

НЕФТЯНАЯ ОТРАСЛЬ РОССИИ '2014: ОСНОВНЫЕ ИТОГИ И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ РАЗВИТИЯ

Прошлогодние исторические рекорды российской нефтяной отрасли, безусловно, являются выдающимся достижением. Однако для того чтобы 2014 год не остался в истории российской нефтяной промышленности тем, чем был для экономики России 1913 год, от компаний, федеральных органов исполнительной власти, экспертного сообщества и отраслевых консультантов требуется мобилизация творческого потенциала для поиска мер, которые позволят ответить на новые вызовы.

Появление новых рисков (ценовая нестабильность, продолжающийся рост конкуренции за потребителя, введение финансовых и технологических санкций против России) требует от менеджмента компаний максимальной сосредоточенности на результате и поиска целого ряда возможностей для оптимизации деятельности компаний по всем направлениям.



ГРИГОРИЙ АРУТЮНЯН

Партнер, руководитель группы по оказанию услуг компаниям нефтегазовой отрасли EY

ДЕНИС БОРИСОВ

Директор, Московский нефтегазовый центр EY

ОЛЬГА БЕЛОГЛАЗОВА

Менеджер, Московский нефтегазовый центр EY

После почти четырех лет относительной стабильности прошлый год ознаменовался новыми вызовами как для российского нефтяного сектора, так и для страны в целом, бюджет которой, как известно, в настоящее время примерно на 50% формируется за счет поступлений от нефтегазового сектора.

Разведка и добыча

Справедливости ради следует отметить, что обвальное снижение цен на нефть, которые во второй половине 2014 года сократились

уменьшился, по нашим оценкам, всего на 4% (см. «Чистый доход российских ВИНК в сегменте разведки и добычи»).

Данный феномен объясняется особенностью российской налоговой системы и структурой затрат, которые в большей степени являются рублевыми. Однако даже такое снижение в условиях продолжающегося ухудшения горно-геологических условий разработки месторождений и необходимости масштабных инвестиций в новые сложные проекты

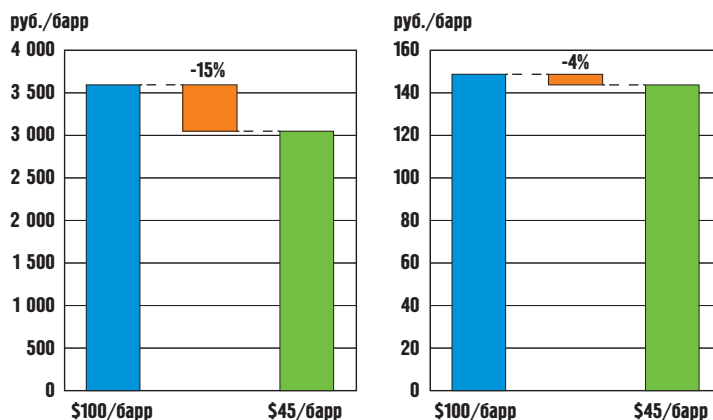
(включая применение современных МУН) создает дополнительные сложности для компаний, особенно в условиях, если фактическая инфляция (PPI) окажется выше текущих таргетов.

Введение секторальных санкций со стороны Евросоюза, Норвегии и США в отношении ряда российских компаний и отраслевых проектов в отдельных случаях потребует пересмотра основных финансово-экономических параметров бизнес-плана. Как известно, действующие санк-

В 2014 году добыча нефти и конденсата в России увеличилась на 3,5 млн (+0,5%) до 526 млн тонн (или 10,56 млн барр/сут.), обновив исторический максимум 2013 года

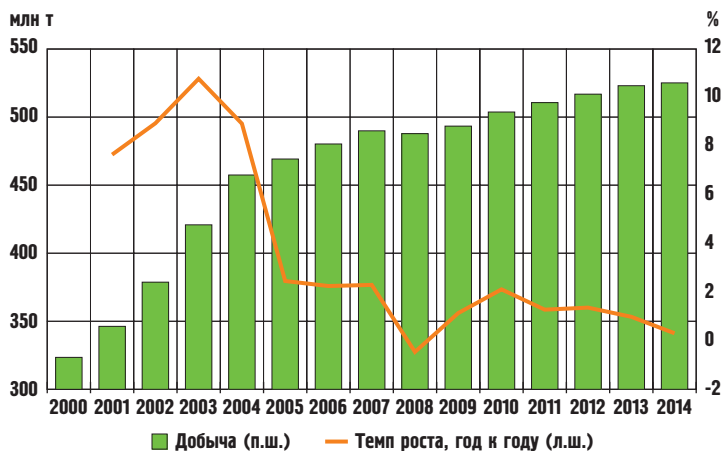
примерно на 50%, было частично нивелировано девальвацией российской валюты. Так, рублевая цена на нефть, достигшая очередного локального минимума в январе 2015 года, снизилась на 15% по сравнению с августом 2014 года, в то время как чистый доход ВИНК в российском сегменте разведки и добычи в национальной валюте

**ЧИСТЫЙ ДОХОД РОССИЙСКИХ ВИНК В СЕГМЕНТЕ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ
(АВГУСТ 2014 Г. В СРАВНЕНИИ С ЯНВАРЕМ 2015 Г.)**



Источник: оценка Московского нефтегазового центра EY

ДИНАМИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ И КОНДЕНСАТА В РОССИИ, 2000–2014 ГГ.



Источники: «ИнфоТЭК», «Нефтегазовая Вертикаль», Reuters, оценка Московского нефтегазового центра ЕУ

ции затрагивают два основных направления — финансовое и технологическое. Первое предполагает запрет на предоставление финансирования или услуг по организации финансирования ряду российских компаний со стороны лиц в юрисдикции США на срок более 90 дней, в то время как Регламент Совета ЕС ограничил предоставление нового финансирования на срок более 30 дней.

Второе подразумевает запрет на поставку номенклатуры оборудования, а также на предоставление услуг, необходимых для веде-

ния разведки и добычи на глубоководье, в Арктике и на «сланцевых проектах», целью которых может быть добыча нефти. При этом формулировки Минфина США оговаривают поименный список компаний, в отношении которых действуют ограничения, а запрет ЕС затрагивает непосредственно сами проекты.

Однако в условиях относительно невысокого уровня долговой нагрузки нефтяного сектора России по сравнению с другими отраслями экономики страны, а также ограниченного влияния техно-

ПРОДАЖА
после эксплуатации:

Агрегат ремонтно-буровой АРБ-100 на шасси БАЗ-69096 с основанием буровым мобильным 2001 года выпуска, изготовитель ОАО «Кунгурский машзавод» в комплекте с запасными частями



Телефон для справок: +7 (3822) 612868
E-mail: OkunkovUV@vostokgazprom.ru
<http://www.vostokgazprom.ru/quotation>

логических санкций на действующие проекты, российская нефтяная отрасль в прошлом году продолжила устанавливать операционные рекорды.

Доля Восточной Сибири и Дальнего Востока (12%) продолжает расти: эффект запуска ВСТО и режима специальных налоговых условий для отдельных проектов

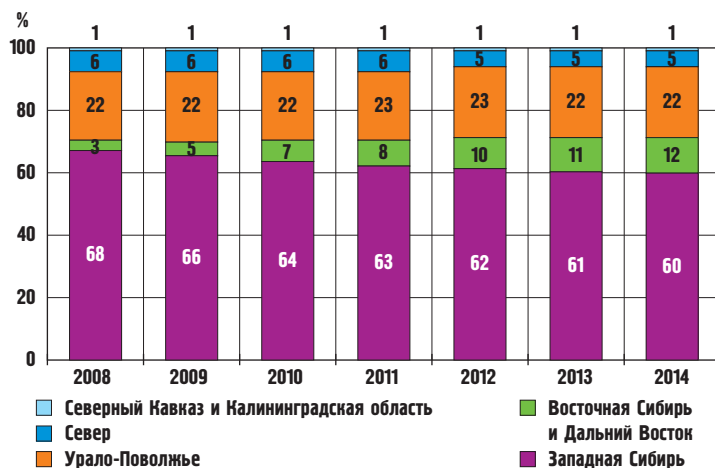
Так, в 2014 году добыча нефти (включая конденсат) в России увеличилась на 3,5 млн тонн (+0,5%) год к году, до 526 млн тонн (или 10,56 млн барр в сутки), обновив исторический максимум 2013 года (см. «Динамика добычи нефти и конденсата в России», «Динамика структуры добычи нефти и конденсата в России по регионам»). При этом с начала 2000-х годов производство увеличилось

Ожидаемый и далее рост добычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке не способен в полной мере компенсировать снижение добычи на браунфилдах

более чем на 60%, а после кризиса 2008–2009 годов — на 6%.

Одним из основных драйверов прошлогоднего роста добычи стал запуск совместным предприятием «Башнефти» и ЛУКОЙЛа место-

ДИНАМИКА СТРУКТУРЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ И КОНДЕНСАТА В РОССИИ ПО РЕГИОНАМ



Источники: «ИнфоТЭК», «Нефтегазовая Вертикаль», Reuters, оценка Московского нефтегазового центра ЕУ

рождений им. Тресса и Титова (в результате компания добилась 7%-ных темпов прироста по итогам года). Помимо этого, отметим увеличение добычи на 3,8% год к году у компании «Газпром нефть» за счет активов в Западной Сибири и Оренбурге, а также у независимых производителей и операторов СРП.

Сдерживающим фактором для инвестиций в применение инновационных МУН выступает налоговая составляющая

Региональная структура добычи по-прежнему продолжила претерпевать определенные изменения. В частности, на фоне старения западносибирских активов доля этого региона в общероссийской добыче продолжает с каждым годом сокращаться (60% в прошлом году против 68% в 2008-м). Доля Восточной Сибири и Дальнего Востока, наоборот, продолжает расти (эффект запуска ВСТО и режима специальных налоговых условий для отдельных проектов).

В 2014 году средневзвешенные оценочные затраты на добычу составили около \$4,8/барр, что на 14% выше уровня 2008 года, но на 7% меньше показателя 2013 года

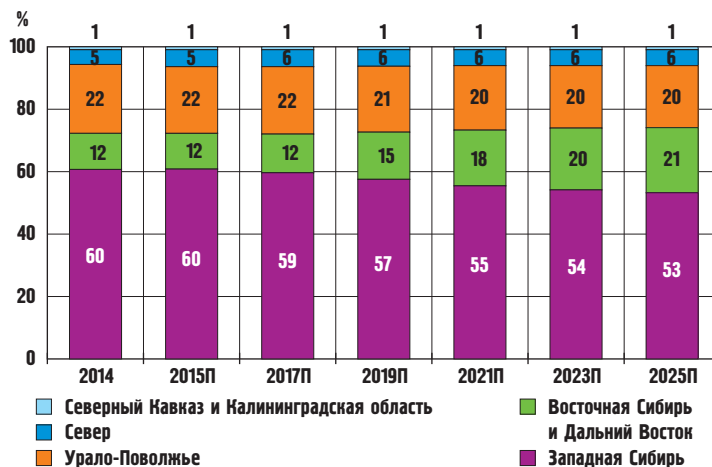
По нашим оценкам, в ближайшие годы эта тенденция сохранится и к 2025 году доля Восточной Сибири и Дальнего Востока в общероссийской добыче может превысить 20% (см. «Прогноз

Налоговый маневр: точка нулевого эффекта для добывающего сегмента в 2015 году достигается при цене на уровне \$72/барр, в 2016 — \$70/барр, в 2017 — \$55/барр

структуры добычи нефти и конденсата в России...»).

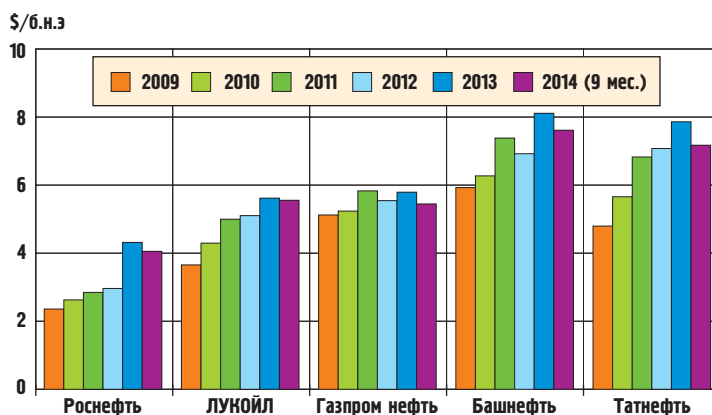
Однако ожидаемый рост добычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке не способен в пол-

ПРОГНОЗ СТРУКТУРЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ И КОНДЕНСАТА В РОССИИ С УЧЕТОМ ОЖИДАЕМЫХ К ВВОДУ ПРОЕКТОВ



Источники: данные компаний, оценка Московского нефтегазового центра ЕУ

ДИНАМИКА УДЕЛЬНЫХ ОПЕРАЦИОННЫХ ЗАТРАТ ВИНК В СЕГМЕНТЕ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ



Источники: данные компаний, оценка Московского нефтегазового центра ЕУ

ной мере компенсировать снижение добычи на браунфилдах за счет процесса естественного старения месторождений. В результате к 2025 году общероссийская добыча, по нашим оценкам, может сократиться примерно на 3% по сравнению с 2014 годом. При этом, если темпы естественного падения добычи на таких объектах будут превышать 2% в год, то итоговые результаты могут оказаться еще более низкими.

В таких условиях вопросы, связанные с поддержанием добычи на действующих проектах, приобретают первоочередную важность, и одним из важных путей его реализации является приме-

нение МУН. В частности, мировой опыт свидетельствует о возможности увеличения нефтеотдачи за счет применения газовых методов на 5–10%, физико-химических — на 3–8%, и тепловых — на 15–20%. Но пока масштабы применения третичных МУН в России остаются незначительными в объеме общей добычи (для сравнения: в США — около 13% от суммарного производства).

Сдерживающим фактором для инвестиций в применение инновационных МУН выступает налоговая составляющая, не учитывающая объективно обусловленного роста издержек добычи по мере уменьшения дебитов сква-

жин, роста обводненности их продукции, а значит, и резкого сокращения доли ренты в цене.

В 2014 году средневзвешенные оценочные затраты на добычу составили около \$4,8/барр, что на 14% больше значений 2008 года, но на 7% меньше показателя 2013 года из-за девальвации рубля (см. «Динамика удельных операционных затрат ВИНК...»). И если сравнивать затраты на добычу в рублях, то рост составил 3% год к году и 40% к 2008 году.

При этом реализуемая система адресного налогового льготирования в нефтяном секторе (даже несмотря на большое количество дифференцируемых параметров) не способна обеспечить необходимые стимулы для широкомасштабного применения МУН в России. В частности, предусмотренные адресные льготы затрагивают лишь ограниченное количество действующих браунфилдов Западной Сибири, которые, как отмечалось, обеспечивают около 60% общероссийской добычи.

Если рассмотреть экономику проекта по применению одного из МУН, то ожидаемый уровень удельных издержек (около \$25/барр против \$6/барр для традиционных активов при курсе 60 рублей за доллар США) в условиях действующей налоговой си-

стемы не позволяет добиться приемлемого уровня дохода для инвестора (см. «Ценообразование при применении МУН»).

С 1 января 2015 года стартовал налоговый маневр, который, как предполагалось, принесет добывающему сегменту дополнительный доход за счет опережающего снижения ставок экспортной пошлины над ростом НДС.

Однако в процессе имплементации маневра не обошлось без накладок. Главная сложность заключается в том, что параметры налогового маневра прорабатывались в условиях стабильных цен на сырье и на тот момент рыночный консенсус не предполагал кардинального снижения нефтяных котировок.

В результате отсутствие сценарного подхода при подборе параметров налогового маневра привело к тому, что в 2015 году экономика добывающего сегмента в долларовом эквиваленте вместо ожидаемого роста на \$0,8/барр (при цене на нефть \$100/барр) может снизиться примерно на \$0,3/барр (при ценах на нефть в \$60/барр) за счет изменения НДС и пошлины.

В последующие годы этот разрыв будет увеличиваться: точка нулевого эффекта для добывающего сегмента, по нашим оценкам, в 2015 году достигается при

ПРОДАЖА с хранения:



Краны шаровые

Ду400Ру64 — 1 шт.,
Ду500Ру64 — 1 шт.,
Ду700Ру64 — 6 шт.
производства DKG EAST ZRT (Венгрия) в хладостойком, подземном исполнении, среда — некоррозионная, рабочее давление 6,4 МПа, материал корпуса/шара ASTM A350LF2 в комплекте с пневмогидравлическими приводами торговой марки BIFFI (Италия) модели 6PO 3C-175 или OGK 6S-200

Телефон для справок: +7 (3822) 612868
E-mail: OkunkovUV@vostokgazprom.ru
<http://www.vostokgazprom.ru/quotation>

цене на нефть на уровне \$72/барр, в 2016-м — \$70/барр, в 2017-м — \$55/барр (см. «Динамика дохода российских нефтяных компаний...»).

Означает ли это, что выявленная проблема потребует глобального пересмотра механизмов, заложенных в налоговом маневре? С нашей точки зрения, нет, поскольку математически сложившаяся коллизия решается с помощью точечной настройки формулы

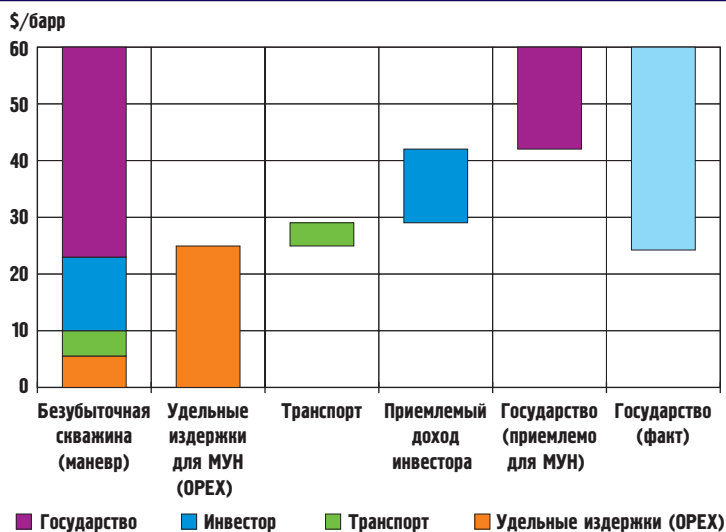
Переработка: объем производства вырос более чем на 5% год к году, почти до 290 млн тонн или +20% к 2008 году

НДС за счет вовлечения в расчеты не только базовой ставки, но и цены отсечения, используемой при расчете коэффициента Кц.

Значительная проблема для перерабатывающего сегмента связана с последствиями налогового маневра в условиях низких цен для нефтепереработки

При этом вопрос о необходимости тем или иным образом учитывать влияние произошедшей девальвации на экономику проектов (а значит, и на подбор оптимального уровня ставок НДС) является дискуссионным. На наш взгляд,

ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ МУН



Источник: оценка Московского нефтегазового центра ЕУ

это будет сопряжено с целым рядом сложностей, прежде всего вследствие неоднородной структуры валютных и рублевых затрат по отдельно взятым проектам.

Переработка

Что касается нефтепереработки, минувший год ознаменовался очередными производственными рекордами: объем производства, несмотря на временную остановку Ачинского НПЗ из-за пожара, вырос более чем на 5% год к году почти до 290 млн тонн — +20% к 2008 году (см. «Динамика переработки и экспорта нефти в России»).

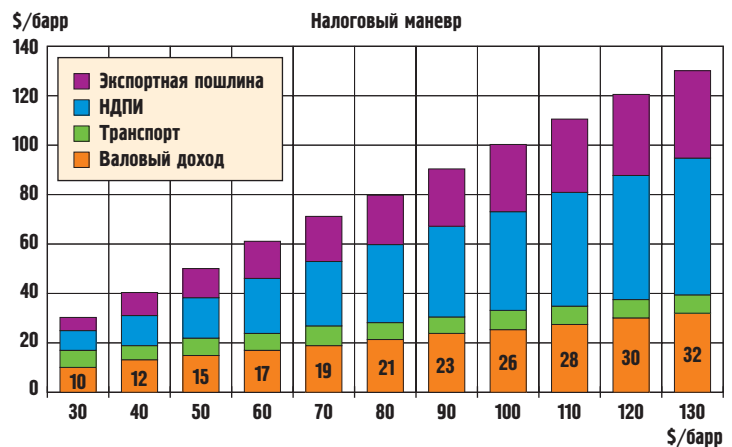
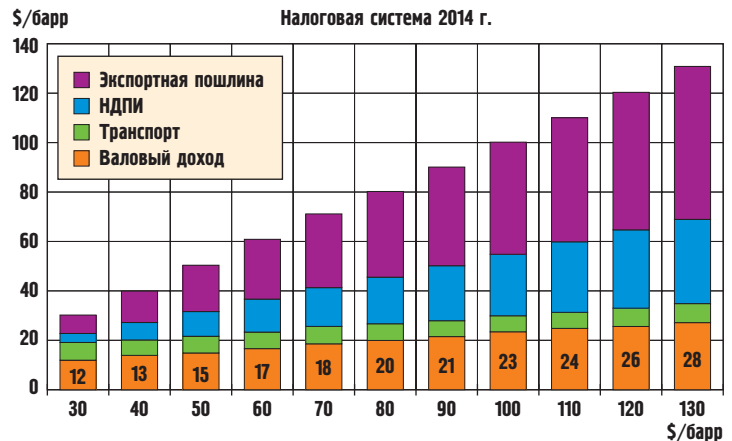
В связи с налоговыми особенностями снижение цены на нефть ухудшает маржу переработки в России на \$50–55 на тонну — до \$1–2 на тонну

Основными драйверами роста стали независимые средние НПЗ (Яйский, Антипинский, Ильский и Афипский), Московский и Омский НПЗ «Газпром нефти», ТАНЕКО, а также увеличение переработки после модернизации на Туапсинском НПЗ, принадлежащем «Роснефти». При этом средний уровень загрузки установок первичной переработки нефти на российских НПЗ в 2014 году, по нашим оценкам, составил около 95%.

Однако качественные показатели сегмента в последние годы остаются практически неизменными. Несмотря на продолжающуюся модернизацию, глубина переработки остается на уровне 72% (против европейских 80% и североамериканских 95%). Главная причина, которая позволяла целому ряду неэффективных заводов чувствовать себя уверенно, — это фактическое налоговое субсидирование перерабатывающего сегмента за счет добывающего.

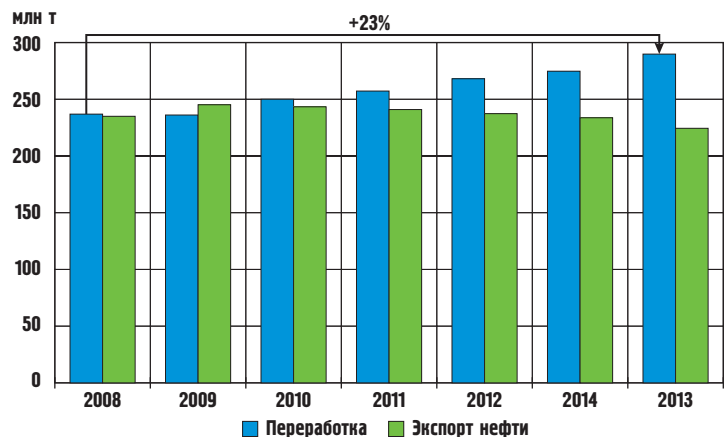
При этом на протяжении многих лет мы наблюдаем, что стоимость российской экспортной нефтепродуктовой корзины уступала в цене не только по стоимости дизельного топлива, но и даже сырью, из которого вырабатывалась — по прошлому году дис-

ДИНАМИКА ДОХОДА РОССИЙСКИХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ (ТРАДИЦИОННЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ), 2017 Г.



Источники: Налоговый кодекс РФ, оценка Московского нефтегазового центра ЕУ

ДИНАМИКА ПЕРЕРАБОТКИ И ЭКСПОРТА НЕФТИ В РОССИИ

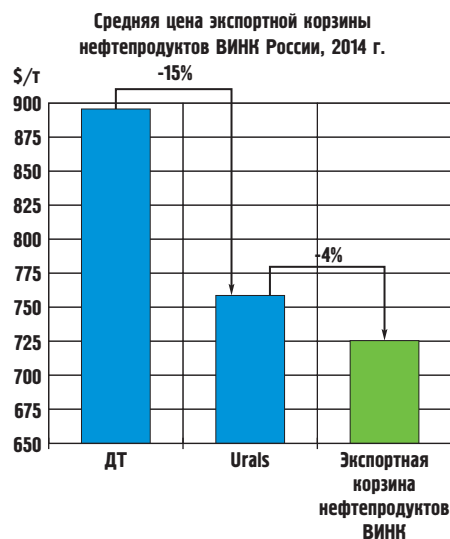


Источники: «ИнфоТЭК», «Нефтегазовая Вертикаль», Reuters, оценка Московского нефтегазового центра ЕУ

конт экспортной корзины к дизелю составил почти \$150 за тонну, к нефти — около \$30 за тонну (см. «Динамика стоимости сырой нефти и экспортной корзины нефтепродуктов» и «Средняя цена экспортной корзины нефтепродуктов ВИНК России»).

Основной причиной наблюдаемой картины является высокий выход на российских НПЗ мазута (побочный продукт, который в среднем стоит дешевле нефти примерно на \$150 за тонну) и последовательное увеличение его производства из года в год.

Запуск налогового маневра частично устраняет сложившиеся перекосы в фискальном стимулировании выпуска отдельных видов продукции, однако, как и в случае с нефтедобычей, не обошлось без ряда сложностей. В частности, в связи с налоговыми особенностями снижение цены на нефть ухудшает долларовую маржу переработки в России (для среднего условного НПЗ в центральной части страны без модернизации снижение за счет маневра составляет примерно \$25–30



Источники: данные компаний, Bloomberg, оценка Московского нефтегазового центра ЕУ

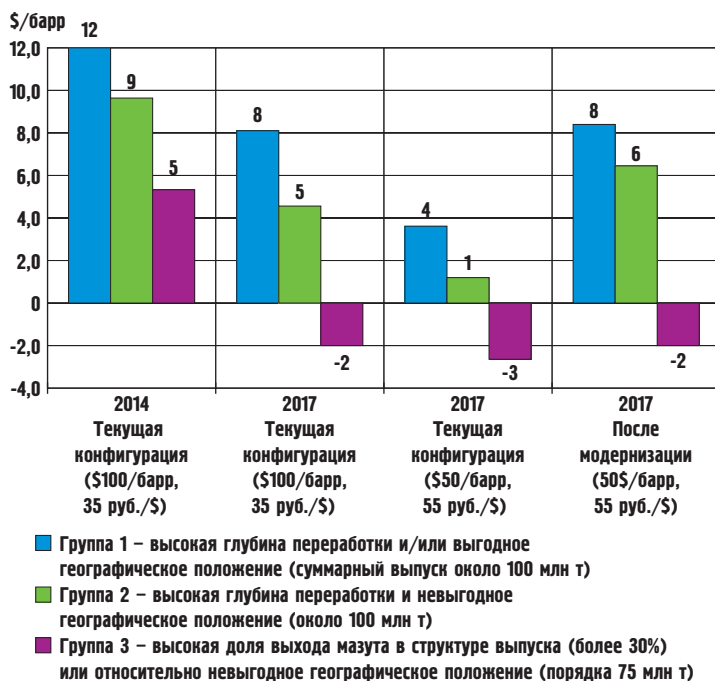
на тонну, за счет падения цен на нефть — еще \$25 на тонну).

В результате показатель средней маржи может опуститься до \$1–2/барр (см. «Изменение маржи переработки по группам заводов»). Значительная проблема для перерабатывающего

сегмента связана с последствиями налогового маневра в условиях низких цен для нефтепереработки.

Как видно из графика, ключевым фактором, который позволяет среднероссийскому НПЗ чувствовать себя уверенно в условиях налогового маневра, является модернизация. Очевидно, что в случае возникновения асинхронности между налоговым маневром и ходом модернизации российских НПЗ возникают риски для рентабельной работы целого ряда из них. Как следствие, этот вопрос требует дополнительной проработки.

ИЗМЕНЕНИЕ МАРЖИ ПЕРЕРАБОТКИ ПО ГРУППАМ ЗАВОДОВ (2014 Г. В СРАВНЕНИИ С 2017 Г.)



Источники: данные компаний, «ИнфоТЭК», оценка Московского нефтегазового центра ЕУ

Ситуация в отрасли с учетом введенных секторальных санкций потребует пересмотра основных финансово-экономических параметров бизнес-планов

Также дополнительно следует изучить вопросы, связанные с реализацией новых проектов в переработке, окупаемость которых может оказаться под угрозой. Возможно, для таких проектов необходимо будет предусмотреть адресные преференции, в противном случае повышение монетизации добываемой нефти за счет ее глубокой переработки будет проблематичным. 