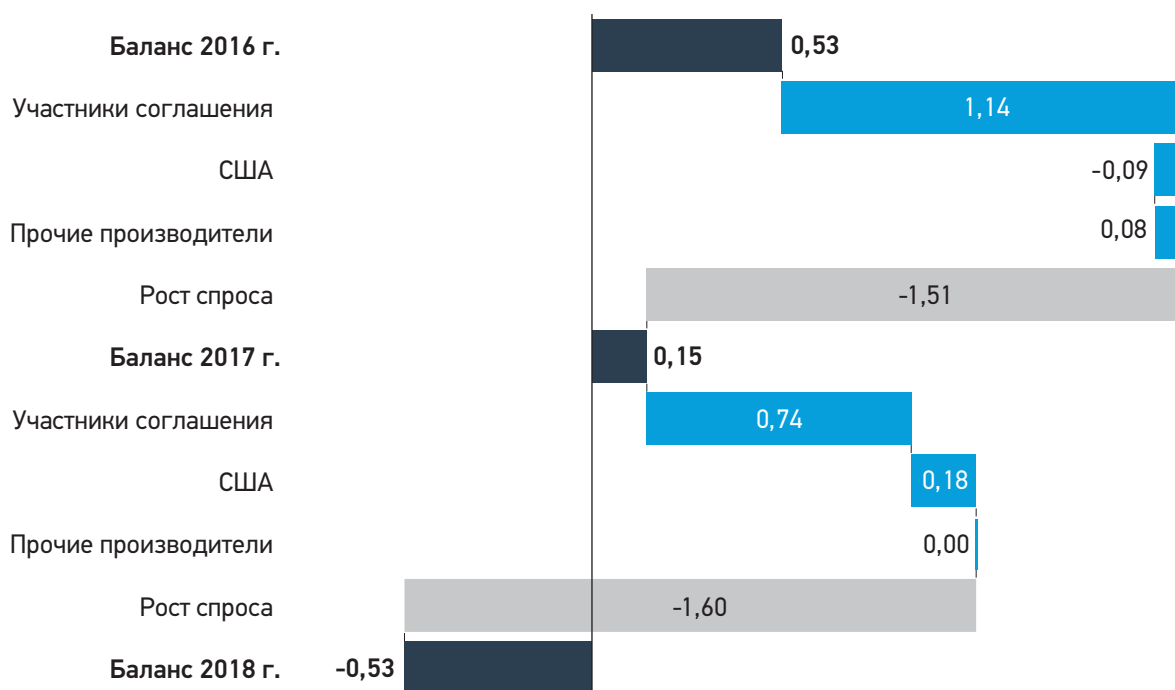
В дальнейшем при анализе мирового баланса и цен на нефть, а также производственных и финансовых показателей российской нефтяной отрасли и доходов российского бюджета мы будем рассматривать 3 сценария соглашений о сокращении объемов добычи нефти:

- **«Без соглашения»:** виртуальный сценарий, в котором по итогам 2016 г. не заключается никаких соглашений;
- **«Соглашение 6 месяцев»:** реализованный сценарий, предусматривающий непродление нефтяной сделки производителей после июня 2017 г.;
- **«Соглашение 12 месяцев»:** ожидаемый сценарий, означающий фиксацию достигнутых в рамках первого полугодия объемов добычи нефти до конца 2017 г. На дату выпуска Исследования предполагается продление соглашения, поэтому сценарий выбран в качестве базового.

СЦЕНАРИЙ «БЕЗ СОГЛАШЕНИЯ»

В данном сценарии (Рисунок 6) баланс на нефтяном рынке в 2017 г. не достигается, хотя избыток жидких углеводородов снижается до 0,15 млн барр./сут. или почти на 0,4 млн барр./сут. по сравнению с 2016 г.

Рис. 6. Факторы изменения мирового баланса ЖУВ в 2017-18 гг. в сценарии «Без соглашения», млн барр./сут.



Источник: EIA, VYGON Consulting

Данный сценарий мог бы реализоваться в следующих условиях.

К 2017 г. все участники соглашения – ОПЕК, Россия и прочие подписанты – суммарно наращивают добычу на 1,14 млн барр./сут. относительно 2016 г., при этом страны-члены ОПЕК вносят наибольший вклад – 75%. Высокие приросты добычи картеля нашли свое отражение в прогнозах АЭИ от середины 2016 г., когда Агентство не учитывало возможность имплементации соглашения. В результате, сырая нефть ОПЕК обеспечит чуть более половины прироста добычи ЖУВ картеля.

В отсутствии договоренностей о сокращении производства предполагается, что цена на нефть марки Brent снизится до 43 долл./барр. в 2017 г. Однако в связи с тем, что американские производители сланцевой нефти смогли существенно снизить

издержки, их добыча упадет всего на 0,09 млн барр./сут. в 2017 г. по сравнению с 0,3 млн барр./сут. в 2016 г.

Производство ЖУВ прочими странами не столь чувствительно к корректировкам сценарных условий и практически не меняется в 2017-2018 гг.

Рост мирового спроса ЖУВ, согласно прогнозу АЭИ, в условиях более низких цен оценивался на уровне 1,51 млн барр./сут. в 2017 г. и 1,6 млн барр./сут. в 2018 г. Такой существенный прирост в 2017 г. перекроет соответствующее изменение добычи, в результате чего глобальный избыток нефти снизится до 0,15 млн барр./сут. в 2017 г. При этом само потребление, имея низкую эластичность по цене в краткосрочной перспективе, не зависит от сценарных параметров.

Замедление среднегодовых темпов роста добычи участников соглашения до 0,74 млн барр./сут. к 2018 г. связано с одновременным влиянием нескольких факторов: ослаблением роста добычи газового конденсата со стороны ОПЕК и падением производства прочих участников соглашения, кроме России (подробнее про Россию см. раздел «Добыча жидких углеводородов»).

Вместе с увеличением прироста мирового потребления до рекордных 1,6 млн барр./сут. в 2017-18 гг. мировой нефтяной баланс сможет стать дефицитным уже по результатам 2018 г. (-0,53 млн барр./сут.).

Балансировка рынка и появление дефицита должны привести к росту цены на нефть до 45 долл./барр. в 2018 г.

СЦЕНАРИЙ «СОГЛАШЕНИЕ 6 МЕСЯЦЕВ»

Первые месяцы 2017 г. опираются на фактические данные по добыче ЖУВ, при этом объектом регулирования в рамках договоренностей считается только сырая нефть. При прогнозе изменения добычи за год надо учесть, что в преддверии подписания соглашения его участники существенно ее нарастили, поэтому целевой уровень – октябрь 2016 г. – был для них выше среднегодового показателя 2016 г. По истечении срока действия соглашения ОПЕК имеет техническую возможность в достаточно короткие сроки (2-3 месяца) нарастить добычу, задействовав свободные мощности.

Поэтому только за второе полугодие 2017 г. производство сырой нефти ОПЕК вырастет на 1,03 млн барр./сут. в среднем по сравнению с первым полугодием, достигнув уровня добычи, предусмотренного в сценарии «Без соглашения». Как следствие, снижение добычи сырой нефти картелем в 2017 г. в данном сценарии будет несущественным, всего 0,2 млн барр./сут. Оно будет более чем компенсировано увеличением производства газового конденсата (+0,4 млн барр./сут.), в результате чего добыча ЖУВ странами ОПЕК в 2017 г. составит 39,2 млн барр./сут.

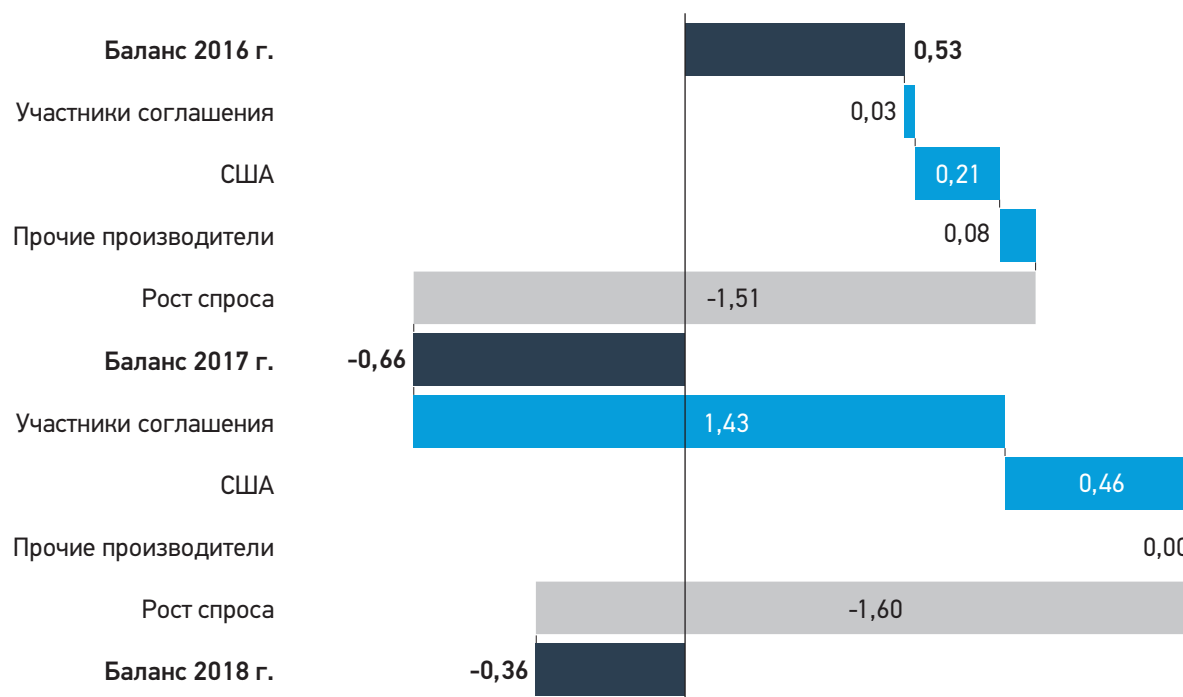
Прочие подписанты (кроме России) по истечении срока действия договоренностей не смогут вернуться к прежним уровням добычи и за 2017 г. потеряют 0,3 млн барр./сут. В результате вместо казалось бы ожидаемого снижения объемов производства ЖУВ в 2017 г. относительно 2016 г., участники соглашения продемонстрируют небольшой рост (+0,03 млн барр./сут.).

Примечательно, что добыча нефти в США в случае непродления соглашения и соответственно снижения цен на нефть во второй половине 2017 г. не упадет. Это связано с тем, что в ноябре-декабре 2016 г. американские производители начали наращивать объемы хеджирования. Согласно оценкам Wood Mackenzie⁹, более 30 крупнейших добывающих компаний США, в основном работающих на сланцах, в IV квартале 2016 г. увеличили объемы хеджирования на треть, или на 0,65 млн барр./сут. При этом росла и средняя цена хеджирования: с 50 долл./барр. в III кв. до 55 долл./барр. в IV кв. 2016 г. Большинство этих контрактов действует до конца 2017 г., поэтому США увеличит производство ЖУВ на 0,21 млн барр./сут.

Из-за сохранения высокого уровня прироста потребления, даже при отказе от продления соглашения о сокращении добычи с июля 2017 г., по его итогам на мировом рынке нефти будет сформирован дефицит в размере 0,66 млн барр./сут. В результате среднегодовая цена может вырасти до 48 долл./барр. в 2017 г. (+4 долл./барр. к 2016 г.).

⁹ WoodMac: Surge in oil hedging could worsen US supply glut, Oil&Gas Journal, март 2017 г.

Рис. 7. Факторы изменения мирового баланса ЖУВ в 2017-18 гг. в сценарии «Соглашение 6 месяцев», млн барр./сут.



Источник: EIA, VYGON Consulting

На 2018 г. мы прогнозируем снижение глобального дефицита ЖУВ примерно вдвое (дисбаланс -0,36 млн барр./сут.), что будет происходить под действием двух факторов:

- во-первых, в 2017-18 гг. прирост добычи нефти участниками соглашениякратно увеличится, что связано с эффектом низкой базы 2017 г., при этом вклад ОПЕК составит более 80%.
- во-вторых, более благоприятные ценовые условия (+2 долл./барр. в 2017/18 гг.) повысят экономическую целесообразность добычи сланцевой нефти США, которая вырастет на 0,46 млн барр./сут. в 2018 г.

СЦЕНАРИЙ «СОГЛАШЕНИЕ 12 МЕСЯЦЕВ»

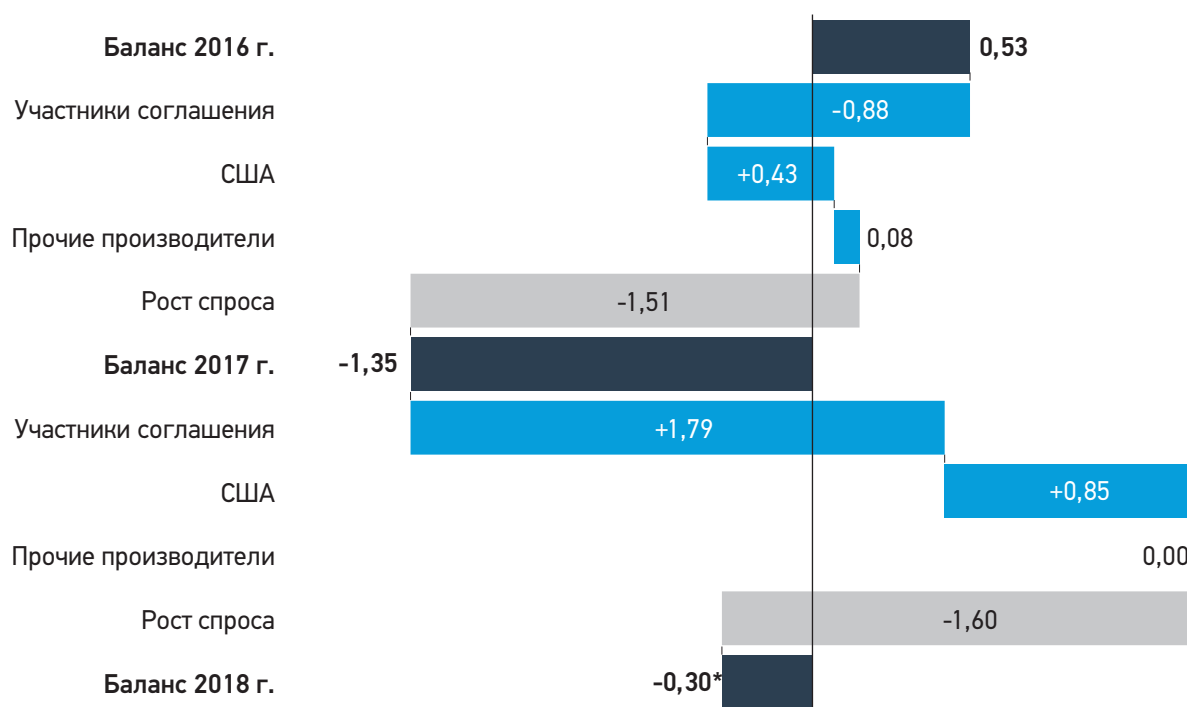
В случае продления сделки (сценарий «Соглашение 12 месяцев») его участники будут вынуждены сократить совокупный объем добычи ЖУВ в 2017 г. на 0,88 млн барр./сут. в сравнении со средним уровнем 2016 г. Около половины выбывших с рынка объемов будет приходиться на ОПЕК, оставшаяся часть на прочих подписантов (кроме России). Отметим, что падение добычи сырой нефти этих стран будет выше примерно на треть, а размер ее сокращения относительно референсного уровня октября 2016 г. должен будет составить около 1,9 млн барр./сут.

Для целей прогнозирования изменения производства нефти в 2017-18 гг. в странах-подписантах ОПЕК фиксировались их фактические объемы добычи до апреля 2017 г. включительно (по данным АЗИ – STEO, май 2017 г.), далее до конца года устанавливались целевые объемы добычи на базе уже утвержденных показателей ее снижения. Добыча стран ОПЕК, не принимающих участие в соглашении (Ливия и Нигерия) будет также снижаться исходя из исторической динамики (-0,12 млн барр./сут. в 2017 г.). В результате, падение добычи сырой нефти картеля с 2016 г. по 2017 г. составит 0,8 млн барр./сут., хотя рост производства газового конденсата будет компенсировать около половины ее снижения.

По истечении срока действия соглашения в конце 2017 г. мы предполагаем, что ОПЕК, начав стремительно терять свою долю на рынке, будет быстро вводить производственные мощности и за первые 3 месяца 2018 г. достигнет прироста сырой нефти в 1,77 млн барр./сут. относительно декабря 2017 г. Таким образом, среднегодовой прирост ЖУВ по всем членам Организации составит 1,7 млн барр./сут. в 2018 г.

Прочие подписанты (кроме России) по результатам исполнения годового соглашения будут технически не в состоянии поднять средний уровень добычи в 2018 г. – напротив, произойдет небольшое падение исходя из общего негативного тренда в производстве нефти (к примеру, такими странами как Мексика, Малайзия, Азербайджан) – на 0,11 млн барр./сут.

Рис. 8. Факторы изменения мирового баланса ЖУВ в 2017-18 гг. в сценарии «Соглашение 12 месяцев», млн барр./сут.



* присутствует погрешность округления

Источник: EIA, VYGON Consulting

Предполагаемый в этом сценарии рост цен на нефть (до 55 долл./барр. в 2017 г. и 57 долл./барр. в 2018 г.) позволит США также в достаточно короткие сроки нарастить объемы бурения новых скважин и закачивания из фонда незавершенных скважин. В связи с этим, прирост добычи ЖУВ Америкой в 2017 г. составит 0,47 млн барр./сут. При этом увеличение цен в 2018 г. окажет более сильный эффект на производство (Рисунок 3), которое за соответствующий год вырастет дополнительно на 0,85 млн барр./сут.

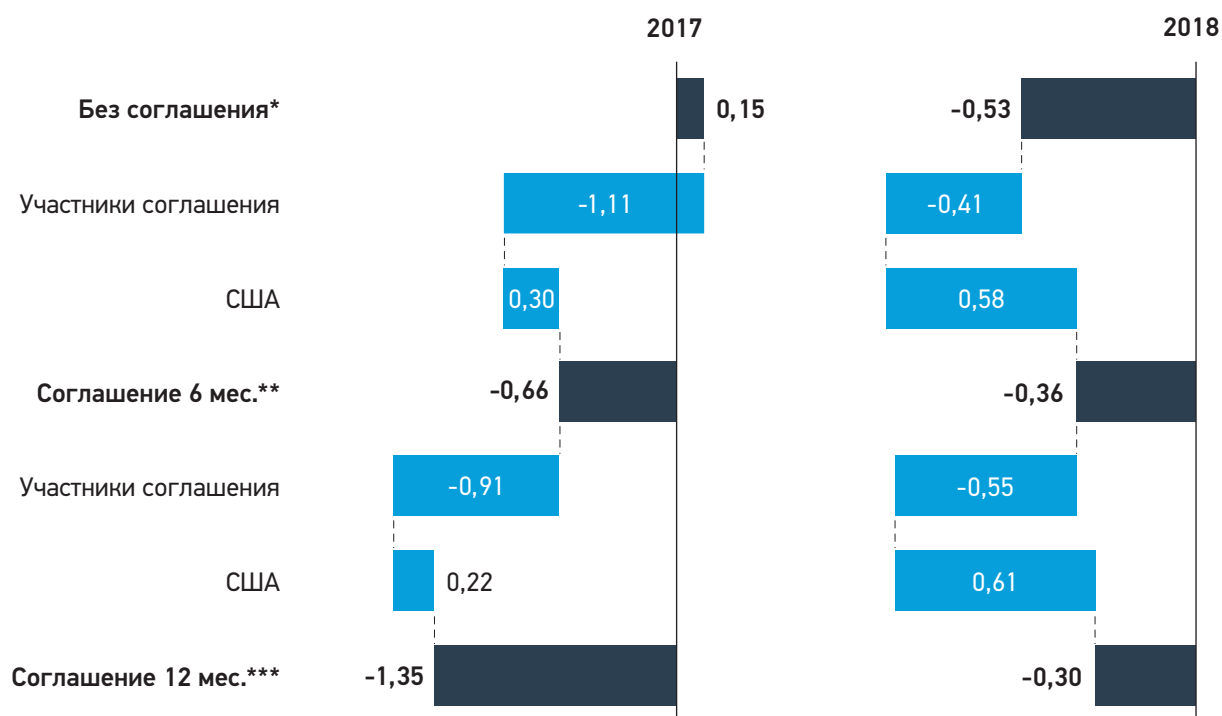
В этих условиях появление существенного дисбаланса мирового нефтяного рынка в пользу спроса (-1,35 млн барр./сут.) в 2017 г. будет недлительным, уже по итогам 2018 г. он сожмется до -0,3 млн барр./сут. в результате агрессивного наращивания добычи производителями, имеющими соответствующие возможности.

Для решения задачи ускоренной балансировки нефтяного рынка и роста цен на нефть наиболее предпочтительным является сценарий «Соглашение 12 месяцев» (Рисунок 9). В случае его

реализации в 2017. возникает дефицит в 1,35 млн барр./сут., который приводит к сокращению коммерческих запасов нефти и, соответственно, росту цен. Однако в 2018 г. наблюдается обратная картина: в сценарии «Соглашение 12 месяцев» мы имеем самый маленький дефицит мирового рынка - 0,3 млн барр./сут. против 0,53 млн барр./сут. в сценарии «Без соглашения» и 0,36 млн барр./сут. в «Соглашении 6 месяцев».

Это подтверждает мысль о том, что ручное управление предложением для балансировки рынка после сланцевой революции может иметь лишь краткосрочный эффект. Чем сильнее сокращается добыча в странах-подписантах, тем быстрее растут цены и добыча в США. Это приводит к ликвидации дефицита и последующему сокращению рыночной доли ОПЕК и примкнувших к ней производителей. Вопрос о том, останется ли рынок сбалансирован при ценах выше 50 долл./барр. в среднесрочной перспективе, остается открытым.

Рис. 9. Сравнение мировых балансов ЖУВ в разных сценариях добычи в 2017 и 2018 гг., млн барр./сут.



* цена на нефть 43 долл./барр. в 2017 г. и 45 долл./барр. в 2018 г.

** цена на нефть 48 долл./барр. в 2017 г. и 50 долл./барр. в 2018 г.

*** цена на нефть 55 долл./барр. в 2017 г. и 57 долл./барр. в 2018 г.

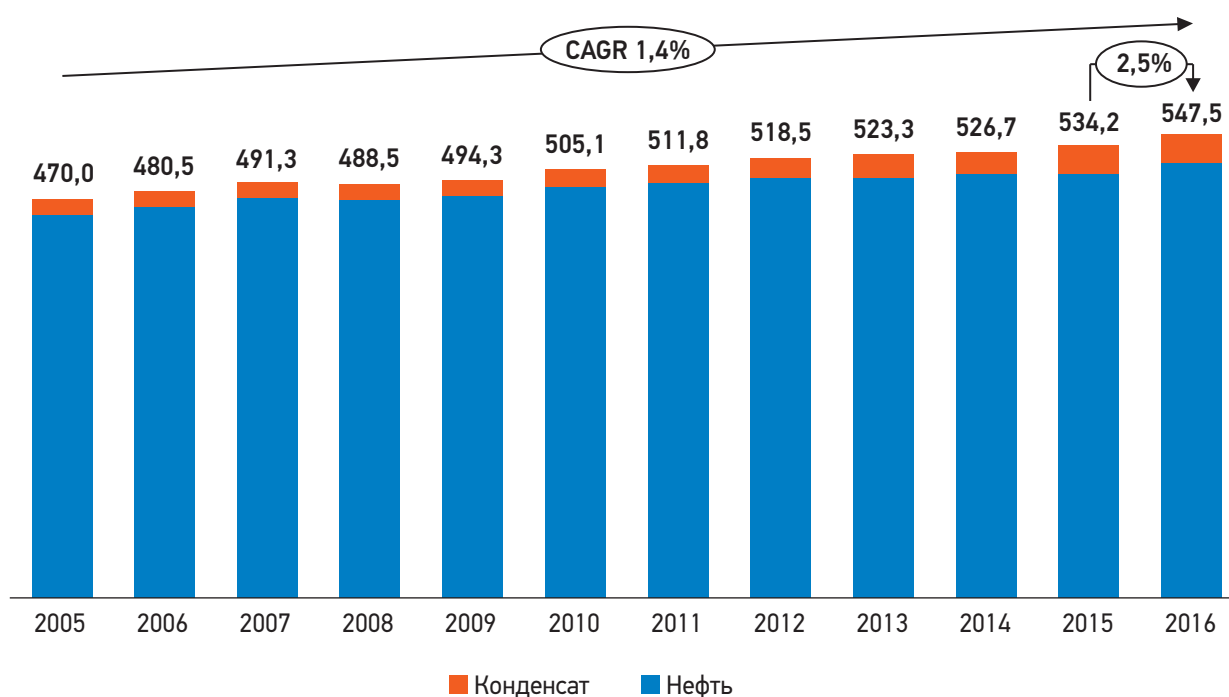
Источник: EIA, VYGON Consulting

ДОБЫЧА ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

ФАКТ 2016 Г.: ВЫШЕ ОПТИМИСТИЧНЫХ ОЖИДАНИЙ

Добыча нефти и газового конденсата в России в 2016 г. достигла очередного рекорда в 547,5 млн т, на 13,3 млн т выше уровня 2015 г. (Рисунок 10). Как мы прогнозировали ранее¹⁰, темп роста добычи оказался значительно выше среднего показателя за предыдущее десятилетие (+2,5% в 2016 г. к 2015 г.) из-за появления «новой волны» поддерживаемых налоговыми льготами гринфилдов, инвестиционные решения по которым были приняты в период высоких цен на нефть.

Рис. 10. Добыча жидких УВ в России, млн т

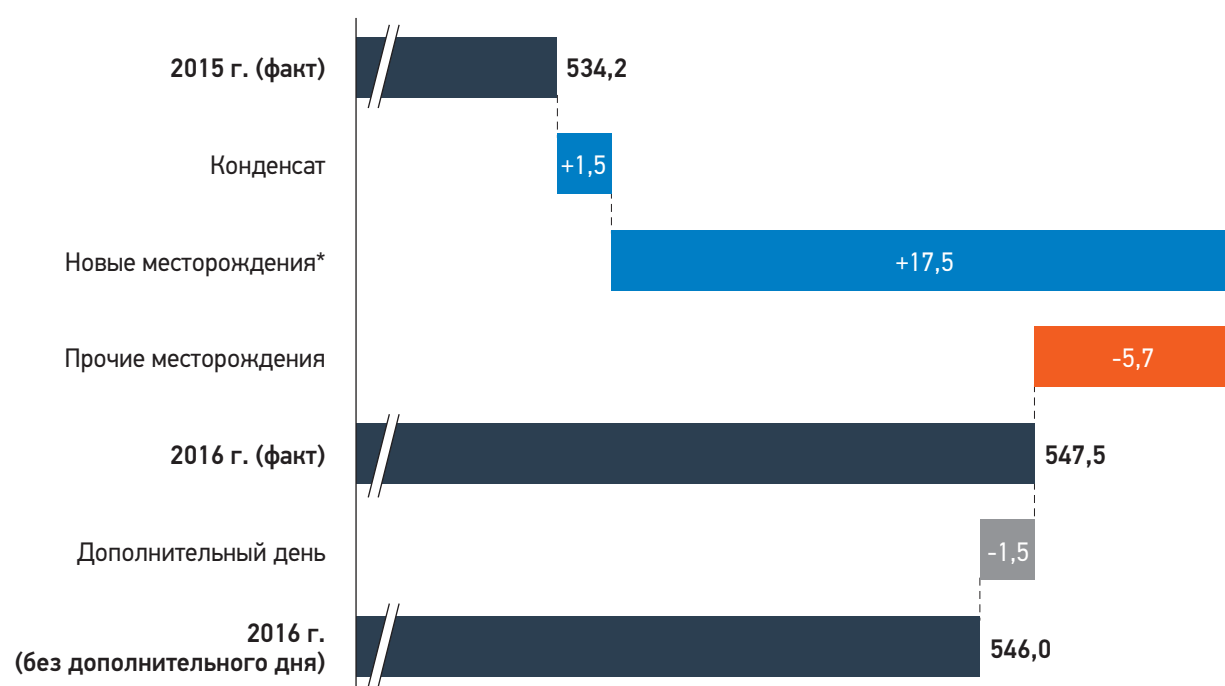


Источник: Минэнерго России, VYGON Consulting

Рост добычи в 2016 г. превысил самые оптимистичные ожидания за счет скачка производства в сентябре-октябре 2016 г., что явилось своеобразной «подготовкой» нефтяной отрасли к соглашению России с ОПЕК о сокращении добычи. Но обо всем по порядку...

¹⁰ Исследование VYGON Consulting «Нефтяная отрасль России: итоги 2015 г. и перспективы 2016-2017 гг.», май 2016 г.

Рис. 11. Факторы роста добычи жидких УВ в России в 2016 г., млн т



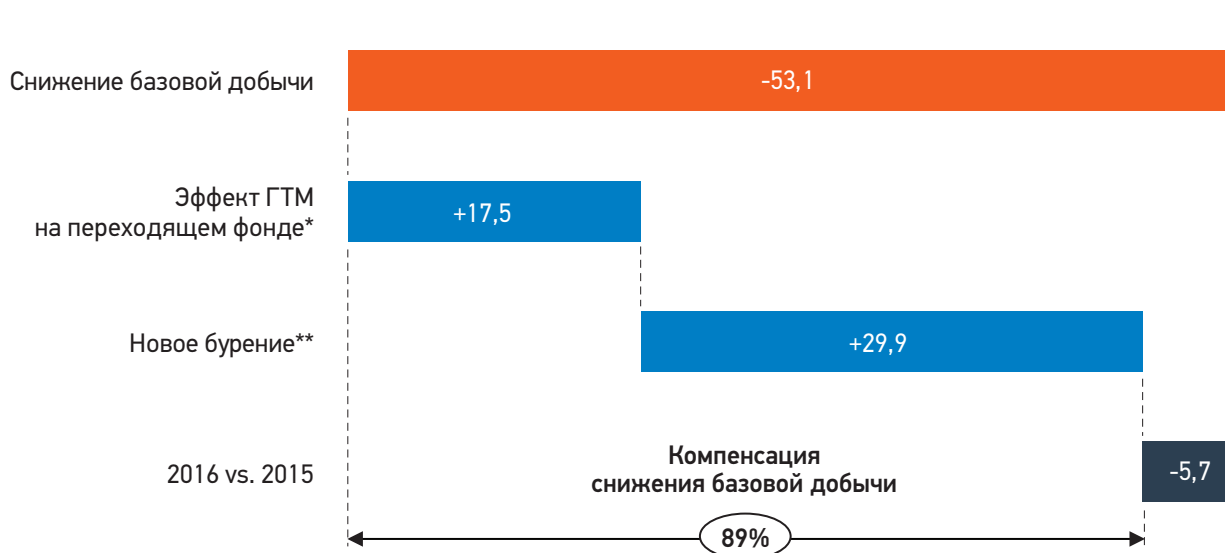
* крупнейшие «растущие» гринфилды (24 проекта)

Источник: Минэнерго России, VYGON Consulting

Добыча газового конденсата в 2016 г. увеличилась на 1,5 млн т по сравнению с 2015 г. В соответствии с нашими прошлогодними прогнозами выросла добыча на месторождениях Газпрома и на проекте Роспан (Роснефть), превзошла ожидания Северэнергия (Арктикгаз), достигнув добычи 7,8 млн т в 2016 г., что выше ранее анонсированного компанией пикового значения в 7 млн т.

Основной прирост добычи нефти в 2016 г. пришелся на крупнейшие нефтяные гринфилды (+17,5 млн т для 24 проектов). Дополнительный день високосного года «подарил» 1,5 млн т. Добыча прочих месторождений снизилась на 5,7 млн т в 2016 г. по сравнению с 2015 г., так как новое бурение и ГТМ на них покрывают менее 90% снижения базовой добычи действующего фонда скважин.

Рис. 12. Факторы изменения добычи «прочих» месторождений, млн т



* добыча от ГТМ, проведенных в 2016 г. на переходящем фонде скважин

** добыча из новых скважин, введенных в эксплуатацию в 2016 г. (средний коэффициент эксплуатации 48%), за исключением бурения на крупнейших растущих гринфилдах (17 проектов)

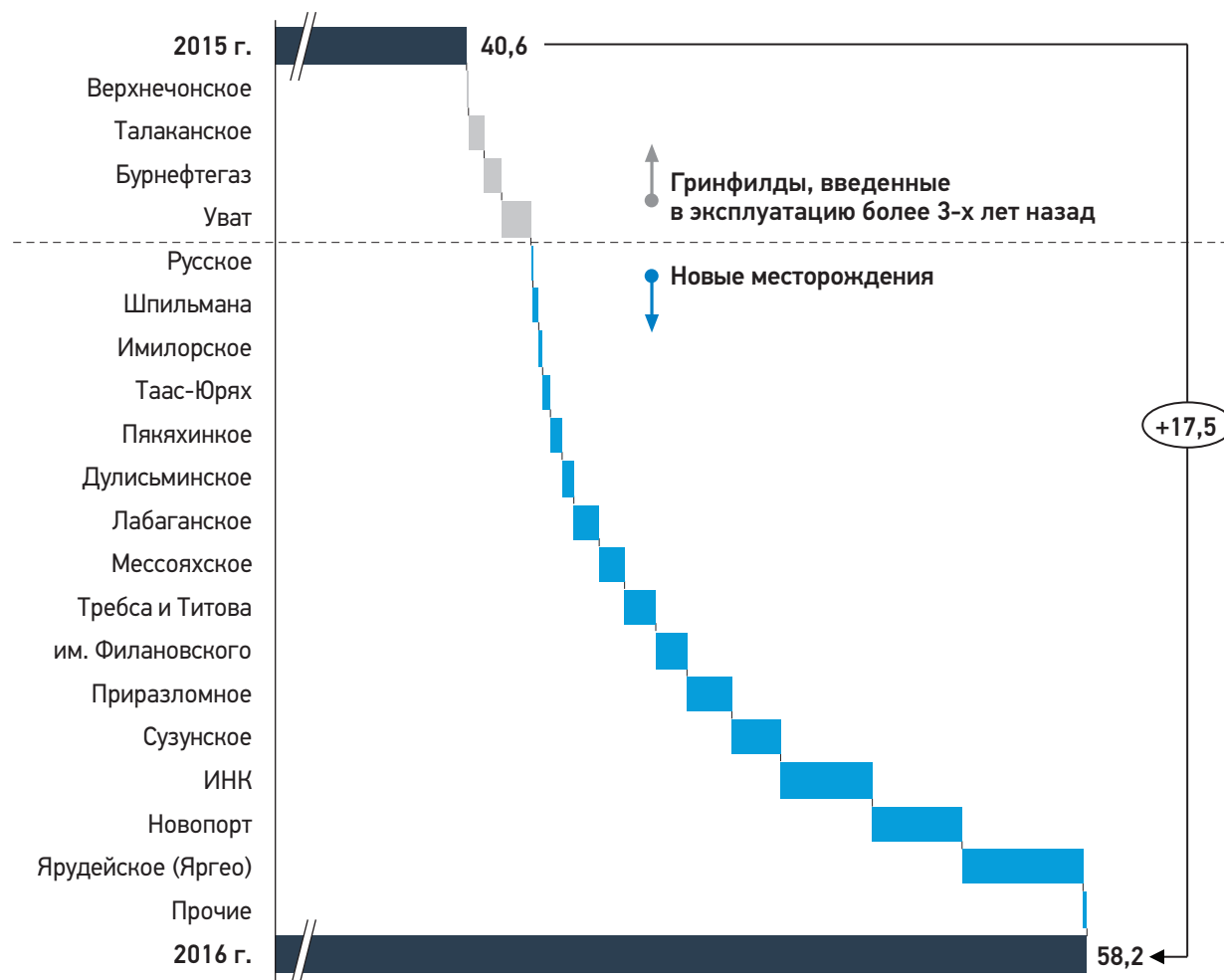
Источник: VYGON Consulting

«Старые» гринфилды, такие как Талаканское (Сургутнефтегаз), Уват и Верхнечонское (Роснефть) продолжают демонстрировать рост добычи за счет ввода в разработку месторождений-спутников. Ванкорское месторождение мы вывели из рассмотрения в качестве гринфилда, но снижение его добычи (на 1,3 млн т в 2016 г.) было компенсировано другим активом общего кластера – ввод в эксплуатацию Сузунского месторождения дал +1,4 млн т нефти в 2016 г.

Лидерами увеличения добычи нефти стали три проекта, на которые пришлось 54% общего прироста добычи крупнейших гринфилдов: Ярудейское месторождение (НОВАТЭК), активы Иркутской нефтяной компании (ИНК) и Новопортовское месторождение (Газпром нефть).

За счет ввода в разработку новых крупных месторождений наибольший прирост добычи нефти на уровне холдингов показали Газпром нефть, НОВАТЭК, ИНК и Башнефть.

Рис. 13. Прирост добычи нефти на крупнейших гринфилдах (24 проекта) в 2016 г. по сравнению с 2015 г., млн т

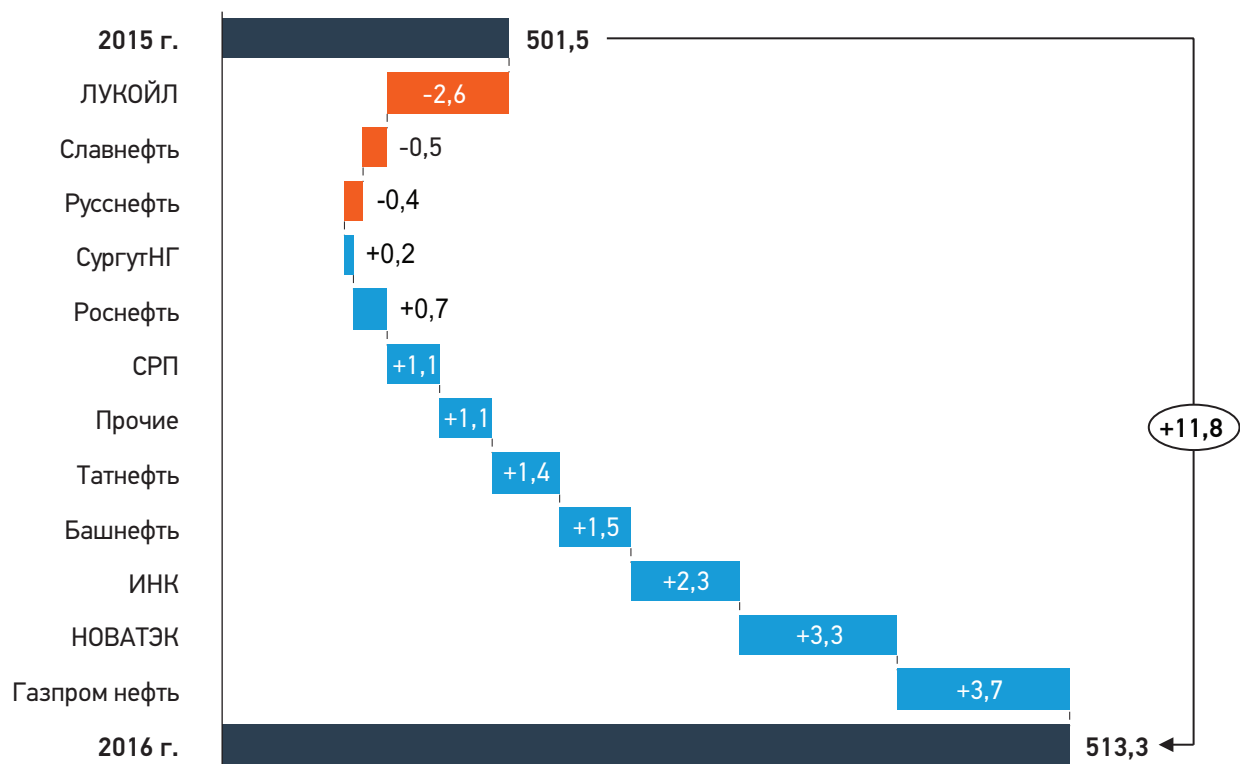


Источник: данные компаний, VYGON Consulting

ЛУКОЙЛ продемонстрировал самое значительное снижение добычи нефти (-2,6 млн т в 2016 г. по сравнению с 2015 г.), несмотря на запуск месторождения им. Филановского, что связано с уменьшением объема и эффективности бурения на истощенных и обводненных активах компании в Западной Сибири.

Месторождения Урало-Поволжья имеют более благоприятные операционные условия, по сравнению с западносибирскими соседями, за счет более высокого нетбэка от реализации нефти и меньшего налогового бремени (наличие налоговых льгот). Компании, основные активы которых находятся в Урало-Поволжье (в частности Татнефть), добились увеличения добычи нефти на браунфилдах, наращивая объемы бурения.

Рис. 14. Структура изменения добычи нефти по компаниям, млн т



Источник: Минэнерго России, VYGON Consulting

**ЭКОНОМИКА ДОБЫЧИ:
РЕГИОНАЛЬНЫЙ
БЕНЧМАРКИНГ**

ЛЬГОТЫ – КЛЮЧЕВОЙ ДРАЙВЕР РОСТА ДОБЫЧИ

Большинство растущих гринфилдов, обеспечивающих основной прирост добычи нефти в России в последние несколько лет, попадает под льготные категории по НДС и экспортной пошлине (ЭП). Исключениями являются гринфилды «традиционной» Западной Сибири (Салым, Уват, Имилорское и месторождение им. Шпильмана).

В результате введения льгот по НДС, льготированный объем добываемой нефти увеличился с 23,6 млн т в 2007 г. до 197,9 млн т

в 2016 г., составив 39,5% добычи нефти России без учета СРП (Рисунок 15). Наибольшая доля (~60%) в льготных категориях по объему добычи нефти приходится на выработанные месторождения.

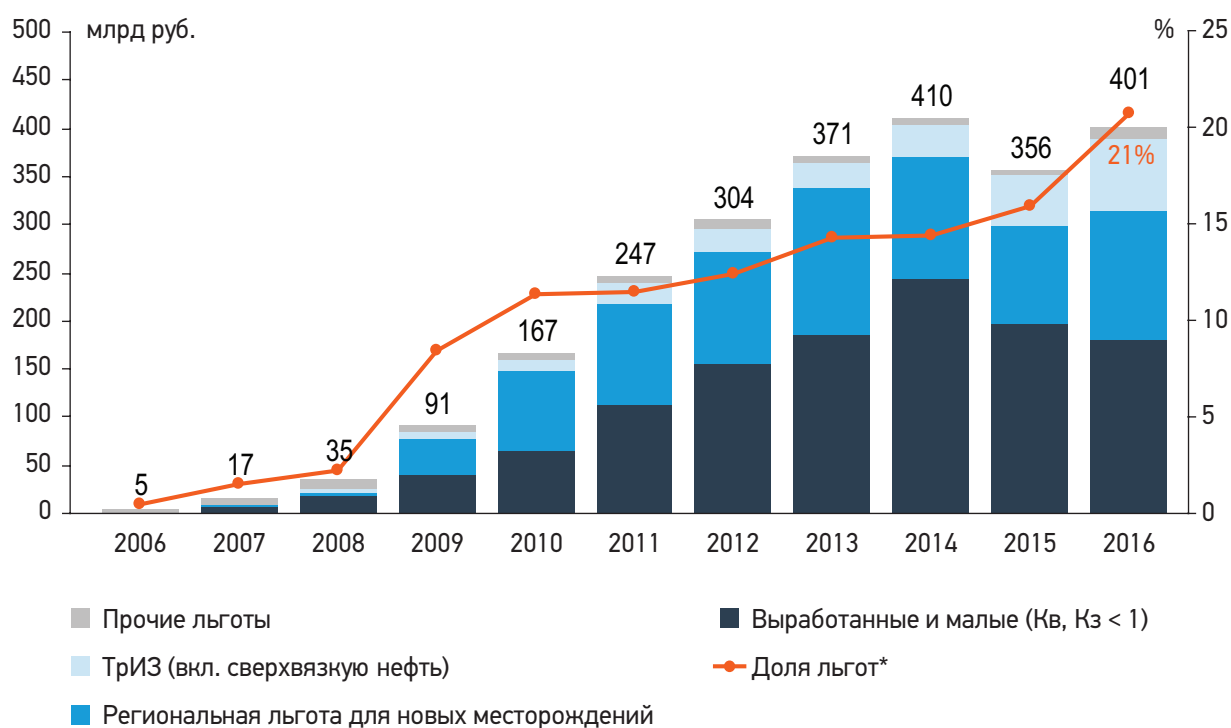
Рис. 15. Добыча нефти с разбивкой по льготным категориям по НДС и доля льготной добычи



Источник: ФНС России, VYGON Consulting

Несмотря на падение цен на нефть в 2016 г., объем льгот в денежном выражении превысил 400 млрд руб. (Рисунок 16). При этом доля льгот в общем объеме НДС по полной ставке выросла с 16% в 2015 г. до 21% в 2016 г. Безусловно, это явилось сильным стимулом к увеличению добычи на льготных категориях запасов, что во многом позволяет сегодня отрасли активно наращивать добычу нефти.

Рис. 16. Объем и доля льгот* по НДС



* доля льгот в общем объеме НДС по полной ставке. Для сопоставимости показателей доля льгот в 2015-2016 гг. рассчитывается по ставке НДС без учета «налогового маневра»

Источник: ФНС России, VYGON Consulting

РЕГИОНАЛЬНЫЙ БЕНЧМАРКИНГ

Крупнейшим макрорегионом добычи жидких углеводородов в России остается Западная Сибирь¹¹, доля которой в общей добыче в стране составляет около 60%. На втором месте находится Урало-Поволжье¹² – 24%.

В 2016 г. все макрорегионы продемонстрировали прирост добычи нефти, лидерами же стали Восточная Сибирь и Северо-Запад, увеличившие производство на 8,2% и 8,6% соответственно по сравнению с 2015 г. Впервые за последние 6 лет Западная Сибирь добилась положительной динамики добычи (+1,6 млн т), что

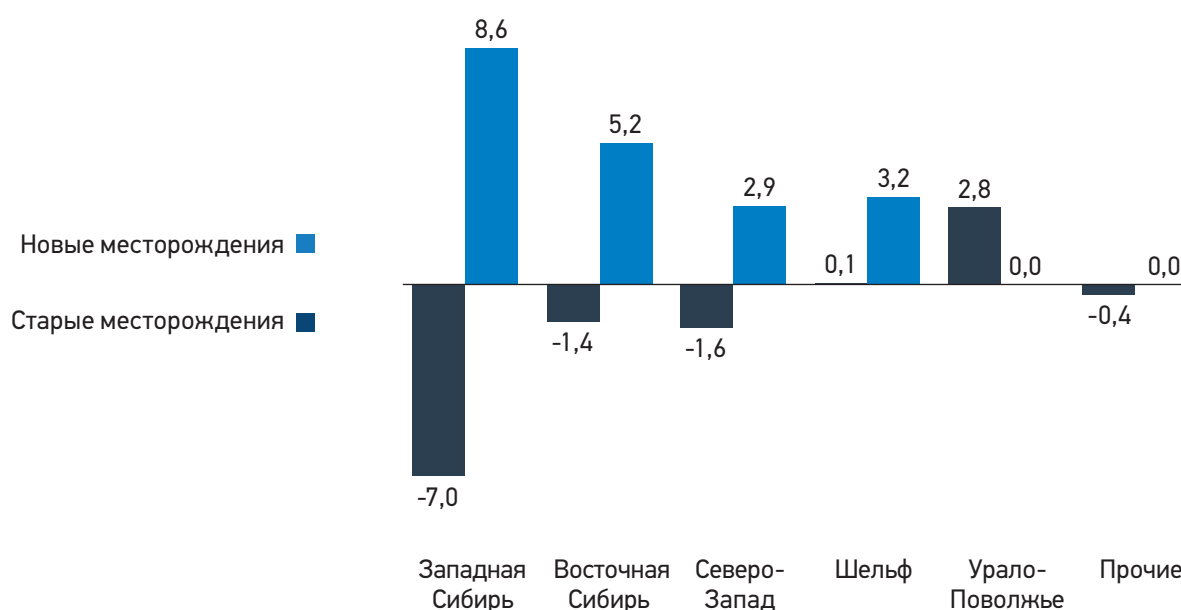
¹¹ 6 субъектов РФ, включая ХМАО, ЯНАО, Тюменскую, Томскую, Новосибирскую и Омскую области.

¹² 12 субъектов РФ, включая Оренбургскую и Самарскую области, Республики Башкортостан, Татарстан, Удмуртию, Пермский край и другие.

связано с вводом в разработку новых крупных месторождений: Новопортовского, Мессояхского, Ярудейского и прочих, находящихся преимущественно в ЯНАО. При этом добыча крупнейшего нефтедобывающего субъекта РФ – ХМАО – продолжает падение с 2008 г. со среднегодовым темпом 1,8%.

Тенденция увеличения добычи за счет ввода новых месторождений при снижении производства на базовых активах характерна для всех макрорегионов, за исключением Урало-Поволжья, браунфилды которого показали прирост в 2016 г. на 2% (2,8 млн т) до 127,9 млн т (Рисунок 17).

Рис. 17. Структура прироста добычи жидких УВ по регионам России в 2016 г. по сравнению с 2015 г., млн т

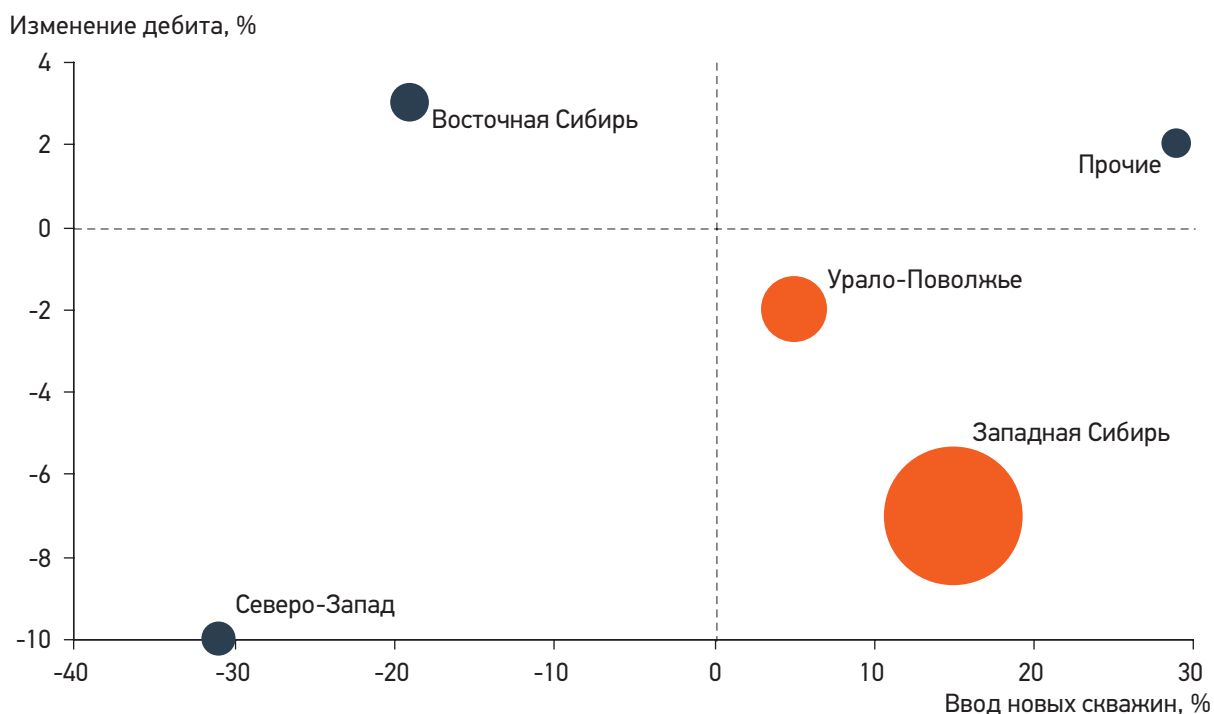


Источник: Минэнерго России, VYGON Consulting

Несмотря на существенный прирост числа новых скважин в 2016 г. (+15% по сравнению с 2015 г.), Западная Сибирь продемонстрировала снижение добычи на браунфилдах из-за сокращения эффективности бурения (на 7% упал начальный дебит новой скважины по нефти) и ускорения падения базы в результате естественного ухудшения условий разработки крупнейших месторождений региона (рост обводненности, повышение доли трудноизвлекаемых запасов с менее привлекательными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов и пр.).

Рост добычи на старых активах Урало-Поволжья связан с тем, что увеличение ввода новых скважин позволяет покрыть ухудшение их эффективности при относительно медленном падении базовой добычи по сравнению с Западной Сибирью (Рисунок 18).

Рис. 18. Изменение ввода новых скважин и среднесуточного дебита браунфилдов регионов РФ в 2016 г. против 2015 г.



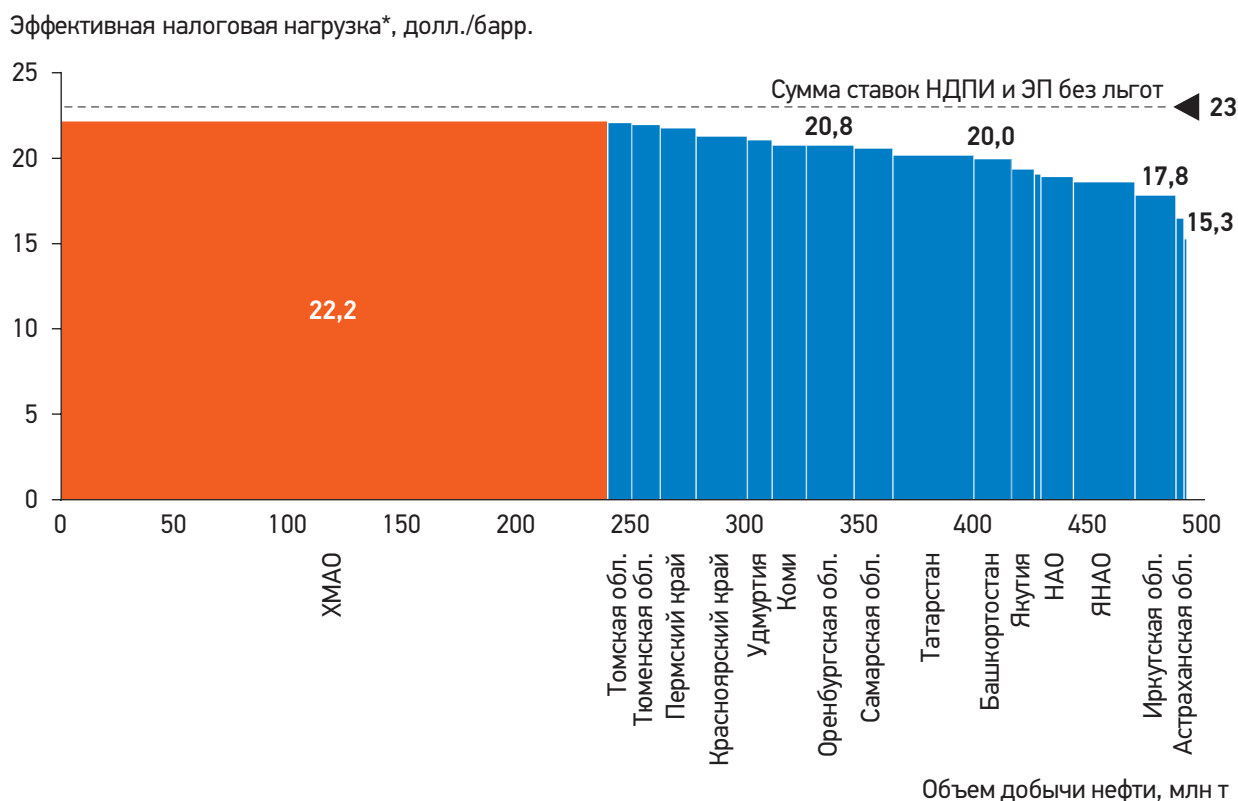
Источник: Минэнерго России, VYGON Consulting

В структуре добычи ключевых регионов Урало-Поволжья высокую долю занимают льготлируемые выработанные месторождения, поэтому эффективная ставка по НДС здесь значительно ниже базового уровня. По общей величине «дотирования» Урало-Поволжье уступает только новым регионам, пользующимся нулевой ставкой НДС и льготой по экспортной пошлине.

В Западной Сибири эффективная ставка низкая только в ЯНАО, имеющем региональную льготу по НДС и экспортной пошлине на нефть. Другие нефтедобывающие регионы Западной Сибири (ХМАО, Тюменская и Томская области) обделены льготами – в среднем месторождения этих субъектов РФ платят 96,5% от установленной ставки НДС и ЭП на нефть, или 22,2 из 23,0 долл./барр. в условиях 2016 г. (Рисунок 19). Для этих регионов основной потенциал прироста добычи нефти и получения льгот связан с трудноизвлекаемыми запасами, эффективность вовлече-

ния которых зависит не только от уровня налоговой нагрузки, но и от развития необходимых технологий. В условиях технологических санкций и отсутствия целевых инструментов государственного стимулирования создания и отработки технологий, ХМАО не сможет в полной мере воспользоваться имеющимися льготами по НДС для низкопроницаемых коллекторов и баженовской свиты.

Рис. 19. Эффективная налоговая нагрузка по субъектам РФ в 2016 г.



* сумма расчетных ставок НДС и экспортных пошлин по фактическим платежам в государственный бюджет с учетом действующих льгот, расчет выполнен при цене на нефть Urals 53 долл./барр. в налоговых условиях 2017 г.

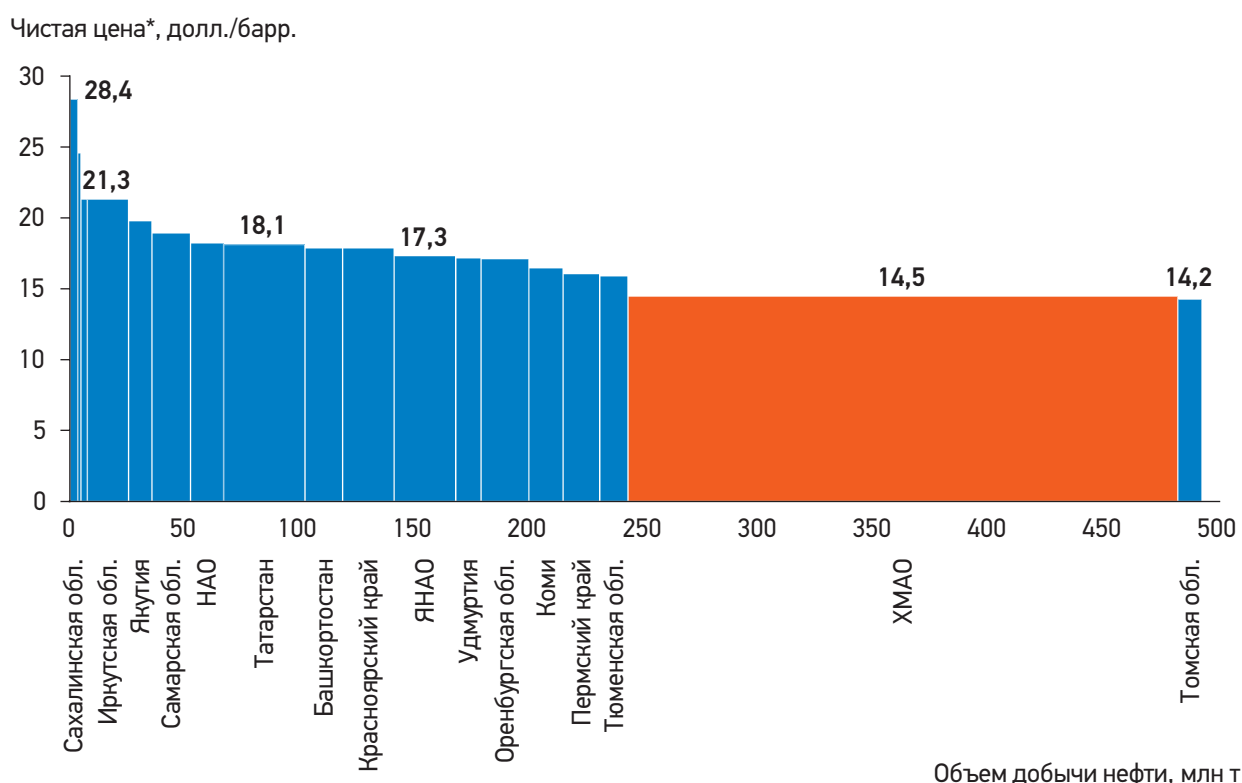
Источник: ФНС России, VYGON Consulting

Вторым преимуществом Урало-Поволжья является относительно более близкое географическое расположение к основным НПЗ и экспортным рынкам сбыта. В результате транспортные затраты при поставках нефти до европейских рынков от некоторых субъектов Урало-Поволжья в два раза ниже чем из Западной Сибири.

По чистой цене, определяемой как цена на нефть в базисе поставки за вычетом транспортных издержек, эффективных значений экспортной пошлины и НДС (с учетом льгот), регионы Урало-Поволжья обгоняют ХМАО примерно на 4 долл./барр. (Рисунок 20).

Лидерами по чистой цене являются субъекты Восточной Сибири и Дальнего Востока, имеющие возможность продавать нефть с азиатской премией и благоприятные условия по налогам и транспортным издержкам.

Рис. 20. Чистая цена нефти по субъектам РФ в 2016 г.



* цена реализации на внешнем рынке за вычетом транспортных затрат, экспортных пошлин и НДС, расчет выполнен при цене на нефть Urals 53 долл./барр. в налоговых условиях 2017 г.

Источник: VYGON Consulting

Экономика нового бурения и ГТМ зависит не только от чистой цены нефти, но и от уровня капитальных и операционных затрат, которые разнятся в очень широком диапазоне по месторождениям. Поэтому флагманским направлением реформы налогообложения в нефтедобыче России должно быть введение налога, увязанного с финансовым результатом компаний, который позволит более справедливо перераспределять налоговую нагрузку между объектами разработки и субъектами РФ (см. исследование VYGON Consulting «Основные направления налоговой реформы нефтяной отрасли», январь 2017 г.).

При этом необходимо обратить внимание, что общий уровень налоговой нагрузки по всем (!) добывающим регионам очень высокий, поскольку месторождения, обеспечивающие более

80% нефтедобычи страны, в 50-ти долларом мире получают всего 14,3-19,0 долл./барр. чистой цены (Рисунок 20), которая должна покрыть операционные затраты и оставлять средства для инвестирования в развитие.

СОГЛАШЕНИЕ С ОПЕК: ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Одним из ключевых событий 2016 г. стало соглашение между Россией, ОПЕК и другими странами-экспортерами нефти о сокращении добычи для стабилизации рынка путем уменьшения сложившегося дисбаланса спроса и предложения (см. раздел «Внешние условия»). Договоренности предполагали суммарное снижение добычи на 1,8 млн барр./сут. в первом полугодии 2017 г., из которых на долю России пришлось 300 тыс. барр./сут.

Сокращение объемов производства носило добровольный характер, но в итоге к нему присоединились все крупнейшие ВИНК России. На независимых производителей это соглашение формально не распространилось, и распределение квот на снижение (в рамках процедуры мониторинга Минэнерго России) происходило пропорционально объемам добычи ВИНК, крупных независимых компаний и НОВАТЭКа. Добыча жидких углеводородов Газпрома не попала под сокращение, так как соглашение по снижению добычи распространялось только на нефть и не касалось газового конденсата.

Сделка с ОПЕК предполагала постепенное снижение добычи по сравнению с зафиксированным уровнем октября 2016 г. – в первом квартале 2017 г. на 200 тыс. барр./сут. и еще на 100 тыс. барр./сут. во втором квартале 2017 г. Ожидалось, что сокращение начнется с января, достигнув необходимой величины уже в апреле 2017 г.

Таблица 2.

График сокращения добычи нефти в РФ в рамках соглашения с ОПЕК

Сокращение	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь
тыс. барр./сут.	50	100	200	300	300	300
млн т	0,20	0,40	0,80	1,20	1,30	1,20

Источник: материалы прессы, VYGON Consulting

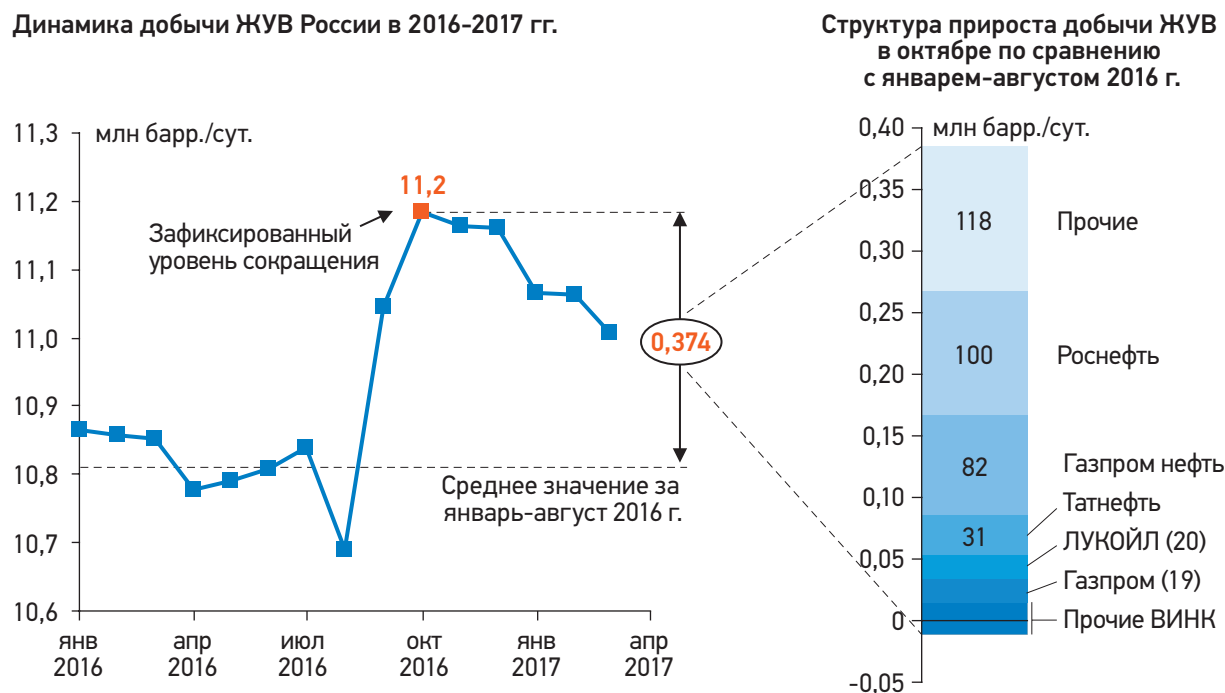
Добыча ЖУВ октября 2016 г. в 11,2 млн барр./сут. является абсолютным рекордом со времен распада СССР. Сохранение такого уровня суточной добычи в годовом выражении в 2017 г. означало бы 561 млн т (близко к нашему прошлогоднему

прогнозу, см. Исследование «Нефтяная отрасль России: итоги 2015 г. и перспективы 2016-2017 гг.», май 2016 г.).

С момента начала активной стадии переговоров между Россией и ОПЕК летом 2016 г. компании нарастили объемы добычи на 374 тыс. барр./сут. по отношению к среднему значению за январь – август 2016 г. (Рисунок 21). Такой прирост был достигнут за счет ввода нескольких крупных гринфилдов в этот период времени – были запущены Сузунское месторождение (Роснефть), месторождение им. Филановского (ЛУКОЙЛ) и Мессояхское месторождение (СП Газпром нефть и Роснефть), а также из-за сезонного увеличения добычи конденсата (Газпром). Кроме того, компания Газпром нефть активно увеличивала добычу на введенных ранее гринфилдах (Приразломное и Новопортовское месторождения).

По нашим оценкам, в сентябре-октябре активно проводились оптимизации на действующем фонде скважин, такие как перенос ремонтов, изменение режима работы насосов, увеличение краткосрочных геолого-технических мероприятий и т.п. Это позволило Татнефти и другим ВИНК именно в этом периоде резко увеличить добычу на традиционно падающих зрелых активах Западной Сибири.

Рис. 21. Динамика добычи жидких углеводородов в России за 2016 - 3 месяца 2017 гг.



Источник: Thompson Reuters, Минэнерго России, VYGON Consulting

Согласно официальной статистике, Россия выполняет договоренности с ОПЕК о сокращении добычи, даже немного опережая утвержденный график. В январе 2017 г. снижение составило около 120 тыс. барр./сут., а в марте - уже 180 тыс. барр./сут. (при коэффициенте баррелизации 7,3). По заявлениям министра энергетики России А.Новака, к концу апреля 2017 г. был достигнут заявленный уровень сокращения 300 тыс. барр./сут.

Не умаляя важности усилий компаний по выполнению взятых страной обязательств по сокращению добычи, следует отметить, что в начале года работали факторы, помогающие снижению добычи без серьезного вреда корпоративным инвестициям в развитие:

- указанные выше оптимизации режимов работы скважин в период сентября-октября 2016 г. носят временный характер, поэтому снижать добычу с уровня октября компаниям относительно проще;
- в январе 2017 г. наблюдалась аномально холодная погода по всей России, а в ключевом регионе добычи – Западной Сибири – температура опускалась ниже -60° . В таких условиях часть добычи была приостановлена;
- сезонность добычи ЖУВ в России хоть и не является ярко выраженной, но вызвана спецификой динамики объемов бурения. В результате добыча, как правило, увеличивается в сентябре-декабре и стагнирует или даже падает в первом квартале года.

Удерживать добычу на уровне мая 2017 г. в 10,9 млн барр./сут. далее в течение года компаниям будет значительно сложнее как с технологической, так и экономической точек зрения.

Важным фактором для прогнозирования добычи нефти в России на краткосрочную перспективу является выбранный компаниями способ ее сокращения. Ключевыми «инструментами» снижения производства являются:

- перенос сроков ввода и/или снижение темпов разбуривания новых месторождений;
- снижение объемов бурения и/или отложенное во времени заканчивание новых скважин на действующих активах;
- откладывание ГТМ, оптимизация режимов работы действующего фонда скважин, консервация скважин.

Выбор «инструментов» каждой отдельной компанией зависит от набора месторождений, их геолого-технических особенностей и стадий освоения.

На вводимых в настоящее время или недавно введенных новых крупных месторождениях основная доля инвестиций на обустройство уже понесена, поэтому любая отсрочка существенно ухудшает экономику данных проектов. Более того, практически все новые объекты (кроме месторождений ХМАО) пользуются льготами по НДС, которые ограничены во времени, а значит откладывание добычи на них экономически невыгодно для компаний. Поэтому перенос сроков ввода новых месторождений или снижение темпов их разбурирования является наиболее «болезненной» опцией сокращения производства.

Оптимизация работы действующего фонда, направленная на временное сокращение добычи, сопряжена с технологическими рисками недостижения прежних уровней добычи.

Сокращение бурения на браунфилдах приведет к ускорению темпов падения базовой добычи и особенно сильно скажется на объемах производства следующих годов.

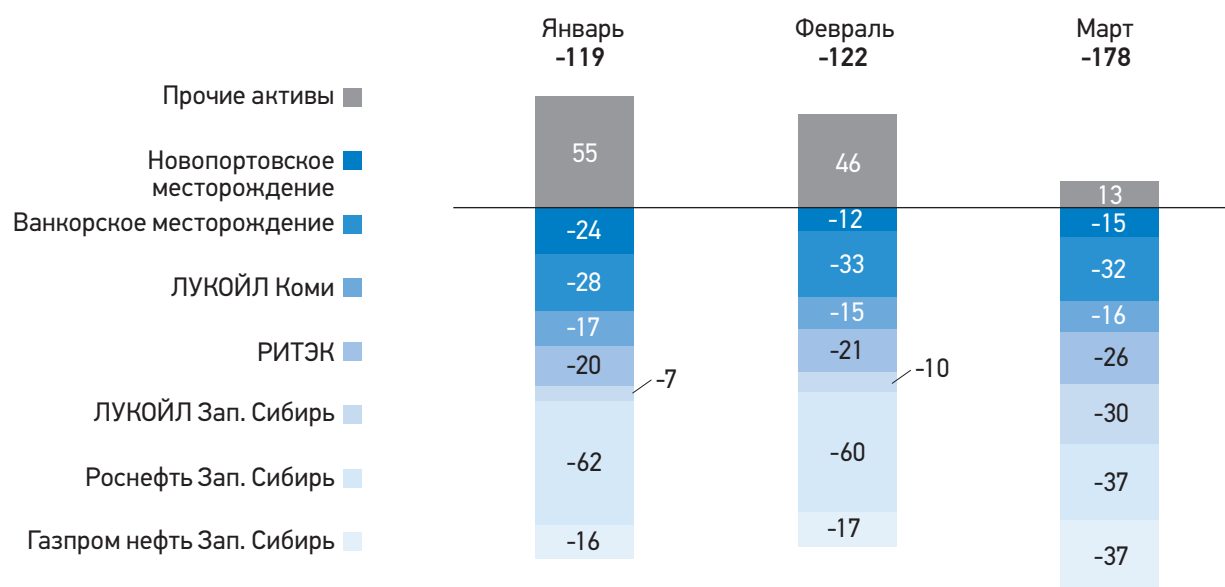
Согласно данным статистики Минэнерго России за январь-март 2017 г., основной объем сокращения пришелся на западносибирские активы компаний (Рисунок 22), что связано с несколькими факторами:

во-первых, именно эти активы продемонстрировали заметное увеличение добычи в октябре по сравнению с июлем 2016 г., т.е. сокращение идет с высокого базового уровня;

- во-вторых, большая часть скважин западносибирских месторождений работает на установках погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) с относительно высокими дебитами по нефти, что дает больше возможностей для оптимизации режимов работы скважин при меньших технологических и экономических потерях;
- в-третьих, как отмечалось ранее, месторождения Западной Сибири имеют наибольшую налоговую нагрузку на добычу нефти по сравнению с другими макрорегионами, т.е. компании сокращали наименее рентабельную для себя добычу. Для государства, по понятным причинам, эффект был обратный.

- наконец, были и отдельные примеры сокращения добычи на гринфилдах. Так, отставание добычи на Новопортовском месторождении от плановых уровней можно связать с особенностями вывоза нефти морским транспортом по северным морям и отсутствием у Газпром нефти других значимых опций для выполнения взятых обязательств по сокращению добычи. Снижение же добычи Ванкора замещается увеличением добычи на вводимом льготированном Сузунском месторождении, как изначально и планировалось Роснефтью. Это связано с ограниченной пропускной способностью трубопровода Ванкор-Пурпе.

Рис. 22. Структура сокращения добычи в России по ключевым активам в первом квартале 2017 г.*, тыс. барр./сут.



* при коэффициенте «баррелизации» 7,3

Источник: VYGON Consulting

СЦЕНАРИИ ДОБЫЧИ В 2017-2018 ГГ.

В зависимости от возможных вариантов развития событий в отношении соглашения с ОПЕК по сокращению добычи мы рассматриваем два сценария производства жидких УВ в России («Соглашение 6 месяцев» и «Соглашение 12 месяцев») и сравниваем их со сценарием «Без соглашений».

Отметим, что динамика добычи газового конденсата как попутного продукта определяется трендами развития газовой отрасли, а именно спросом на природный газ в целом и относительно более высокой рентабельностью добычи жирного газа. Действие соглашения с ОПЕК не распространяется на газовый конденсат, поэтому его добыча не зависит от сценариев сокращения.

По нашим прогнозам, произойдет замедление темпов роста производства газового конденсата в ближайшие два года по сравнению с уровнем 2016 г., добыча увеличится на 0,3 млн т в 2017 г. и 2,2 млн т в 2018 г. Основной вклад внесет проект Роспан (Роснефть), наращивающий объемы перед вводом новых газовых инфраструктурных объектов в 2018-2019 гг., и СП Газпрома и Wintershall – Ачимгаз, которое к 2018 г. должно перейти со стадии ОПР в промышленную разработку. Частично этот рост будет компенсирован снижением производства на старых активах НОВАТЭКа, Нортгаза и Арктикгаза.

Таким образом, объем добычи газового конденсата во всех рассматриваемых сценариях – 34,5 млн т в 2017 г. и 36,7 млн т в 2018 г.

ГРИНФИЛДЫ ПРОДОЛЖАТ РОСТ

Во второй половине 2016 г. началась добыча на 8-и крупных гринфилдах, в дополнение к 6-и введенным в эксплуатацию объектам в последние 2-3 года. Согласно планам компаний, в 2017-2018 гг. должны быть запущены еще 6 новых крупных проектов, к которым относятся вторая очередь Среднеботуобинского месторождения (Таас-Юрях) и Дулисьминское месторождение, Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское и Русское месторождения (Роснефть) и проект по увеличению добычи на Ярегском месторождении (ЛУКОЙЛ). В рамках исследования было рассмотрено 24 новых проекта, потенциал прироста добычи которых, исходя из проектных и объявленных менеджментом уровней, составляет 15,8 млн т в 2017 г. и 13,2 млн т в 2018 г.

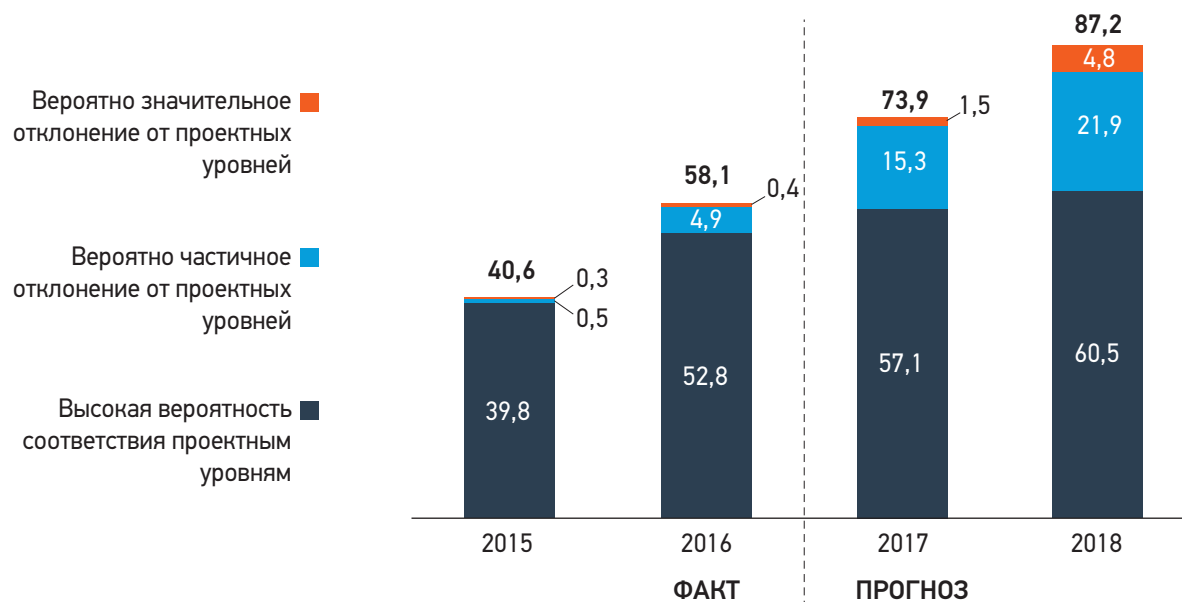
Динамика ввода и добычи на новых месторождениях зависит от макроэкономических условий, налогового регулирования, геологических, финансовых и прочих рисков, поэтому существует значительная возможность отклонения фактического результата от базовых прогнозов вне зависимости от сценария по соглашению с ОПЕК. Все рассматриваемые проекты можно разделить

на три категории по степени риска отклонения добычи от прогнозных значений:

- **«Высокая вероятность соответствия проектным уровням»** – проекты, которые находятся в стадии реализации уже достаточно длительный срок. Часть из них приближается к пиковым значениям добычи. Отклонение добычи на них возможно при возникновении форс-мажорных обстоятельств. К таким проектам относятся: Уват, Талакан, Верхнеконскнефтегаз, месторождения Иркутской нефтяной компании, Бурнефтегаз, месторождения им. Требса и Титова, Приразломное, Новопортовское и Ярудейское месторождения.
- **«Вероятно значительное отклонение от проектных уровней»** – проекты, которые были запущены во второй половине 2016 г. Они не относятся к геологически сложным, но большая часть планируемых к бурению скважин на них еще не закончена, поэтому добыча может существенно отклоняться от заявленного уровня. К таким активам относятся Северо-Рогожкинское (им. Шпильмана), Имилорское, Лабаганское, Мессояхское, Сузунское, Наульское, Пякахинское и месторождение им. Филановского.
- **«Вероятно частичное отклонение от проектных уровней»** – проекты, которые должны быть введены в промышленную разработку в 2017-2018 гг. Они либо имеют очень сложное геологическое строение, под которое еще не апробированы технологии добычи, либо их разработка зависит от развития инфраструктуры региона. Как правило, данные активы имеют низкую экономическую эффективность даже при наличии льготных налоговых механизмов. Поэтому ввод данных месторождений может быть перенесен, а добыча значительно отклоняться от предполагаемых значений. К таким активам относятся: фазы расширения Среднеботуобинского и Дулисьминского месторождений, Куюмбинское, Юрубчено-Тохомское, Русское и Тагульское месторождения и проект по увеличению добычи на Ярегском месторождении.

Исходя из данной классификации, на проекты, имеющие высокую вероятность отклонения фактической добычи от проектного уровня, приходится 1,5 млн т добычи в 2017 г. и 4,8 млн т в 2018 г. (Рисунок 23).

Рис. 23. Добыча нефти основных гринфилдов* по группам в зависимости от рисков отклонения добычи от проектных уровней, млн т



* крупнейшие гринфилды (24 проекта)

Источник: планы компаний, VYGON Consulting

За исключением Имилорского и Северо-Рогожниковского (им. Шпильмана) месторождений, претендующих на НДД, все рассматриваемые гринфилды пользуются льготными условиями по НДС и/или экспортной пошлине. Поэтому сокращение их добычи или перенос сроков ввода в рамках сделки с ОПЕК приводит к наибольшим выпадающим доходам компаний.

С учетом масштаба Новопортовского месторождения, которое было выбрано компанией Газпром нефть для выполнения своей квоты по сокращению добычи в I кв. 2017 г., мы предполагаем, что в случае непродления соглашения с ОПЕК данный актив сможет наверстать упущенное до конца года. Поэтому в сценарии «Соглашение 6 месяцев» не ожидается существенного влияния на объем добычи гринфилдов.

Однако при продлении действия сделки до конца 2017 г., вероятно, потребуется перенести сроки ввода и/или бурения на ряде новых месторождений, чтобы сохранить приемлемый уровень добычи на действующих активах. По нашим оценкам, в этом сценарии гринфилды должны будут внести свой вклад в «заморозку» добычи в размере около 2,7 млн т ежегодно в 2017-2018 гг.

ОСНОВНОЙ ЭФФЕКТ ОТ СДЕЛКИ С ОПЕК ПРИДЕТСЯ НА БРАУНФИЛДЫ

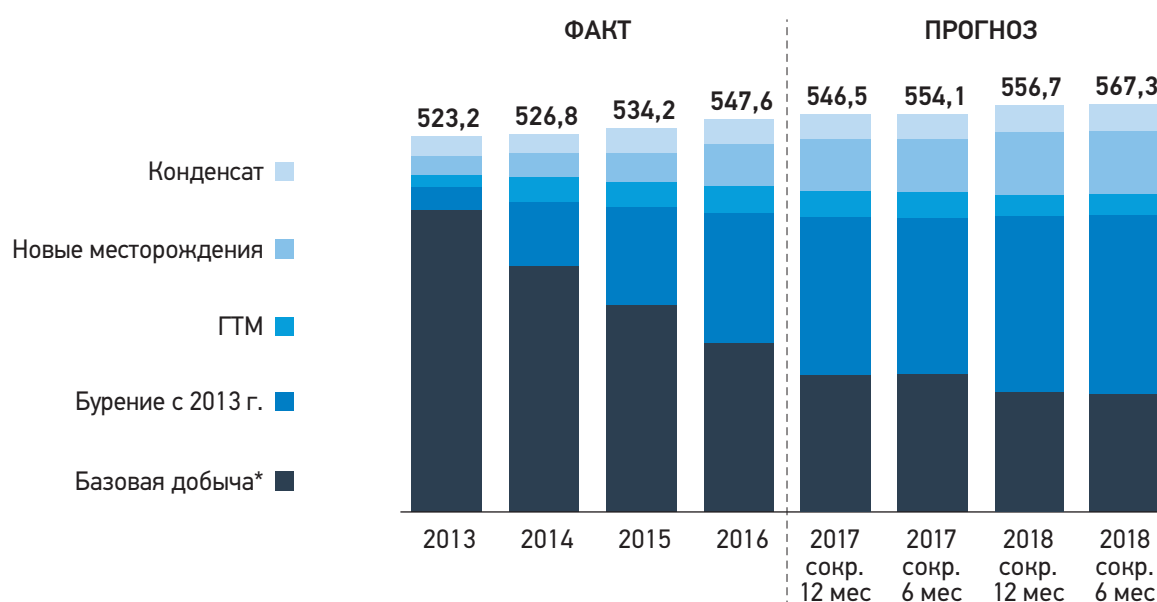
Исходя из тенденций изменения добычи в I кв. 2017 г., компании предпочли провести основное сокращение на своих старых нельготируемых активах Западной Сибири. Мы ожидаем, что данный подход сохранится и в случае продления соглашения с ОПЕК до конца 2017 г.

Мы полагаем, что некоторым компаниям все же придется сократить объемы бурения по сравнению с 2016 г., чтобы соответствовать квотам по снижению добычи. К таким объектам относятся месторождения Сургутнефтегаза в Западной Сибири, активы ЛУКОЙЛа в Коми и Западной Сибири, месторождения Славнефти и Русснефти. В сценарии отсутствия продления соглашения («Соглашение 6 месяцев») наш прогноз на 2017 г. предполагает замедление темпа прироста нового эксплуатационного бурения в России до 3-5% в 2017 г. и 10% в 2018 г.

В сценарии продления сделки («Соглашение 12 месяцев») только оптимизаций может быть недостаточно для снижения добычи, поэтому мы ожидаем снижения бурения в 2017 г., которое при этом вряд ли составит более 1-2%, так как больший спад сильно скажется на базовой добыче будущих периодов. Эффективность новых скважин на действующих активах уменьшается. В 2016 г. средний дебит новой скважины снизился на 11% по сравнению с 2015 г., поэтому для покрытия хотя бы 90% падения базовой добычи ежегодно необходимо будет наращивать объемы бурения.

Различие сценариев «Соглашение 6 месяцев» и «Соглашение 12 месяцев» связано с продлением эффекта оптимизаций на действующем фонде скважин (краткосрочные консервации скважин, управление режимом работы насосов и т.д.) части активов на оставшуюся половину года, а также необходимостью сокращения бурения по сравнению с 2016 г. для достижения уровня в 546,5 млн т в 2017 г. в случае продления сделки с ОПЕК.

Рис. 24. Добыча жидких УВ в России «по слоям» в 2013-2018 гг., млн т



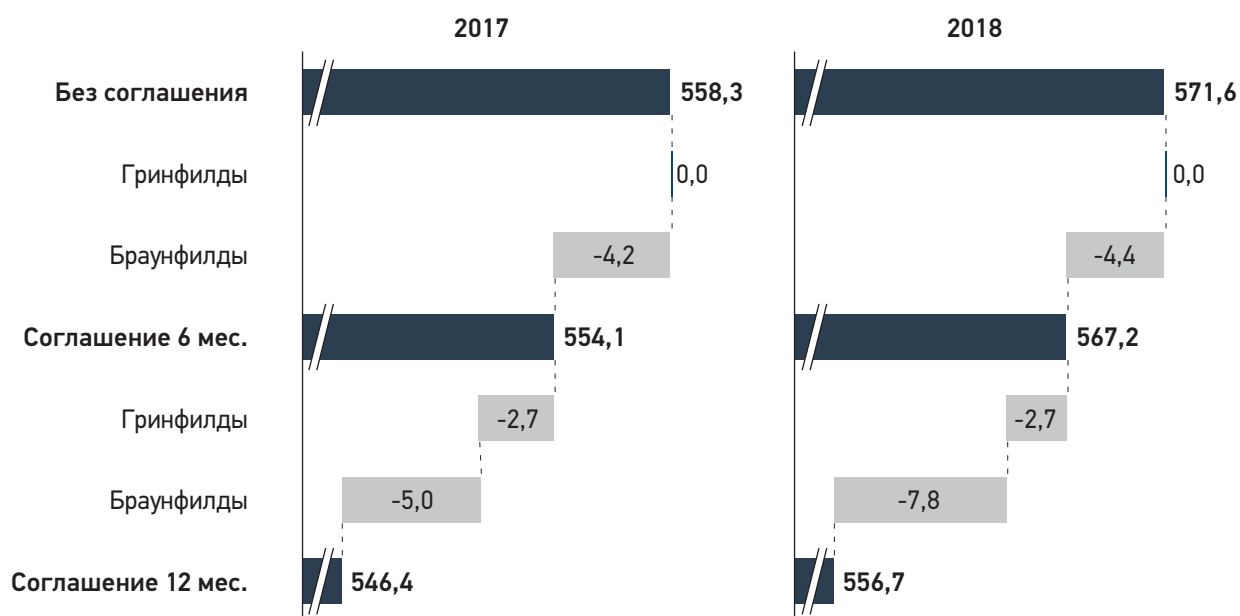
* добыча из переходящего фонда скважин с 2012 г.

Источник: VYGON Consulting

«Соглашение 6 месяцев» предполагает возможность дальнейшего роста добычи до 554 млн т в 2017 г. и до 567 млн т в 2018 г., что на 4 млн т ниже расчетного потенциала добычи, который мог быть достигнут при отсутствии договоренностей с ОПЕК.

Эффект продления сделки до конца 2017 г. на браунфилды будет более существенным – «упущенная» добыча составит 11,8 млн т к варианту «Без соглашения» в 2017 г., общий объем добычи жидких УВ снизится до 546,4 млн т (Рисунок 25). Сокращение темпов бурения и ввода новых скважин более чем на 7-8% относительно 2016 г. значительно скажется на уровне добычи 2018 г. Эффект может составить около 15 млн т по сравнению с теоретическим сценарием, хотя добыча и подрастет до 556,7 млн т.

Рис. 25. Объем добычи ЖУВ в различных сценариях соглашения с ОПЕК в 2017-2018 гг., млн т

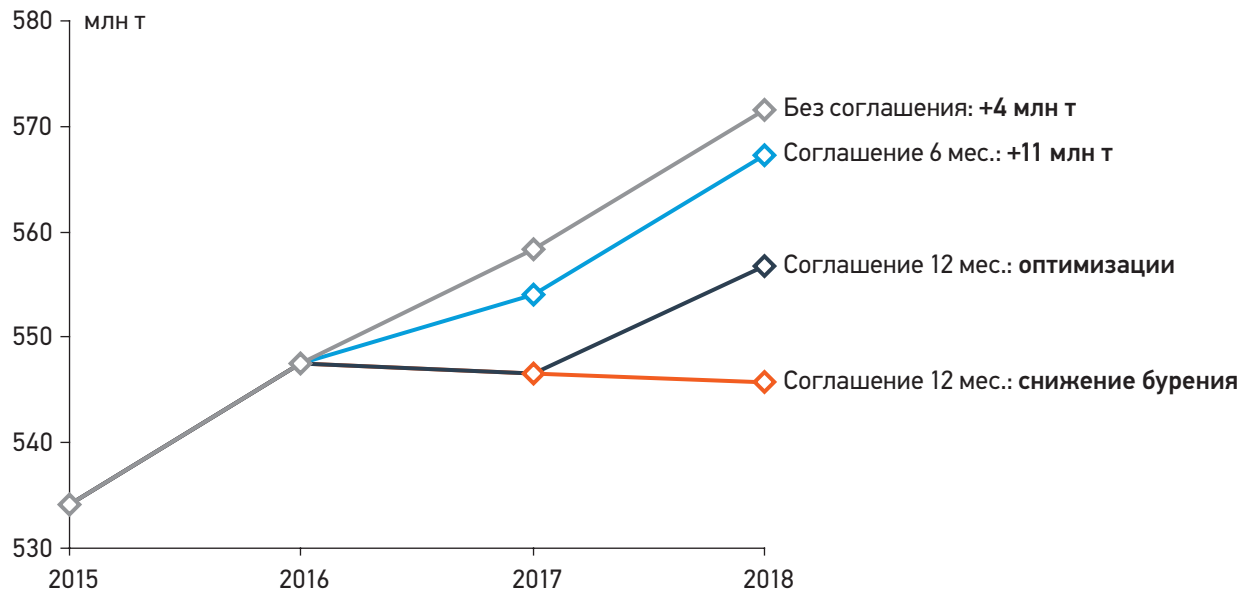


Источник: VYGON Consulting

Теоретически добыча жидких УВ в России в сценарии «Соглашение 12 месяцев» может даже снизиться в 2018 г. при условии, что компании будут удерживать добычу в основном за счет ограничения нового бурения в 2017 г.

Мы считаем, что этот вариант маловероятен, так как существует определенный потенциал по оптимизациям – временная консервация и изменение режимов работы скважин, а также возможность отложить заканчивание новых пробуренных скважин для их введения в эксплуатацию после прекращения периода действия соглашения

Рис. 26. Сценарии добычи жидких УВ в России при различных вариантах реализации соглашения с ОПЕК



Источник: VYGON Consulting

ДОХОДЫ БЮДЖЕТА И НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

ДОХОДЫ БЮДЖЕТА ОТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

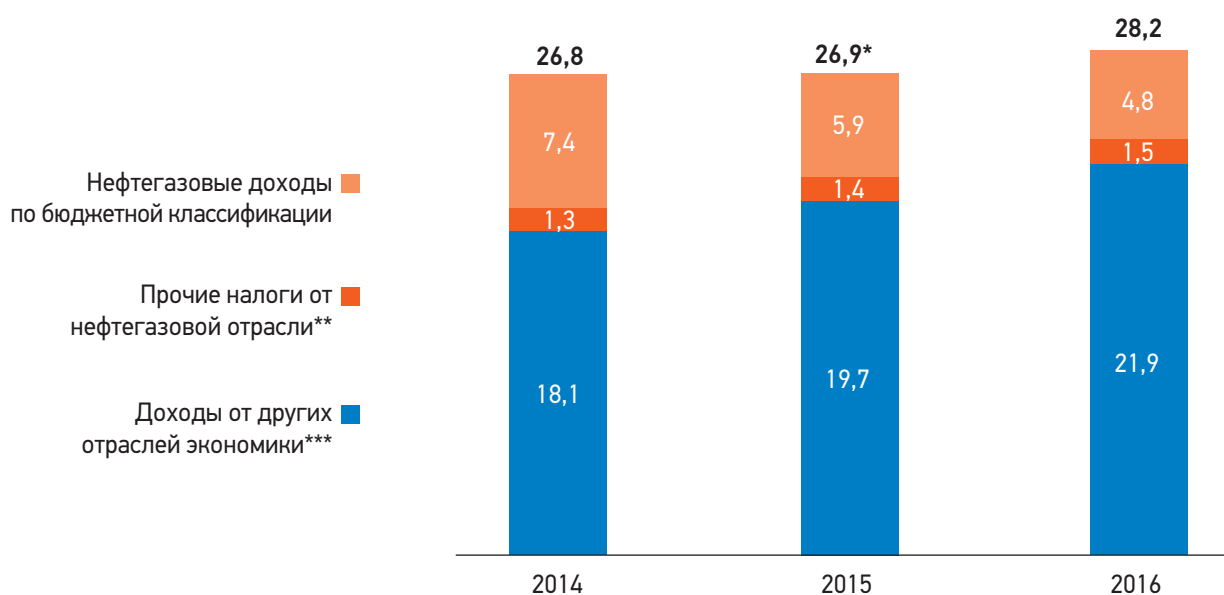
АНАЛИЗ ДОХОДОВ 2016 Г.

По бюджетной статистике в нефтегазовые доходы включаются только два налога – НДС и экспортная пошлина. В 2016 г. они снизились на 1,1 трлн руб. по сравнению с 2015 г. и составили 4,8 трлн руб. (17,2% от доходов консолидированного бюджета) (Рисунок 27). Прочие налоги, уплачиваемые предприятиями нефтегазовой отрасли – налог на прибыль, налог на имущество и другие налоги, не входящие в состав нефтегазовых доходов в соответствии с бюджетной классификацией – составили 1,5 трлн руб. и практически не изменились по сравнению с 2015 г. Таким образом, полная величина нефтегазовых доходов уменьшилась с 7,3 трлн руб. в 2015 г. до 6,3 трлн руб. в 2016 г.

В то же время доходы от прочих секторов экономики увеличились на 2,2 трлн руб., что превысило падение поступлений от нефтегазового сектора, в результате суммарные доходы консолидированного бюджета в 2016 г. выросли на 1,3 трлн руб.

Таким образом, вследствие падения цен на нефть доля налогов от нефтегазовой отрасли в доходах государства заметно снизилась. Если в 2014 г. она составляла 32,6% от всех поступлений, то в 2016 г. она уменьшилась до 22,4%.

Рис. 27. Доходы консолидированного бюджета в 2014-2016 гг., трлн руб.



* присутствует погрешность округления

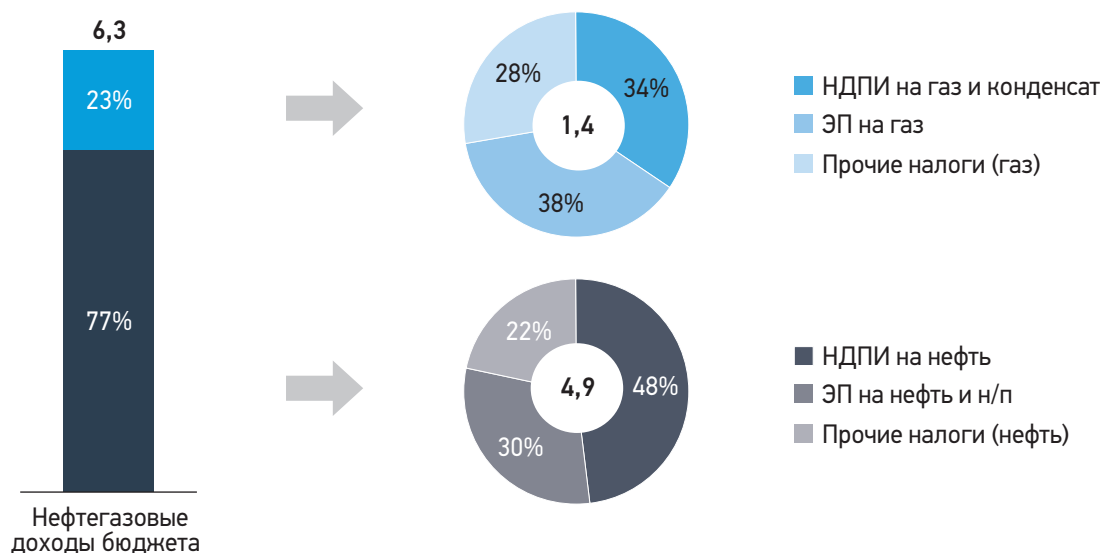
** прочие налоги от нефтегазового сектора экономики, не входящие в нефтегазовые доходы по бюджетной классификации

*** нефтегазовые доходы по бюджетной классификации, кроме доходов от нефтегазового сектора экономики

Источник: Минфин России, VYGON Consulting

Львиную долю в нефтегазовых доходах составляют доходы от предприятий нефтяного комплекса, в 2016 г. на них пришлось 77% от нефтегазовых доходов, а остальное – поступления от газового сектора экономики (Рисунок 28).

Рис. 28. Структура полных нефтегазовых доходов в 2016 г., трлн руб.



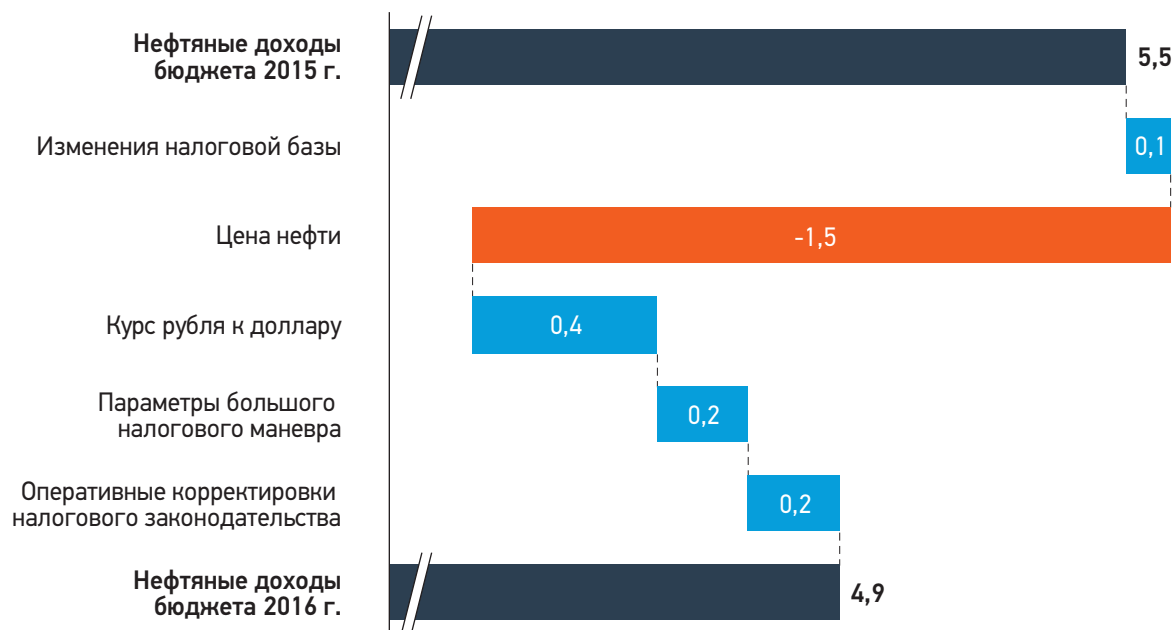
Источник: Минфин России, VYGON Consulting

Нефтяные доходы консолидированного государственного бюджета упали с 5,5 в 2015 г. до 4,9 трлн руб. в 2016 г. (Рисунок 29). Наиболее существенным фактором изменения налоговых поступлений в 2016 г. стала цена на нефть, в результате ее падения доходы бюджета снизились на 1,5 трлн руб. Ослабление рубля по отношению к доллару частично компенсировало потери (+0,4 трлн руб.).

Второй по значимости фактор изменения налоговых поступлений от нефтяной отрасли – корректировки налогового законодательства. Как известно, с 2014 г. в отрасли осуществляется большой налоговый маневр (БНМ), который в 2016 г. предусматривал снижение коэффициента экспортной пошлины на нефть с 0,42 до 0,36, рост ставки НДС на нефть с 766 руб./т до 857 руб./т и изменение акцизов. Применение данных параметров в 2016 г. принесло бы в бюджет 0,2 трлн руб. Однако, в условиях бюджетного дефицита были приняты решения по оперативным изменениям налогового законодательства – в частности, коэффициент экспортной пошлины на нефть был сохранен на уровне 0,42 – в результате, доходы бюджета были дополнительно увеличены на 0,2 трлн руб.

В итоге изменение налогового и таможенного законодательства обеспечило прирост доходов бюджета на 0,4 трлн руб. (Рисунок 29).

Рис. 29. Основные факторы изменения нефтяных доходов консолидированного бюджета в 2016 г., трлн руб.



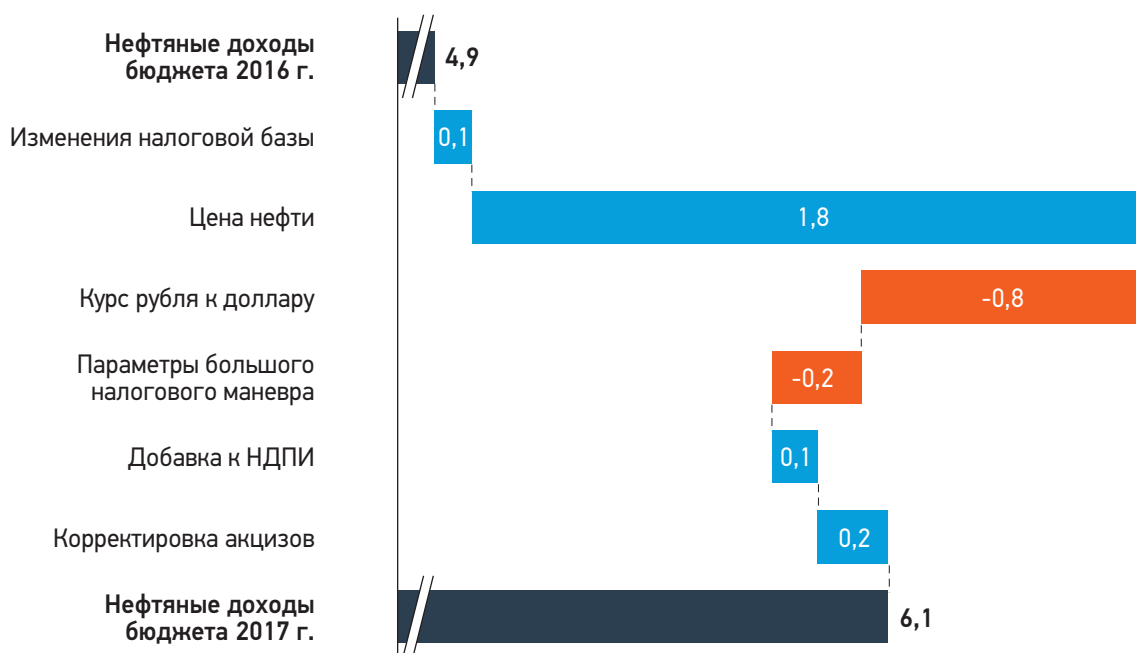
Источник: VYGON Consulting

СЦЕНАРИИ ИЗМЕНЕНИЯ ДОХОДОВ БЮДЖЕТА В 2017-2018 ГГ.

В 2017 г. в сценарии «Соглашение 12 месяцев» ожидается рост цены на нефть Brent до 55 долл./барр. (Urals до 53 долл./барр.), этот фактор определит рост доходов бюджета на 1,9 трлн руб., а укрепление рубля уменьшит этот эффект на 0,9 трлн руб.

Применение ставок налогов, предусмотренных БНМ, привело бы к уменьшению бюджетных доходов на 0,3 трлн руб., однако в результате оперативных корректировок налоговой системы (рост НДС на нефть и акцизов) государство получит дополнительно 0,37 трлн руб. В итоге рост бюджетных поступлений за счет изменений налогового законодательства в 2017 г. оценивается в 0,1 трлн руб., то есть налоговые условия для нефтяной отрасли продолжают ухудшаться.

Рис. 30. Основные факторы изменения доходов консолидированного бюджета в 2017 г. в сценарии «Соглашение 12 месяцев», трлн руб.

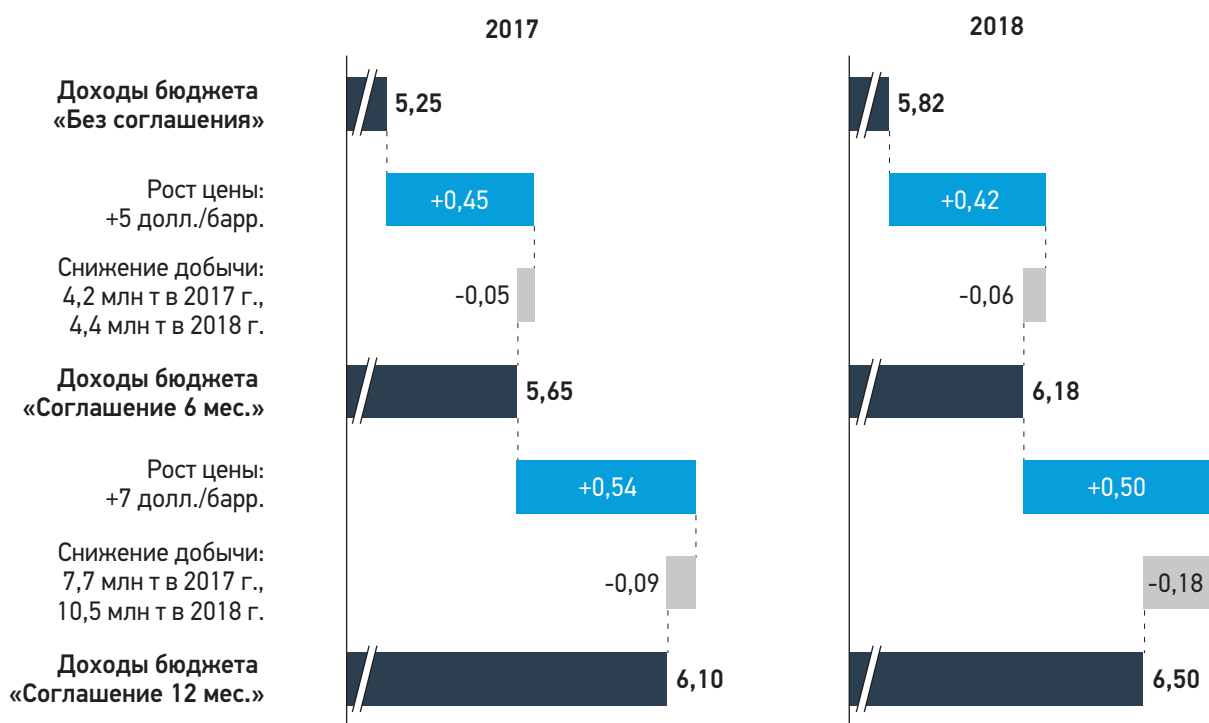


Источник: VYGON Consulting

Таким образом, основным фактором роста нефтяных доходов бюджета в 2017 г. является рост цены на нефть. В значительной степени рост цены обеспечен за счет заключения соглашения с ОПЕК о сокращении объемов производства. По нашим оценкам, ограничение добычи в сценарии «Соглашение 6 месяцев» (см. Раздел «Добыча жидких углеводородов») приведет к росту цены Urals в 2017 г. с 41 долл./барр. до 46 долл./барр., а в сценарии «Соглашение 12 месяцев» – до 53 долл./барр.

Положительный эффект от роста цены в обоих сценариях соглашения с ОПЕК значительно превышает отрицательный эффект от снижения добычи и укрепления рубля по сравнению со сценарием «Без соглашения» – в сценарии «Соглашение 6 месяцев» дополнительные доходы бюджета составляют 396 млрд руб., а в сценарии «Соглашение 12 месяцев» – 850 млрд руб. (Рисунок 31).

Рис. 31. Изменение доходов консолидированного бюджета в различных сценариях соглашения с ОПЕК в 2017-2018 гг., трлн руб.



Источник: VYGON Consulting

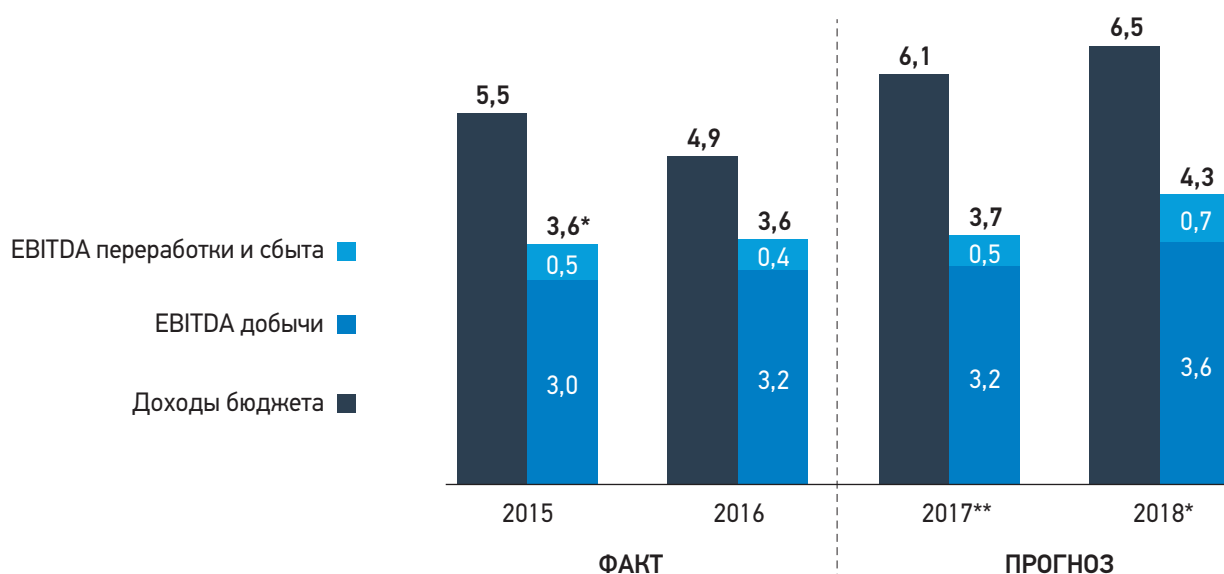
В 2018 г. доходы бюджета от соглашения с ОПЕК также значительно превысят потери от сокращения добычи. Однако, поскольку сокращение будет больше, то и дополнительные доходы бюджета снизятся по сравнению с 2017 г.

В сценарии «Соглашение 6 месяцев» дополнительные доходы бюджета составят 356 млрд руб., а в сценарии «Соглашение 12 месяцев» – 677 млрд руб. (Рисунок 31). При этом увеличатся и риски, если сокращение добычи будет осуществлено, но не окажет соответствующего влияния на мировой рынок, то государство может потерять более 200 млрд руб.

**ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ
НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ**

Снижение цен на нефть в 2016 г. не привело к сокращению EBITDA нефтяных компаний за счет нескольких факторов: в первую очередь, это уменьшение величины налогов и девальвация рубля, а также повышение производственной эффективности (Рисунок 32). Сходная картина будет наблюдаться в 2017-2018 гг., рост цены на нефть в сценарии «Соглашение 12 месяцев» отразится, главным образом, на доходах бюджета, а EBITDA нефтяных компаний вырастет значительно меньше.

Рис. 32. Нефтяные поступления консолидированного бюджета и EBITDA нефтяной отрасли в 2015-2018 гг., трлн руб.



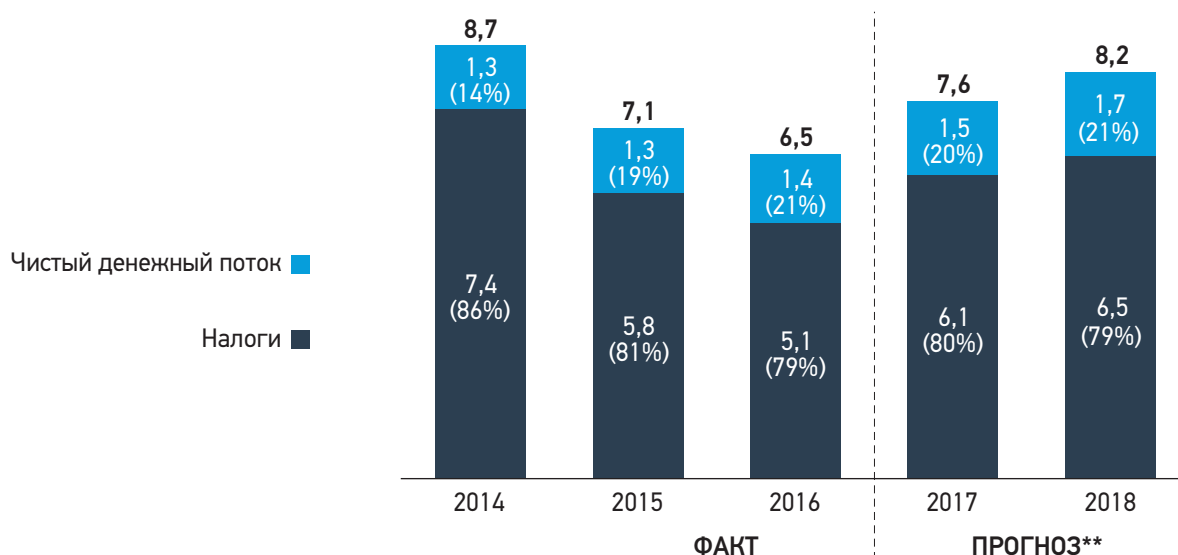
* присутствует погрешность округления

** прогноз в сценарии «Соглашение 12 месяцев»

Источник: Минфин России, VYGON Consulting

В результате подобной зависимости доля государства в «нефтяном пироге» (чистом денежном потоке нефтяных компаний до налогов) падает при уменьшении нефтяных котировок в 2015 и 2016 гг., а при росте цены на нефть в 2017-2018 гг. доля государства также увеличится (Рисунок 33). Таким образом, львиная доля увеличения финансовых средств в результате роста нефтяных котировок достается государству, в случае снижения цен на нефть страдает также бюджет в то время, как финансовые показатели компаний изменяются менее значительно.

Рис. 33. Доля государства в чистом денежном потоке нефтяных компаний до налогов в 2014-2018 гг.*, трлн руб. (%)



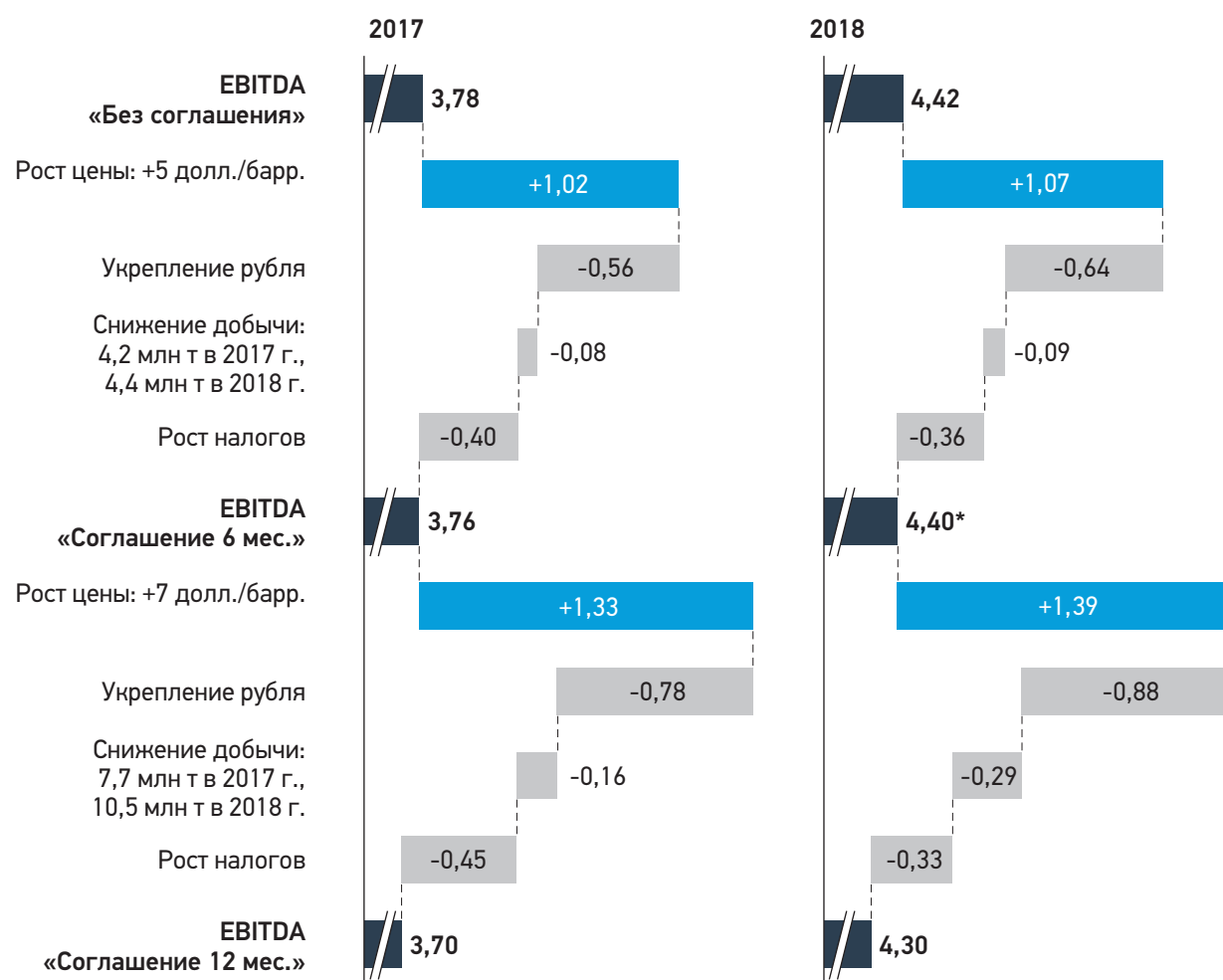
* чистый денежный поток нефтяных компаний до налогов рассчитывается как разность EBITDA, увеличенного на сумму налогов за исключением налога на прибыль, и капитальных вложений

** прогноз в сценарии «Соглашение 12 месяцев»

Источник: VYGON Consulting

Слабая зависимость EBITDA нефтяных компаний от цены на нефть приводит к тому, что увеличение нефтяных котировок оказывает меньший эффект, чем сокращение добычи (Рисунок 34). В 2017 г. в сценарии «Соглашение 6 месяцев» потери нефтяных компаний по сравнению со сценарием «Без соглашения» составят 18 млрд руб., а в сценарии «Соглашение 12 месяцев» – 84 млрд руб.

Рис. 34. Изменение EBITDA нефтяных компаний в различных сценариях соглашения с ОПЕК в 2017–18 гг., трлн руб.



* присутствует погрешность округления

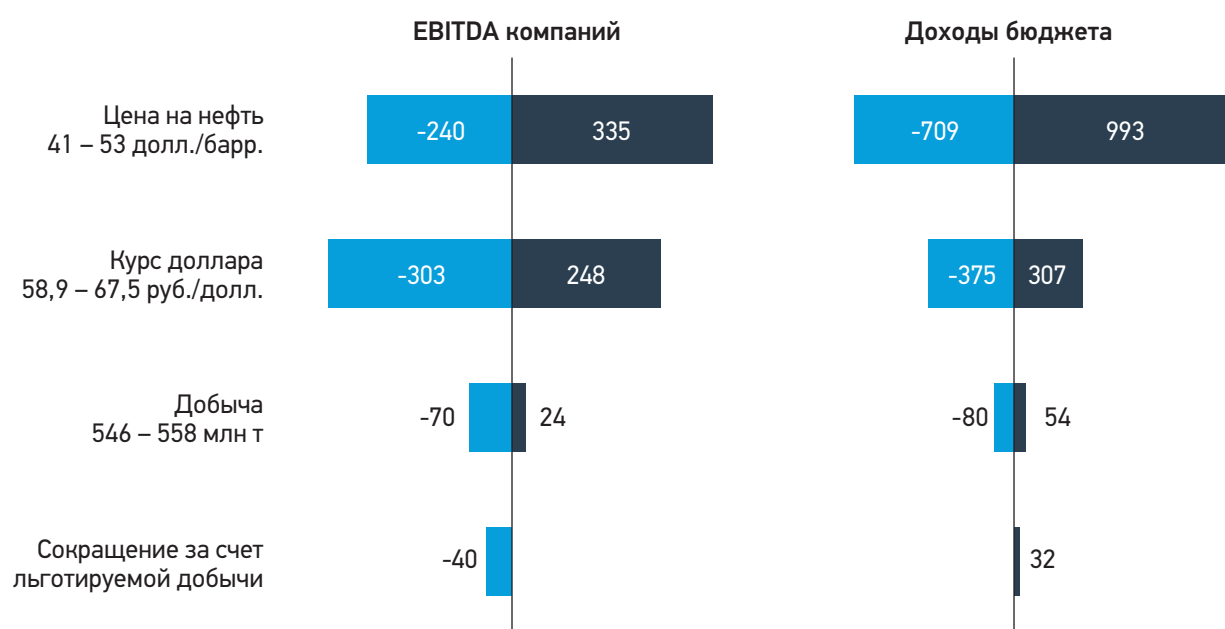
Источник: VYGON Consulting

В 2018 г. показатели сокращения добычи выше по сравнению с 2017 г., в результате увеличиваются и потери нефтяных компаний. В сценарии «Соглашение 6 месяцев» потери составят 21 млрд руб., а в сценарии «Соглашение 12 месяцев» – 121 млрд руб. (Рисунок 34).

Таким образом, соглашение с ОПЕК выгодно государству, поскольку дополнительные доходы от роста нефтяных котировок значительно превышают потери бюджета от сокращения добычи, но для нефтяных компаний ситуация обратная – их финансовые показатели ухудшаются в результате действия соглашения.

Анализ чувствительности EBITDA компаний и доходов бюджета к изменению факторов в рамках сценариев соглашения с ОПЕК или его отсутствия показывает, что влияние фактора цены на нефть на доходы бюджета значительно превышает влияние всех других факторов в то время, как для компаний влияние фактора цены на нефть компенсируется фактором курса доллара (Рисунок 35).

Рис. 35. Чувствительность изменения EBITDA компаний и доходов бюджета к изменению факторов в 2017 г. относительно сценария «Соглашение 6 месяцев», млрд руб.



Источник: VYGON Consulting

Следует отметить, что несмотря на то что эффект от сокращения на отрасль отрицательный в обоих сценариях («Соглашение 6 месяцев» и «Соглашение 12 месяцев»), этот вариант гораздо лучше того, какой мог бы реализоваться при повышении налогов. Можно сказать, что государство нашло менее болезненный для отрасли вариант пополнения бюджета на ближайшие 2 года. В качестве компенсации отрасль может попросить расширения эксперимента по НДС на обводненные месторождения и отказа от повышения НДС.

ИССЛЕДОВАНИЯ VYGON CONSULTING

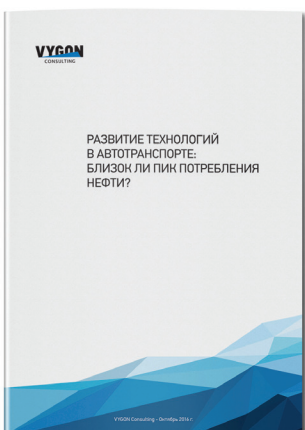


ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НАЛОГОВОЙ РЕФОРМЫ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Апрель 2017 г.

В настоящее время налогообложение нефтяной отрасли России стоит на пороге больших перемен. «Основные направления налоговой политики на 2017 г. и плановый период на 2018 и 2019 гг.» (ОННП) предусматривают возможность введения налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД) для пилотных проектов и полной отмены таможенных пошлин. Однако в ОННП отсутствуют важные параметры будущей налоговой системы: какова должна быть компенсация отмены таможенных пошлин для НПЗ, в какой степени будет масштабироваться НДД, что будет с льготами по НДС и таможенной пошлине?

<https://vygon.consulting/products/issue-816/>



РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ В АВТОТРАНСПОРТЕ: БЛИЗОК ЛИ ПИК ПОТРЕБЛЕНИЯ НЕФТИ?

Октябрь 2016 г.

Главным энергоресурсом современности нефть стала благодаря использованию бензина в двигателях внутреннего сгорания. Именно с этим сегментом традиционно связывалось светлое будущее нефти. Основное потребление нефти приходится на автотранспорт, который является главным драйвером нефтяного рынка. Но будет ли это справедливо и дальше, или происходящие технологические прорывы в автоиндустрии изменят сложившийся порядок вещей? На эти и другие вопросы даны ответы в исследовании, посвященном оценке влияния тенденций развития технологий в автотранспорте на глобальное потребление нефти.

<https://vygon.consulting/products/issue-728/>

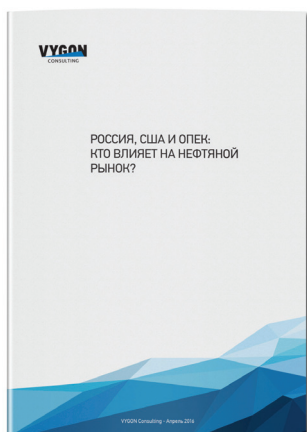


НЕФТЯНАЯ ОТРАСЛЬ РОССИИ: ИТОГИ 2015 Г. И ПЕРСПЕКТИВЫ 2016-2017 ГГ.

Май 2016 г.

2015 год стал знаковым для российской нефтяной отрасли. Трехкратное падение цен на нефть, «налоговый маневр» и девальвация рубля привели к смене многолетних тенденций в добыче, переработке, экспорте и реализации на внутреннем рынке нефти и нефтепродуктов. В исследовании содержится анализ производственных и экономических показателей всех ключевых областей развития отечественной «нефтянки» на 2015 г., а также прогноз на ближайшие два года. Выбранный горизонт планирования в текущих условиях является основным для принятия государством решений по балансировке бюджета и запуску реформ регулирования ТЭК.

<https://vygon.consulting/products/issue-598/>



РОССИЯ, США И ОПЕК: КТО ВЛИЯЕТ НА НЕФТЯНОЙ РЫНОК?

Апрель 2016 г.

До недавнего времени единственным механизмом регулирования предложения нефти на рынке были квоты ОПЕК. Однако в конце 2014 г. Организация, решившая все отдать на откуп рынку, не стала сокращать свою добычу, а по результатам 2015 г. даже ее нарастила. Возможно такое нетрадиционное поведение регулятора объясняется изменившейся парадигмой инвестиционного цикла в добыче, наиболее ярко проявившейся в США в результате сланцевой революции. В рамках исследования аналитики компании поставили перед собой следующие вопросы: Каковы реальные возможности изменения добычи жидких углеводородов в США, России и ОПЕК? Каковы сценарии мирового баланса нефти после встречи основных производителей?

<https://vygon.consulting/products/issue-573/>

Все материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер, являются исключительно частным суждением авторов и не могут рассматриваться как призыв или рекомендация к совершению каких-либо действий.

ООО «ВЫГОН Консалтинг» и его сотрудники не несут ответственности за использование информации, содержащейся в настоящем документе, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников.

Любое использование материалов документа допускается только со ссылкой на источник – ООО «ВЫГОН Консалтинг».

VYGON Consulting

123610, Россия, Москва, Краснопресненская наб., 12, 6-й подъезд, офис 1247

тел.: +7 495 543 76 43

e-mail: info@vygon.consulting

web: <http://vygon.consulting>

