

ЗАВЕРШЕНИЕ НАЛОГОВОГО МАНЕВРА: КАКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ ЖДАТЬ?

г. Москва, октябрь 2018 г.



ПЕТРОМАРКЕТ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ГРУППА

АВТОРЫ



Хомутов
Иван Александрович
Генеральный директор



Квон
Константин Рэнович
Старший консультант



Кулиев
Антон Фуадович
Консультант



Скоробогатько
Олег Николаевич
Старший аналитик

Авторы благодарят команду ИГ «ПетроМаркет» и особенно Александру Зубачеву и Владимира Прохоренкова, без которых настоящее исследование не могло бы состояться. Отдельная признательность Якову Рудерману за полезные идеи и плодотворное обсуждение материала.

ОГРАНИЧЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Настоящая публикация и содержащиеся в ней данные охраняются авторским правом. Копирование, тиражирование, распространение, перепечатка (целиком или в части) или иное использование публикации и/или содержащихся в ней данных без письменного разрешения ООО «ИГ «Петромаркет» не допускается. Любое использование материалов документа допускает только со ссылкой на ООО «ИГ «Петромаркет» в качестве источника. Настоящая публикация не является адресной консультацией и может быть использована исключительно в информационных целях.

РЕЗЮМЕ

- Налоговая реформа в нефтяной отрасли, стартующая 1 января 2019 г., представляет собой логическое продолжение и завершение налогового маневра, запущенного четыре года назад. Важнейшим результатом новой реформы станет полная ликвидация системы экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты в 2024 г. Вместе с пошлинами будет ликвидирован механизм автоматического перераспределения нефтяной ренты в пользу нефтепереработки (через разницу в экспортных пошлинах на нефть и нефтепродукты) и потребителей нефтепродуктов (через пониженные на величину экспортных пошлин оптовые цены). Вместо безусловного и, по существу, безадресного пошлинного субсидирования НПЗ и потребителей (причем не только в России, но и в ряде стран, имеющих возможность беспошлинно импортировать из России нефть и продукты ее переработки) **в 2019-2024 гг. будет постепенно введен новый механизм управления рентными доходами, который должен сделать субсидирование экономических субъектов более эффективным, придать ему целевой и адресный характер.**
- Суть нового механизма можно описать следующим образом:
 - Вся нефтяная рента будет концентрироваться в нефтедобыче, откуда она будет изыматься государством через налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и направляться в федеральный бюджет.
 - Налоговая нагрузка нефтедобывающих предприятий не изменится, в этом смысле налоговый маневр будет нейтральным для их экономики.
 - Субсидирование «дружественных экономик», в том виде, в каком это происходило благодаря беспошлинным поставкам нефти и нефтепродуктов, прекратится.
 - Рентное субсидирование нефтепереработки сохранится, но приобретет адресный характер: на него смогут рассчитывать не все НПЗ, а только удовлетворяющие определенным условиям, в которых отражены представления реформаторов о ценности предприятия для российской экономики. В качестве инструмента субсидирования будет использоваться налоговый вычет по акцизу на нефть, или «возвратный акциз», который полностью компенсирует его получателю утрачиваемую пошлинную субсидию. Часть НПЗ с наихудшей экспортной логистикой среди тех, что получают право на возвратный акциз, окажется даже в выигрыше, поскольку возвратный акциз им будет предоставляться с региональным мультипликатором, большим 1.
 - Субсидирование потребителей нефтепродуктов также станет строго адресным. Среди потребителей, которым государство окажет

поддержку, можно выделить две группы. Первая включает предприятия нефтехимии (при закупке сырья для переработки), авиакомпании (при закупке топлива) и судовладельцы (при бункеровке тяжелым топливом). Вторая группа – потребители автобензина и дизельного топлива. Инструментом субсидирования первой группы будет налоговый вычет по акцизу на закупаемое сырье или топливо, второй группы – так называемая «демпфирующая надбавка» к возвратному акцизу, которую будут получать нефтеперерабатывающие предприятия при условии удержания ими цен на моторные топлива не выше заранее заданного уровня.

- С завершением налогового маневра связываются следующие ожидания:
 - Увеличение рентных доходов федерального бюджета за счет присвоения государством части ренты, которая в дореформенный период доставалась производителям и потребителям нефтепродуктов, а также «дружественным экономикам».
 - Стимулирование модернизации российской нефтепереработки, осуществление которой, по идее, должно стать одним из условий получения НПЗ государственной субсидии.
 - Прекращение деятельности примитивных в технологическом отношении и неспособных к развитию НПЗ, которые только засоряют внутренний рынок «неподакцизными» суррогатами моторных топлив, лишая государство доходов, а нефтяные компании – законной доли рынка.
 - Обеспечение надежного снабжения внутреннего рынка нефтепродуктами и, в первую очередь, автобензином (спрос на который балансируется отечественной нефтепереработкой с наибольшим напряжением) при минимально возможном уровне загрузки НПЗ сырьем.
 - Полный контроль над ценами на внутреннем рынке столь социально значимых продуктов, как моторные топлива, с помощью демпфирующей надбавки к возвратному акцизу.
- В целях анализа воздействия налогового маневра на российский рынок нефтепродуктов и проверки того, в какой мере по его завершению в 2024 г. сбудутся ожидания реформаторов, авторами настоящей работы проведена серия расчетов в рамках сценария «Brent 71» (базируется на гипотезе о том, что цена Brent в 2019-2024 гг. будет равна 71 долл./барр. в ценах 2017 г., а также на ряде иных реалистичных предположений).
- Как показали расчеты, **доходы государственного бюджета в 2024 г., окажутся на 631 млрд руб. или на 9.3% выше, чем они были бы, если бы сохранилась действующая сейчас налоговая система образца 2017 г. Заметнее всего налоговый маневр отразится на потребителях**

нефтепродуктов, рентное субсидирование которых снизится на 470 млрд руб. (-91.6% к уровню 2024 г. в налоговых условиях 2017 г.). Далее, по абсолютному уровню потерь следуют «дружественные экономики», которые полностью утратят рентное субсидирование (140 млрд руб.), и российская нефтепереработка, которая потеряет всего 21 млрд руб. (-1.5% к уровню 2024 г. в налоговых условиях 2017 г.).

- **Изъятие ренты из нефтепереработки будет осуществляться за счет выборочного предоставления права на возвратный акциз.** На это право заведомо не смогут претендовать мини-НПЗ, которые переработали в 2017 г. не более 600 тыс. т сырья, не имеют находящихся под санкциями собственников с суммарной долей участия не менее 50% и не производят в достаточном количестве автомобильный бензин класса 5 и/или прямогонный бензин для нефтехимии. Кроме них, по состоянию на 01.10.2018 в категорию «лишенцев» попадают Краснодарэконепть, Новошахтинский НПЗ, Славянск-Эко, Первый завод, Анжерская НГК, ВПК-Ойл, Томскнефтепереработка, Трансбункер. Все остальные НПЗ по состоянию на 01.10.2018 уже вправе рассчитывать на обратный акциз.
- Для большинства собственников НПЗ налоговый маневр является нейтральным с точки зрения объема предоставляемых государством субсидий. **Фактически лишение права на государственные субсидии затрагивает только независимую нефтепереработку, которая в 2024 г. потеряет 28% субсидии в сравнении с той, на которую она могла бы рассчитывать при сохранении в 2024 г. налогового режима 2017 г.** Однако для государственного бюджета экономия ренты, направляемой в нефтепереработку, оказывается не столь существенной из-за того, что **налоговый маневр одновременно увеличивает субсидии в сравнении с пошлинными рядом заводов Газпром нефти, ЛУКОЙЛа и особенно Роснефти** путем применения региональных мультипликаторов к возвратному акцизу.
- **Налоговый маневр не сможет решить одну из основных задач реформы – оптимизировать загрузку НПЗ сырьем. По завершении маневра в 2024 г. годовой объем переработки нефти в сценарии «Brent 71» заметно превзойдет ожидаемый регулятором уровень в 260-265 млн т и достигнет 303.9 млн т.** Это лишь на 3.5 млн т меньше, чем был бы годовой объем переработки нефти в 2024 г. в налоговых условиях 2017 г. (307.4 млн т) и примерно на 20 млн т выше уровня 2017 г. в 283.5 млн т. При этом профицит автобензина вырастет до 10 млн т, что явно выше минимально необходимого уровня (около 3 млн т).
- **Одна из причин роста объемов переработки – реализация программ развития ряда НПЗ,** предусматривающих как наращивание мощностей первичной переработки нефти, так и вводы установок вторичной переработки (в последнем случае вырастает маржа переработки, что стимулирует рост загрузки НПЗ сырьем).

- **Вторая причина роста объемов переработки заключается в том, что реформа не справляется с задачей заставить уйти с рынка НПЗ с простой переработкой**, которые не имеют возможности модернизироваться и не способны снабжать внутренний рынок качественными продуктами. В 2017 г. эти предприятия суммарно переработали 17.1 млн т нефти, в 2024 г. в тех же налоговых условиях этот показатель вырос бы до 17.5 млн т, тогда как по завершении налогового маневра он опустится до 8.6 млн т – но не до нуля! **Часть лишенных субсидии предприятий сможет генерировать прибыль благодаря безакцизной торговле суррогатами моторных топлив.**
- **Реформа не предлагает никакого инструментария для окончательного решения проблемы существования на рынке НПЗ с простой переработкой. Однако это не значит, что такого инструментария не существует. Один из вариантов – введение акциза на всю поставляемую на внутренний рынок нефть (аналогично тому, как введен акциз на автобензин или дизтопливо) в размере примерно 4000 руб./т (в реальных ценах 2017 г.), с его возвратом всем предприятиям, кроме «плохих».**
- Сама по себе задача оптимизации объемов переработки нефти в России представляется довольно естественной, если смотреть на реформу с точки зрения интересов государственного бюджета, ибо чем ниже уровень переработки нефти, тем меньше бюджетных средств требуется для его поддержания. Если исходить из этой логики, то, как показали расчеты, имеется значительный потенциал сокращения выделяемых нефтепереработке субсидий (и соответствующего снижения объемов переработки нефти) без риска нарушить сбалансированность внутреннего рынка нефтепродуктов. Так, в сценарии «Brent 71» эти субсидии для одних НПЗ потенциально могут быть сокращены в два раза, а для других (получающих возвратный акциз с региональным мультипликатором) – еще больше. **Эта ситуация создает серьезные риски для российской нефтепереработки, поскольку заставляет ожидать продолжения «маневрирования» с целью снизить величину предоставляемых НПЗ субсидий.**
- Налоговый маневр подает весьма противоречивые сигналы в отношении представления регулятора об оптимальности субсидирования нефтеперерабатывающей промышленности. Если задача субсидирования состоит исключительно в поддержании объема переработки нефти в стране на минимальном уровне, балансирующем спрос внутреннего рынка на нефтепродукты, то субсидировать НПЗ, которые в силу самого своего географического положения имеют преимущественно или исключительно экспортную ориентацию, не имело бы смысла. Однако **реформа успешно стимулирует развитие как раз независимых НПЗ, заметная часть которых является экспортно-ориентированными** (Афипский, Ильский и целый ряд других). Эти предприятия не смогут выжить, если не получат право на возвратный

акциз, а это право они не смогут получить, если не предъявят масштабных программ модернизации – **в отличие от НПЗ, принадлежащих ВИНК, которые фактически смогут получить бюджетное субсидирование независимо от того, модернизируются они или нет. Это обеспечивает последним высокую маржу и без инвестиций, что в определенном смысле дестимулирует их развитие.** Хотя, казалось бы, государство должно быть заинтересовано в первую очередь в развитии именно этих НПЗ, поскольку они в своем большинстве ориентированы на внутренний рынок.

- **Не будет ни одной группы российских потребителей нефтепродуктов, которая выиграет в результате налогового маневра.** Все они проиграют за исключением потребителей СУГ, рынок которых реформа не затрагивает. При этом для одних групп потребителей рентное субсидирование полностью прекратится, для других – заметно сократится. Среди последних больше всего потеряют судовладельцы-потребители темного бункерного топлива (89% от уровня субсидии, которую могла бы получить эта группа в 2024 г. в налоговых условиях 2017 года), а меньше всего – нефтехимические предприятия, закупающие нефть и ароматику в качестве сырья (15%). Авиакомпании при закупках реактивного топлива потеряют более 32%. Все эти потери – результат роста цен на нефтепродукты на величину отмененных экспортных пошлин, а также инфляции, которая обесценивает возвратные акцизы, получаемые той или иной группой потребителей.
- Налоговый маневр должен был бы компенсировать утрату пошлинного субсидирования потребителям автобензина и дизтоплива посредством механизма демпфирующих надбавок, но этого не произойдет. Причина кроется в специфике работы этого механизма. По замыслу авторов реформы он должен удерживать отпускные цены НПЗ на автобензин и дизтопливо не выше определенных контрольных уровней, не позволяя им «вырваться» на уровень экспортных нетбэков, если последние станут слишком высокими из-за роста цен на нефть на внешнем рынке. **Но на самом деле, этот механизм так работает только в строго определенном диапазоне цен на Brent. При ценах на Brent ниже нижней границы этого диапазона механизм не работает на снижение цен (он работает в противоположном направлении), а при ценах на Brent выше верхней границы – в условиях свободно ценообразования на внутреннем рынке моторных топлив – НПЗ будет выгоднее установить цены на продукты на уровне экспортных нетбэков и отказаться от демпфирующей надбавки.** В результате желательный уровень цен на автобензин и дизтопливо в рамках сценария «Brent 71» демпфирующая надбавка сумеет обеспечить только в 2019 г., тогда как в 2020-2024 гг. ценообразование на АВ и ДТ будет базироваться на экспортных нетбэках НПЗ, а сами цены будут много выше контрольных уровней. При этом **нельзя исключить, что регулятор начнет искать средства напрямую принудить нефтяные компании торговать**

моторными топливами «ниже рынка». Следствием этого стала бы потеря производителями части выручки.

- Концепция завершающей стадии налогового маневра представляет собой несомненный шаг вперед в регулировании российского нефтяного рынка. Однако видимое отсутствие у регулятора четкой целевой картины будущего российской нефтепереработки, существование очевидного потенциала для дальнейшего сокращения субсидий НПЗ, неэффективность стимулирования модернизации НПЗ ВИНК, слабости механизма демпфирующей надбавки – **все это делает перспективы стартующей реформы весьма неопределенными, заставляя с высокой вероятностью ожидать дальнейших корректировок налоговой системы.**

СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ

- АБ – автомобильный бензин
- АК – авиационный керосин
- ВГО – вакуумный газойль
- ВР – внутренний рынок
- ГК – гидрокрекинг
- ГО – гидроочистка
- ГТ – газойлевые топлива
- ГФУ – газофракционирующая установка
- ДТ – дизельное топливо
- ЗК – замедленное коксование
- ИЗО – изомеризация
- КК – каталитический крекинг
- МТ – мазут топочный
- НП – нефтепродукт
- НХ – нефтехимия
- ПБНХ – прямогонный бензин для нефтехимии
- ППН – первичная переработка нефти
- РИФ – риформинг
- РТ – реактивное топливо
- СЗЕ – Северо-Западная Европа
- СЗФО – Северо-Западный федеральный округ
- УЗК – установка замедленного коксования

СОДЕРЖАНИЕ

Резюме _____	5
Введение _____	13
1. Нефтяные экспортные пошлины: как это работает в России? _____	14
2. Завершение налогового маневра в нефтяной отрасли: суть реформы и ее последствия _____	23
2.1. Основные параметры реформы _____	23
2.2. Почему государство не отменяет экспортные пошлины без компенсаций и сразу? _____	27
2.3. Каких последствий реформы стоит ждать? _____	39
2.3.1 Государство – главный бенефициар _____	39
2.3.2 Бенефициары и жертвы среди российских НПЗ ____	42
2.3.3 Что теряют потребители нефтепродуктов? _____	55
3. Завершение налогового маневра: что дальше? _____	61
3.1. Простая нефтепереработка: жизнь после смерти ____	61
3.2. В поисках оптимального субсидирования нефтепереработки _____	62
3.3. Сила и бессилие демпфирующей надбавки _____	68
Приложение А. Сценарные условия расчетов _____	77
Приложение В. Краткое описание комплекса MRPPM (Комплексная модель российского рынка нефтепродуктов) __	78

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее исследование посвящено анализу стартующей с 1 января 2019 года налоговой реформы нефтяной отрасли, которая трактуется ее авторами как завершение налогового маневра, начатого еще в 2015 году. Реформа рассчитана на 6 лет и представляет собой постепенную трансформацию текущего налогового механизма, важным элементом которого являются экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты, в налоговый механизм без экспортных пошлин. При этом рентное субсидирование российских НПЗ и российских потребителей нефтепродуктов, которое до сих пор косвенным образом обеспечивала система нефтяных экспортных пошлин, никуда не уйдет, а просто поменяет свою форму.

Все эти преобразования затрагивают значимые интересы самого широкого круга субъектов внутреннего нефтяного рынка, а также интересы стран, которые пользуются сейчас преференцией беспошлинного импорта нефти и нефтепродуктов из России. В связи с этим представляется важным более пристально рассмотреть внедряемые налоговые новации, чтобы разобраться в достоинствах и недостатках реформы, оценить ее адекватность целевым установкам, выявить риски, которые несет в себе завершение налогового маневра нефтепереработчикам и различным группам потребителей нефтепродуктов. Для этого необходимо из нынешнего, 2018 года, мысленно перенестись в 2024, когда налоговые преобразования завершатся и станут видны все их последствия. Что, собственно говоря, и делается в настоящем исследовании.

Исследование состоит из трех разделов. Основные результаты сосредоточены в Разделах 2 и 3. Первый раздел содержит анализ действующего налогового механизма. Он предназначен в основном для тех читателей, кто не чувствует себя знатоком в такой специфической области, как налоговое и таможенно-тарифное регулирование нефтяной отрасли. Но даже тем, кто абсолютно «в теме», возможно, будет полезно его прочесть, чтобы содержание заключительных разделов стало для них более прозрачным.

1. НЕФТЯНЫЕ ЭКСПОРТНЫЕ ПОШЛИНЫ: КАК ЭТО РАБОТАЕТ В РОССИИ?

В настоящее время основой налогообложения российской нефтяной отрасли являются два налога – налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты.

НДПИ представляет собой в чистом виде рентный сбор. Он был введен с 1 января 2002 года взамен ряда других налогов, которыми до этого момента облагались нефтедобывающие предприятия. Правила исчисления и уплаты НДПИ устанавливаются Налоговым кодексом РФ. Налоговой базой для исчисления НДПИ является все количество добытой нефти (обезвоженной, обессоленной и стабилизированной) в натуральном выражении. Налоговая ставка (СНДПИ) устанавливается в рублях за 1 тонну по формуле:

$$СНДПИ = СБНДПИ \times КЦ - ДМ,$$

где СБНДПИ твердая базовая ставка (в рублях за тонну), КЦ – применяемый к базовой ставке повышающий коэффициент, значение которого зависит от мировых цен на нефть, а ДМ – понижающий налоговую ставку показатель, в котором учитываются особенности добычи нефти (выработанность запасов, масштаб месторождения, сложность извлечения нефти, географические условия добычи)¹.

По состоянию на 1 октября 2018 г. базовая ставка СБНДПИ равна 919 руб./т., а значение коэффициента КЦ вычисляется по формуле:

$$КЦ = (Ц - 15) \times Курс / 261,$$

где Ц – средняя за налоговый период цена барреля российской нефти сорта Urals на европейском рынке в долларах США, Курс – среднее за налоговый период значение устанавливаемого ЦБ РФ курса доллара США к рублю.

Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты так же, как и НДПИ, представляют собой инструмент изъятия природной ренты в пользу государства. Но работает этот инструмент совсем не так, как НДПИ. Во-первых, экспортные пошлины взимаются государством только с тех объемов нефти и нефтепродуктов, которые реализуются на внешнем

¹ Налоговый кодекс РФ предусматривает несколько исключений из этого правила исчисления НДПИ. Во-первых, в ряде случаев применяется льготная (нулевая) ставка НДПИ. Во-вторых, по-иному рассчитывается НДПИ для нефти, добываемой на новых морских месторождениях, и для газового конденсата, который фактически обращается на том же рынке, что и нефть. Эти исключения более подробно в работе не обсуждаются, но всегда учитываются авторами в тех случаях, когда это необходимо.

рынке. И, во-вторых, в отличие от НДС, экспортные пошлины влияют на цены внутреннего нефтяного рынка и маржинальность российской нефтепереработки. Эти два обстоятельства определяют особую роль экспортных пошлин в распределении нефтяной ренты между государством и участниками рынка.

В отличие от ставок НДС ставки вывозных (экспортных) пошлин на нефть и нефтепродукты устанавливаются Правительством РФ. Последнее руководствуется Законом РФ «О таможенном тарифе», в котором прописаны формулы для расчета предельных ставок экспортных пошлин. Формулы имеют следующий вид:

$$Пнефть = 0, \text{ если } Ц \leq 15$$

$$Пнефть = 0.35 \times 7.3 \times (Ц - 15), \text{ если } 15 < Ц \leq 20$$

$$Пнефть = 0.45 \times 7.3 \times (Ц - 20) + 12.78, \text{ если } 20 < Ц \leq 25$$

$$Пнефть = 0.3 \times 7.3 \times (Ц - 25) + 29.2, \text{ если } Ц > 25,$$

где *Пнефть* – ставка экспортной пошлины на нефть в долларах США за тонну; *Ц* – средняя за период мониторинга цена барреля российской нефти сорта Urals на европейском рынке в долларах США за баррель; 7.3 – принятое число баррелей в тонне нефти Urals².

Ставки экспортных пошлин на различные нефтепродукты могут отличаться друг от друга, но все они задаются однотипными формулами:

$$Ппрод = Kпрод \times Пнефть,$$

где *Kпрод* – коэффициент, принимающий значения в диапазоне от 0 до 1 (см. Табл. 1.1). Таким образом, различия в ставках экспортных пошлин определяются исключительно различиями в коэффициентах *Kпрод*, предельные значения которых также устанавливаются Законом РФ «О таможенном тарифе».

Табл. 1.1

*Действующие с 01.01.2017 значения коэффициентов *Kпрод* в формулах расчета предельных ставок экспортных пошлин на некоторые нефтепродукты*

Источник: Закон РФ от 21.05.1993 N 5003-1 (ред. от 28.12.2016) «О таможенном тарифе»

Автомобильный бензин	Нафта	Дизельное топливо	Авиакеросин	Топочный мазут	ВГО
0.3	0.55	0.3	0.3	1	1

² В соответствии с Законом РФ «О таможенном тарифе» Правительство Российской Федерации вправе устанавливать (и устанавливает) особые формулы расчета ставок вывозных таможенных пошлин на высоковязкую нефть, на нефть, добытую на морских и шельфовых месторождениях, на месторождениях, расположенных в Восточной Сибири, в Ямало-Ненецком АО, и в некоторых других случаях. Эти исключения из общего правила более подробно в работе не обсуждаются, но всегда учитываются авторами в тех случаях, когда это необходимо.

Хотя закон не препятствует Правительству устанавливать экспортные пошлины ниже предельных уровней, до 1 августа 2018 г. оно этой возможностью не пользовалось. С указанной даты ставки экспортных пошлин на некоторые нефтепродукты, не претерпев изменения, оказались ниже предельных уровней, поскольку выросли сами предельные уровни. Дело в том, что в июле 2018 г. в Закон РФ «О таможенном тарифе» были достаточно внезапно внесены изменения³, предусматривающие с 1 августа 2018 г. и до 31 декабря 2018 г. скачкообразное повышение предельных значений коэффициентов $K_{прод}$ до 0.9 для широкого круга светлых нефтепродуктов, в том числе, автомобильного бензина, дизельного топлива и нефти. Это было сделано для того, чтобы дать Правительству возможность в случае необходимости повысить экспортные пошлины, чтобы «придавить» цены внутреннего рынка на нефтепродукты, если те вырастут слишком чувствительно для потребителей – владельцев автотранспортных средств (автобензин и дизтопливо) или предприятий нефтехимии (нефть). По состоянию на 1 октября 2018 г. Правительство не воспользовалось возможностями повышения коэффициентов $K_{прод}$, которые ему предоставил Закон РФ «О таможенном тарифе». Если не произойдет драматического роста цен на нефтепродукты, то можно надеяться, что коэффициенты $K_{прод}$ сохранят свои значения до конца 2018 г.

Как же экспортные пошлины влияют на цены внутреннего рынка? Это становится понятным, если принять во внимание, что в основе формирования цен на нефть и нефтепродукты в России лежит довольно очевидный рыночный принцип: доходность продаж на внутреннем рынке не может быть ниже доходности экспорта. В соответствии с этим принципом цена внутреннего рынка (без косвенных налогов) не может быть ниже пересчитанного в рубли экспортного нетбэка, который представляет собой цену внешнего рынка за вычетом затрат на доставку на рынок продукта и соответствующей ставки экспортной пошлины⁴.

Таким образом, формулу цены внутреннего рынка на нефть или нефтепродукты в общем виде можно представить, как нетбэк плюс некоторая премия. Премия внутреннего рынка носит объективный

³ ФЗ от 19.07.2018 N 201-ФЗ «О внесении изменений в статьи 3.1 и 35 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе».

⁴ Следует уточнить, что сформулированный здесь принцип ценообразования работает только, если (а) государство не оказывает прямого давления на цены внутреннего рынка и не препятствует свободному экспорту, (б) значения экспортных нетбэков положительны и (в) пропускная способность транспортных систем не лимитирует поставки на внешний рынок. Но даже и в этом случае он может не выполняться (и часто не выполняется) «в моменте», поскольку внутренний рынок не способен мгновенно реагировать на изменения внешней конъюнктуры, однако «в среднем», на достаточно длинных интервалах времени он реализуется, безусловно.

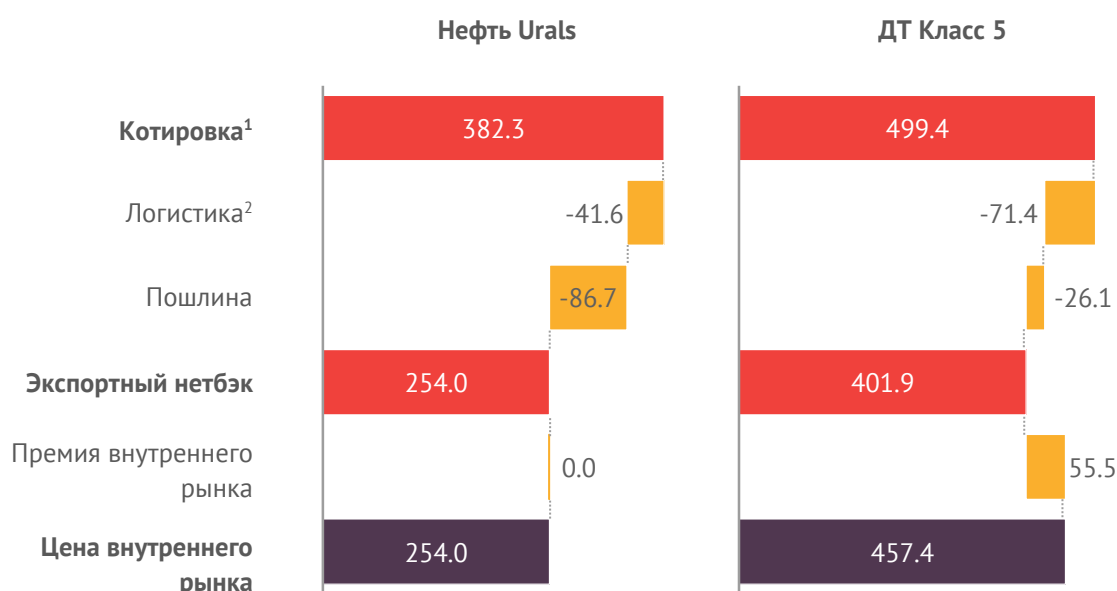
характер⁵, она может быть различной на рынках разных продуктов, но она не зависит от наличия или отсутствия экспортных пошлин.

Для нефти цену внутреннего рынка фактически можно считать равной экспортному нетбэку, а для некоторых нефтепродуктов внутренний рынок оказывается премиальным по отношению к внешнему (см. Рис. 1.1). Но как бы ни обстояли дела с премиальностью, государство, манипулируя ставками экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты, имеет возможность влиять не только на собственные доходы от нефтяного экспорта, но и на нетбэки, а через них – на цены внутреннего рынка.

Рис. 1.1

Факторы формирования цены на западно-сибирскую нефть (франко-узел учета) и на ДТЛ класса 5 (франко-НПЗ) в России, средние значения 2017 г. без учета косвенных налогов, долл./т

Источник: ИГ «Петромаркет»



1. Котировка Urals – среднее между котировками Urals CIF NWE и Urals CIF MED.

Котировка ДТ класс 5 – среднее между котировками ULSD 10ppmS CIF NWE и ULSD 10ppmS CIF MED.

2. Логистика Urals – расходы на доставку нефти на европейский рынок, включающие трубопроводный тариф, стоимость перевалки в порту, таможенные сборы, фрахт танкера.

Логистика ДТ класс 5 – расходы на доставку дизтоплива на европейский рынок, включающие железнодорожный тариф, стоимость аренды цистерн, стоимость перевалки в порту, таможенные сборы, фрахт танкера.

Благодаря такому механизму ценообразования, нефтедобывающие предприятия делятся рентными доходами не только с государством (при экспорте нефти в любые страны, кроме Белоруссии), но и с российской и белорусской нефтепереработкой (при поставке нефти на НПЗ Союзного государства России и Белоруссии)⁶. Как же это происходит?

⁵ Факторы, определяющие величину премии внутреннего рынка, здесь не обсуждаются.

⁶ В Белоруссию нефть экспортируется беспошлинно, т.е. белорусские НПЗ имеют возможность покупать российскую нефть по цене внутреннего российского рынка, и в этом отношении они ничем не отличаются от российских предприятий.

Очевидно, что в российский бюджет направляется часть природной ренты в размере экспортной пошлины на нефть. Менее очевидно, но, тем не менее, это факт, что и нефтепереработка России и Белоруссии получает свою долю рентного пирога за счет снижения цен на сырье на величину ставки экспортной пошлины на нефть. Фактически, каждый российский и белорусский НПЗ получают рентную субсидию в размере, равном ставке экспортной пошлины на нефть, умноженной на объем переработанной нефти. В качестве рентных бенефициаров государство и нефтепереработка в данном случае представляют собой сообщающиеся сосуды: чем выше объемы переработки нефти, тем больше НПЗ присваивают нефтяной ренты, и тем меньше этой ренты достается государству, и наоборот.

Однако субсидия, поступающая на российские НПЗ вместе с сырьем, не остается целиком в их распоряжении, а частично изымается с помощью экспортных пошлин на нефтепродукты. Облагая экспорт нефтепродуктов пошлинами, государство в равной мере снижает как экспортные нетбэки, так и цены на нефтепродукты на внутреннем рынке. В результате рентная субсидия НПЗ сокращается на величину экспортных пошлин, условно начисленных на весь пул произведенных нефтепродуктов.

Если ставки экспортных пошлин на нефтепродукты устанавливаются ниже уровня ставок пошлин на нефть, как это имеет место в настоящее время для всех нефтепродуктов, кроме мазута, ВГО, гудрона и битума, то рентная субсидия у НПЗ отбирается не полностью. Причем чем больше разница в пошлинах на нефть и нефтепродукты, тем большая часть рентной субсидии сохраняется в нефтепереработке и тем выше маржинальность последней. Следует заметить, что с 2003 г. российская система экспортных пошлин устроена таким образом, что разница в экспортных пошлинах на нефть и нефтепродукты увеличивается вместе с ростом цен на нефть на мировом рынке. А это означает, что рост цен на нефть оказывается фактором повышения рентной субсидии нефтепереработки, а значит и фактором повышения ее маржинальности.

Иная картина наблюдалась бы, если бы ставки пошлин на нефтепродукты были равны ставкам на нефть или превышали их. В первом случае, рентная субсидия в нефтепереработке полностью бы обнулилась, а во втором обнаружилось бы, что не государство субсидирует нефтепереработку, передавая ей часть нефтяной ренты, а нефтепереработка субсидирует государство в ущерб собственной марже.

Изымая у НПЗ через экспортные пошлины на нефтепродукты часть рентной субсидии распределяется между государством и российскими потребителями нефтепродуктов в той пропорции, в какой продукция нефтепереработки делится между внешним и внутренним рынками. Государство получает весь объем уплаченных экспортерами пошлин на нефтепродукты, а потребители субсидируются через пониженные на величину ставок пошлин цены внутреннего рынка. Если быть совершенно

точным, то к российским потребителям здесь следует присоединить потребителей тех стран, в которые осуществляются поставки нефтепродуктов из России без взимания экспортных пошлин – Армении, Казахстана, Киргизии и Таджикистана.

Резюмируя, можно констатировать, что действующая в России система нефтяных экспортных пошлин используется не только для пополнения государственного бюджета, но и служит инструментом косвенного рентного субсидирования, как отечественной нефтеперерабатывающей промышленности, так и российских потребителей нефтепродуктов. К рентным бенефициарам следует присоединить нефтепереработчиков и потребителей тех государств, которые имеют возможность пользоваться благами беспошлинных поставок нефти и нефтепродуктов из России (назовем эти государства для краткости «дружественными»).

Следует также отметить, что предпринятые государством в 2014 г. действия по реформированию системы экспортных пошлин в рамках так называемого «большого налогового маневра» предполагали, в частности, последовательное снижение экспортных пошлин на светлые нефтепродукты, что явилось существенным фактором роста цен на них на внутреннем рынке. В связи с этим государство ввело компенсационный механизм адресной поддержки определенных групп потребителей путем предоставления этим потребителям налоговых вычетов по начисленным акцизам. Обычно механизм налоговых вычетов применяется для того, чтобы вывести из-под уплаты акциза те или иные группы его формальных плательщиков. Но в трех случаях этот механизм используется в целях субсидирования потребителей нефтепродуктов:

- Нефтехимическим предприятиям, использующим прямогонный бензин (нафту) в качестве сырья, предоставляется субсидия, рассчитываемая как произведение некоторого коэффициента (в 2018 г. – 0.7) на ставку акциза, начисленного на весь объем переработанной нефти (в 2018 г. ставка равна 13100 руб./т).
- Использование ароматических углеводородов (бензола, параксилола, ортоксилола) для производства продукции нефтехимии дает право на субсидию, рассчитываемую как произведение некоторого коэффициента (в 2018 г. – 2.4) на ставку акциза, начисленного на весь объем переработанного сырья (в 2018 г. ставка равна 2800 руб./т).
- Российские авиакомпании получают субсидию, рассчитываемую как произведение определенного коэффициента (в 2018 г. – 1.08) на ставку акциза, начисленного на весь объем закупленного в российских аэропортах топлива (в 2018 г. ставка равна 2800 руб./т).

По своей экономической природе субсидирование потребителей через предоставляемые им налоговые вычеты носит тот же рентный характер: рента, изъятая у производителей и потребителей нефтепродуктов

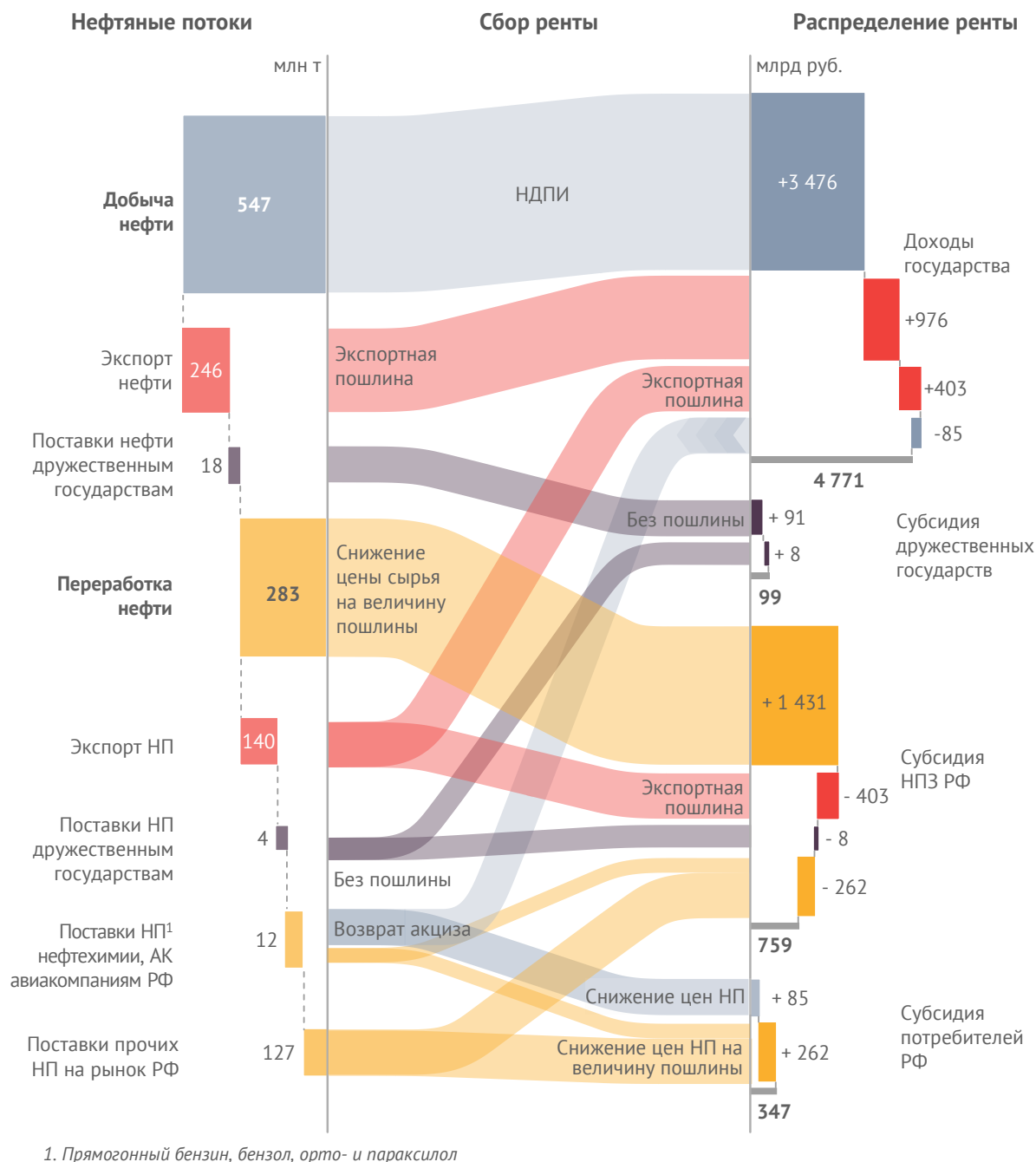
вследствие снижения экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты, частично возвращается потребителям в виде налоговых вычетов.

Рис. 1.2 наглядно демонстрирует направления и величину потоков ренты, которую генерирует российская нефтедобыча, а изымает и распределяет российская налоговая система через механизмы экспортных пошлин и налоговых вычетов (пример 2017 г.).

Рис. 1.2

Схема распределения нефтяной природной ренты в России в 2017 г.

Источник: ИГ «ПетроМаркет»



Как видно из рисунка, наибольшая часть нефтяной ренты, прямо или косвенно изъятой у добывающих предприятий (4771 млрд руб., или 80% рентной массы), досталась российскому государству. НДС и экспортные пошлины внесли в федеральный бюджет 2017 года сумму, составившую 32.1% всех его доходов. Мимо российского бюджета прошло 1082 млрд руб. нефтяной ренты, из которых 99 млрд руб. получили экономики дружественных государств. Рента, переданная Белоруссии, Казахстану, Таджикистану, Киргизии и Армении, составила 2.86%, 0.05%, 0.08%, 0.43% и 0.05% ВВП каждой из этих стран соответственно.

Российским потребителям нефтепродуктов досталась рентная субсидия в размере 347 млрд руб. Как было показано выше, потребитель получает эту субсидию, покупая нефтепродукты по относительно низким ценам. Так, к примеру, автовладельцы, заправляясь в 2017 г. автобензином и дизтопливом на АЗС, получали экономию в размере 1.14 руб./л и 1.29 руб./л соответственно (или 3% и 3.4% от уровня среднегодовых розничных цен на эти продукты).

Наибольшую рентную субсидию получили российские НПЗ – 759 млрд руб. Эта субсидия играет колоссальную роль в отечественной нефтепереработке. Без нее чистая маржа большинства российских НПЗ в 2017 г. оказалось бы отрицательной. Как показывают расчеты (см. Рис. 1.3), только 61 из 283 млн т поступившего на НПЗ сырья в 2017 г. было переработано с прибылью. Весь остальной объем фактически переработан с убытком, который лишь скрыт пошлинной субсидией.

Рис. 1.3

Кривая маржинальности российских НПЗ в 2017 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»



Система экспортных пошлин в России, являющаяся основным механизмом распределения нефтяной ренты, порождает целый ряд проблем, которые остаются нерешенными на момент старта завершающего налогового маневра:

- Пошлинное субсидирование НПЗ по своей природе носит безусловный характер, в результате чего поддержку получают как прибыльные НПЗ, которые в ней не нуждаются, так и убыточные, причем последние – без всяких условий и обязательств. В частности, субсидируются НПЗ, не имеющие перспектив развития и не представляющие ценности для экономики. Если признать субсидирование нефтепереработки необходимым (а без этого внутренний рынок нефтепродуктов в настоящее время не может быть обеспечен отечественной продукцией), то следует признать необходимым и смену механизма субсидирования. Но выбор адекватного механизма невозможен, если не дать ответы на ряд вопросов, которые до сих пор остаются открытыми:
 - какой уровень переработки нефти в России должен считаться оптимальным и может ли механизм субсидий заставить нефтеперерабатывающую промышленность придерживаться этого уровня;
 - как заставить уйти с рынка отсталые, неспособные модернизироваться НПЗ;
 - какой масштаб модернизации НПЗ можно считать оптимальным и можно ли его добиться с помощью субсидий;
 - следует ли ограничить время, в течение которого субсидия должна предоставляться НПЗ;
 - от чего должен зависеть размер субсидии и должен ли он, в частности, зависеть от цены на нефть.
- Субсидирование российских потребителей также носит преимущественно безусловный характер. Адресность субсидирования выражена очень слабо.
- Государство не в состоянии контролировать размер денежной помощи дружественным государствам, которую они фактически получают через беспошлинные поставки нефти и нефтепродуктов из России – при согласованных объемах поставок этот размер тем больше, чем выше цена на нефть.

2. ЗАВЕРШЕНИЕ НАЛОГОВОГО МАНЕВРА В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ: СУТЬ РЕФОРМЫ И ЕЕ ПОСЛЕДСТВИЯ

2.1. Основные параметры реформы

Ключевой особенностью завершения налогового маневра в нефтяной отрасли является полная, хотя и постепенная (рассчитанная на период с 2019 по 2024 гг.) ликвидация системы экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты.

Изменения, внесенные в Закон Российской Федерации «О таможенном тарифе» и вступающие в силу с 1 января 2019 г., вводят поэтапное снижение предельной ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть до нуля с помощью специального корректирующего коэффициента (*Ккорр*). Этот коэффициент применяется как множитель к предельной ставке пошлины на нефть, определенной по правилам 2018 г. Величина коэффициента зависит от календарного года и принимает следующие значения: 0.833 в 2019 г., 0.667 в 2020, 0.5 в 2021, 0.333 в 2022, 0.167 в 2023 и 0 в 2024. Таким образом, динамика снижения предельной ставки пошлины на нефть от года к году, задается динамикой корректирующего коэффициента.

Формулы расчета предельных значений ставок экспортных пошлин на нефтепродукты в 2019-2024 гг. в сравнении с 2018 г. не меняются: ставка пошлины на продукт будет определяться путем умножения предельной ставки пошлины на нефть на коэффициент *Кпрод*. Значения коэффициентов *Кпрод* для всего спектра нефтепродуктов будут установлены на уровне января-июля 2018 г. (см. Табл. 1.1 в Разделе 1).

Это означает, что предельные ставки экспортных пошлин на нефтепродукты, а значит и размер пошлинной субсидии, которую будет получать нефтепереработка на тонну переработанного сырья, будут снижаться в том же темпе, что и предельная ставка экспортной пошлины на нефть, и одновременно с ней обнулятся в 2024 г. (см. Рис. 2.1).

Вторая составляющая налогового маневра представлена изменениями, внесенными в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и вступающими в силу с 1 января 2019 г. В частности, эти изменения затрагивают формулу для исчисления ставки НДС, в которую с 1 января 2019 г. добавляется новое слагаемое. Это слагаемое увеличивает НДС на разницу в экспортных пошлинах на нефть в 2018 г. и в текущем налоговом периоде, т.е. в НДС перебрасывается вся экономия нефтедобывающих компаний на снижении пошлины.

Рис. 2.1

Предельные ставки экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты и размер пошлинной субсидии НПЗ на 1 т нефти в 2018 г. и в период завершения налогового маневра при среднегодовой номинальной цене Urals на уровне 2017 г.¹, долл./т

Источник: ИГ «Петромаркет»



1. 53.1 долл./барр.

2. Мазут, битум нефтяной, ВГО, отработанные нефтепродукты, парафин, вазелин.

3. Легкие и средние дистилляты (за искл. прямогонного бензина), бензол, толуол, ксилол.

4. Субсидия среднего российского НПЗ 2017 г.

Важно отметить, что налоговый маневр оказывается нейтральным для экономики нефтедобывающих предприятий: при экспорте нефти их налоговая нагрузка (НДПИ плюс экспортная пошлина) не меняется, а при поставках нефти на внутренний рынок рост НДПИ полностью компенсируется повышением ее цены на ту же величину.

Нейтральность налогового маневра для нефтедобычи означает, что размер изымаемой у нее ренты не меняется. При этом налоговый маневр год от года сокращает размер рентной субсидии, направляемой в нефтепереработку (через разницу в экспортных пошлинах на нефть и нефтепродукты) и потребителям нефтепродуктов (через пониженные цены). «Сэкономленную» на НПЗ и потребителях часть ренты получает государство. В 2024 г. вся нефтяная рента будет сосредоточена в его руках.

В соответствии с налоговым маневром постепенная концентрация всей массы нефтяной ренты в государственном бюджете будет сочетаться с выборочной компенсацией государством потерь, которые будут нести российские НПЗ и российские потребители нефтепродуктов в результате изъятия у них пошлинных субсидий. Такая компенсация будет осуществляться путем предоставления нефтеперерабатывающим предприятиям (не всем, а удовлетворяющим определенным критериям)

вычетов по акцизам на нефть, а потребителям (тоже не всем, а определенным группам) – по акцизам на нефтепродукты.

Наиболее важной новацией в сравнении с действующей редакцией Налогового кодекса является введение акциза на нефть со ставкой $Анефть_t$, вычисляемой в рублях за тонну по формуле:

$$Анефть_t = СПС_t \times Курс \times Крег^7,$$

где $СПС_t$ – разница между пошлинной субсидией в году t , рассчитанной по правилам 2018 г., и пошлинной субсидией в году t , рассчитанной по правилам года t ; $Курс$ – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю РФ, устанавливаемого ЦБ РФ; $Крег$ – коэффициент, характеризующий особенности регионального рынка нефтепродуктов, на который ориентируется НПЗ – плательщик акциза. Значения коэффициента $Крег$ для различных регионов России и перечень наиболее крупных НПЗ в этих регионах даны в Табл. 2.1.

Табл. 2.1

Значения коэффициента $Крег$ для различных регионов России

Источник: ИГ «ПетроМаркет» на основе Федерального закона от 03.08.2018 N 301-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации»

Регион	Крупнейшие НПЗ региона	Величина $Крег$
Республика Хакасия и Красноярский край	Ачинский НПЗ	1.5
Республика Тыва и Иркутская область	Ангарская НХК	1.4
Ямало-Ненецкий автономный округ, Республика Коми, Ненецкий автономный округ, Республика Саха (Якутия), Республика Бурятия	Ухтанефтепереработка	1.3
Тюменская, Новосибирская и Томская области, Забайкальский край	Антипинский НПЗ	1.1
Омская область, Алтайский край, Республика Алтай	Омский НПЗ	1.05
Остальные субъекты РФ		1.0

Механизм поддержки нефтеперерабатывающего предприятия заключается в предоставлении ему налогового вычета на сумму, равную двукратной величине акциза, начисленного по указанной выше ставке на весь объем переработанного сырья. В результате НПЗ будет получать назад не только акциз, но и всю утраченную им в году t пошлинную субсидию, умноженную на коэффициент $Крег$. Иными словами, те НПЗ, для которых $Крег = 1$, смогут зафиксировать субсидию на уровне,

⁷ Приведенная здесь формула исчисления ставки акциза справедлива при цене на Urals выше 25 долл./бarr. При более низких ценах значение $Анефть_t$ определяется по формуле: $Анефть_t = 20 \times Курс \times Ккорр_t$.

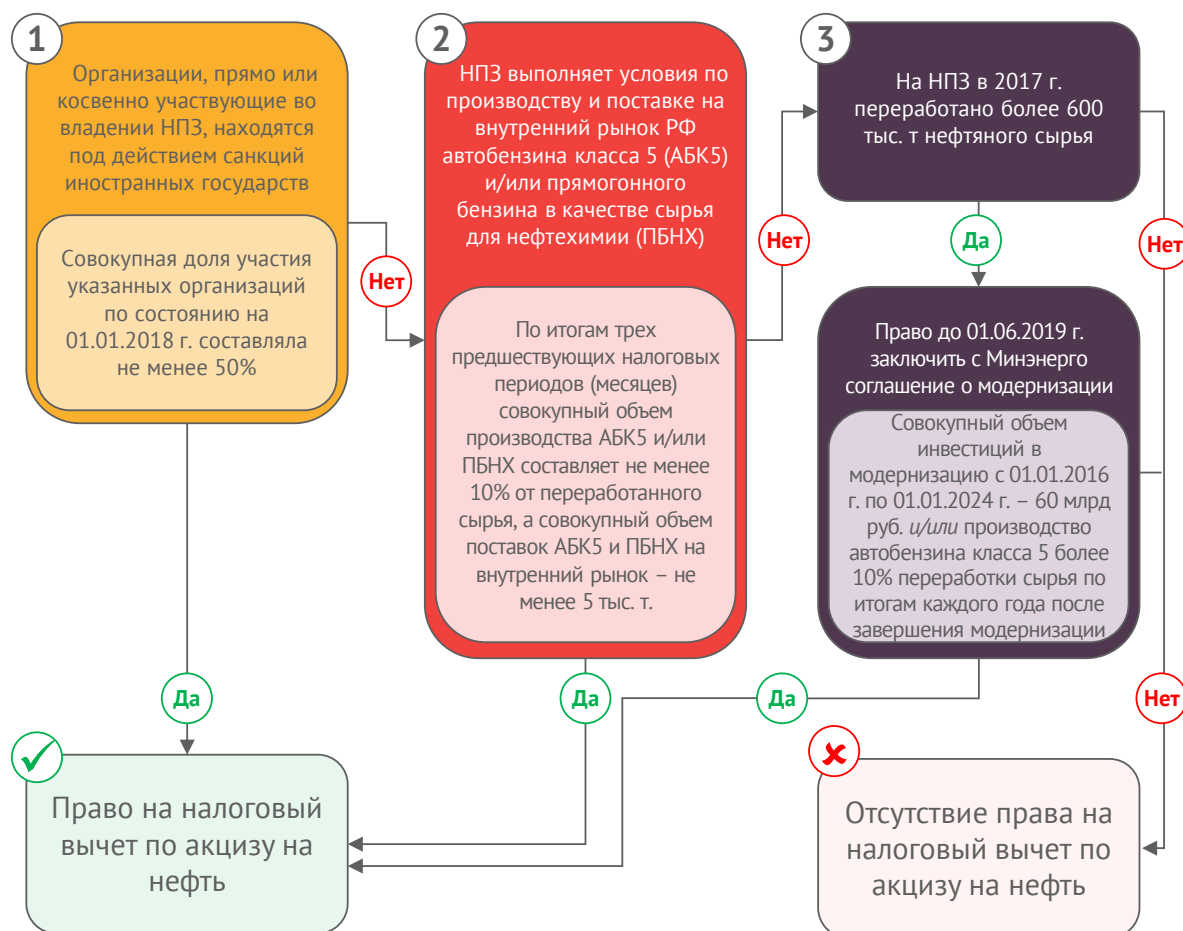
рассчитанном по правилам 2018 г., а прочие – получить ее с мультипликатором *K_{рег}*. По смыслу, это то же самое рентное субсидирование нефтепереработки, но реализованное другим способом.

При этом важно понимать, что налоговый вычет смогут получить не все предприятия, а только лишь те, что удовлетворяют определенному набору требований (см. Рис. 2.2).

Рис. 2.2

Схема получения права на налоговый вычет по акцизу на нефть в условиях завершения налогового маневра

Источник: ИГ «Петромаркет» на основе Федерального закона от 03.08.2018 N 301-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации»



В соответствии с Федеральным законом от 03.08.2018 N 301-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации» нефтеперерабатывающее предприятие, получившее право на налоговый вычет по акцизу на нефть, сможет рассчитывать на дополнительный налоговый вычет – так называемую «демпфирующую надбавку» – если средние по России оптовые цены АИ-92 и ДТ одновременно не превышают некоторые целевые уровни более чем на 10%.

Размер «демпфирующей надбавки» в расчете на тонну поставленного на внутренний рынок АБ (или ДТ) класса 5 определяется как некоторая доля

от разницы средней за налоговый период экспортной цены и целевой цены внутреннего рынка на АБ АИ-92 класса 5 (или экспортной цены и целевой цены на ДТ класса 5 соответственно).

Более подробно механизм демпфирующих надбавок и особенности его работы будут обсуждаться в подразделе 3.3. Здесь же важно только указать на цель введения такого механизма. Она состоит в предохранении внутреннего рынка от повышения цен на моторные топлива сверх значений, признаваемых законодателем допустимыми – независимо от причин, которые могли вызвать такое повышение. Государство, фактически, берет на себя обязательство компенсировать нефтеперерабатывающему предприятию потери, которые оно будет нести, если станет продавать автобензин и дизтопливо на внутреннем рынке по ценам ниже экспортного паритета, не отклоняясь от установленных государством целевых уровней более чем на 10%.

Несмотря на то, что дополнительные налоговые вычеты получает НПЗ, бенефициаром этого механизма являются российские потребители моторных топлив, субсидируемые государством через пониженные цены, тогда как переработчик никакой выгоды от дополнительного налогового вычета не получает.

Что касается субсидирования потребителей нефтепродуктов через механизм налоговых вычетов, то налоговый маневр не привнес в него ничего принципиально нового в сравнении с тем, как этот механизм работает в текущем году (см. раздел 1). Изменяются лишь ставки акцизов на нефть (с текущих 13100 руб./т до 17965 руб./т в 2024 г.) и бензол, орто- и параксилон (с текущих 2800 руб./т до 3574 руб./т в 2024 г.), и к субсидируемым группам потребителей добавятся потребители темного судового топлива. Последние начиная с 2022 г. будут получать поддержку в размере 1000 руб. за тонну закупленного топлива.

2.2. Почему государство не отменяет экспортные пошлины без компенсаций и сразу?

Почему завершение налогового маневра, целью которого, вроде бы, является отмена экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты, не может обойтись без компенсации нефтеперерабатывающим предприятиям их потерь из-за утраты пошлинного субсидирования, без демпфирования роста цен на моторные топлива и без увеличения поддержки наиболее уязвимых групп потребителей через механизм налоговых вычетов? Может быть, достаточно было бы просто «перебросить» экспортные пошлины на нефть в НДС и перестать облагать пошлинами поставки на внешний рынок нефтяного сырья и продуктов его переработки? Зачем потребовалось растягивать реформу на целых 6 лет? Не стоило бы провести ее за 1 год, чтобы без задержки избавиться от недостаточно эффективной системы экспортных пошлин и сконцентрировать всю нефтяную ренту в руках государства? Попытаемся разобраться в этом.

Как уже было отмечено, обсуждаемый здесь налоговый маневр должен быть завершен в 2024 г. Для начала стоит составить себе представление о том, как выглядело бы на этом горизонте распределение нефтяной ренты между ее получателями в двух случаях:

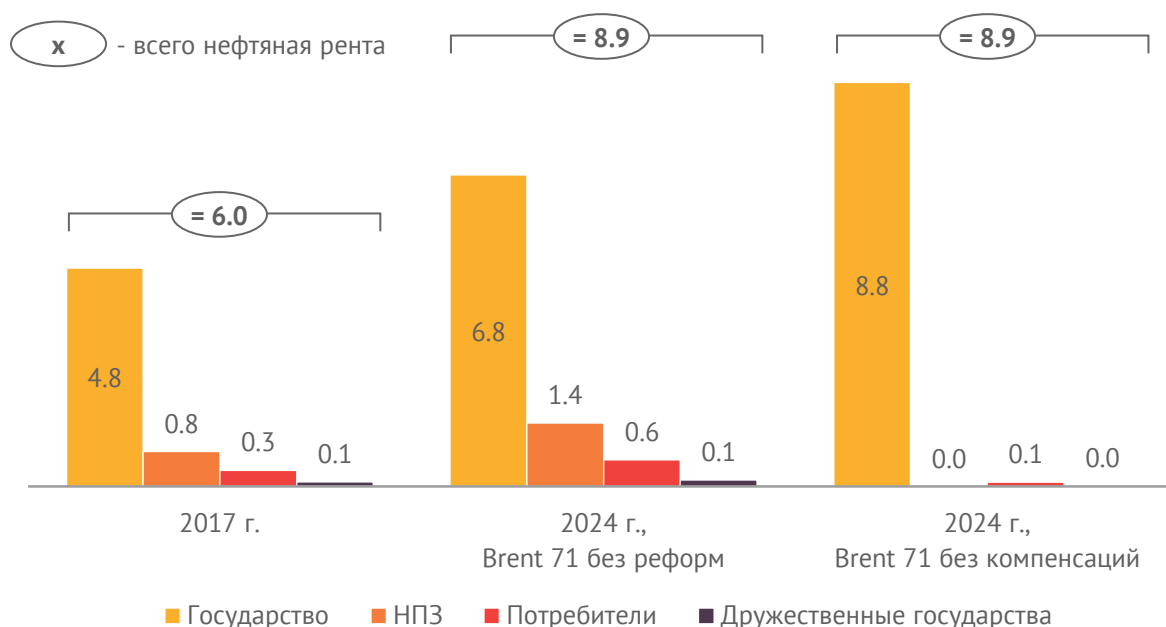
- если бы налоговые условия 2017-2018 гг. остались без изменения;
- если бы налоговый маневр проводился без компенсационных мер.

На Рис. 2.3 показано фактическое распределение нефтяной ренты между ее получателями в 2017 г. при среднегодовой цене на нефть Brent в 54 долл./барр. и прогнозное распределение ренты в 2024 г. в предположении, что к тому времени среднегодовая стоимость Brent в ценах 2017 г. установится на уровне 71 долл./барр. (гипотеза о цене Brent является частью более широких сценарных условий, в рамках которых проводились расчеты – см. основные параметры сценария «Brent 71», Приложение А). Прогноз распределения ренты в 2024 г. был выполнен в двух вариантах. Первый вариант («Brent 71 без реформ») показывает, как рента была бы распределена в налоговых условиях 2017-2018 гг., второй вариант («Brent 71 без компенсаций») – если бы налоговая реформа осуществлялась без компенсирующего субсидирования нефтепереработки и дополнительной поддержки потребителей.

Рис. 2.3

Фактическое (2017 г.) и прогнозное (2024 г.) распределение нефтяной ренты, трлн. руб. в ценах 2017 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»



Нетрудно видеть, что вариант «Brent 71 без реформ» воспроизводит картину распределения нефтяной ренты 2017 г. с поправкой на увеличение объема ренты вследствие роста мировых цен на нефть. Вариант «Brent 71 без компенсаций» дает совершенно иную картину:

государство присваивает практически всю ренту, оставляя минимум поддержки нефтехимическим предприятиям и авиационным компаниям через налоговые вычеты по акцизам (на уровне 2017-2018 гг.), а также потребителям СУГ, рынок которых реформа не затрагивает.

Казалось бы, вариант «Brent 71 без компенсаций» абсолютно идеален для государства – оно становится полномочным распорядителем нефтяной ренты, не имеющим никаких специальных обязательств перед участниками нефтяного рынка. Однако все не так просто, если вспомнить, какую роль нефтяная рента играет для ее нынешних получателей – нефтеперерабатывающих предприятий и потребителей нефтепродуктов. Как будет показано ниже, отмена нефтяных экспортных пошлин без компенсаций влечет за собой целый ряд отрицательных последствий, которых государство стремится избежать.

Прежде всего, следует разобраться, как отразилась бы отмена экспортных пошлин на российской нефтепереработке в 2024 г., если бы потеря пошлинной субсидии не была ничем компенсирована. Чтобы оценить потенциальный эффект такой операции, был выполнен ряд прогнозных расчетов, результаты которых представлены на рис. Рис. 2.4 в виде кривых маржинальности российской нефтепереработки. Расчеты осуществлялись с помощью комплексной модели российского рынка нефтепродуктов MRPPM⁸ (см. описание комплекса, Приложение В) в рамках сценария «Brent 71» и в предположении, что все программы модернизации НПЗ, которые можно считать актуальными на начало 2018 г. (см. врезку «Программы модернизации НПЗ») будут выполнены полностью – в запланированном объеме и в запланированные сроки.

Первое, что стоит отметить на Рис. 2.4 – прогнозная кривая маржинальности российских НПЗ «2024 г., налоговые условия 2017 г.» заметно смещается вверх относительно фактической кривой 2017 г. Это значит, что при сохранении в 2024 г. налоговых условий 2017 г., т.е. при сохранении пошлинных субсидий в их нынешнем объеме, происходит рост маржинальности НПЗ. Улучшение экономики нефтепереработки в 2024 г. отчасти связано с более высокими ценами на нефть в сравнении с 2017 г., но в большей мере – с модернизацией заводов и повышением их технологического уровня.

Но модернизация нефтепереработки в тех масштабах, в каких она на сегодня подкреплена реальными программами, оказывается вовсе не достаточной, чтобы все российские НПЗ смогли в 2024 г. генерировать положительную маржу без пошлинной субсидии.

Напротив, большинство НПЗ, потеряв субсидию, оказалось бы убыточными (см. кривую «2024, налоговые условия 2017 г., без пошлинной субсидии» на Рис. 2.4). В этом отношении ситуация 2024 г.

⁸ Является оригинальной разработкой ИГ «Петромаркет».

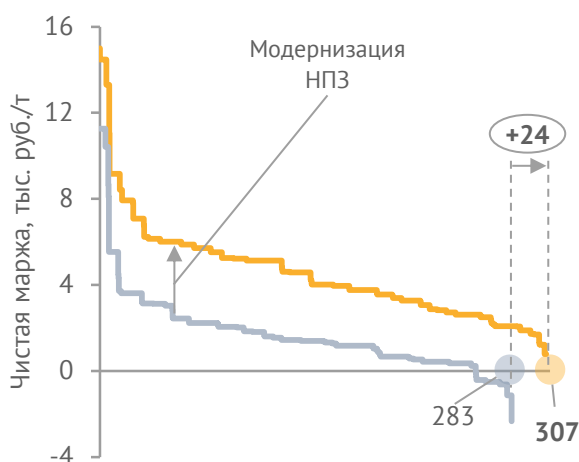
качественно не отличается от рассмотренной в Разделе 1 ситуации 2017 г. (Рис. 1.3), хотя годовой объем безубыточной переработки вырастает с 61 млн т до 145 млн т. Такого объема мало, чтобы полностью обеспечить потребности внутреннего рынка в нефтепродуктах.

Рис. 2.4

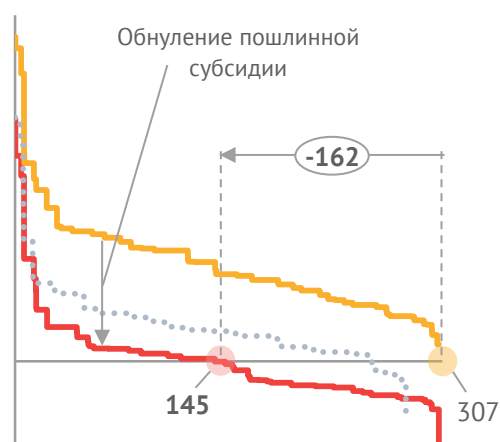
Влияние отмены пошлин без компенсаций на маржинальность российских НПЗ (в ценах 2017 г.) и объемы перерабатываемого на них сырья в 2024 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»

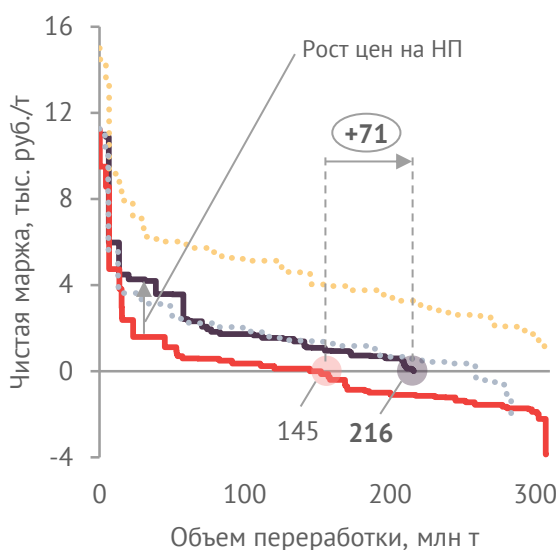
1 Исходное равновесие: если сохранить пошлины на уровне 2017 г., то модернизация НПЗ позволит увеличить переработку на 24 млн т в сравнении с 2017 г.



2 Но несмотря на модернизацию, 162 млн т будет переработано с убытками, скрытыми пошлинными субсидиями



3 При отмене пошлин НПЗ поднимут цены на продукты на внутреннем рынке для компенсации возникающих убытков



4 Новое равновесие: после отмены пошлин объем переработки нефти снизится на 91 млн т относительно уровня 2017 г.



- 2024 г., налоговая реформа без компенсаций
- 2024 г., налоговые условия 2017 г., без пошлинной субсидии
- 2024 г., налоговые условия 2017 г.
- 2017 г.

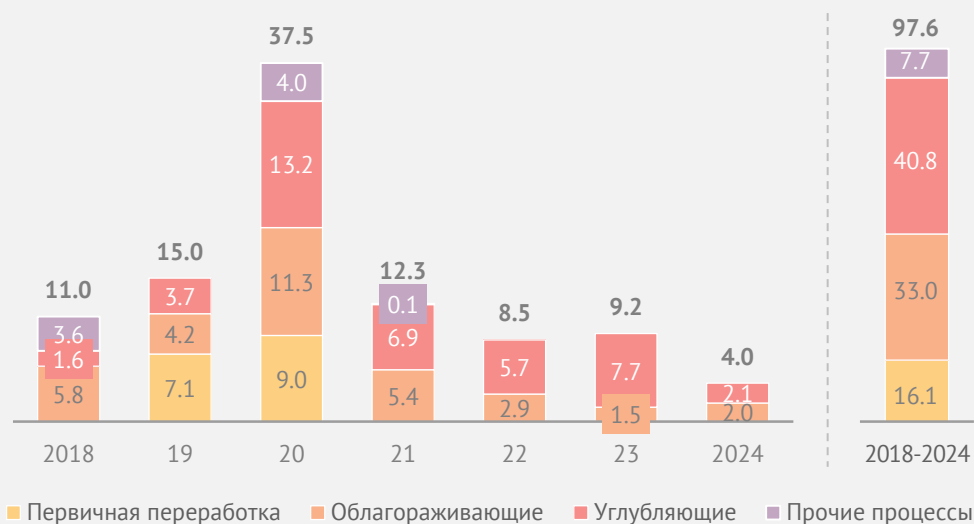
Врезка 1. Программы модернизации НПЗ

В работе использованы сведения о программах модернизации НПЗ, полученные ИГ «Петромаркет» из официальных и корпоративных источников. Актуальность данных – 1 января 2018 г. В расчетах учитывались вводы технологических установок, запланированные на период до 2023 г. включительно, в предположении, что промышленная эксплуатация каждой новой установки начинается в год, следующий за годом планового ввода.

Суммарные мощности установок первичной переработки, облагораживающих и углубляющих процессов, промышленная эксплуатация которых должна начаться в период с 2018 по 2024 гг. включительно, представлены на Рис. а.1.

Рис. а.1

Ожидаемый прирост мощностей процессов первичной и вторичной переработки нефти (по годам начала промышленной эксплуатации), 2018-2024 гг., млн т в год
Источник: ИГ «Петромаркет»



Углубляющие процессы: каталитический крекинг, гидрокрекинг и коксование. Облагораживающие процессы – это процессы, улучшающие качество нефтепродуктов: каталитический риформинг, изомеризация, алкилирование и гидроочистка. Прочие процессы: вакуумная перегонка, висбрекинг, производство оксигенатов.

Как же предложение нефтепродуктов может быть сбалансировано со спросом на них со стороны российских потребителей без субсидирования нефтепереработки? Только через рост цен внутреннего рынка на нефтепродукты (рост премий к экспортным нетбэкам). Рост цен будет позитивно влиять на маржу переработки и увеличивать число НПЗ, находящихся в зоне безубыточности. Цены на нефтепродукты и число прибыльных НПЗ будут расти до тех пор, пока объем безубыточно перерабатываемой нефти не окажется достаточным для покрытия внутреннего спроса на нефтепродукты. Или пока цены не достигнут импортного паритета, открывая дорогу поставкам продуктов из-за рубежа⁹. В этом отношении ключевым продуктом является автобензин.

⁹ Рост цен на внутреннем рынке нефтепродуктов ограничен импортной альтернативой. Если объем нефти, который российские НПЗ способны переработать с прибылью при ценах на нефтепродукты на уровне импортной альтернативы, будет недостаточен для обеспечения внутреннего рынка нефтепродуктами, то дефицит будет покрываться импортом.

Для того чтобы покрыть спрос на него, требуется переработать больше нефти, чем для покрытия спроса на другие нефтепродукты.

Как показали расчеты, если просто отменить экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты без какой-либо компенсации нефтепереработке утраченных пошлинных субсидий, то в рамках сценария «Brent 71» рыночное равновесие в 2024 г. достигается при переработке нефти в объеме 216 млн т (см. кривую «2024 г.: налоговая реформа без компенсаций» на Рис. 2.4), что меньше уровня 2017 г. более чем на 90 млн т (-23% к уровню 2017 г.).

Здесь следует отметить, что сделанное выше предположение о том, что все программы модернизации НПЗ в период 2019-2024 гг. будут выполнены в полном объеме, при проведении 6-летней налоговой реформы без компенсации нефтепереработке постепенного снижения и, в конце концов, отмены пошлинных субсидий оказывается чрезвычайно оптимистичным. На самом деле чувствительное сокращение денежного потока может поставить под вопрос целесообразность реализации целого ряда проектов развития НПЗ.

На Рис. 2.5 представлена оценка объемов окупаемых и некупаемых проектов развития НПЗ в условиях реформирования системы экспортных пошлин без компенсации (принципы оценки окупаемости программ модернизации НПЗ кратко изложены в одноименной врезке ниже).

Врезка 2. Принципы оценки окупаемости программ модернизации НПЗ

Проект строительства любой технологической установки (или комбинации установок) признавался эффективным, если прогнозная чистая приведенная стоимость (NPV) проекта имела положительное значение на горизонте 20-летнего срока эксплуатации установки/комбинации установок. При расчете NPV капитальные затраты (CapEx) на ввод установки/комбинации установок по определенным правилам разносились по годам ее/их строительства, долларовая составляющая CapEx переводилась в рубли с учетом изменения валютного курса доллара, прирост чистой прибыли НПЗ оценивался с учетом изменений величины амортизационных отчислений до и после ввода новых установок. Реальная ставка дисконтирования для НПЗ в структуре ВИНК бралась в размере 15%, для независимых НПЗ – 20%.

Оценивалась эффективность не только заявленной программы модернизации каждого НПЗ в целом, но и все разумные варианты ее частичной реализации, включая строительство отдельных установок или технологически целостных комбинаций установок. Путем перебора вариантов для каждого НПЗ выбирался оптимальный проект его модернизации, дающий максимальное значение NPV. Если это значение оказывалось положительным, проект модернизации признавался эффективным, а капитальные вложения, необходимые для его реализации, включались в общую сумму прогнозируемых инвестиций в нефтепереработку.

Рис. 2.5

Соотношение окупаемых и некупаемых проектов развития российских НПЗ в условиях реформирования системы нефтяных экспортных пошлин без компенсации НПЗ сокращения пошлинной субсидии

Источник: ИГ «ПетроМаркет»

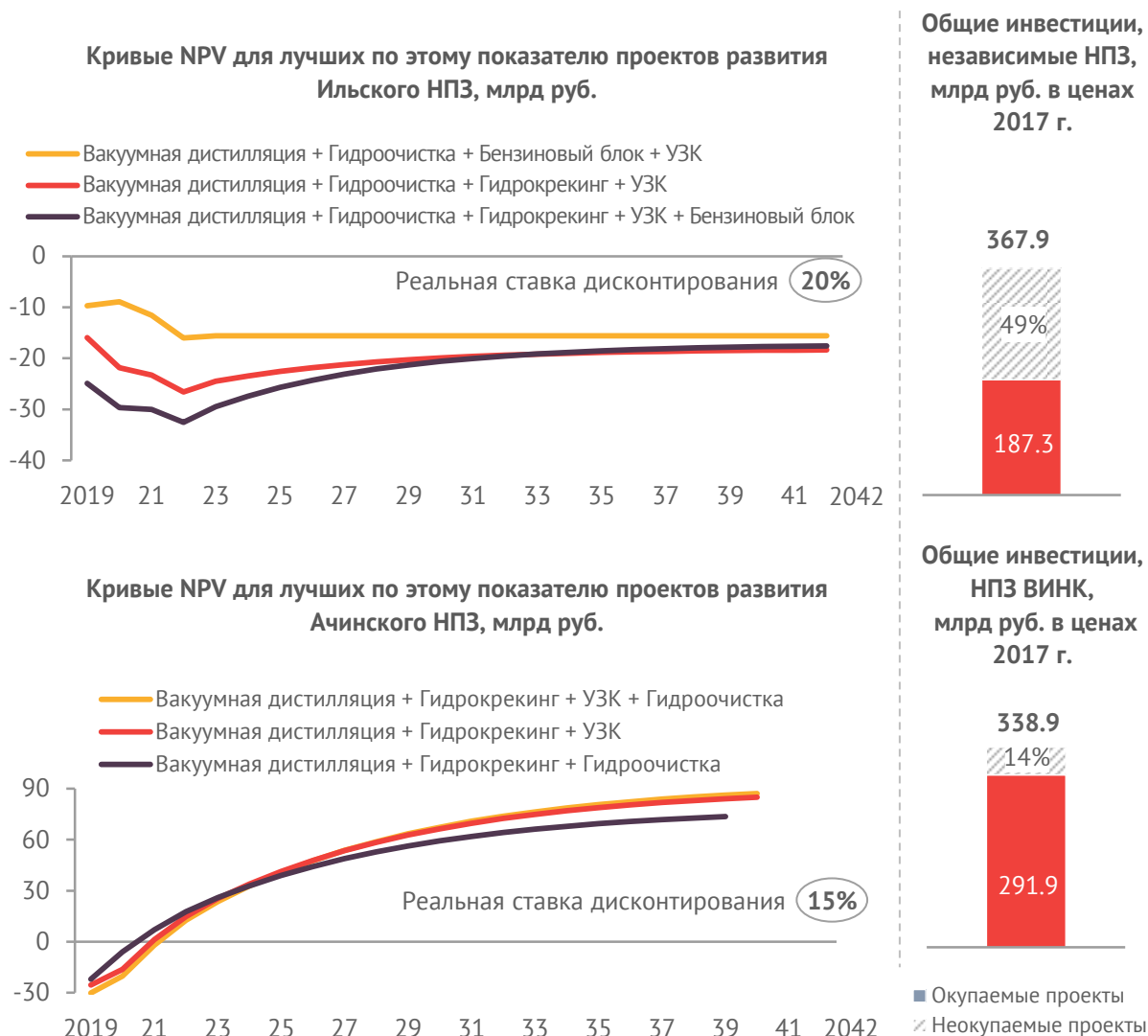


Следует отметить, что наиболее чувствительными к потере пошлинной субсидии оказываются независимые НПЗ. Иллюстрацией этой ситуации является Рис. 2.6, на котором показаны типичные кривые NPV в независимой нефтепереработке и в нефтепереработке ВИНК на примере Ильского и Ачинского НПЗ соответственно. Видно, что если в случае Ачинского НПЗ окупается целый ряд вариантов его развития, то на Ильском НПЗ NPV не выходит в положительную зону ни для одной из комбинаций, запланированных к строительству установок. Если говорить о независимой нефтепереработке в целом, то, как видно из Рис. 2.6, реформа экспортных пошлин без компенсации НПЗ снижения их маржинальности несет в себе риски сокращения инвестиций в развитие этой группы предприятий на 49% (на 180.6 млрд руб.). Инвестициям в НПЗ ВИНК грозит куда меньшее сокращение – на 14% (на 47 млрд руб.).

Рис. 2.6

Окупаемость проектов развития российских НПЗ в условиях реформирования системы нефтяных экспортных пошлин без компенсации им сокращения пошлинной субсидии

Источник: ИГ «ПетроМаркет»



Теперь стоит вспомнить, что оценка падения объемов переработки нефти в 2024 г. до 216 млн т в случае отмены пошлин без компенсации была получена выше в предположении, что все программы модернизации НПЗ будут выполнены в полном объеме. Если же принять во внимание, что отказ нефтепереработке в компенсации утрачиваемой ею пошлинной субсидии переводит значительную часть этих программ в зону некупаемости, то объемы переработки нефти к 2024 г. продемонстрируют еще более негативную динамику – они снизятся не до 216, а до 208 млн т.

Такие перспективы для отрасли уже сами по себе не могут не заботить государство. Это первая группа негативных последствий, которых государство пытается избежать, проводя отмену пошлин с введением компенсационных мер для нефтепереработки.

Вторая группа проблем, связанных с отменой нефтяных экспортных пошлин, если таковая отмена будет происходить без введения разного рода компенсационных мер, носит в значительной мере социальный и внутриполитический характер.

Первая социально-чувствительная проблема – рост цен на нефтепродукты на внутреннем рынке. Как показали прогнозные расчеты, в рамках сценария «Brent 71» в оптимистичном варианте (при условии, что все программы модернизации НПЗ будут выполнены полностью), наибольшего роста цен в абсолютном выражении в 2024 г. в сравнении с 2017 г. можно ждать на рынке автобензина. Средние по РФ оптовые цены на АИ-92 в реальном выражении поднимутся с 42.8 тыс. руб./т. до 67.4 тыс. руб./т (см. Рис. 2.7), т.е. практически на 58% , или на 18.5 руб./л. Цены на дизтопливо вырастут на 16.7 тыс. руб./т (на 41% , или на 14.2 руб./л), на керосин – на 17.9 тыс. руб. (+52%), на мазут – на 15.6 тыс. руб./т, или более чем на 112% (это самый большой темп роста).

Анализ факторов прогнозируемого роста цен на нефтепродукты в 2024 г. в сравнении с 2017 г. представлен на Рис. 2.8. Среди выделяемых факторов есть два непосредственно связанных с реформированием системы экспортных пошлин. Первый из них – это повышение экспортного нетбэка из-за обнуления экспортных пошлин на нефтепродукты, второй – изменение премии внутреннего рынка в условиях лишения нефтепереработки пошлинной субсидии. Влияние первого фактора наиболее ощутимо проявляется на рынке топочного мазута. Причина вполне понятна: на старте реформы экспорт мазута облагается максимальной пошлиной, поэтому ее отмена приведет к самому заметному скачку экспортного нетбэка. А вот повышение премиальности в наибольшей мере затрагивает рынок автобензина. Прогнозируемый на 2024 г. рост премии продавца в оптовом сегменте повысил бы розничную цену на автобензин на чувствительные для автовладельцев 5.1 руб./л. Такие эффекты чрезвычайно неприятны для государства, которое старается не допускать значительного роста цен на моторное топливо во избежание негативной реакции населения и владельцев коммерческих автотранспортных средств. Ожидаемый рост цен на дизельное топливо в меньшей степени связан с увеличением премиальности внутреннего рынка: прогнозируемая прибавка к розничной цене от этого фактора составляет всего 0.2 руб./л.

Рис. 2.7

Соотношение спроса и предложения (млн т) и средние по РФ оптовые цены с косвенными налогами (тыс. руб./т в ценах 2017 г.) на рынках основных нефтепродуктов РФ в условиях проведения налоговой реформы 2019-2024 гг. без компенсации НПЗ сокращения пошлинной субсидии

Источник: ИГ «Петромаркет»

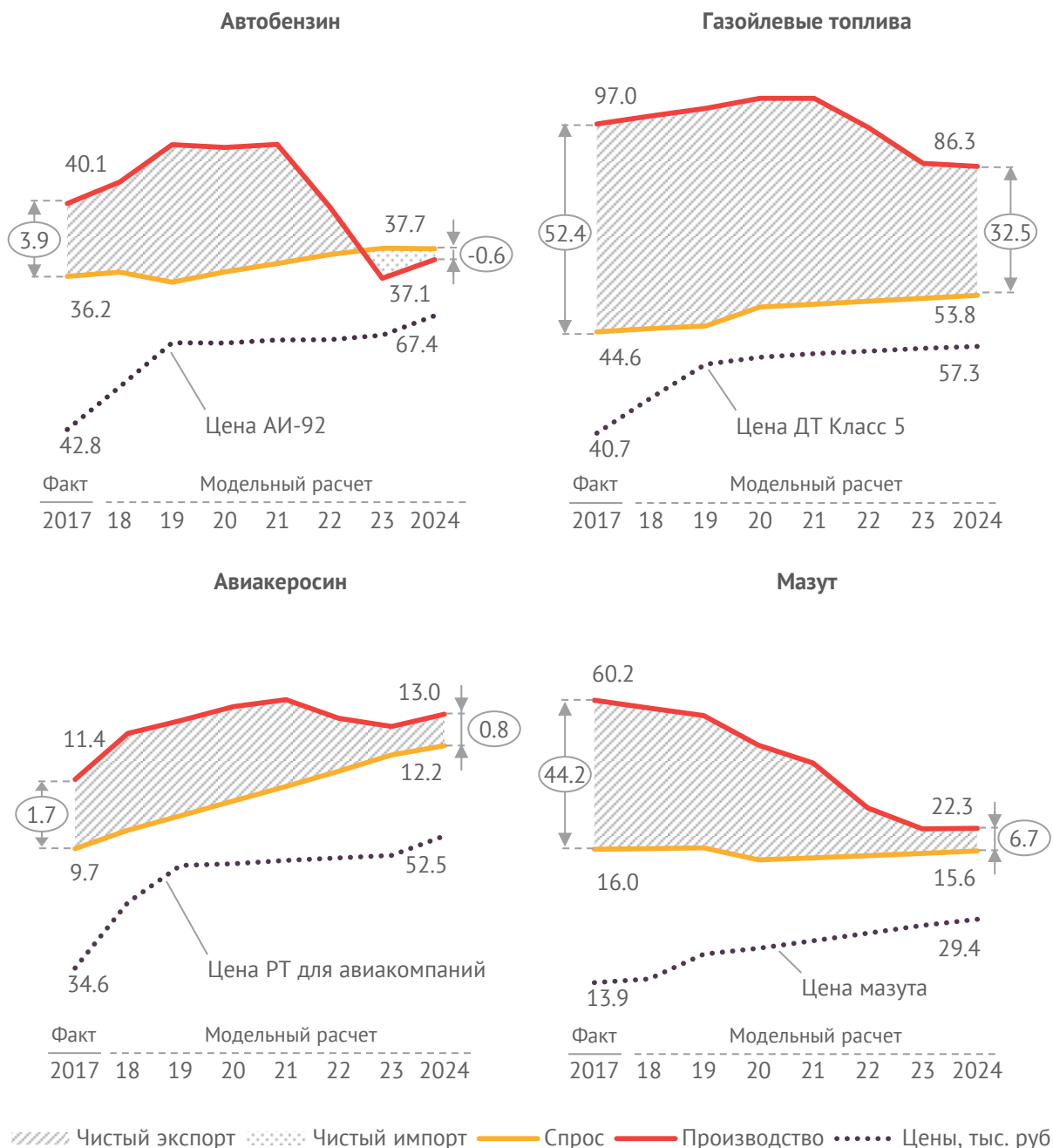
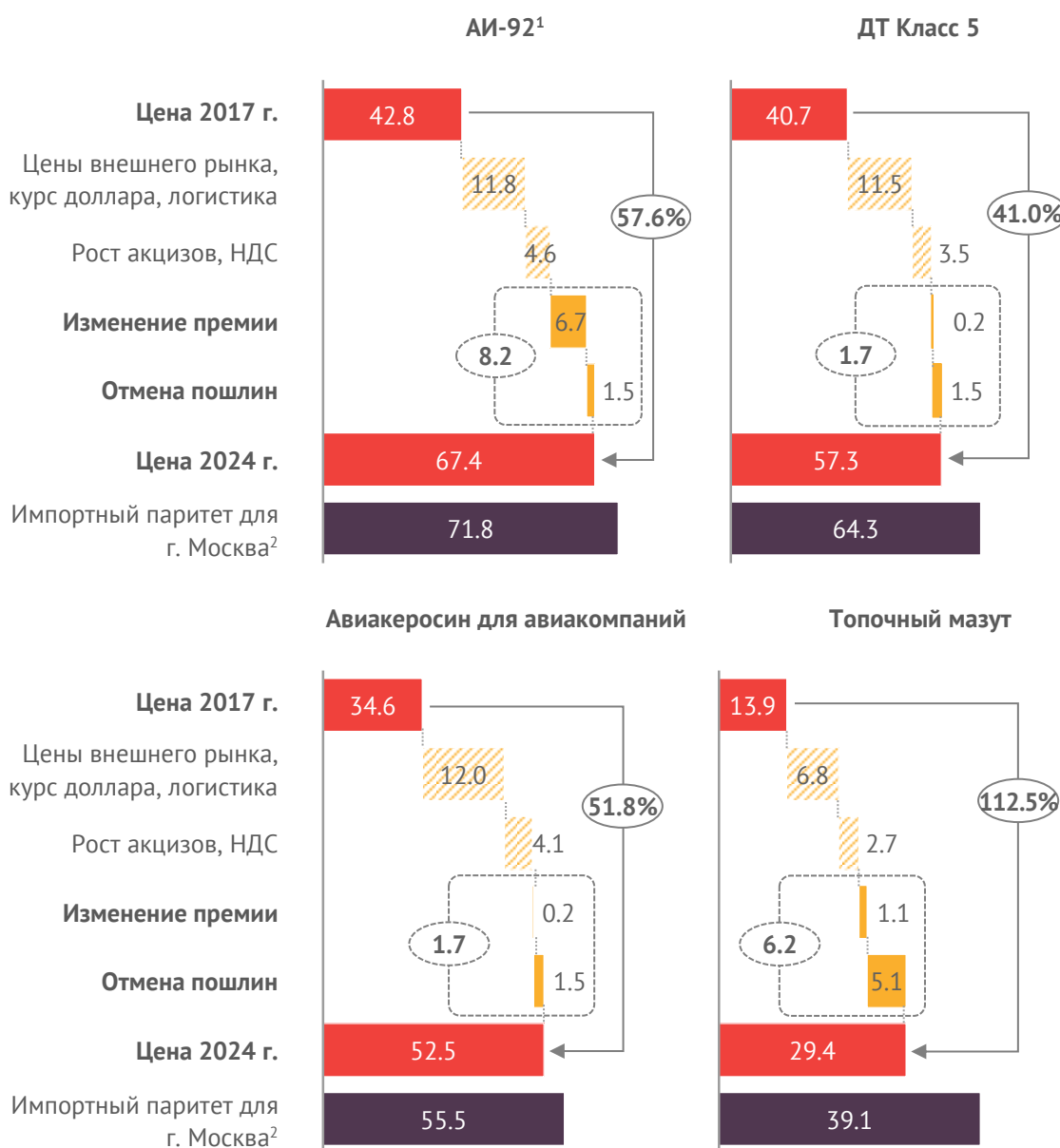


Рис. 2.8

Факторный анализ изменения средних по РФ оптовых цен на нефтепродукты с учетом косвенных налогов в условиях проведения налоговой реформы 2019-2024 гг. без компенсации НПЗ сокращения пошлинной субсидии, тыс. руб./т (в ценах 2017 г.)

Источник: ИГ «Петромаркет»



1. Предполагается, что потребность в импортном автобензине будет покрываться белорусскими НПЗ. По этой причине цены на автобензин не достигнут уровня импортного паритета при ввозе продукта в страну из Северо-Западной Европы.
2. Импортный паритет при ввозе продукта в Москву из Северо-Западной Европы.

Вторая социально-чувствительная проблема – убыточность некоторых НПЗ (Киришинефтеоргсинтез и Новошахтинский НПЗ) из числа градообразующих¹⁰, которая грозит им закрытием. Если государство не найдет способа покрывать убытки таким предприятиям, то их закрытие

¹⁰ К градообразующим предприятиям в России можно отнести: Киришинефтеоргсинтез, Туапсинский НПЗ, Афипский НПЗ, Ильский НПЗ, Новошахтинский НПЗ, Нижегороднефтеоргсинтез, Газпром нефтехим Салават, ТАИФ НК, ТАНЕКО, Ангарская НХК и некоторые другие.

станет неизбежным. В этом случае государству придется нести затраты, связанные с ликвидацией моногородов (предполагается, что государство не бросит их жителей на произвол судьбы). Примерная оценка стоимости ликвидации моногорода в рублях 2017 г. – 1 630 тыс. руб. на 1 жителя (для расчета использовались результаты исследования Центра стратегических разработок¹¹). Исходя из этой оценки, общая стоимость ликвидации моногородов, в которых градообразующими предприятиями являются убыточные НПЗ, составит почти 260 млрд руб. (см. Табл. 2.2).

Табл. 2.2

Стоимость ликвидации моногородов в ценах 2017 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»

Моногород	Предприятие	Население, тыс. чел.	Стоимость ликвидации моногорода в ценах 2017 г., млн руб.
Кириши	Киришинефтеоргсинтез	50	81 496
Новошахтинск	Новошахтинский НПЗ	109	177 662
Итого		159	259 158

Ликвидация моногорода – это прямые (пусть и разовые) расходы государства, на которые оно вынуждено было бы пустить часть изымаемой у нефтепереработки ренты, что очевидным образом снижает для государства эффект «безкомпенсационной» налоговой реформы.

Ситуация может стать еще более выпуклой, если радикализировать реформу без компенсаций и провести ее не за 6 лет, а за 1 год, отменив пошлины уже в 2019 г. Такой вариант развития событий вызовет примерно тот же набор негативных последствий, что и для 6-летней реформы, с одной лишь разницей – все эти последствия проявятся одновременно:

- одновременно упадет переработка (с 283 млн т в 2017 г. до 190 млн т в 2019);
- одновременно вырастут реальные цены на нефтепродукты (на автобензин – с 42.8 тыс. руб./т в 2017 г. до 71.5 в 2019 (+ 67%), на

¹¹ ЦСР (2014) *Моногорода. Перегрузка. Поиск новых моделей функционирования моногородов России в изменившихся экономических условиях. Исследование, проведенное Центром стратегических разработок по заказу «Базового Элемента».*

<http://www.basel.ru/bitrix/images/catalog/%D0%9C%D0%BE%D0%BD%D0%BE%D0%B3%D0%BE%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%B0%20%D0%9F%D0%B5%D1%80%D0%B5%D0%B7%D0%B0%D0%B3%D1%80%D1%83%D0%B7%D0%BA%D0%B0%20%282%29.pdf>.

дизтопливо – с 40.7 до 58.7 (+44%), на авиакеросин – с 34.6 до 53.5 (+55%), на топочный мазут – с 13.8 до 30.4 (+120%));

- одновременно в еще большем масштабе возникнет проблема моногородов, в которых расположены уже упомянутые Новошахтинский НПЗ и Киришинефтеоргсинтез, а также Афипский НПЗ, который получал возможность модернизироваться и выжить в сценарии постепенного снижения пошлин с их результирующей отменой в 2024 г.

Такой вариант реформы существенно хуже, чем постепенное обнуление пошлин, и способен еще более негативно отразиться на социально-политической обстановке в обществе, что, скорее всего, принималось во внимание реформаторами при выборе траектории завершения налогового маневра.

Таким образом, выбирая из трех альтернатив – 6-летняя реформа с введением компенсационных мер для нефтепереработки и потребителей нефтепродуктов, 6-летняя реформа без введения компенсационных мер и одномоментная отмена пошлин без введения компенсационных мер – государство предпочитает первый вариант. В этом варианте при достаточной компенсации (а завершение налогового маневра предполагает, в частности, что полную компенсацию сокращения и последующего обнуления пошлинной субсидии получит большая часть НПЗ и уж, во всяком случае, все ключевые заводы):

- не произойдет радикального снижения объемов переработки нефти в стране;
- минимизируется риск перехода проектов развития НПЗ в область некупаемости;
- не будет условий для радикального роста цен на нефтепродукты из-за падения переработки нефти;
- минимизируется угроза положению градообразующих НПЗ.

2.3. Каких последствий реформы стоит ждать?

2.3.1 Государство – главный бенефициар

Анализ параметров налогового маневра показывает, что основная цель этой реформы – смена модели рентного субсидирования нефтеперерабатывающих предприятий и потребителей нефтепродуктов. Сегодня субсидирование, которое осуществляется через механизм экспортных пошлин, носит «автоматический» и в значительной мере безадресный характер¹². Оно распространяется на НПЗ и потребителей не

¹² Исключение составляют только нефтехимические и авиапредприятия, для которых «большим налоговым маневром» наряду с пошлинным субсидированием было предусмотрено субсидирование через

только в России, но и в ряде дружественных государств, импортирующих нефть и/или нефтепродукты по внутрироссийским ценам.

По завершении налогового маневра картина будет совсем иной. Восторжествует принцип адресности субсидирования, на которое смогут рассчитывать только российские НПЗ и только российские потребители. Перерабатывающие предприятия (при выполнении определенных условий) получают доступ к нефтяной ренте через налоговые вычеты по акцизу на закупленную и переработанную нефть, а некоторые группы потребителей – через налоговые вычеты по акцизам накупаемые нефтепродукты. Доступ к субсидиям будут иметь определенные группы потребителей авиакеросина, нефти, тяжелого бункерного топлива, ароматических углеводородов. Кроме того, особая форма субсидирования – через пониженные с помощью механизма демпфирующих надбавок цены – будет применяться к потребителям автобензина и дизтоплива.

Такая смена модели позволит государству аккумулировать в бюджетной системе России дополнительную часть нефтяной ренты, изъяв ее – частично либо полностью – у российской нефтепереработки, российских потребителей нефтепродуктов и дружественных экономик. Но каков масштаб этих изъятий?

Проведенные в рамках сценария «Brent 71» расчеты показывают, что доходы государственного бюджета в 2024 г., по окончании преобразования налоговой системы будут на 631 млрд руб. или на 9.3% выше, чем они были бы, если бы сохранилась налоговая система образца 2017 г. (см. Рис. 2.9).

Сильнее всего маневр ударит по потребителям нефтепродуктов, рентное субсидирование которых снизится на 470 млрд руб. (-91.6% к уровню 2024 г. в налоговых условиях 2017 г.). Далее, по абсолютному уровню потерь следуют дружественные экономики, которые полностью утратят рентное субсидирование, и российская нефтепереработка, которая потеряет всего 21 млрд руб. (-1.5% к уровню 2024 г. в налоговых условиях 2017 г.).

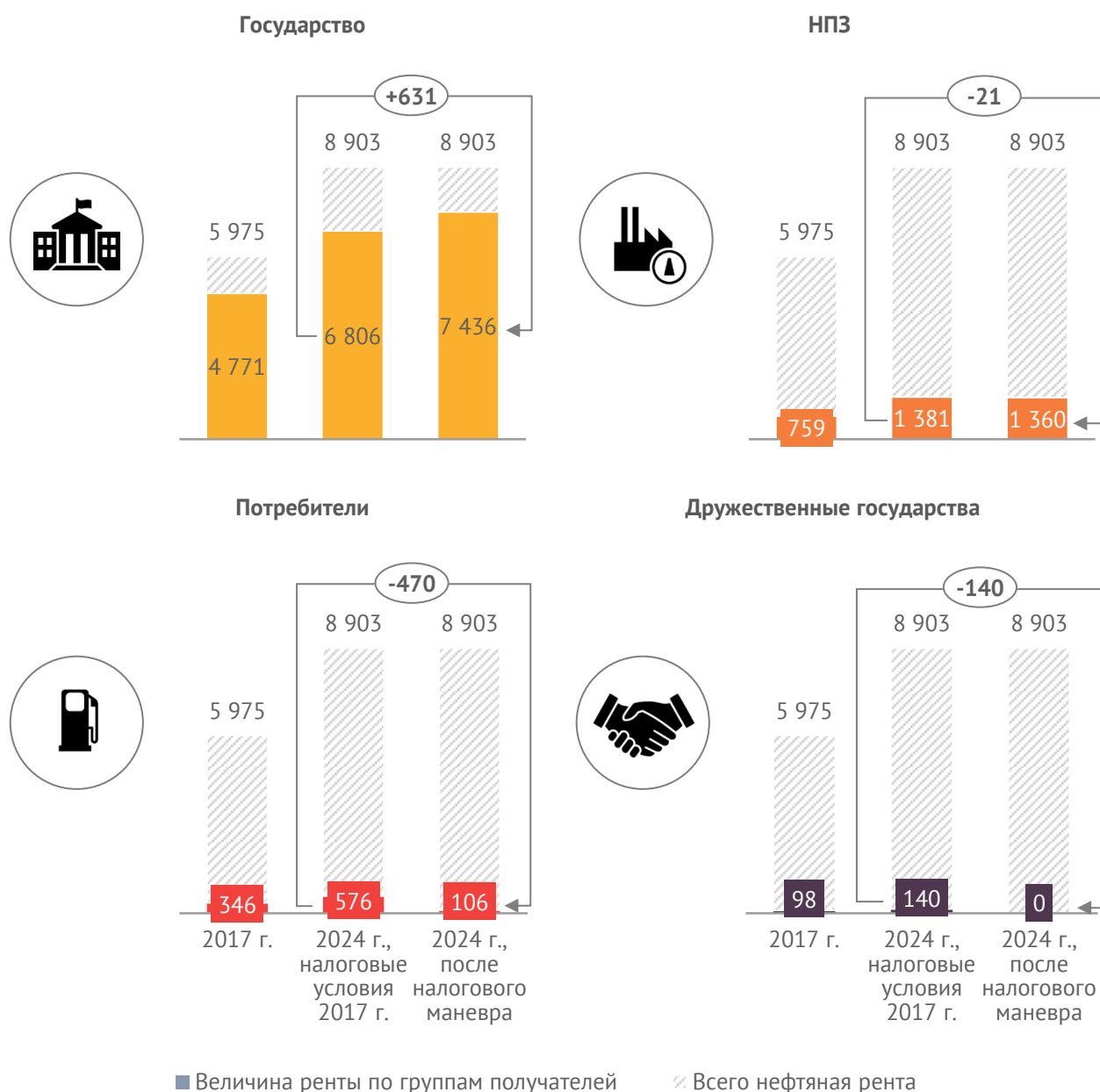
При этом с рентными субсидиями расстанутся не все НПЗ, а только наиболее отстающие и не имеющие перспектив модернизации. И не все группы потребителей нефтепродуктов, а в основном те, которым государство имеет возможность отказать в поддержке, не опасаясь негативных социальных или экономических последствий.

механизм налоговых вычетов по акцизам при покупке соответственно нефти и ароматики (в качестве сырья) и авиакеросина (в качестве топлива).

Рис. 2.9

Распределение нефтяной ренты в 2017 и 2024 гг. в сценарии «Brent 71», млрд руб. в ценах 2017 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»



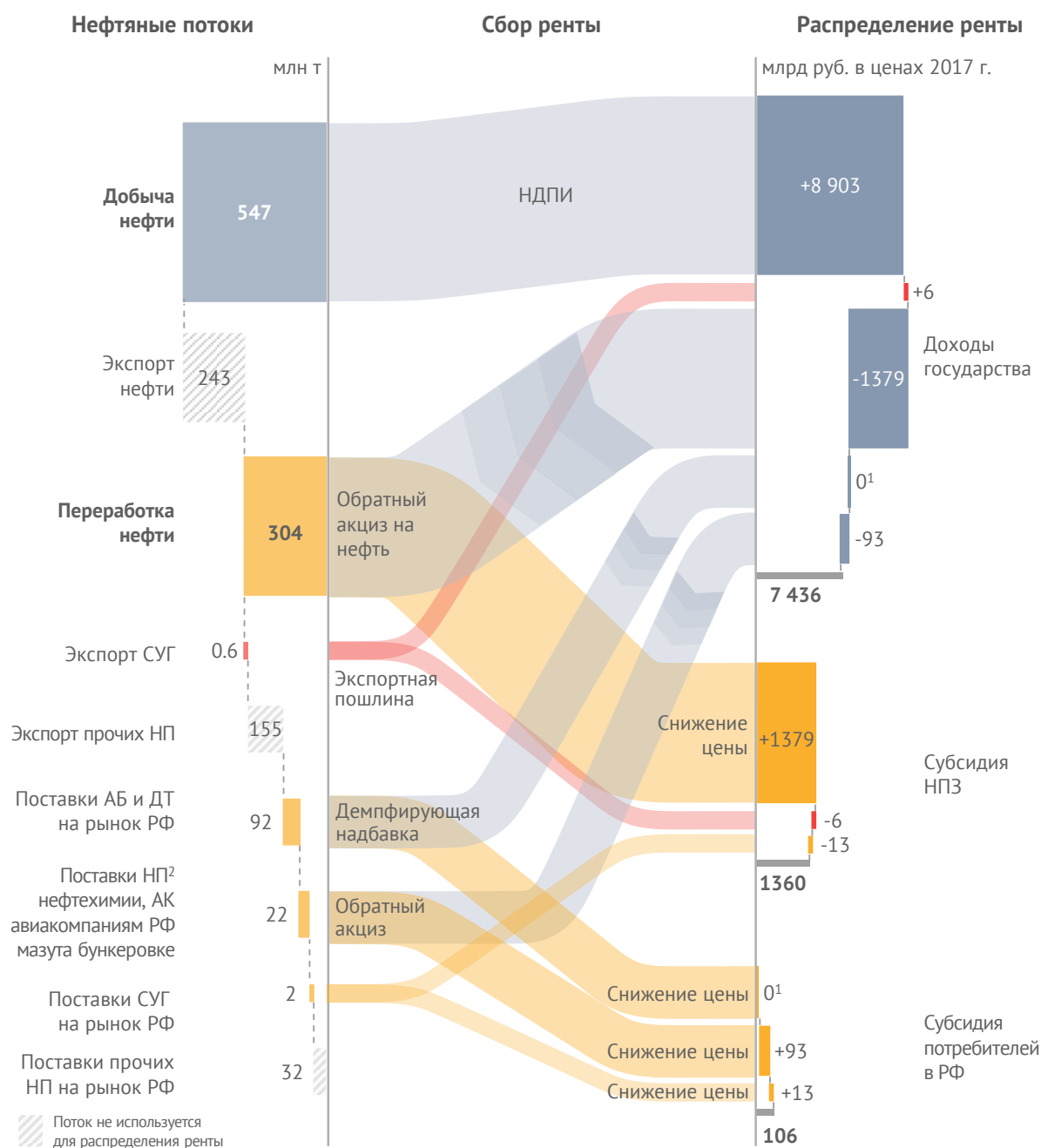
Примечание: рента в 2024 г. рассчитана в предположении, что объем добычи нефти и ее структура в разбивке по месторождениям в 2024 г. соответствует уровню 2017 г.

Действие механизма распределения нефтяной ренты в результате завершения налогового маневра в самом общем виде иллюстрирует схема на Рис. 2.10. Подробный анализ воздействия этого механизма на нефтеперерабатывающую промышленность и на потребителей нефтепродуктов представлен ниже.

Рис. 2.10

Схема распределения нефтяной ренты после завершения налогового маневра в 2024 г. в сценарии «Brent 71»

Источник: ИГ «Петромаркет»



1. По нашим оценкам механизм демпфирующих надбавок даст «сбой» и не позволит удерживать цены на АБ и ДТ на низком уровне – подробнее см. ниже.

2. Прямогонный бензин, бензол, орто- и параксиллол.

2.3.2 Бенефициары и жертвы среди российских НПЗ

Сразу следует подчеркнуть, что те НПЗ, которые получают налоговый вычет по акцизу на нефть, в результате завершения налогового маневра в смысле субсидирования ничего не потеряют в сравнении с налоговыми условиями 2017 г. А некоторые НПЗ, для которых действуют

региональные повышающие коэффициенты к возвратному акцизу, даже приобретут. Однако, как было отмечено в Подразделе 2.1, право на возвратный акциз получают не все НПЗ, а лишь те, которые соответствуют определенным требованиям. Наличие этих требований не оставляет никаких шансов получить вычет по акцизу мини-НПЗ, которые переработали в 2017 г. не более 600 тыс. т сырья, не имеют находящихся под санкциями собственников с суммарной долей участия не менее 50% и не производят в достаточном количестве АБ класса 5 и нефть для нефтехимии.

Шансы на получение возвратного акциза у всех остальных НПЗ, список которых представлен в Табл. 2.3, имеются. Так, почти все заводы из этого списка переработали в 2017 г. более 600 тыс. т нефти. Это значит, что даже при отсутствии находящейся под санкциями «мажоритарной» группы собственников и невозможности производить автобензин и нефть для нефтехимии и поставлять их на внутренний рынок в необходимом количестве, они, по крайней мере, потенциально, могут получить право на субсидию путем заключения с Минэнерго России соглашения о модернизации предприятий (как раз такого шанса и нет у мини-НПЗ из группы «лишенцев»). Все же остальные НПЗ (с объемом переработки не более 600 тыс. т) из списка, приведенного в таблице, имеют право на получение возвратного акциза либо потому, что имеют находящихся под санкциями собственников с суммарной долей участия не менее 50%, либо потому, что производят в достаточном количестве АБ и нефть для НХ.

Табл. 2.3

НПЗ, имеющие право или потенциальную возможность получить право на возвратный акциз (по состоянию на 01.10.2018 г.).

Источник: ИГ «Петромаркет»

Компания и НПЗ	Собственники с суммарной долей не менее 50% находятся под санкциями	Объем выпуска и поставок АБ и нефти соответствует параметрам условия 2	Программа модернизации НПЗ соответствует параметрам условия 3	Право на налоговый вычет (возвратный акциз)
Газпром				
Астраханский ГПЗ		+		✓
Газпром нефтехим Салават		+		✓
Сургутский ЗСК	+	+		✓
Уренгойгазпром	+			✓
Ямбурггазпром	+			✓
Газпром нефть				
Московский НПЗ	+	+	+	✓
Омский НПЗ	+	+	+	✓
ЛУКОЙЛ				

Компания и НПЗ	Собственники с суммарной долей не менее 50% находятся под санкциями	Объем выпуска и поставок АБ и нефти соответствует параметрам условия 2	Программа модернизации НПЗ соответствует параметрам условия 3	Право на налоговый вычет (возвратный акциз)
Волгограднефтепереработка	+	+		✓
Когалымнефтегаз	+	+		✓
Нижегороднефтеоргсинтез	+	+		✓
Пермнефтеоргсинтез	+	+		✓
Урайнефтегаз	+	+		✓
Ухтанефтепереработка	+	+		✓
ННК				
Хабаровский НПЗ	+	+		✓
НОВАТЭК				
НОВАТЭК-Усть-Луга	+			✓
Новый Поток				
Антипинский НПЗ			+	✓
Афипский НПЗ			+	✓
Марийский НПЗ			+	✓
Роснефть				
Ангарская НХК	+	+		✓
Ачинский НПЗ	+	+	+	✓
Ванкорнефть	+			✓
Комсомольский НПЗ	+			✓
Красноленинский НПЗ	+			✓
Куйбышевский НПЗ	+	+		✓
Нижневартовское НПО	+			✓
Новокуйбышевский НПЗ	+	+	+	✓
Пурнефтегаз	+	+		✓
Рязанский НПЗ	+	+		✓
Саратовский НПЗ	+	+		✓
Северная нефть	+			✓
Стрежевской НПЗ	+	+		✓
Сызранский НПЗ	+	+		✓
Туапсинский НПЗ	+		+	✓
Башнефть				
Ново-Уфимский НПЗ	+	+		✓
Уфанефтехим	+	+		✓
Уфимский НПЗ	+	+		✓

Компания и НПЗ	Собственники с суммарной долей не менее 50% находятся под санкциями	Объем выпуска и поставок АБ и нефти соответствует параметрам условия 2	Программа модернизации НПЗ соответствует параметрам условия 3	Право на налоговый вычет (возвратный акциз)
Славнефть				
Ярославнефтеоргсинтез	+	+		✓
Сургутнефтегаз				
Киришинефтеоргсинтез	+	+		✓
Татнефть				
Кичуйский НПЗ		+		✓
ТАНЕКО			+	✓
Прочие				
Анжерская НГК				✗
ВПК-Ойл				✗
Ильский НПЗ			+	✓
Краснодарэконнефть				✗
Новошахтинский НПЗ				✗
Орскнефтеоргсинтез		+	+	✓
Первый завод				✗
Славянск ЭКО				✗
ТАИФ-НК		+	+	✓
Томскнефтепереработка				✗
Трансбункер				✗
Яйский НПЗ			+	✓

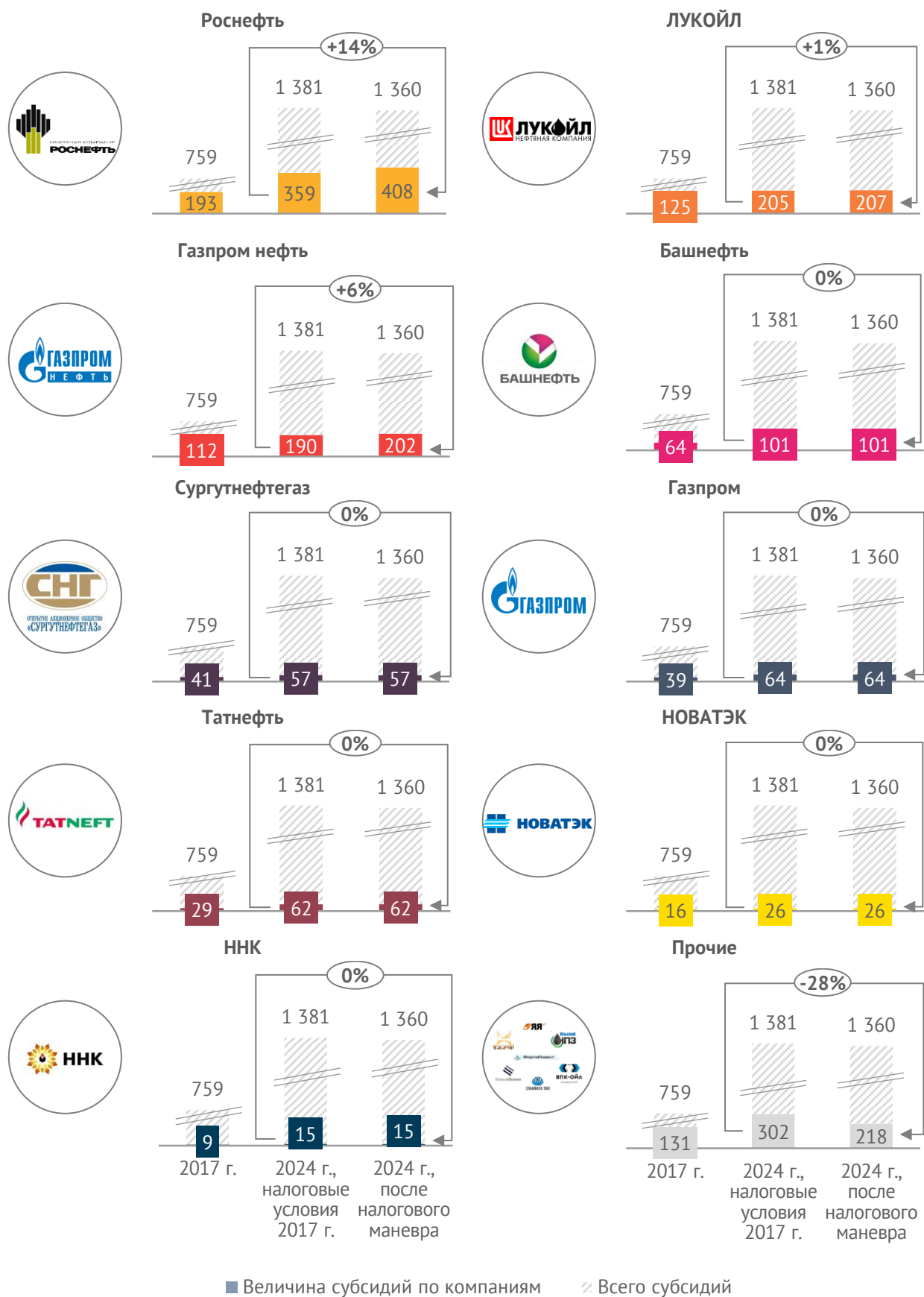
Как видно из таблицы, подавляющее большинство попавших в нее предприятий уже вправе рассчитывать на возвратный акциз. Но в списке есть и те, которые рискуют субсидию не получить, поскольку по состоянию на 1 октября 2018 г. не удовлетворяют требованиям, накладываемым Налоговым кодексом. В «группу риска» входят Краснодарэконнефть, Новошахтинский НПЗ, Славянск-Эко, Первый завод, Анжерская НГК, ВПК-Ойл, Томскнефтепереработка, Трансбункер. Ситуация, безусловно, может поменяться, если эти предприятия до 1 июня 2019 года сформируют соответствующую требованиям Налогового кодекса программу модернизации и заключат с Минэнерго России соответствующее модернизационное соглашение.

На Рис. 2.11 показано влияние налоговой реформы на распределение нефтяной ренты между собственниками НПЗ в предположении, что НПЗ из «группы риска» так и не смогут получить право на возвратный акциз (это общее допущение, принятое при оценке последствий завершения налогового маневра).

Рис. 2.11

Сопоставление рентной субсидии, получаемой собственниками российских НПЗ в 2017 г. и 2024 г. в сценарии «Brent 71», млрд руб. в ценах 2017 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»



Как видно из рисунка, для большинства собственников НПЗ налоговый маневр является нейтральным с точки зрения объема предоставляемых государством субсидий. Однако есть и исключения.

Первое исключение – это независимые от ВИНК НПЗ, которые в 2024 г. теряют 28% субсидии в сравнении с налоговым режимом 2017 г. из-за того, что значительная часть этих предприятий просто не сможет получить право на возвратный акциз. Казалось бы, в этих условиях совокупный объем ренты, передаваемой российской нефтепереработке, должен существенно сократиться. Однако, как было отмечено выше, этот объем практически не изменится. Причина этого «парадокса» связана с другими исключениями, но уже противоположного свойства: рост субсидии у Роснефти, Газпром нефти и ЛУКОЙЛа. Особенно заметный прирост субсидий (на 14%) получит Роснефть, благодаря тому, что налоговый маневр предоставляет принадлежащим компании Ангарской НК и Ачинскому НПЗ самые высокие региональные повышающие коэффициенты к возвратному акцизу. Кроме того, повышающий коэффициент настолько улучшает маржинальность переработки на Ангарской НК, что стимулирует заметный рост переработки нефти на предприятии (по сравнению со сценарием сохранения прежней налоговой системы), что дает дополнительное увеличение совокупной субсидии НПЗ. Рост субсидий у Газпром нефти и ЛУКОЙЛа на 6% и 1% будет связан с тем, что в пользу компаний сработают повышающие региональные коэффициенты для Омского НПЗ и Ухтанефтепереработки соответственно.

Изменение налоговой системы слабо отразится на марже переработки нефти для большинства НПЗ. Заметно повысят маржинальность заводы, имеющие право на региональный повышающий коэффициент к возвратному акцизу, но и заметно потеряют – заводы, не получившие право на налоговый вычет. Но станет ли чистая маржа «плохих» НПЗ отрицательной, что было бы сигналом для закрытия предприятий в соответствии с ожиданиями регулятора? Снизится ли объем переработки нефти в России до желаемых регулятором 260-265 млн т в год¹³?

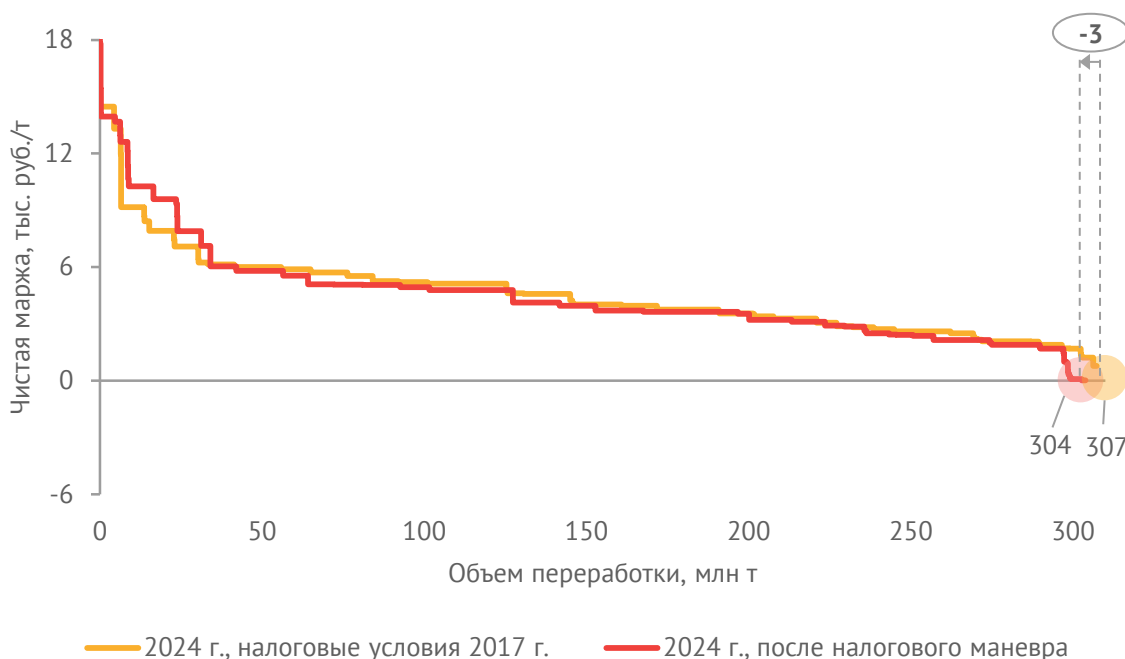
Как это ни покажется странным, но по завершении налогового маневра в 2024 г. годовой объем переработки нефти в стране не только не упадет до целевого уровня, а заметно превзойдет его, достигнув по нашим расчетам 303.9 млн т (см. Рис. 2.12). Это лишь на 3.5 млн т меньше, чем был бы годовой объем переработки нефти в 2024 г. в налоговых условиях 2017 г. (307.4 млн т) и примерно на 20 млн т выше уровня 2017 г. в 283.5 млн т.

¹³ <https://ria.ru/economy/20180907/1528035941.html>

Рис. 2.12

Связь между маржинальностью российских НПЗ (в ценах 2017 г.) и объемами перерабатываемого на них сырья в 2024 г. в сценарии «Brent 71»

Источник: ИГ «Петромаркет»



Какие же причины обуславливают высокий уровень переработки нефти в России в 2024 г.? Можно выделить две основные.

Первая – реализация программ развития ряда НПЗ, предусматривающих как наращивание мощностей первичной переработки нефти, так и вводы установок вторичной переработки (в последнем случае вырастает маржа переработки, что стимулирует рост загрузки НПЗ сырьем). В 2024 г. заметно увеличится объем переработки нефти на Афипском НПЗ (+3 млн т сырья по отношению к дореформенному 2018 г.), Марийском (+6.1 млн т), Ачинском НПЗ (+0.9 млн т), Комсомольском НПЗ (+2.6 млн т), Новокуйбышевском НПЗ (+0.8 млн т), Омском НПЗ (+5 млн т), Орском НПЗ (+1.5 млн т) и на заводе ТАНЕКО (+2.5 млн т).

Вторая причина – переработка нефти на НПЗ, которые лишаются субсидий, вопреки ожиданиям реформаторов не прекратится, хотя и упадет. В 2017 г. эти предприятия суммарно переработали 17.1 млн т нефти, в 2024 г. в тех же налоговых условиях этот показатель вырос бы до 17.5 млн т, тогда как по завершении налогового маневра он опустится до 8.6 млн т – но не до нуля! Как показывают расчеты, к моменту завершения маневра закроются лишь Краснодарэконнефть (-2.5 млн т сырья по отношению к уровню 2017 г./2024 г. в налоговых условиях 2017 г.), Новошахтинский (-5 млн т) и часть мини-НПЗ (-1 млн т к уровню 2017 г. и -1.6 млн т к уровню 2024 г. в налоговых условиях 2017 г.). Кажется бы, потерявшие пошлинную субсидию и не получившие от государства ничего взамен заводы, на большинстве из которых переработка сводится к первичной перегонке нефти, не смогут генерировать прибыль и должны

будут закрыться. Но нет – часть «плохих» НПЗ найдет спасение на российском рынке среднедистиллятных топлив.

Дело в том, что прямогонные среднедистиллятные топлива (индивидуально или в смешении с другими продуктами) охотно используются частью российских потребителей в качестве заменителя (суррогата) более дорогого дизельного топлива. Дисконт к цене на дизельное топливо класса 5, который предоставляют продавцы среднедистиллятных топлив в оптовом сегменте, может быть очень значительным. В 2017 г., по оценкам ИГ «Петромаркет», разница между средними по России ценами на дизтопливо класса 5 и его суррогатами с учетом косвенных налогов составляла около 9000 руб./т. Благодаря такому дисконту, в 2017 г. 25% суммарного спроса на дизтопливо со стороны основных гражданских групп его потребителей (автотранспорта, сельскохозяйственной, карьерной, железнодорожной и строительной техники) было покрыто его суррогатами. Емкость рынка суррогатов дизельного топлива была огромной – 9 млн т.

При этом, несмотря на дисконт, поставки суррогатов дизельного топлива на внутренний рынок были исключительно выгодными для производителей (в т. ч. по сравнению с поставками на экспорт¹⁴), поскольку им удавалось различными способами выводить свою продукцию из-под обложения акцизом, формально предусмотренным Налоговым кодексом РФ для средних дистиллятов. Если исходить из того, что сложившаяся ныне практика государственного регулирования и контроля рынка средних дистиллятов не претерпит существенных изменений, то сохранятся и методы вывода средних дистиллятов из-под акциза, которые практикует целый ряд НПЗ.

При моделировании влияния налоговой реформы на развитие российского рынка нефтепродуктов использовалось предположение о том, что условия безакцизной реализации среднедистиллятных топлив на внутреннем рынке останутся без изменения. Как показал опрос покупателей суррогатов дизельного топлива, спрос на них сохранится при минимальном дисконте к цене на дизельное топливо примерно 3300 руб./т (цены включают косвенные налоги). С другой стороны, такой весьма умеренный дисконт позволяет части НПЗ с простой переработкой, если они не будут платить акцизы, генерировать положительную маржу, а значит – выживать.

По идее, средством борьбы с суррогатными топливами мог бы стать механизм демпфирующих надбавок, который придуман для того, чтобы сдерживать рост цен внутреннего рынка на моторные топлива – и, в частности, на дизельное. Поскольку цены на суррогаты привязаны к цене на дизельное топливо через дисконт, демпфирующая надбавка работает и

¹⁴ В 2017 г. средняя цена внутреннего рынка на суррогаты дизельного топлива, очищенная от НДС, превосходила средний экспортный нетбэк на средние дистилляты примерно на 2000 руб./т.

против роста цен на суррогаты. Однако, по нашим оценкам, введение демпфирующего механизма не приведет к снижению цен на дизельное топливо, которое могло бы сделать цену на средние дистилляты на внутреннем рынке предельно низкой и тем самым привести к закрытию «плохих» НПЗ.

Если теперь обратиться к ожидаемой в 2019-2024 гг. динамике годового объема переработки нефти в России, то расчеты, выполненные в рамках сценария «Brent 71», рисуют нам колебательную траекторию этого показателя (см. Рис. 2.13). Это неудивительно, поскольку в основном переработка будет находиться под воздействием двух разнонаправленных факторов, описанных выше: непрерывное сокращение (вплоть до обнуления в 2024 г.) субсидирования предприятий, не получивших право на возвратный акциз (дает отрицательный вклад в динамику переработки), и реализация программ развития ряда НПЗ (дает положительный вклад в динамику переработки).

Следует отметить, что налоговый маневр, благодаря введению возвратного акциза на нефть, оказывается куда более благоприятным для инвестиций в нефтепереработку нежели отмена пошлин без компенсаций: практически не остается некупаемых проектов (см. Рис. 2.14). Реформа делает целесообразными дополнительные (по сравнению со сценарием отмены пошлин без компенсаций) 195.2 млрд руб. вложений в отрасль (в реальных ценах 2017 г.) в период с 2019 по 2024 гг. Существенно, что большая часть этого прироста приходится на независимые от ВИНК НПЗ (162.8 млрд руб. против 32.4 млрд руб. по НПЗ, принадлежащим ВИНК).

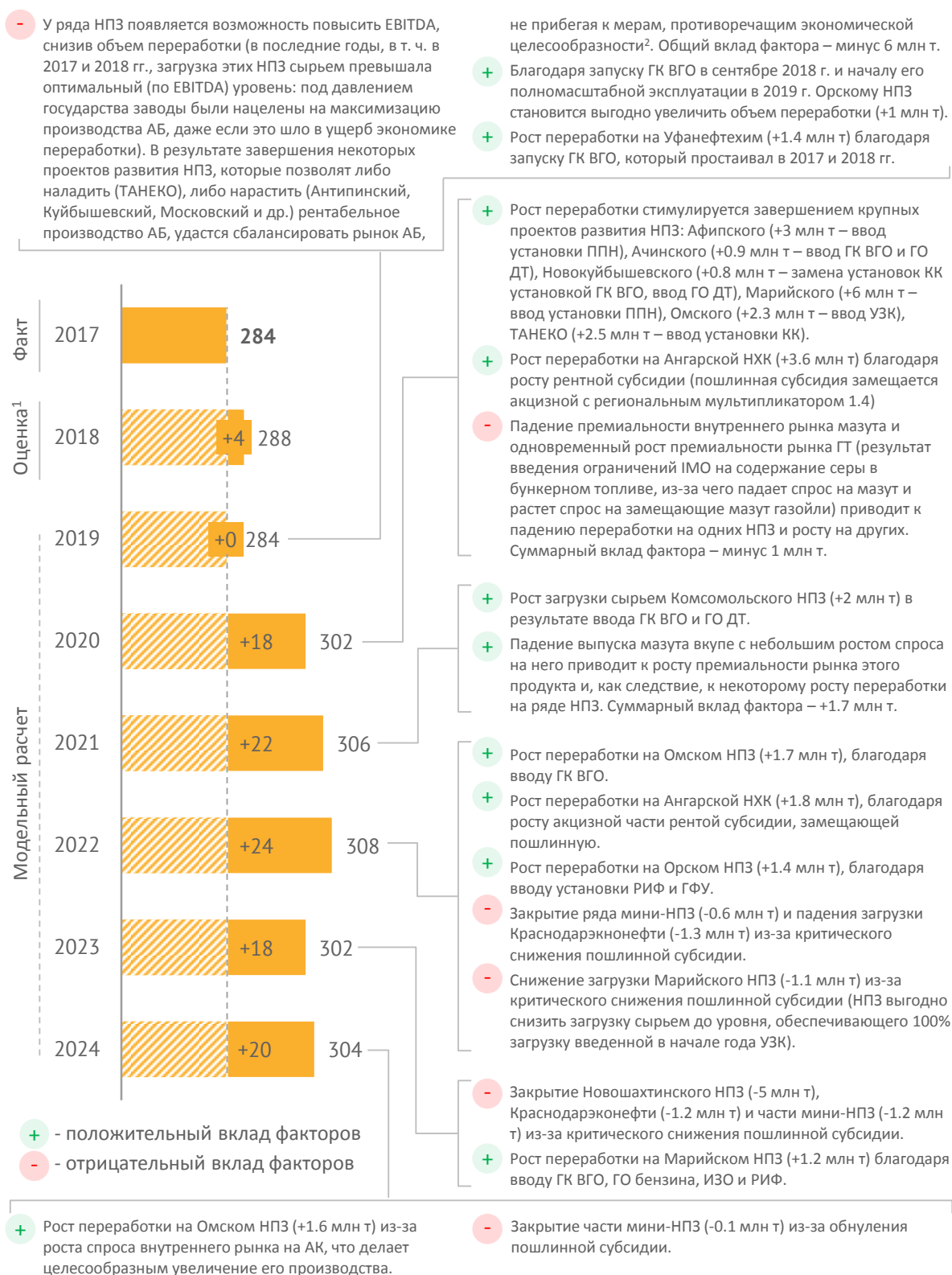
Важно также обратить внимание на то обстоятельство, что механизм возвратного акциза на нефть совершенно по-разному влияет на склонность к модернизации предприятий независимых владельцев НПЗ и ВИНК.

Первый случай можно проиллюстрировать примером Ильского НПЗ. У этого предприятия нет иного способа получить право на субсидию в виде возвратного акциза, кроме заключения модернизационного соглашения с Минэнерго РФ. А без возвратного акциза перспективы завода неутешительны. С одной стороны, невозможно провести модернизацию: как показывают расчеты, без возвратного акциза действующая программа развития предприятия не окупается – независимо от того, будет ли она реализована полностью или частично (см. Подраздел 2.2). С другой стороны, если не проводить модернизацию, то в процессе налогового маневра завод будет постепенно терять пошлинную субсидию без всякой компенсации, рано или поздно впадет в убытки и закроется. Либо сделает ставку на торговлю на внутреннем рынке суррогатами дизельного топлива. Но эта идея едва ли может претендовать на роль стратегической.

Рис. 2.13

Динамика объемов переработки нефти в России в ходе проведения налогового маневра в сценарии «Brent 71», млн т

Источник: ИГ «Петромаркет»



1. Оценка ИГ «Петромаркет» на основе данных об объемах переработки за 9 мес. 2018 г. и сведений об ожидаемых ремонтах установок ППН на НПЗ.

2. По состоянию на 01.10.2018 г. Правительство РФ договорилось с компаниями Роснефть, ЛУКОЙЛ, Газпром, Сургутнефтегаз, Газпром нефть и Татнефть о поставке АБ на внутренний рынок с их НПЗ на уровне не ниже 2017 г. (один из итогов совещания о развитии нефтяной отрасли и стимулировании добычи нефти под председательством Д.А. Медведева 18.09.2018). Эти договоренности могут помешать реализации описанного сценария.

Рис. 2.14

Соотношение окупаемых и некупаемых проектов развития российских НПЗ в условиях реформирования системы нефтяных экспортных пошлин в сценарии «Brent 71»

Источник: ИГ «ПетроМаркет»



Таким образом, для Ильского НПЗ фактически нет альтернативы заключению модернизационного соглашения с Минэнерго РФ. В принципе, предприятие может урезать свою программу развития и пойти на частичную модернизацию предприятия, но только если инвестиции в урезанную программу составят не менее 60 млрд руб. в период с 1 января 2016 года по 1 января 2024 года или урезанная программа обеспечит не менее, чем 10-процентный выход автобензина класса 5. Таких вариантов сравнительно немного – 9 из 18, причем один из них не окупается даже в условиях возвратного акциза (см. Табл. 2.4).

Иными словами, для независимых НПЗ механизм вычетов по акцизу на нефть работает именно так, как должен – он понуждает НПЗ проводить

модернизацию, причем на тех условиях, которые выставляет государство. Или не проводить и уйти с рынка.

Табл. 2.4

Окупаемость программы модернизации Ильского НПЗ и вариантов ее частичной реализации в условиях налогового маневра в сценарии «Brent 71»

Источник: ИГ «Петромаркет»

	Комбинации вводимых установок																	
Установки																		
ВД	+			+	+	+	+		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
ГО ДТ		+				+		+	+	+	+				+	+	+	
ИЗО			+				+	+	+			+	+		+	+		+
РИФ			+				+	+	+			+	+		+	+		+
ГК ВГО				+						+		+		+	+		+	+
УЗК					+						+		+	+		+	+	+
Критерии																		
NPV > 0	×	×	✓	×	×	×	✓	✓	✓	×	×	✓	✓	×	×	✓	×	✓
Право на субсидию	×	×	✓	×	×	×	✓	✓	✓	×	×	✓	✓	×	✓	✓	×	✓

Примечание: яркой заливкой выделен проект с максимальным значением NPV

В случае с НПЗ, принадлежащими ВИНК, ситуация иная. Практически все они (за исключением ТАНЕКО) уже на старте завершающего налогового маневра могут рассчитывать на налоговый вычет по акцизу на нефть независимо от того, имеют ли они модернизационное соглашение с Минэнерго России или нет. Поскольку возвратный акциз способен обеспечить, по крайней мере, большинству из них положительную маржу переработки без какой-либо модернизации, стимулы к ее осуществлению не усиливаются по сравнению с дореформенной ситуацией, а в лучшем случае остаются такими же. Кроме того, у предприятий, получающих налоговый вычет по акцизу на нефть и при этом не связанных условиями модернизационных соглашений, значительно больше окупаемых вариантов частичной реализации программ развития, чем у тех, что заключили такие соглашения. И ничто не мешает владельцу такого НПЗ сколь угодно радикально сократить действующую программу, если только усеченный вариант окупится. Это никак не отразится на праве получать возвратный акциз.

Хорошей иллюстрацией здесь может служить Ачинский НПЗ. Он будет получать возвратный акциз уже потому, что его собственник – компания Роснефть – находится под санкциями. В этих условиях все варианты частичной реализации программы модернизации предприятия (а их целых 14) окупаются, в том числе и самые «незатейливые» (см. Табл. 2.5).

Табл. 2.5

Окупаемость программы модернизации Ачинского НПЗ и вариантов ее частичной реализации в условиях налогового маневра в сценарии «Brent 71»

Источник: ИГ «Петромаркет»

	Комбинация вводимых установок														
Установки															
ВД	+				+	+	+					+	+	+	+
ГО ДТ		+			+			+				+	+		+
ГК ВГО			+			+		+		+	+		+	+	+
УЗК				+			+		+	+		+	+	+	+
Критерии															
NPV > 0	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Право на субсидию	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Примечание: яркой заливкой выделен проект с максимальным значением NPV

Если бы акцизные субсидии предоставлялись НПЗ ВИНК только при условии принятия ими на себя обязательства инвестировать в развитие предприятия не менее 60 млрд руб. в период с 1 января 2016 года по 1 января 2024 года, это стало бы хорошим стимулом для проведения полноценной модернизации. В частности, введение такого правила для Ачинского НПЗ заставило бы его либо реализовать действующую программу в полном объеме, либо выбрать один из 7 наиболее полноценных частичных ее вариантов (а не все 14, как в условиях налогового маневра) (см. Табл. 2.6).

Табл. 2.6

Окупаемость программы модернизации Ачинского НПЗ и вариантов ее частичной реализации в сценарии «Brent 71», если обусловить получение возвратного акциза инвестициями не менее 60 млрд руб. в период с 01.01.2016 по 01.01.2024 гг.

Источник: ИГ «Петромаркет»

	Комбинация вводимых установок														
Установки															
ВД	+				+	+	+					+	+	+	+
ГО ДТ		+			+			+				+	+		+
ГК ВГО			+			+		+		+	+		+	+	+
УЗК				+			+		+	+		+	+	+	+
Критерии															
NPV > 0	✗	✗	✓	✗	✗	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✗	✓	✓	✓
Право на субсидию	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✓	✓

Примечание: яркой заливкой выделен проект с максимальным значением NPV

2.3.3 Что теряют потребители нефтепродуктов?

Если коротко, то не существует ни одной группы российских потребителей нефтепродуктов, которая выиграла бы в результате налогового маневра. Все они проиграют за исключением потребителей СУГ, рынок которых реформа не затрагивает. При этом для одних групп потребителей рентное субсидирование полностью прекратится, для других – заметно сократится (см. Рис. 2.15).

Среди последних больше всего потеряют судовладельцы-потребители темного бункерного топлива (89% от уровня субсидии, которую могла бы получить эта группа в 2024 г. в налоговых условиях 2017 года), а меньше всего – нефтехимические предприятия, закупающие прямогонный бензин (нафту) и ароматику в качестве сырья (15%). Авиакомпании при закупках реактивного топлива потеряют более 32%. Все эти потери – результат роста цен на нефтепродукты на величину отмененных экспортных пошлин, а также инфляции, которая обесценивает возвратные акцизы, получаемые той или иной группой потребителей.

Налоговый маневр компенсирует (и то – всего лишь отчасти) утрату пошлинного субсидирования только двум группам потребителей:

- предприятиям нефтехимии – путем увеличения возвратных акцизов на нафту (+3406 руб./т в номинальном выражении) и ароматические углеводороды (+1858 руб./т в номинальном выражении);
- российским судовладельцам – путем введения в 2022 г. не меняющегося по годам возвратного акциза на тяжелое судовое топливо в размере 1000 руб./т.

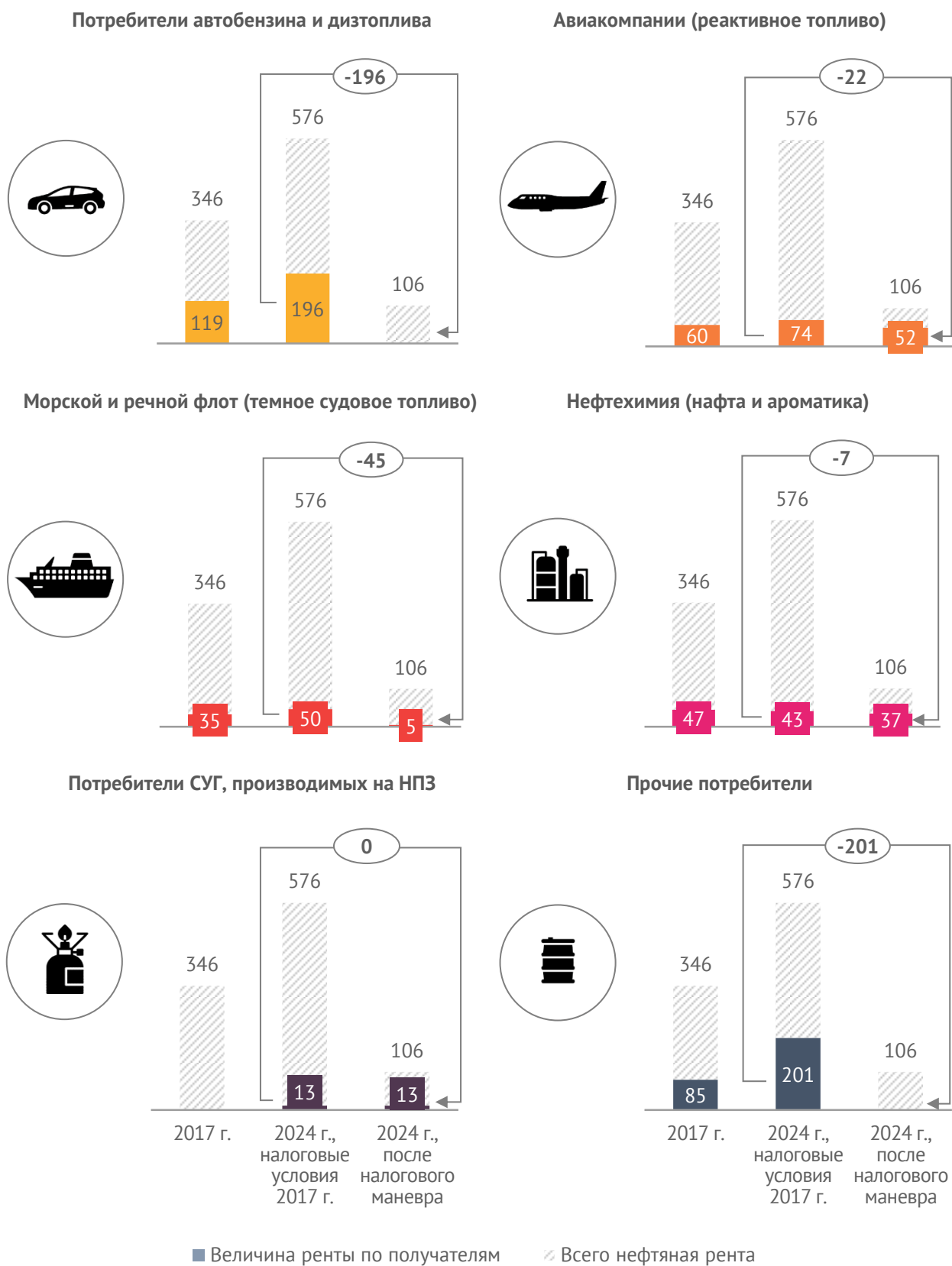
Казалось бы, к этим двум группам должны были бы присоединиться потребители автобензина и дизтоплива, поскольку налоговый маневр предполагает формирование пониженных цен на эти продукты посредством механизма демпфирующих надбавок. Этот механизм, по замыслу авторов реформы, должен удерживать отпускные цены НПЗ в определенных пределах, не позволяя им «вырваться» на уровень экспортных нетбэков, если последние станут слишком высокими. Однако из-за специфических особенностей демпфирующего механизма желательный уровень цен на АБ и ДТ в рамках сценария «Brent 71» удастся обеспечить только в 2019 г. (детальный анализ работы этого механизма см. в Подразделе 3.3). В 2020-2024 гг. НПЗ будет выгоднее установить цены на АБ и ДТ на уровне экспортных нетбэков и отказаться от демпфирующей надбавки, чем получать ее, удерживая цены в заданных пределах (этот вывод справедлив, если принять гипотезу, что ценообразование на рынке моторных топлив в России будет свободным, без прямого давления государства на цены).

На Рис. 2.16 графически представлены результаты факторного анализа изменения средних оптовых цен на основные нефтепродукты в 2024 г. относительно 2017 г.

Рис. 2.15

Распределение нефтяной ренты между различными группами потребителей в 2017 и 2024 гг. в сценарии «Brent 71», млрд руб. в ценах 2017 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»

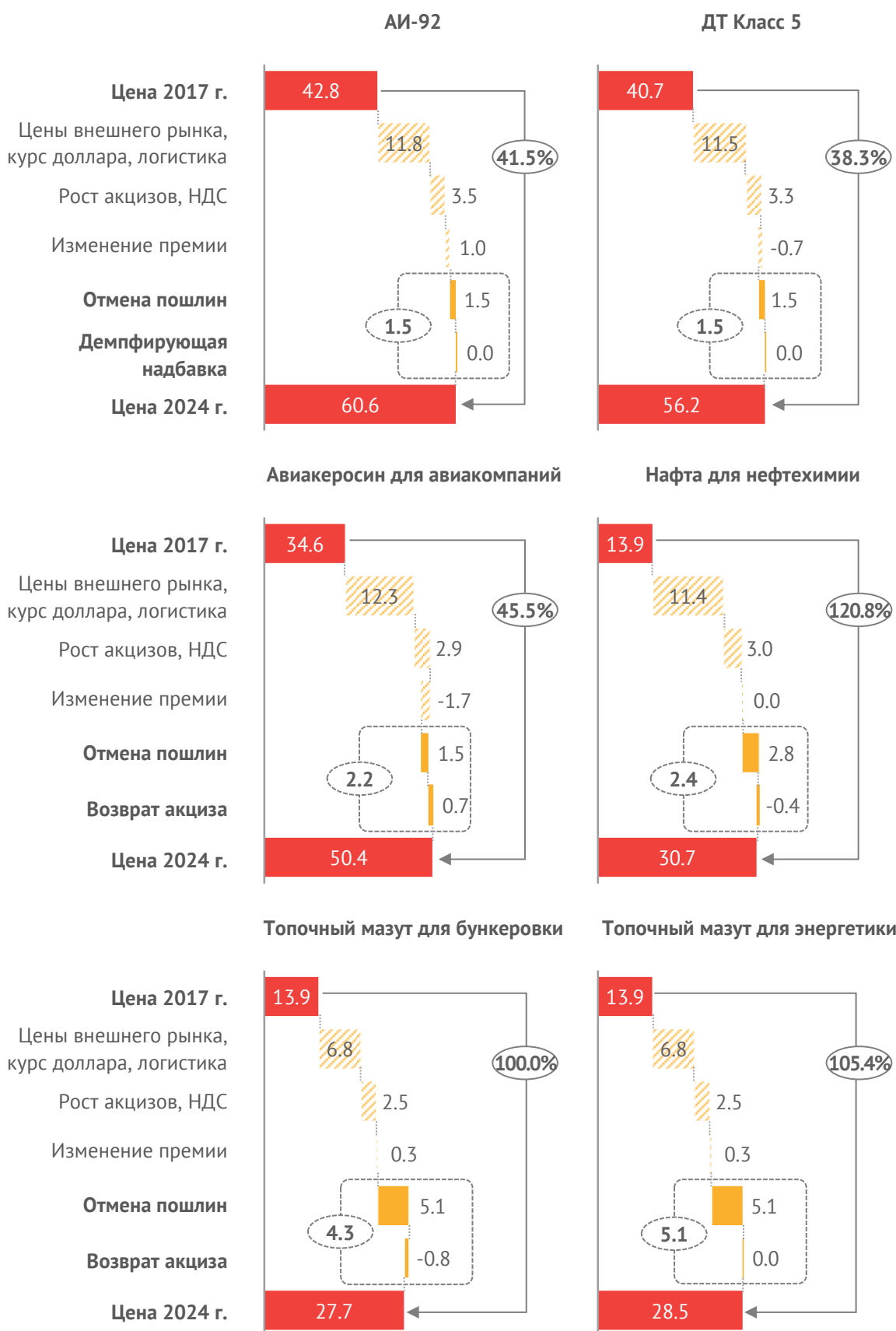


Примечание: размер ренты, передаваемой нефтехимии, рассчитан исходя из предположения, что объем нефти, бензола, орто- и параксилола, потребленный предприятиями отрасли в качестве сырья, соответствует уровню 2017 г.

Рис. 2.16

Факторное разложение изменения цен основных нефтепродуктов в условиях завершения налогового маневра в сценарии «Brent 71», тыс. руб./т в ценах 2017 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»



Из диаграммы видно, что отмена экспортных пошлин служит фактором роста цен на автобензин и дизтопливо на 1.5 тыс. руб./т в реальном выражении (в ценах 2017 г.). И этот рост никак не будет компенсирован демпфирующей надбавкой (см. выше).

В случае нефти для нефтехимии и мазута, используемого в качестве бункерного топлива/компонента бункерного топлива, отмена пошлин приводит к росту цен на 2.8 и 5.1 тыс. руб./т, который компенсируется возвратным акцизом в размере 0.4 и 0.8 тыс. руб./т соответственно. Компенсация для нефти меньше, чем для мазута, несмотря на то, что в номинальном выражении прирост возвратного акциза для нефти больше, чем номинальная величина вновь введенного акциза на бункерный мазут. Причина – обесценение в результате инфляции возвратного акциза на нефть, который получала нефтехимия в 2017 г. Именно к этой обесцененной величине добавляется компенсирующая отмену пошлин надбавка. Результат такой математики – весьма скромный рост суммарного возвратного акциза в ценах 2017 г. (с 9170 руб./т в 2017 г. до 9612 руб./т в 2024 г.).

Аналогичная ситуация с обесценением возвратного акциза наблюдается и в случае керосина для авиакомпаний – его номинальная величина в 2024 году никак не отличается от величины в 2017, а потому в реальном выражении размер акциза снижается.

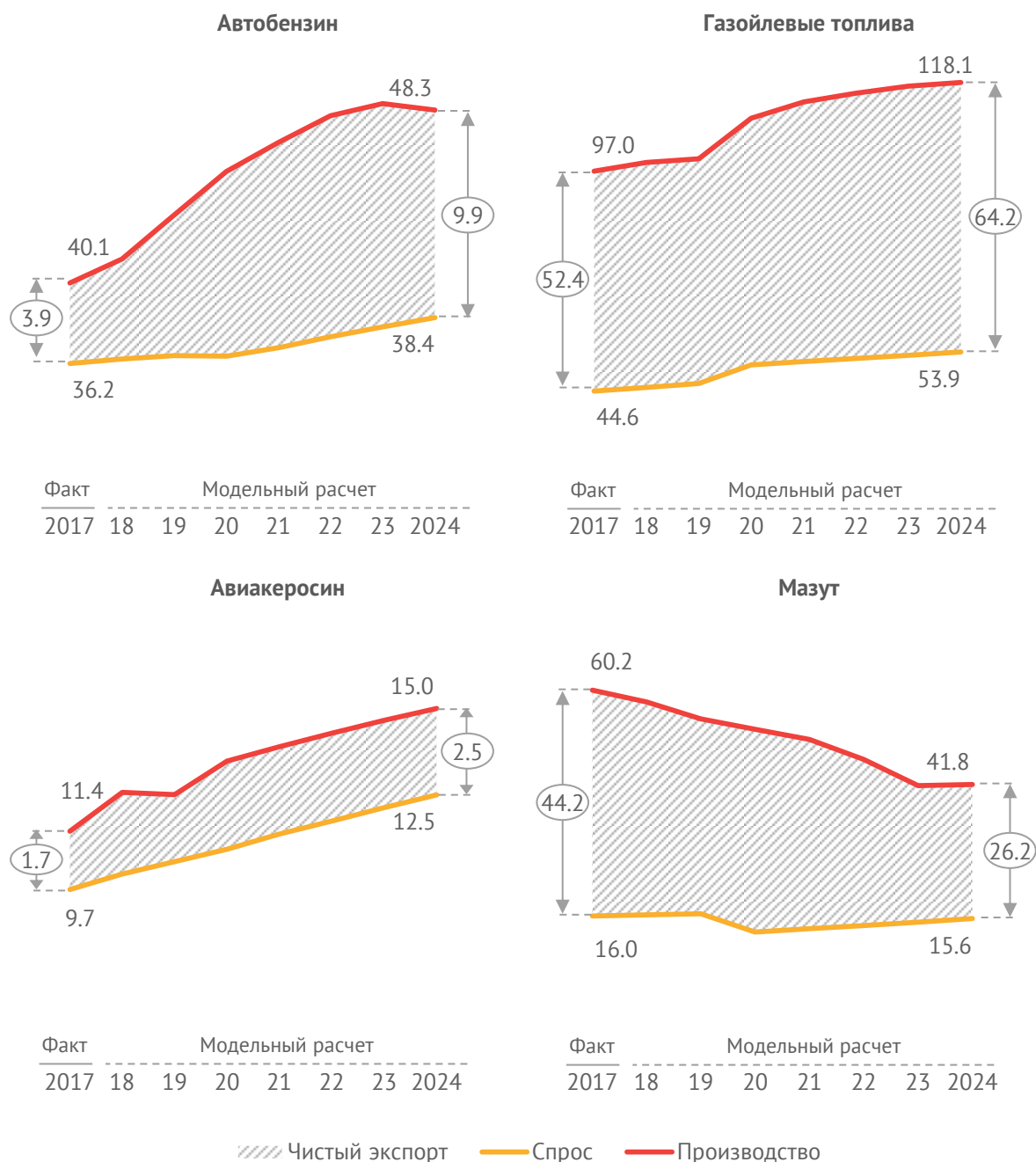
Если вынести за скобки эффекты налогового маневра, то наибольший вклад в рост оптовых цен в России в 2024 г. вносит подорожание нефтепродуктов на внешних рынках, заложенное в сценарии «Brent 71» и в значительной степени осуществившееся в 2018 г. (см. Приложение А). На втором месте – повышение косвенных налогов (НДС и акцизов). Менее очевидный фактор динамики цен – изменение премиальности внутреннего рынка нефтепродуктов. В отличие от первых двух он проявляется по-разному на рынках разных нефтепродуктов. На рынке автобензина и мазута премия внутреннего рынка растет, на рынке дизтоплива и керосина – снижается. В трех последних случаях объяснение росту или сжатию премии дает, как и следует ожидать, динамика профицита – разницы между производством (предложением) и спросом. На российском рынке дизтоплива и керосина профицит растет, а на рынке мазута – снижается (см. Рис. 2.17). И лишь на рынке автобензина поведение премии выглядит парадоксальным – одновременно растет и профицит продукта, и премия внутреннего рынка. На самом деле никакого парадокса нет. В 2017 г. автобензин в России вопреки экономической логике продавался с существенным дисконтом по отношению к экспортным нетбэкам – в среднем дисконт составлял 975 руб./т. Причина – прямое, хотя и неформальное, давление регулирующих органов на нефтяные компании с целью воспрепятствовать повышению цен на столь значимый для населения продукт, как автомобильное топливо. Предполагается, что после введения с 2019 г. механизма

демпфирующих надбавок давление на производителей прекратится, и внутренний рынок для нефтяных компаний снова станет премиальным.

Рис. 2.17

Соотношение спроса и предложения различных нефтепродуктов в условиях завершения налогового маневра в сценарии «Brent 71», млн т

Источник: ИГ «Петромаркет»



Примечание: следует обратить внимание на динамику спроса на автобензин, газойлевые топлива и топочный мазут в 2020 г.: первый и последний снижаются, второй – растет. Связано это со следующими обстоятельствами: в случае бензина – рост цен на продукт в результате «сбоя» в работе механизма демпфирующих надбавок, в случае газойлевых топлив и мазута – введение ограничений IMO на содержание серы в бункерном топливе, которое приводит к падению спроса на мазут и росту спроса на замещающие мазут газойли.

Дав объяснение изменению премий на внутреннем рынке нефтепродуктов через динамику профицита, необходимо дать объяснение самой этой динамике:

- Рост перерабатывающих мощностей и модернизация российских НПЗ влечет за собой увеличение выпуска автобензина, дизтоплива и авиакеросина (на 21, 22 и 32 % по отношению к 2017 г. соответственно, или на 8.2, 21.2 и 3.6 млн т).
- Следствием той же модернизации НПЗ становится значительное снижение ими выпуска мазута. Кроме того, закрывается ряд НПЗ с простой переработкой (Новошахтинский НПЗ, Краснодарэконепфть, некоторые мини-НПЗ), поставлявших ранее на рынок значительные объемы этого продукта. В результате выпуск мазута падает на 31%, или 18.4 млн т.
- Рост цен на нефтепродукты в ходе налогового маневра оказывает негативное влияние на спрос. Так, если бы не рост цен, согласно заложенным предпосылкам в сценарии «Brent 71» спрос на автобензин вырос бы в 2024 г. с 36.2 млн т в 2017 г. до 41.0 млн т в 2024 г. (+13%), на дизтопливо – с 44.6 млн т. до 55.4 млн т (+24%), на авиакеросин – с 9.7 млн т. до 14.8 млн т (+53%).

3. ЗАВЕРШЕНИЕ НАЛОГОВОГО МАНЕВРА: ЧТО ДАЛЬШЕ?

Теперь стоит вернуться к тем проблемам, которые породила и с которыми не справилась система экспортных пошлин (см. Раздел 1). Налоговый маневр уничтожает эту систему и заменяет пошлинное субсидирование нефтеперерабатывающих предприятий и потребителей нефтепродуктов другими механизмами поддержки, которые претендуют на большую эффективность. Возникает вопрос: удастся ли налоговому маневру одолеть вышеозначенные проблемы? Ответ: лишь отчасти.

Маневр рационально ограничивает круг российских производителей и потребителей нефтепродуктов, имеющих право на государственную поддержку, успешно решает задачу прекращения неконтролируемого субсидирования экономик дружественных стран. Это несомненные плюсы реформы. Но есть и определенные недостатки, которые заставляют думать, что данный налоговый маневр, скорее всего, не последний.

3.1. Простая нефтепереработка: жизнь после смерти

Реформа не справляется с задачей заставить уйти с рынка НПЗ с простой переработкой, которые не имеют возможности модернизироваться и не способны снабжать внутренний рынок качественными продуктами. Она вполне резонно отсекает их от субсидирования, но этого оказывается недостаточно. Часть лишенных субсидии предприятий сможет генерировать прибыль благодаря безакцизной торговле суррогатами моторных топлив (см. пункт 2.3). В результате «плохие» заводы будут наносить ущерб государственному бюджету (в 2024 г. упущенные доходы бюджетной системы России, которые она могла бы получить, если бы вместо неподакцизных суррогатов автобензина и дизтоплива, производимых простыми НПЗ, на рынке обращались бы подакцизные высококачественные топлива, могут составить 7.5 млрд руб. в реальных ценах 2017 г. по автобензину и 21.3 млрд руб. по дизтопливу), а также экологии и производителям высококачественных моторных топлив (из-за «плохих» НПЗ они теряют нишу примерно в 0.7 млн т на рынке автобензина и 3.1 млн т на рынке дизельного топлива). Никакого инструментария для решения этой проблемы реформа не предлагает.

Однако это не значит, что такого инструментария не существует. Один из вариантов – введение акциза на всю поставляемую на внутренний рынок нефть (аналогично тому, как введен акциз на автобензин или дизтопливо) в размере примерно 4000 руб./т (в реальных ценах 2017 г.), с его возвратом всем предприятиями кроме «плохих». Результатом этого стало бы заметное удорожание сырья исключительно для «плохих» НПЗ. В условиях отсутствия возможности поднять цену на свою продукцию на

внутреннем рынке – она ограничена ценами на продукцию «хороших» НПЗ, которые никак не отреагируют на предлагаемое нововведение – эти предприятия стали бы убыточными и, в конце концов, закрылись бы.

3.2. В поисках оптимального субсидирования нефтепереработки

Налоговый маневр не дает ответа на вопрос об оптимальности субсидирования нефтеперерабатывающих предприятий и, пожалуй, даже не ставит его. Реформа просто отсекает от субсидии наиболее одиозные НПЗ, а для остальных либо фиксирует ее на дореформенном уровне в расчете на 1 тонну переработанного сырья¹⁵ (для подавляющего большинства НПЗ), либо увеличивает ее с помощью региональных мультипликаторов (для нескольких заводов, имеющих наихудшую экспортную логистику). Однако соответствие такого уровня субсидирования целям реформы вызывает сомнения.

Основная цель налогового маневра, если судить по дискуссиям вокруг реформы представителей регулирующих органов и экспертного сообщества – добиться надежного обеспечения внутреннего рынка нефтепродуктами и, в первую очередь, автобензином, спрос на который балансируется отечественной нефтепереработкой с наибольшим напряжением, при минимально возможном уровне загрузки НПЗ сырьем. Такая цель представляется довольно естественной, если смотреть на реформу с точки зрения интересов государственного бюджета, ибо чем ниже уровень переработки нефти, тем меньше бюджетных средств требуется для его поддержания. Но, как показано в пункте 2.3.2, эта цель не достигается: по завершении реформы в 2024 г. годовой объем переработки нефти в рамках достаточно реалистичного сценария «Brent 71» вырастает до 304 млн т, а профицит автобензина – до 10 млн т, что явно выше минимально необходимого уровня (около 3 млн т).

Эта ситуация создает серьезные риски для российской нефтепереработки, поскольку заставляет ожидать продолжения «маневрирования» с целью снизить величину предоставляемых НПЗ субсидий. Риски тем более велики, что рост объемов переработки нефти, которого можно ждать уже в ближайшие годы (см. Рис. 2.13 в пункте 2.3.2), автоматически повлечет за собой увеличение бюджетной подпитки нефтеперерабатывающей промышленности. А это, в свою очередь, еще до окончания налогового маневра может подвигнуть финансовые власти к ревизии механизма субсидирования НПЗ или, по крайней мере, его параметров.

Чтобы оценить масштаб рисков, связанных с потенциальной оптимизацией субсидирования НПЗ, необходимо, как минимум, иметь обоснованные ответы на вопросы: каков может быть этот оптимум и

¹⁵ Если быть более точным, размер субсидии на 1 тонну нефти может увеличиваться, если НПЗ будет повышать глубину переработки нефти, что полностью воспроизводит дореформенную ситуацию.

насколько могут снизиться субсидии, сохранят ли оптимальные субсидии положительную зависимость от цены на нефть, не падут ли жертвой оптимизации региональные коэффициенты.

В поиске ответов на эти (и многие другие) вопросы был проведен многосторонний анализ влияния бюджетных субсидий на российскую нефтепереработку путем проведения серии расчетов с использованием комплекса MRPPM (см. описание комплекса, Приложение В). В расчетах предполагалось, что сохранится сам механизм налогового вычета по акцизу на нефть (механизм предоставления возвратного акциза), а значение акциза будет вычисляться по формуле:

$$A_{\text{нефть}} = B_{\text{нефть}} \times C_{\text{прод}} \times K_{\text{рег}},$$

где $B_{\text{нефть}}$ – некий параметр, который в дальнейшем будет называться «базовый акциз»; $C_{\text{прод}}$ – сумма величин $[(1 - K_{\text{прод}}) \times V_{\text{прод}}]$ по всем продуктам; $K_{\text{прод}}$ – отношение пошлины на нефтепродукт прод к пошлине на нефть в 2018 г., $V_{\text{прод}}$ – выход нефтепродукта прод ; $K_{\text{рег}}$ – региональный мультипликатор.

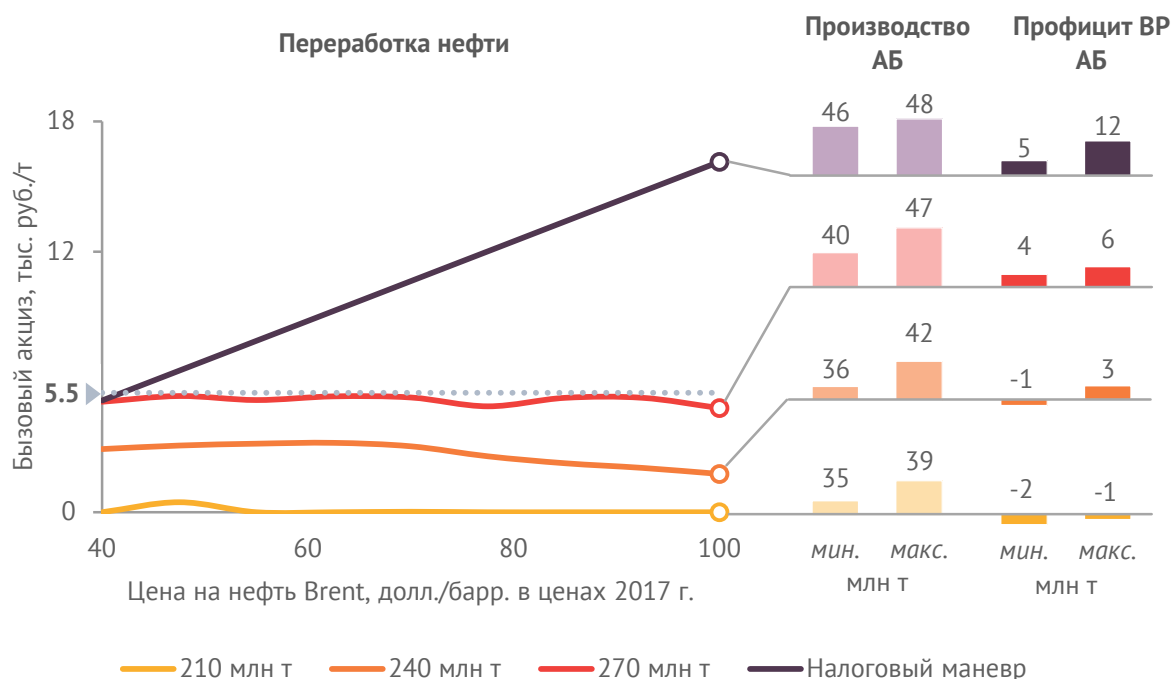
Эта формула полностью совпадает с применяемой в налоговом маневре с тем лишь отличием, что в модельных расчетах базовый акциз $B_{\text{нефть}}$ рассматривался как варьируемый параметр, тогда как в налоговом маневре он равен переведенной в рубли экспортной пошлине на нефть, рассчитанной по правилам 2018 г.

На Рис. 3.1 представлены некоторые результаты проведенного анализа. Рисунок показывает, при каких значениях базового акциза на нефть в России в 2024 г. может быть обеспечен уровень переработки нефти в 210, 240 и 270 млн т/г. и какие величины выпуска автобензина и его профицита на внутреннем рынке соответствуют каждому из этих уровней. Расчеты выполнены в предположении, что все существующие на 01.01.2018 г. программы модернизации НПЗ на период 2018-2024 гг. будут выполнены в полном объеме. Все значения региональных мультипликаторов полагались равными 1. Для сравнения на тех же рисунках показана зависимость от цены на нефть величины $B_{\text{нефть}}$ в налоговом маневре.

Рис. 3.1

Зависимость от цены на нефть базового акциза БАНефть (в номинальном выражении), необходимого для поддержания переработки нефти в 2024 г. на заданном уровне (региональные мультипликаторы равны 1)

Источник: ИГ «Петромаркет»



Примечание: практически отсутствующая зависимость от цены на Brent базового акциза, обеспечивающего в 2024 г. некоторый фиксированный уровень переработки, связано с тем, что в России в настоящий момент практически отсутствует зависимость курса доллара от цены на Brent. Эта зависимость перестала проявляться, начиная с февраля 2017 г., в связи с внедрением Минфином России новой конструкции «бюджетного правила». Эта конструкция предполагает сохранение дополнительных нефтегазовых доходов, поступающих в федеральный бюджет при превышении цены на нефть отметки 40 долл./барр., и проведении во взаимодействии с Банком России операций на валютном рынке по покупке иностранной валюты в эквивалентных объемах. Если бы имела место отрицательная зависимость курса от цены на Brent (как это было до января 2017 г. включительно), то можно было бы наблюдать положительную зависимость базового акциза от цены на нефть.

К Рис. 3.1 нужно сделать следующие комментарии:

- Варианты субсидирования, обеспечивающие уровень переработки нефти от 270 млн т/г. и выше, могут считаться вполне приемлемыми с точки зрения гарантированного снабжения внутреннего рынка автобензином (это варианты, в которых профицит топлива в России находится на уровне не ниже 3 млн т/г.) и сохранения на плаву всех градообразующих предприятий (закрытие любого из них повлекло бы серьезные проблемы социального и экономического свойства – см. подраздел 2.2¹⁶). При более низких объемах переработки возникает проблема балансировки рынка автобензина, а при любых объемах переработки ниже 240 млн т/г – еще и проблема сохранения прибыльности всех НПЗ из числа градообразующих.

¹⁶ Из числа «защищаемых» градообразующих предприятий исключен Новошахтинский НПЗ, который не удастся сохранить никаким образом, поскольку он не имеет права на субсидию, а без субсидии убыточен.

- Вариант субсидирования при фиксации базового акциза на уровне в 5500 руб./т обеспечивает приемлемый уровень переработки в 270 млн т в год (или немного выше – в зависимости от цены на Brent) – этот вариант будем называть «условно целевым».
- Разница между базовыми акцизами при налоговом маневре и «условно целевом» субсидировании имеет тенденцию к росту: при цене на Brent в 40 долл./барр. (в ценах 2017 г.) разница почти отсутствует, в сценарии «Brent 71» она составляет примерно 5000 руб./т, а при цене на Brent в 100 долл./барр. она больше 10000 руб./т.

Как показывают расчеты, переход к «условно целевому» варианту в сценарии «Brent 71» позволил бы государству в 2024 г. изъять из нефтепереработки дополнительные (относительно суммы изъятия в рамках налогового маневра) 743 млрд руб. (в ценах 2017 г.) нефтяной ренты. Из них 52 млрд изымаются за счет отказа от региональных мультипликаторов (ни один из НПЗ, которым налоговый маневр предоставляет региональные преференции, не оказывается в зоне убыточности из-за их отмены), 643 млрд – за счет снижения базового акциза, 48 млрд – за счет сокращения переработки нефти). Это несомненный стимул для фискальных органов оптимизировать субсидирование НПЗ, если учесть, что в «условно целевом» варианте переработка нефти в 2024 г. составит 277 млн т, а профицит бензина – 7 млн т, что заметно выше минимально приемлемого уровня.

Как было отмечено, все представленные расчеты были выполнены в предположении, что проекты ввода новых мощностей по переработке нефти, предусмотренные программами развития всех российских НПЗ, будут осуществлены в полной мере. Но, может быть, реализация «целевого варианта» в рамках сценария «Brent 71», предполагающего двукратное (против налогового маневра) снижение базового акциза, так отразится на инвестиционных программах предприятий, что профицит бензина в 2024 г. будет находиться не то что ниже 7 млн т, а ниже минимально приемлемого уровня? Для того чтобы это проверить, был проведен анализ окупаемости проектов ввода новых мощностей при сокращении базового акциза в период 2019-2024 гг. до 5500 тыс. руб. при одновременном отказе от региональных мультипликаторов (см. Рис. 3.2).

Как видно из рисунка, некупаемыми оказываются инвестиции на сумму 144.2 млрд руб., что составляет 20% от совокупных инвестиций, предусмотренных всеми программами развития НПЗ. Это больше, чем при субсидировании в соответствии с налоговым маневром (не окупается 5% инвестиций), но меньше, чем в случае отмены пошлин без компенсаций – 32%).

Рис. 3.2

Соотношение окупаемых и некупаемых проектов развития российских НПЗ в условиях завершения налогового маневра с поправкой на то, что базовый акциз БАнефть в номинальном выражении в 2019-2024 гг. равен 5500 руб./т, а региональные мультипликаторы равны 1 (сценарий «Brent 71»)

Источник: ИГ «Петромаркет»

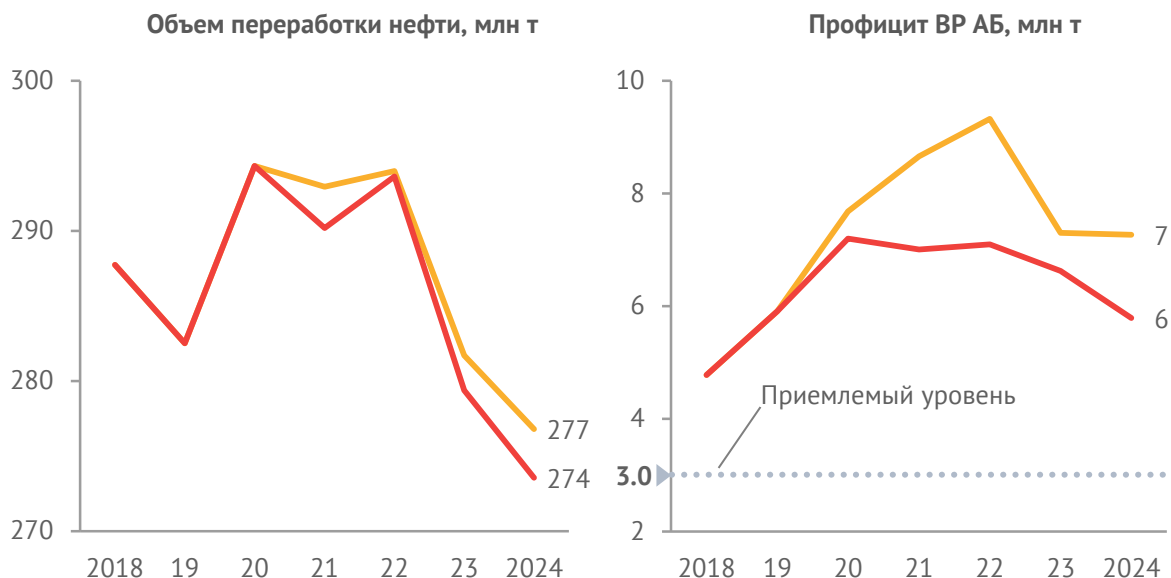


Как можно видеть из Рис. 3.3, даже при сокращении возвратного акциза до «условно целевого» уровня и отказе от региональных мультипликаторов, да еще при условии, что реализованы будут не все проекты развития НПЗ, а лишь способные окупиться, переработка нефти в РФ все равно останется на уровне, обеспечивающем достаточный профицит автобензина на внутреннем рынке. При этом все градообразующие предприятия сохраняют положительную маржу. Наличие столь значительного ресурса сокращения субсидий (вдвое в сценарии «Brent 71!»), скорее всего, будет порождать стремление финансовых властей оптимизировать бюджетную поддержку НПЗ.

Рис. 3.3

Объемы переработки нефти и размеры профицита автобензина в России в условиях завершения налогового маневра с поправкой на то, что базовый акциз БАНефть в номинальном выражении в 2019-2024 гг. равен 5500 руб./т, а региональные мультипликаторы равны 1 (сценарий «Brent 71»)

Источник: ИГ «Петромаркет»



— Программы развития НПЗ реализуются полностью — Реализуются только окупаемые проекты

Здесь необходимо еще раз подчеркнуть, что все приведенные выше рассуждения будут справедливы, если оптимальной величиной субсидии считать тот ее минимум, при котором российская нефтепереработка оказывается в состоянии гарантированно удовлетворить потребности внутреннего рынка в нефтепродуктах. Но нельзя исключить, что у регулятора может быть и иное представление об оптимальности субсидирования нефтеперерабатывающей промышленности. Во всяком случае, налоговый маневр в этом отношении подает весьма противоречивые сигналы. Например, если придерживаться вышеозначенного взгляда на оптимальность субсидий, то оказывать поддержку НПЗ, которые в силу самого своего географического положения имеют преимущественно или исключительно экспортную ориентацию, не имело бы смысла. Однако, как показано в подразделе 2.3, реформа успешно стимулирует развитие как раз независимых НПЗ, заметная часть которых является экспортно-ориентированными (Афипский, Ильский и целый ряд других). Предоставляя им возможность получить возвратный акциз путем заключения довольно жестких модернизационных соглашений с Минэнерго России, налоговый маневр открывает им путь к выживанию. Как это ни странно, регулятор в большей степени стимулирует развитие именно независимой переработки, тогда как НПЗ, принадлежащие ВИНК, получают право на бюджетное субсидирование независимо от того, модернизируются они или нет. Такой подход обеспечивает им высокую маржу и без инвестиций, что в

определенном смысле дестимулирует их развитие. И это в то время, как именно заводы ВИНК в своем большинстве ориентированы на внутренний рынок.

Собственно говоря, в самом по себе экспорте нефтепродуктов нет ничего плохого. Государство может субсидировать даже убыточный экспорт, если ясна цель, ради которой это делается. Когда такая цель сформулирована, становится понятным, адекватна ли ей логика налоговой реформы. Стартующий с 1 января будущего года налоговый маневр в этом отношении вряд ли можно считать прозрачным.

Подводя итоги, можно констатировать, что три важнейших вопроса, которые оставались открытыми до реформы (см. Раздел 1), не находят разрешения в налоговом маневре:

- Какой уровень переработки нефти в России должен считаться оптимальным и как с помощью субсидий заставить нефтеперерабатывающую промышленность придерживаться этого уровня?
- Какой масштаб модернизации НПЗ можно считать оптимальным и как его добиться с помощью субсидий?
- Следует ли ограничить время, в течение которого субсидия должна предоставляться НПЗ?

Наличие столь существенных вопросов, не имеющих однозначного ответа (по крайней мере, в публичной сфере), делает и без того весьма неопределенное будущее налогового маневра еще более неопределенным, заставляя с высокой вероятностью ожидать от регулятора дальнейших шагов по «подвинчиванию» налоговой системы. Нефтеперерабатывающей промышленности явно требуется большая определенность в понимании того, в какую сторону направлен вектор усилий регулятора, каковы его конечные приоритеты и цели, каким образом он предполагает гармонизировать интересы отрасли и государства.

3.3. Сила и бессилие демпфирующей надбавки

Как было отмечено в подразделе 2.1, демпфирующая надбавка к возвратному акцизу на нефть – это дополнительный налоговый вычет, призванный сдержать рост цен на автобензин и дизтопливо на внутреннем рынке России. Этот вычет – компенсация государством нефтеперерабатывающему предприятию его потерь в случае, когда НПЗ держит свои цены ниже экспортной альтернативы. Условия предоставления надбавки следующие:

- ее могут получить только НПЗ, имеющие право на налоговый вычет по акцизу на нефть (условия получения такого права см. в подразделе 2.1);

- НПЗ может получить демпфирующую надбавку только, если средние по России оптовые цены на автобензин АИ-92 и ДТ¹⁷ одновременно не превышают более чем на 10%, уровень законодательно установленных (базовых) средних оптовых цен. Значения базовых цен для АИ-92 и ДТ установлены Федеральным законом от 03.08.2018 N 301-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации» на период с 2019 по 2021 гг. и составляют (по годам): для АИ-92 – 56, 58.8, 61.74 тыс. руб./т, а для дизтоплива – 50, 52.5, 55.125 тыс. руб./т соответственно (эти базовые цены предполагается изменить, о чем пойдет речь ниже).

Размер демпфирующей надбавки (КДЕМП) задается формулой:

$$КДЕМП = ((ЦАБэкср - ЦАБвр) \times VAB + (ЦДТэкср - ЦДТвр) \times VDT) \times Kкомп,$$

где

ЦАБэкср и *ЦДТэкср* – средние за налоговый период экспортные цены на АИ-92 класса 5 и ДТ класса 5 соответственно (рассчитываются для морского экспорта продуктов через порты СЗФО как цены рынка СЗЕ за вычетом затрат на транспортировку морем, стоимости перевалки и экспортной пошлины, на которые начисляются акциз и НДС по правилам, применяемым к ценам внутреннего рынка);

ЦАБвр и *ЦДТвр* – базовые цены внутреннего рынка на АИ-92 и ДТ соответственно;

VAB и *VDT* – объемы поставок автобензина класса 5 (с октановым числом 92 и выше) и дизельного топлива класса 5 соответственно с предприятия на внутренний рынок;

Kкомп – коэффициент компенсации, равный 0.6 в 2019 году и 0.5 в 2020 и 2021 гг.

Далее для простоты демпфирующей надбавкой по автобензину или дизтопливу будем называть разницу между экспортной ценой продукта и его базовой ценой, умноженную на коэффициент компенсации.

Сразу следует отметить, что демпфирующий механизм имеет три существенных недостатка. Два из них лежат на поверхности:

- Применение регулятором принципа «коллективной ответственности» при принятии решения о выплате демпфирующей надбавки НПЗ. Даже если некоторый НПЗ реализует свою продукцию с доставкой в регионы по ценам, не превышающие базовые более, чем на 10%, это не гарантирует ему получение дополнительного налогового вычета –

¹⁷ *Нормативная методика расчета средних оптовых цен пока отсутствует. Для определенности в настоящей работе предполагается, что усреднению подвергаются оптовые цены в регионах России, или, что то же самое, цены «на воротах» НПЗ плюс стоимость доставки продукта в регион.*

решение о выплате будет приниматься по результатам оценки средних по России оптовых цен, а не цен конкретного НПЗ.

- Демпфирующую надбавку можно получить только тогда, когда средние оптовые цены на АИ-92 и дизтопливо одновременно не превышают базовые цены более чем на 10%. Во-первых, это обстоятельство усиливает принцип коллективной ответственности. Во-вторых, оно само по себе является недостатком и в условиях отсутствия принципа коллективной ответственности: если, скажем, НПЗ будет сдерживать рост цен на свою продукцию на рынке автобензина, но по каким-либо причинам не сможет сдержать рост цен на рынке дизельного топлива, демпфирующую надбавку он не получит.

Третий недостаток не столь очевиден, хотя он в определенных условиях лишает действенности механизм демпфирующей надбавки. Собственно, этот недостаток и заключается в том, что демпфирующая надбавка не в состоянии в полной мере защитить внутренний рынок от резкого повышения цен на моторные топлива. При свободном ценообразовании, т.е. в отсутствие прямого давления на цены со стороны государства, механизм демпфирующих надбавок может сдерживать цены внутреннего рынка только в строго определенном диапазоне цен на нефть Brent. На Рис. 3.4 в качестве примера показано, как демпфирующая надбавка будет работать на рынке АБ в 2019 г. при условии, что номинальный курс доллара будет равен 67 руб./долл. во всем диапазоне цен на нефть. Как видно из рисунка, «рабочий диапазон» демпфирующей надбавки заключен в границах 55-76 долл./барр. При ценах на Brent ниже 55 долл./барр. механизм не работает на снижение цен (он работает в противоположном направлении¹⁸), поскольку в этом случае базовая цена выше экспортной, а при ценах выше 76 долл./барр. НПЗ становится выгодным отказаться от компенсации в виде надбавки и продавать АБ на внутреннем рынке по цене на уровне экспортной.

Аналогичный анализ для ДТ показывает, что демпфирующая надбавка в 2019 г. работает только при ценах на Brent в интервале 61-80 долл./барр. Т.е. этот диапазон смещен вправо в сравнении с автобензином. Но если вспомнить, что демпфирующую надбавку можно получить только тогда, когда средние оптовые цены на АИ-92 и дизтопливо одновременно не превышают базовые цены более чем на 10%, то итоговый интервал цен Brent, в котором механизм работоспособен – 55-76 долл./барр.

Наиболее важным параметром для оценки действенности демпфирующего механизма является верхняя граница диапазона цен на Brent, в котором механизм полноценно работает (далее – рабочий

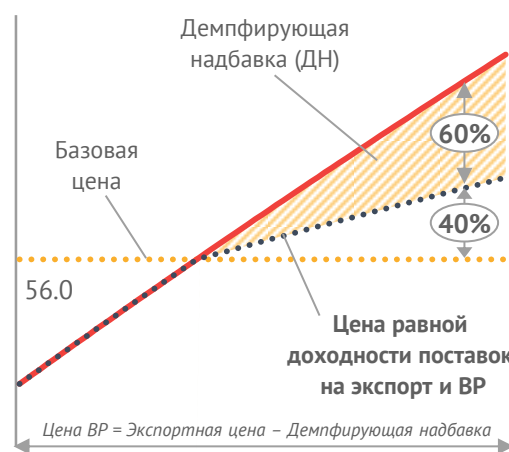
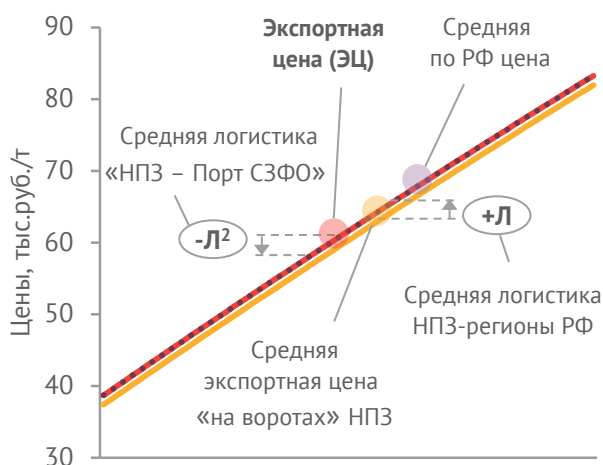
¹⁸ При ценах Brent ниже 55 долл./барр., демпфирующая надбавка превращается в демпфирующий вычет, поскольку принимает отрицательные значения (экспортная цена ниже базовой). Иными словами, НПЗ осуществляет выплаты в пользу государства, а не наоборот, что является фактором роста цен НПЗ относительно экспортной альтернативы на величину демпфирующей составляющей. Подробно этот аспект здесь не обсуждается.

Рис. 3.4

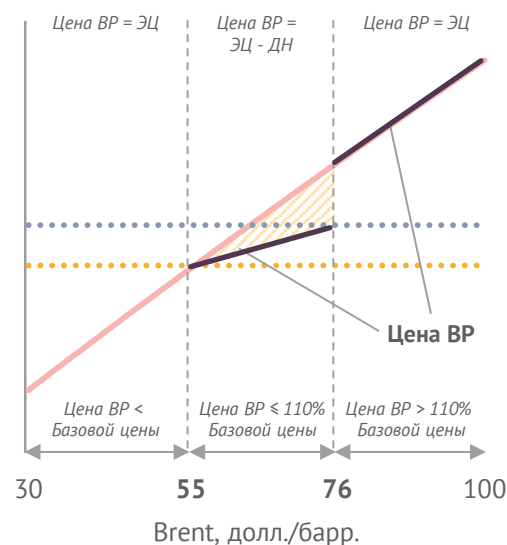
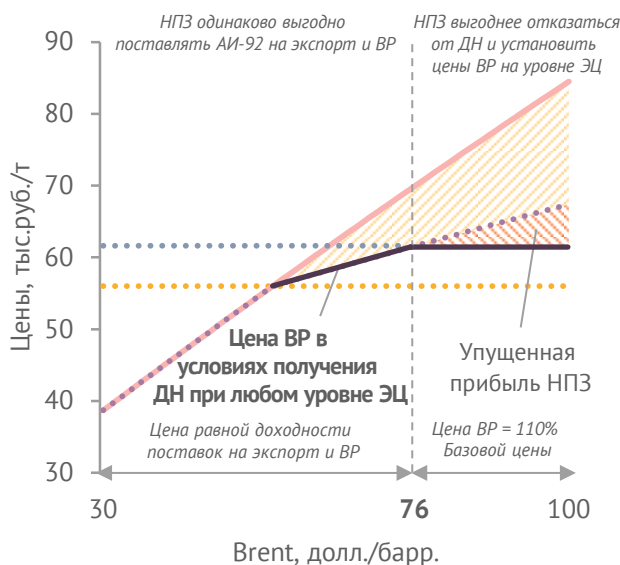
Влияние демпфирующего механизма на ценообразование на внутреннем рынке автобензина АИ-92 в 2019 г. (давление государства на цены отсутствует, курс доллара находится на уровне 67 руб./долл. и не зависит от цен на нефть)

Источник: ИГ «Петромаркет»

- 1 Без демпфирующей надбавки средняя по РФ оптовая цена равнялась бы экспортной в соответствии с принципом равнодоходности поставок на ВР и экспорт¹
- 2 При введении демпфирующей надбавки цена равнодоходности внутреннего и внешнего рынков снижается на величину этой надбавки



- 3 НПЗ может получить демпфирующую надбавку только при условии, что цены на внутреннем рынке не превышают базовые более чем на 10%. Но при ценах на Brent выше 76 долл./барр. НПЗ для получения надбавки должен был бы держать цены ВР ниже уровня равнодоходности с экспортом и терял бы часть выручки
- 4 При ценах на Brent выше 76 долл./барр. НПЗ становится выгодно отказаться от демпфирующей надбавки и установить на внутреннем рынке цены на уровне экспортных. Демпфирующий механизм работоспособен только в интервале цен на Brent 55-76 долл./барр.



1. Здесь и везде далее в настоящем подразделе, если не указано иное, предполагается, что премиальность внутреннего рынка по отношению к внешнему отсутствует.
 2. Для простоты предполагается, что средняя логистика НПЗ-порт СЗФО и средняя логистика НПЗ-регионы РФ эквивалентны. В реальности первая больше второй примерно на 1000 руб. с учетом НДС.

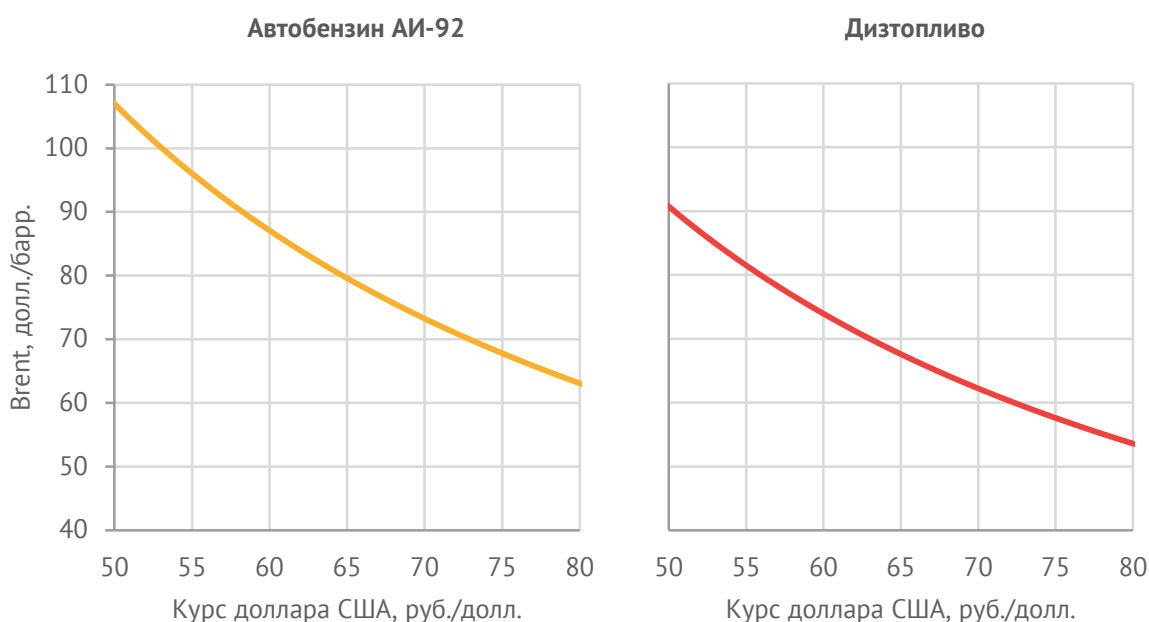
диапазон). При ценах на Brent, выше верхней границы рабочего диапазона демпфирующий механизм не работает.

В примере на Рис. 3.4 верхняя граница рассчитана при курсе доллара 67 руб./долл. Но можно поставить и более общую задачу: определить верхнюю границу рабочего диапазона (далее – критическую цену на Brent) в зависимости от курса доллара, который влияет на величину экспортной цены в рублях. Результат решения этой задачи для автобензина и дизельного топлива представлен на Рис. 3.5. Как видно из рисунка, чем дешевле рубль, тем при прочих равных ниже цена на Brent, при которой демпфирующий механизм перестает работать.

Рис. 3.5

Зависимость критической цены Brent от курса доллара

Источник: ИГ «Петромаркет»



Есть еще одно важное обстоятельство, которое влияет на оценку рабочего интервала для демпфирующего механизма применительно к дизельному топливу. Указанный выше интервал был найден в предположении, что дизельное топливо является летним. Именно для летнего дизельного топлива есть полноценная экспортная альтернатива, рассчитываемая на основе котировки летнего дизельного топлива в Европе. Но на российском рынке реализуется и более дорогие по сравнению с летним межсезонное и зимнее сорта дизельного топлива. Для этих сортов цена внутреннего рынка устанавливается по формуле: «экспортная альтернатива для летнего дизельного топлива + премия за качество». Но демпфирующая надбавка оценивается исходя из экспортной альтернативы без всяких премий. При этом если обратиться к ситуации 2017 г., то премия к цене на летнее дизельное топливо на сезонном рынке зимнего продукта составляла в среднем 4000 руб./т. При такой премии верхняя граница диапазона цен на Brent, в котором демпфирующий

механизм работает на рынке зимнего ДТ, заметно смещается вниз в сравнении с летним – с 80 до 65 долл./барр. при курсе в 67 руб./долл.

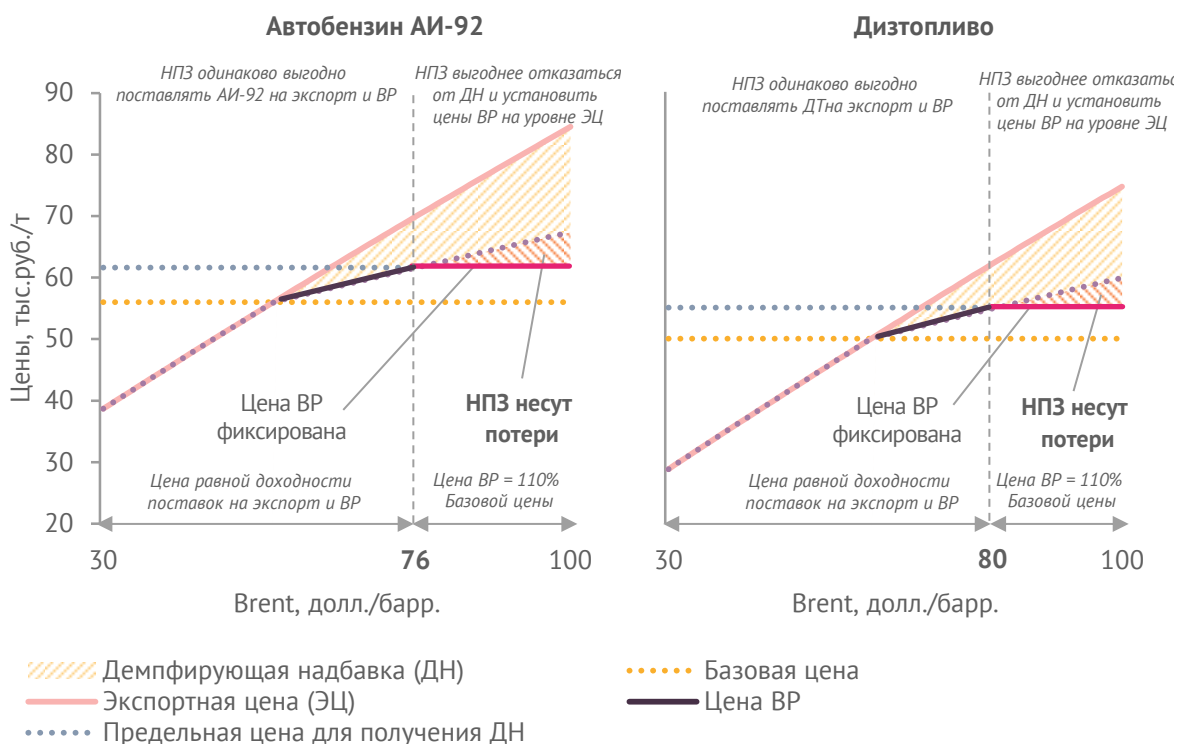
Аналогичное смещение вниз критической цены обнаружится, если произвести расчеты с учетом естественной премиальности внутреннего рынка автобензина и летнего дизтоплива относительно экспортной альтернативы.

Понятно, что указанные несовершенства демпфирующего механизма можно «исправить», если отказаться от принципа свободного ценообразования. Если государство будет тем или иным образом принуждать нефтяные компании придерживаться цен не выше уровня базовых плюс 10%, то демпфирующая надбавка превратится в своего рода «понятийный» инструмент. Она будет не столько сдерживать цены, сколько служить компенсацией (когда полной, а когда частичной) нефтеперерабатывающим предприятиям их потерь от торговли моторными топливами по ценам ниже рыночных (см. Рис. 3.6).

Рис. 3.6

Влияние демпфирующего механизма на ценообразование на внутреннем рынке автобензина АИ-92 и дизтоплива в 2019 г. (прямое давление государства на цены, курс доллара – 67 руб./долл.)

Источник: ИГ «Петромаркет»



В дополнение к изложенному важно заметить, что демпфирующий механизм в том виде, в каком он установлен Федеральным законом от 03.08.2018 N 301-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации» (далее – текущий демпфирующий механизм), по всей видимости, не сохранится. По крайней мере, его

параметры на 2019 г. предполагается пересмотреть: по итогам проведенного Председателем Правительства РФ 18 сентября совещания «О развитии нефтяной отрасли и стимулировании добычи нефти» с участием представителей нефтяной отрасли и профильных министерств и ведомств было принято решение о снижении базовых цен на АИ-92 с 56 до 50.4 тыс. руб./т и на ДТ с 50 до 45 тыс. руб./т.

Запуск демпфирующего механизма с новыми параметрами (далее он будет именоваться перспективным) при прочих равных приведет к увеличению размера демпфирующей надбавки, а значит и к росту расходов государства по ее выплате. Дополнительные расходы на 50% предполагается компенсировать за счет роста НДС для нефти¹⁹.

Обсуждаемые изменения параметров демпфирующего механизма ни в коей мере не затрагивают его суть. Как и в текущем варианте, перспективный механизм будет включаться и работать «как надо» только в строго определенном диапазоне цен на Brent. При ценах на Brent ниже этого диапазона он просто не включается, а при ценах выше он либо перестает работать (в условиях свободного ценообразования на внутреннем рынке), либо будет работать как механизм частичной компенсации НДС их потерянной выручки от реализации моторных топлив по ценам ниже рыночных (в условиях государственного принуждения производителей к поддержанию низких цен). Зависимость критической цены на Brent от курса доллара для автобензина АИ-92 и дизельного топлива в перспективном демпфирующем механизме показана на Рис. 3.7.

Все отличия перспективного механизма от текущего сводятся к следующему:

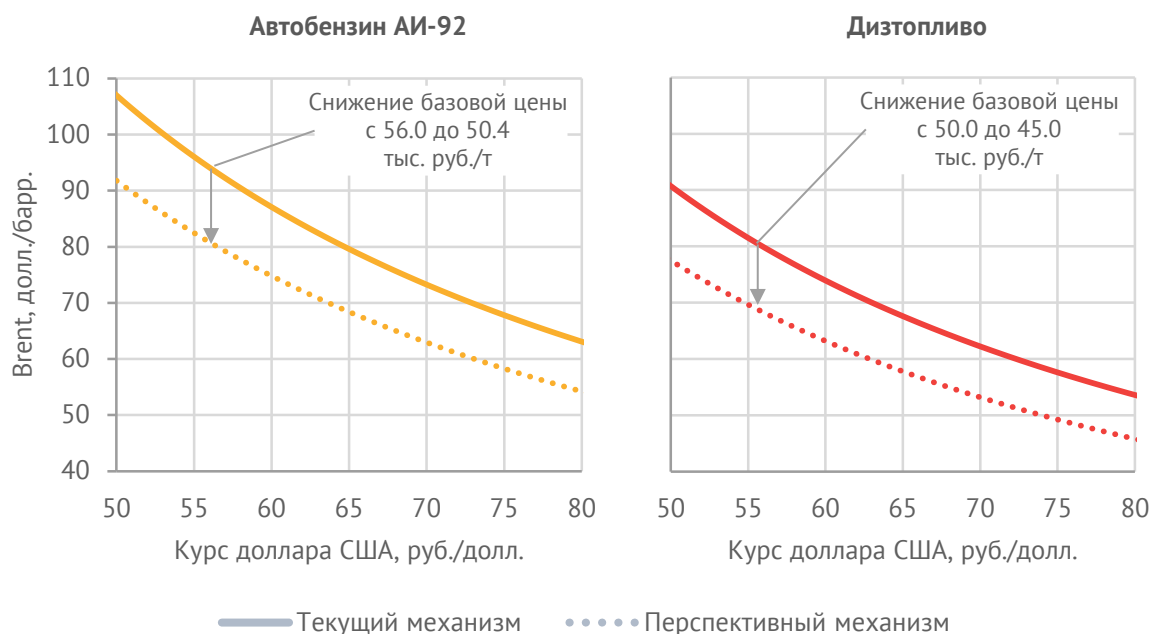
- меняется диапазон цен на Brent, в котором демпфирующий механизм работоспособен, причем верхняя граница этого диапазона (критическая цена) в перспективном варианте смещается в сторону более низких цен (см. пример на Рис. 3.7);
- в диапазоне работоспособности демпфирующей надбавки перспективный механизм обеспечивает больший разрыв между экспортными и внутренними ценами на моторные топлива по сравнению с текущим (см. пример на Рис. 3.8);
- в условиях давления государства на цены внутреннего рынка вырастают потери выручки НДС при ценах на Brent выше критической цены (см. пример на Рис. 3.9);
- государство перекладывает часть затрат на поддержание низких цен на автобензин и дизтопливо на плечи нефтедобычи.

¹⁹ В настоящий момент предполагается в формулу расчета НДС внести специальное слагаемое.

Рис. 3.7

Зависимость критической цены Brent от курса доллара для текущего и перспективного демпфирующих механизмов

Источник: ИГ «Петромаркет»



Резюмируя изложенное выше, необходимо отметить, что механизм демпфирующих надбавок, какие бы значения ни устанавливались для его основных параметров (коэффициента компенсации, базовой цены и допустимого от нее отклонения), может сдерживать оптовые цены на автобензин и дизтопливо в России только в строго определенном диапазоне цен на Brent. Такие особенности этого механизма не позволяют считать его универсальным инструментом сдерживания цен на моторные топлива. Например, если бы демпфирующий механизм с параметрами, установленными Федеральным законом от 03.08.2018 N 301-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации» на 2019 г., был введен в текущем году, то, к примеру, в сентябре 2018 г., когда цена Brent держалась на уровне 79 долл./барр., а курс доллара на уровне почти 68 руб./долл. он не смог бы остановить рост цен на моторные топлива до уровня экспортных. В такой ситуации регулятор, если он посчитает, что задача удержания цен на автобензин и дизтопливо на приемлемом в социальном смысле уровне важнее задачи соблюдения экономических свобод, будет искать средства напрямую принудить нефтяные компании торговать моторными топливами «ниже рынка». Следствием такого решения стала бы потеря производителями части выручки. Либо регулятор начнет «подкручивать» механизм демпфирующих надбавок, чтобы тот стал пригодным для разрешения текущей коллизии. Правда, это менее вероятно, поскольку государству пришлось бы компенсировать производителям слишком большие суммы потерь.

Рис. 3.8

Сопоставление влияния текущего и перспективного демпфирующих механизмов на уровень цен на автобензин АИ-92 и дизельное топливо в 2019 г. при цене на Brent 66 долл./барр. (свободное ценообразование, курс доллара – 67 руб./долл.)

Источник: ИГ «Петромаркет»

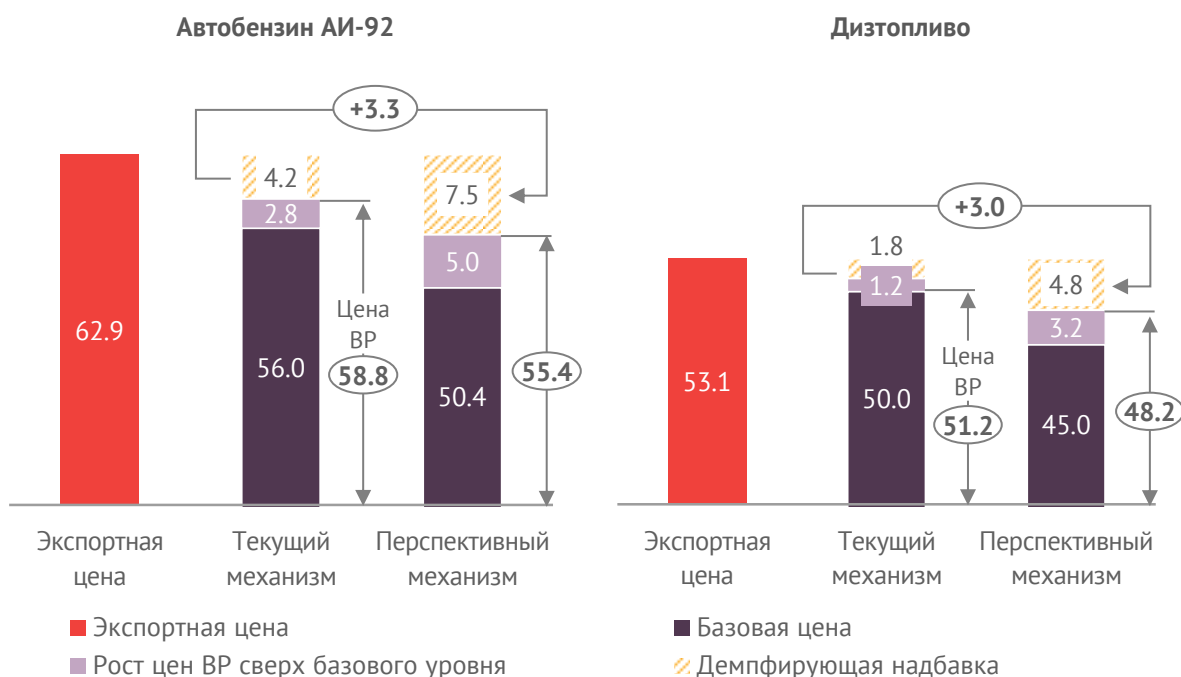
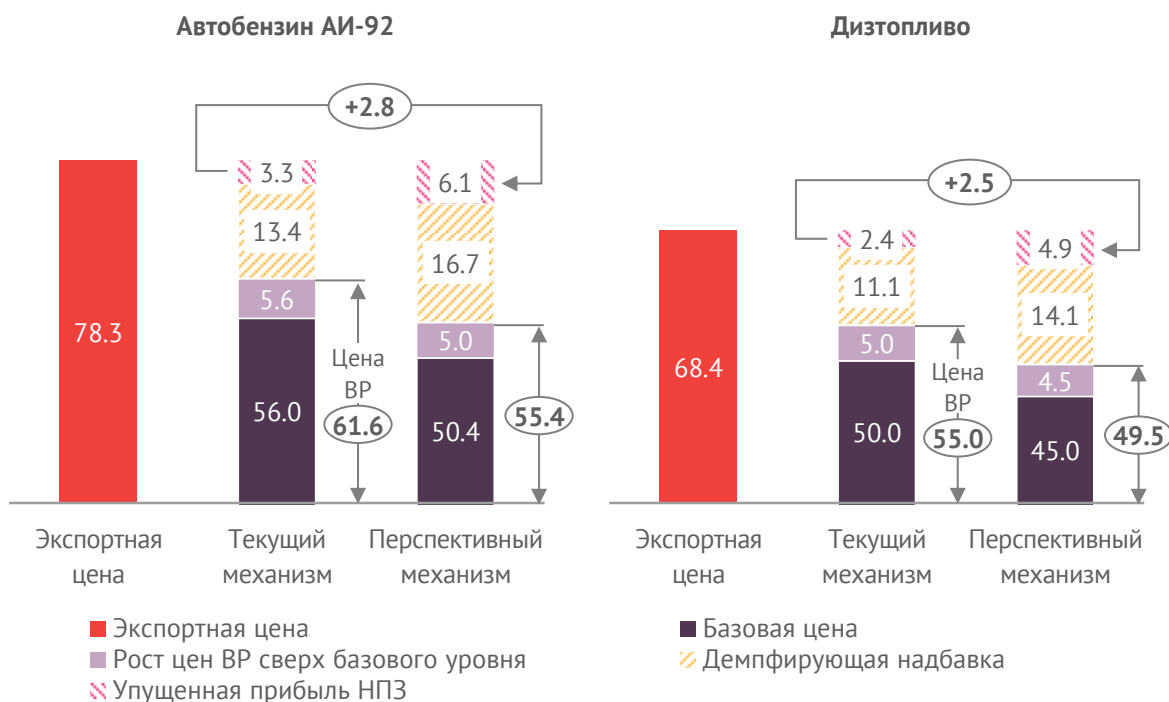


Рис. 3.9

Сопоставление влияния текущего и перспективного демпфирующих механизмов на уровень цен на автобензин АИ-92 и дизельное топливо в 2019 г. при цене на Brent 90 долл./барр. (давление государства на цены, курс доллара – 67 руб./долл.)

Источник: ИГ «Петромаркет»



ПРИЛОЖЕНИЕ А. СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ РАСЧЕТОВ

Табл. А.1

Основные параметры сценарных условий расчетов, представленных в исследовании

Источник: ИГ «Петромаркет»

	Факт	Сценарий «Brent 71»						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Стоимость Dated Brent в ценах 2017 г., долл./барр.	54.3	70.6	71	71	71	71	71	71
Спред между Urals CIF Роттердам и Dated Brent в ценах 2017 г., долл./барр.	-1.36	-1.61	-1.61	-1.61	-1.61	-1.61	-1.61	-1.61
Курс доллара США в ценах 2017 г., руб./долл.	58.30	61.16	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8
ИПЦ в РФ, % к пред. году	2.52%	3.4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
ИПЦ в США, % к пред. году	2.11%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Номинальная стоимость Dated Brent, долл./барр.	54.3	72	73.9	75.3	76.9	78.4	80.0	81.6
Номинальный спред между Urals CIF Роттердам и Dated Brent, долл./барр.	-1.36	-1.65	-1.68	-1.71	-1.75	-1.78	-1.82	-1.85
Номинальный курс доллара США, руб./долл.	58.30	62.00	67.00	68.31	69.65	71.02	72.41	73.83
Номинальная базовая цена АИ-92 при расчете демпфирующей надбавки, руб./т			56000	58800	61740	64827	68068	71472
Номинальная базовая цена ДТ класса 5 при расчете демпфирующей надбавки, руб./т			50000	52500	55130	57886	60781	63820
Величина импортной пошлины на нефтепродукты, % от стоимости продукта на границе РФ	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%

ПРИЛОЖЕНИЕ В. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА MRPPM (КОМПЛЕКСНАЯ МОДЕЛЬ РОССИЙСКОГО РЫНКА НЕФТЕПРОДУКТОВ)

Комплексная математическая модель российского рынка нефтепродуктов MRPPM разработана ИГ «Петромаркет» с целью анализа реакции этого рынка на возможные изменения конъюнктуры.

Модель имитирует работу рыночного механизма, который заставляет спрос, предложение и цены на нефтепродукты двигаться в направлении некоего устойчивого равновесного состояния. Равновесное состояние может меняться в зависимости от изменения внешних условий, к числу которых относятся:

- цены на российские нефть и нефтепродукты на внешних рынках (влияют на цены внутреннего рынка, а через них – на спрос, экономику нефтепереработки и предложение нефтепродуктов);
- инфляция и валютные курсы (влияют на экономику нефтепереработки и предложение нефтепродуктов);
- макроэкономические и демографические параметры, характеризующие состояние сферы потребления нефтепродуктов (влияют на спрос);
- параметры налогового и таможенно-тарифного регулирования нефтяной отрасли – уровень экспортных пошлин на нефть и НП, импортных пошлин на продукты, НДС, акцизов и т.д. (влияют на цены внутреннего рынка, спрос, экономику нефтепереработки и предложение нефтепродуктов).

Комплекс MRPPM включает в себя следующие частные модели:

- модели спроса на нефтепродукты, устанавливающие функциональные зависимости величины спроса от макроэкономических параметров и цен в текущем и перспективном периодах;
- модели НПЗ (модели линейного программирования или LP-модели), имитирующие работу предприятий: каждый НПЗ максимизирует EBITDA при заданных ценах на его продукцию и перерабатываемое им сырье с учетом:
 - текущей и перспективной технологии переработки нефти (состав и качество сырья, мощности и материальные балансы установок, материальные потоки между установками, качественные

характеристики полупродуктов, направляемых на смешение товарной продукции);

- текущих и перспективных операционных затрат НПЗ;
- ограничений на выпуск отдельных видов продукции (например, ограничение снизу на выпуск автобензина).

В настоящее время комплекс MRPPM охватывает рынки 21-го продукта (АБ в разбивке по маркам, ДТ, средние дистилляты, АК, ТМ, нефтя, ВГО, гудрон, битум, кокс и другие продукты) и имитирует работу 84 российских перерабатывающих предприятий (32 крупных, 49 мини-НПЗ, 3 ГПЗ).

Помимо сценарных условий в модели внешним для нее образом задаются:

- текущая и перспективная логистика поставок нефти и нефтепродуктов на внутренний рынок и экспорт (маршруты, стоимости транспортировки) для каждого НПЗ. В качестве направлений экспортных поставок нефти и нефтепродуктов рассматриваются центры мировой нефтяной торговли (Европейское Средиземноморье, Северо-Западная Европа и Сингапур). Логистика поставок нефтепродуктов на внутренний рынок дифференцируется по 85 регионам, различающимся уровнем оптовых цен на нефтепродукты. Всего в модели «зашито» более 900 маршрутов поставки сырья и более 3000 маршрутов поставки нефтепродуктов;
- текущие и перспективные ограничения пропускной способности транспортных систем на экспортных направлениях;
- текущие и перспективные требования к качеству товарной продукции и ограничения на ее выпуск (например, ограничение снизу на выпуск АБ) на НПЗ.

Суть расчетов в MRPPM сводится к поиску равновесного состояния рынка при сценарно заданных внешних условиях. В равновесии определяются:

- значения оптовых цен на все НП на каждом региональном рынке;
- величина спроса внутреннего рынка на каждый НП;
- состояние (загрузка сырьем, выпуск нефтепродуктов и их поставки в разрезе экспортных и региональных рынков) каждого НПЗ.

Комплекс MRPPM – довольно громоздкий и сложный инструмент. Тем не менее, логику его работы можно пояснить схематично (см. Рис. В.1).

Возьмем сценарий с отменой экспортных пошлин и предположим, что до отмены пошлин внутренний рынок находится в некотором равновесии: при фиксированных внешних условиях (ценовых, макроэкономических, налоговых) рыночный механизм будет поддерживать цены, спрос и структура его покрытия поставками с российских НПЗ в определенном стабильном состоянии. В момент отмены экспортных пошлин на нефть и

нефтепродукты равновесие будет нарушено. Произойдет рост экспортных нетбэков и цен внутреннего рынка на сырье для НПЗ и нефтепродукты на величину ставок отменяемых пошлин. Одновременно все российские НПЗ лишатся пошлинного субсидирования, а часть из них станет убыточными (будет иметь отрицательный EBITDA) и потому должна будет закрыться.

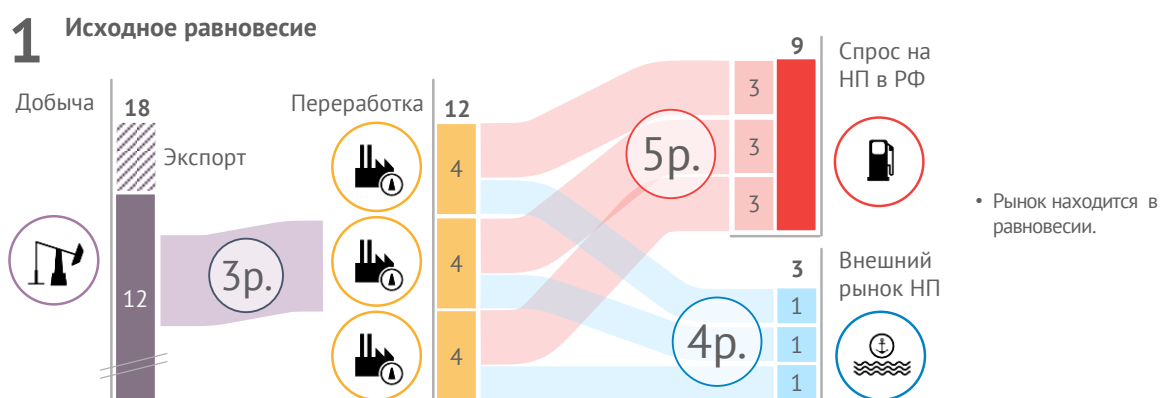
Но закрытие НПЗ означает снижение предложения нефтепродуктов, что способно породить дефицит некоторых из них либо на внутреннем рынке России в целом, либо в отдельных регионах страны. Как следствие, на внутреннем рынке начнут расти цены на дефицитные нефтепродукты – и будут расти до уровня, при котором дефицит пропадет. Исчезновение дефицита неизбежно, поскольку рост цен на продукт одновременно снижает спрос на него и служит стимулом для увеличения его предложения. В крайнем случае, цены достигнут уровня импортного паритета, и тогда дефицит будет гарантированно покрываться поставками из-за рубежа. Вполне возможно, что рост цен на дефицитные нефтепродукты вернет прибыльность некоторым российским НПЗ, которые ранее были вынуждены закрыться, и они возобновят переработку нефти. Если рост поставок с вновь открывшихся НПЗ перекроет дефицит с лихвой, это вызовет обратное движение цен, способное повысить спрос и, самое главное, вынудить часть из возобновивших работу НПЗ вновь закрыться. А это опять даст старт движению цен вверх.

Итерации будут повторяться до тех пор, пока не будет найден уровень цен, при котором колебания спроса и предложения прекратятся. Это и есть состояние нового равновесия, возникшее в результате отмены экспортных пошлин.

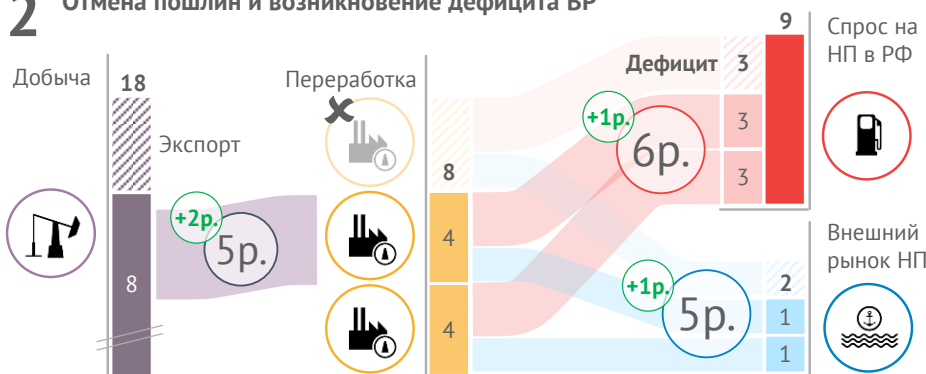
Рис. В.1

Логика работы комплекса MRPPM

Источник: ИГ «Петромаркет»

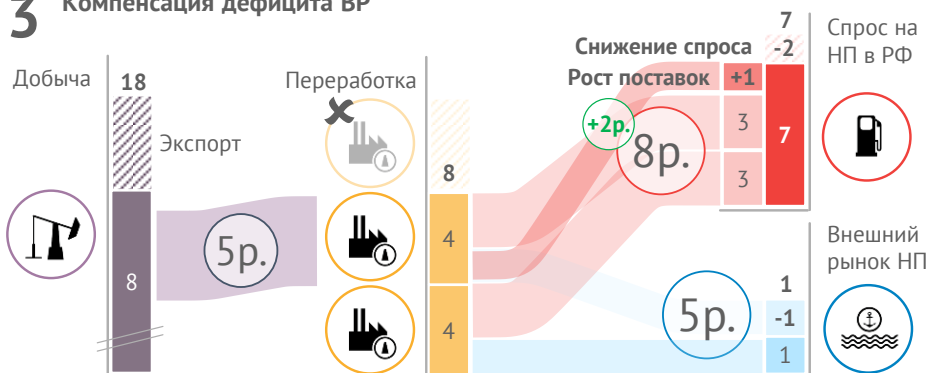


2 Отмена пошлин и возникновение дефицита ВР



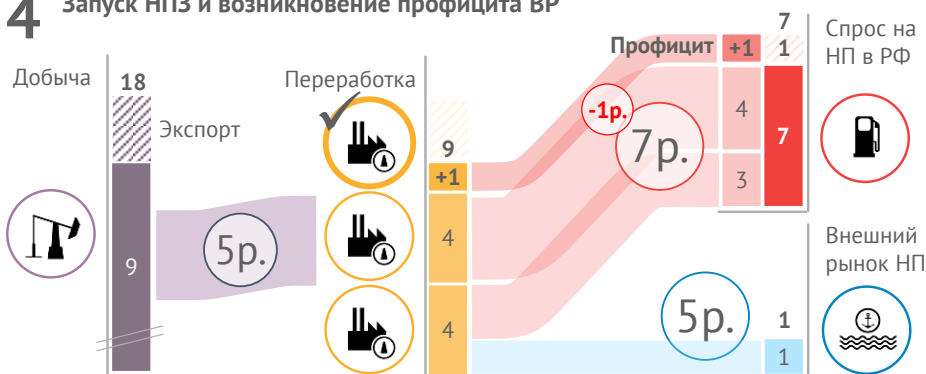
- При отмене пошлин цены на нефть и нефтепродукты растут на их величину.
- Один из НПЗ в этих условиях становится убыточным и закрывается.
- На внутреннем рынке возникает дефицит нефтепродуктов.

3 Компенсация дефицита ВР



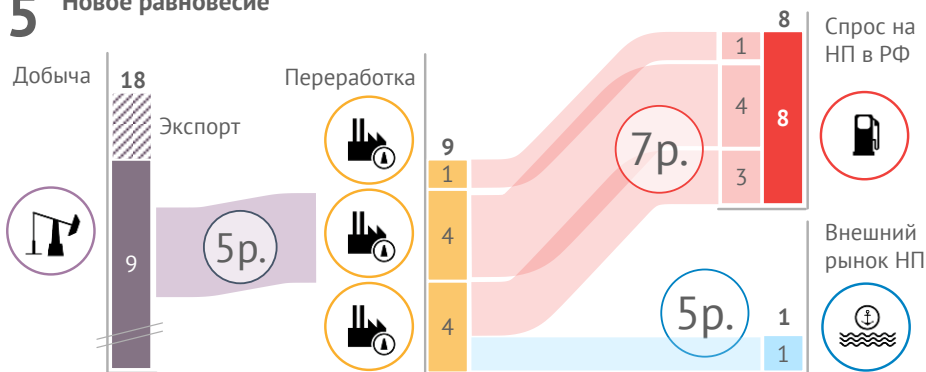
- Возникший дефицит вызывает рост цен сверх величины отмененной пошлины.
- Рост цен снижает спрос, делает выгодным для одного из выживших НПЗ переориентацию с частичного экспорта продуктов на их 100%-ые поставки на внутренний рынок, а закрывшийся ранее НПЗ превращает в прибыльный.

4 Запуск НПЗ и возникновение профицита ВР



- Закрывшийся ранее НПЗ вновь открывается, хотя и снижает объем выпуска продуктов, полностью поставляя их на внутренний рынок
- На внутреннем рынке возникает профицит продуктов.

5 Новое равновесие



- Возникший профицит приводит к снижению цен на продукты.
- Снижение цен приводит к росту спроса, однако не меняет стратегии НПЗ в части поставок продуктов на внутренний рынок и экспорт
- Устанавливается равновесие.



ПЕТРОМАРКЕТ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ГРУППА

Россия, 105082, Москва, улица Фридриха Энгельса,
дом 75, строение 11, офис 300

Телефон и факс: +7 (495) 308-04-45

pm@petromarket.ru

www.petromarket.ru