

# ОТСТАЛЫЕ РОССИЙСКИЕ НПЗ: ЗАКРЫТЬ ИЛИ МОДЕРНИЗИРОВАТЬ?

## Материал к размышлению

Серия публикаций «Нефтяной рынок России: в поисках оптимальных условий функционирования»

г. Москва, март 2016 г.



**ПЕТРОМАРКЕТ**  
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ГРУППА

## АВТОР



**Хомутов**

**Иван Александрович**

Директор по исследовательским проектам

E-mail: [khomutov@petromarket.ru](mailto:khomutov@petromarket.ru)

*Автор благодарит коллектив Исследовательской группы «Петромаркет» за разностороннюю помощь в подготовке настоящего материала. Особую благодарность за важные комментарии, оказавшие существенное влияние на окончательные результаты, автор хотел бы выразить генеральному директору ИГ «Петромаркет» Якову Львовичу Рудерману и директору по развитию бизнеса ThyssenKrupp Industrial Solutions RUS Игорю Рашидовичу Насирову. Также автор благодарит генерального директора ИГ «Петромаркет» Якова Львовича Рудермана за тщательное рецензирование материала и помощь в редактировании текста.*

## 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 «Исследовательская группа «Петромаркет» не допускается. Ссылка на публикацию, а также цитирование публикации допускается исключительно при наличии указания на Хомутова Ивана Александровича в качестве автора и наименование ООО «Исследовательская группа «Петромаркет» в качестве правообладателя. Настоящая публикация не является адресной консультацией и может быть использована исключительно в информационных целях.

# СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
Резюме	9
1. Превращение убыточных НПЗ в прибыльные: российский кейс	13
2. Модернизация отсталых российских НПЗ: анализ окупаемости	29
3. Логистическое отставание отечественных НПЗ: варианты смягчения	37
4. Операционные затраты на переработку нефти в России: возможности оптимизации	51
5. Оптимальны ли действующие программы модернизации российских НПЗ?	54
6. Перспективы развития нефтепереработки в России: общеэкономический эффект	60
Литература	65
Приложение А	66
Приложение В	68

# ВВЕДЕНИЕ

*Один фальшивый шаг – и вот мы уже у чьей-то цели*  
С.Е. Лец

Каковы перспективы российской нефтеперерабатывающей промышленности? Что представляет собой идеал, к которому она должна стремиться, чтобы внести максимальный вклад в развитие экономики страны? Что нужно сделать государству для того, чтобы отечественная нефтепереработка развивалась в правильном направлении?

Кажется, что поднимать эти вопросы – дело бессмысленное, ведь убедительные и разделяемые подавляющим большинством представителей отраслевого сообщества ответы на них уже давно известны. Однако эти ответы не столь очевидны, как может показаться на первый взгляд.

Как известно, начиная с августа 2004 г. отечественная нефтепереработка функционирует в тепличных условиях косвенного субсидирования ее государством. Источником субсидий служит нефтяная природная рента, часть которой непосредственно присваивается нефтепереработкой благодаря разнице в ставках экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты. При этом размер субсидии в соответствии с формулами, применяемыми для исчисления ставок пошлин, находится в прямой зависимости от цены на российскую нефть на внешних рынках. Коэффициенты в этих формулах за последние 5 лет претерпели некоторые изменения в результате ряда налоговых реформ («налоговых маневров»)<sup>1</sup>, направленных каждый раз на сокращение рентного субсидирования нефтепереработки. Тем не менее, если не размер, то характер субсидирования до сих пор остается неизменным.

Действующая система таможенно-тарифного регулирования нефтяного рынка создала предпосылки для искусственного процветания нефтеперерабатывающей промышленности в России, особенно в период высоких цен на нефть. До 2015 г. для российской нефтепереработки был характерен тренд к росту совокупной мощности установок первичной перегонки нефти и объемов перерабатываемого сырья. Рентное субсидирование обеспечивало высокие прибыли даже наиболее технологически отсталым российским НПЗ<sup>2</sup>, которые в отсутствие субсидий, несомненно, оказались бы убыточными. По существу, эксплуатация таких заводов наносила ущерб экономике страны.

---

<sup>1</sup> Эти реформы были проведены в 2011, 2013 и 2014 гг.

<sup>2</sup> Под технологической отсталостью понимается отсутствие на НПЗ процессов вторичной переработки нефти или их существенно более слабое развитие по сравнению с лучшими мировыми перерабатывающими предприятиями.

Осмысление этой ситуации экспертным сообществом пришлось на 2010-2012 гг., когда появились первые серьезные работы, выполненные отраслевыми консультантами и представителями академической науки, в которых анализировались пороки субсидирования нефтепереработки государством. В частности, представители консалтинговой компании McKinsey & Company призывали государство отказаться от поддержки экспортно-ориентированной модернизации (см., к примеру, работу С. Асвадунова и Г. Кобулия [1]), специалисты ИНП РАН, Ernst & Young, IHS CERA в работе [2] – к стимулированию скорейшего закрытия экспортно-ориентированных НПЗ, а исследователи из Института Гайдара – к стимулированию закрытия всех НПЗ, которые не способны модернизироваться в условиях прекращения субсидирования (см. работу Ю. Бобылева, Г. Идрисова, С. Синельникова-Мурылева [3]<sup>3</sup>). Именно благодаря этим работам сформировалось ставшее ныне «общим местом» представление относительно перспектив технологически отсталых НПЗ (прежде всего, экспортно-ориентированных) – было признано, что они безнадежно убыточны в условиях отсутствия пошлинной субсидии и никакая модернизация не сможет их сделать прибыльными и конкурентоспособными. Отсюда был сделан естественный вывод – необходимо как можно быстрее простимулировать (через реформирование отраслевой системы налогообложения) закрытие этих предприятий, чтобы ликвидировать перманентные убытки, которые они наносят российской экономике.

Насколько можно судить по тому, как дальше развивались события, представители государственных органов, регулирующих российскую нефтяную отрасль, в целом согласились с этой крайне пессимистичной точкой зрения на перспективы технологически отсталых НПЗ. Однако на практике государство оказалось не готово двигаться в рекомендуемом направлении столь же решительно и радикально, как на бумаге требовали от него эксперты.

На чем же было основано убеждение отраслевых экспертов в бесперспективности модернизации убыточных (в отсутствие субсидий) НПЗ? Наиболее ясно причина была названа в работе [2], хотя и в двух других упомянутых выше работах можно найти близкие по смыслу суждения. В отношении экспортно-ориентированных НПЗ авторы работы [2] утверждали, что даже техническое перевооружение не сделает их прибыльными из-за более высоких по сравнению с нефтью затрат на транспортировку нефтепродуктов на внешний рынок. Иными словами, так называемое логистическое отставание<sup>4</sup> российских экспортно-

---

<sup>3</sup> Как будет показано ниже, реализация на практике представленных в этой работе предложений по скорейшей отмене экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты привела бы к закрытию, в частности, экспортно-ориентированных НПЗ.

<sup>4</sup> Смысл понятия «логистическое отставание» заключается в том, что даже при одинаковой конфигурации российского и европейского НПЗ разница между ценой корзины нефтепродуктов и

ориентированных НПЗ от зарубежных конкурентов обрекало эти предприятия на неизбежное закрытие.

Идея неконкурентоспособности российских НПЗ на внешних рынках в случае прекращения их субсидирования получила свое воплощение в стратегии развития нефтепереработки, сформулированной консультантами компании IHS CERA в работе [4]. Эта стратегия была нацелена на максимальную локализацию отрасли и предполагала закрытие всех экспортно-ориентированных НПЗ при радикальном (примерно в 2 раза) сокращении экспорта так называемых «хвостов» – превосходящих потребности внутреннего рынка РФ объемов нефтепродуктов, главным образом мазута и дизельного топлива. Сокращение «хвостового» экспорта должно было произойти в результате модернизации предприятий, являющихся ключевыми для обеспечения нефтепродуктами внутреннего рынка, при одновременном снижении ими объемов переработки нефти. Иными словами, оптимальными для экономики страны были признаны такая структура мощностей нефтеперерабатывающей промышленности и такой уровень их загрузки, которые позволяли бы предельно сократить экспорт нефтепродуктов и при этом были бы достаточными для полного удовлетворения потребности в них внутреннего рынка.

Здесь следует отметить, что очевидность логистического отставания российских НПЗ фактически отодвинула на задний план важнейшие вопросы о том, не может ли это отставание быть существенно сокращено и, тем более, чем-то компенсировано.

Настоящий материал дает в целом позитивные ответы на эти вопросы и предлагает более оптимистичный, нежели в упомянутых выше работах, взгляд на перспективы российских НПЗ. Этот взгляд позволяет не только выработать иную, оригинальную концепцию развития отечественной нефтепереработки, но и сформулировать условия, необходимые для успешной реализации этой концепции.

Поскольку подготовка данной работы началась в августе 2015 г., основные расчеты были проведены на основе данных 2014 г. – последнего на тот момент завершившегося года. Очевидно, что рыночная среда, в которой оказались российские НПЗ в 2015 г., была совершенно иной, нежели в предшествующие годы. Несмотря на это, представленный материал не стал менее актуальным, а содержащиеся в нем принципиальные выводы не утратили справедливости.

---

*стоимостью сырья (валовая маржа переработки) на российском НПЗ будет меньше, чем на европейском, из-за более высоких по сравнению с нефтью затрат на транспортировку нефтепродуктов из России на внешний рынок.*

---



## РЕЗЮМЕ

Бытующее в отрасли убеждение в непреодолимой убыточности наиболее технологически отсталых российских НПЗ – прежде всего экспортно-ориентированных – и вытекающее отсюда представление о пользе их скорейшего закрытия абсолютно несостоятельны. В действительности, несмотря на несомненное логистическое отставание таких НПЗ от европейских конкурентов, после модернизации они способны генерировать прибыль и без пошлинной субсидии, а потому вполне в состоянии вписаться в «чистый» рынок. Такая, казалось бы, поразительная возможность превращения ныне убыточных НПЗ в прибыльные путем модернизации связана с относительно низкими операционными затратами отечественных предприятий по сравнению с европейскими аналогами.

Для части современных российских НПЗ низкие операционные затраты дают возможность с запасом компенсировать логистическое отставание. Как следствие, после модернизации они способны получать более высокую маржу по сравнению с европейскими заводами аналогичной конфигурации. Для других НПЗ такого эффекта достичь не удастся. Хотя модернизация позволяет сделать эти предприятия прибыльными, ее одной оказывается недостаточно для того, чтобы по марже переработки они превзошли европейские аналоги. Тем не менее, можно указать несколько способов поднять маржу таких НПЗ выше – а в большинстве случаев существенно выше – европейского уровня. Не все эти способы легко воплотить в жизнь, но они, по крайней мере, задают направления, в которых следует двигаться, если иметь целью совершенствование среды, в которой существует российская нефтепереработка.

Первое направление связано с ослаблением логистического отставания российских НПЗ. Прежде всего следует мобилизовать немалые резервы снижения затрат на транспортировку нефти и нефтепродуктов по уже существующим маршрутам. Здесь видятся следующие возможности:

- **Снижение стоимости доставки дизтоплива морским транспортом на внешний рынок путем укрупнения экспортных партий груза.** Логика модернизации российской нефтепереработки заставляет ожидать существенного прироста экспорта дизтоплива, что создает предпосылки для формирования более крупных экспортных партий этого продукта. Размеры возможного укрупнения партий в значительной мере будут зависеть от того, в какой мере европейские морские терминалы окажутся готовы принимать танкеры с дизельным топливом большой грузоподъемности. С учетом этой неопределенности снижение стоимости фрахта танкеров, перевозящих дизельное топливо, в условиях 2014 г. могло бы составить от 9 до 39%.
- **Снижение тарифов на перевозку нефти и нефтепродуктов железнодорожным транспортом путем отказа от проводимой**

**государством политики перекрестного субсидирования**

**грузоперевозок.** Смысл этой политики сводится к тому, что наименее эффективным отраслям экономики предоставляется возможность пользоваться низкими (фактически льготными) тарифами, величина которых может быть заметно ниже себестоимости грузоперевозок, тогда как для продукции других отраслей, напротив, устанавливаются повышенные тарифы, которые покрывают все убытки и обеспечивают РЖД необходимую доходность. В рамках такой политики нефтяная отрасль выступает в качестве донора, а, скажем, угольная – в качестве реципиента. Прекращение перекрестного субсидирования и унификация тарифов могли бы дать снижение затрат на перевозку нефтеналивных грузов в сравнении с нынешним уровнем в среднем более чем на 50%.

- **Снижение трубопроводных тарифов на транспортировку нефтепродуктов до уровня, близкого к аналогичным тарифам на транспортировку нефти.** В настоящее время стоимость услуг трубопроводного транспорта при перемещении нефтепродуктов на экспорт существенно выше стоимости аналогичных услуг при перемещении нефти. Обоснованность такой дифференциации регулируемых государством трубопроводных тарифов вызывает серьезные сомнения. К примеру, в США – стране с чрезвычайно развитой системой нефте- и нефтепродуктопроводов – средние тарифы на прокачку нефти хотя и превышают средние тарифы на прокачку нефтепродуктов, но не столь ощутимо, как в России. Если бы в России удалось установить такое же, как в США, соотношение нефтепродуктовых и нефтяных трубопроводных тарифов (без повышения последних) это дало бы в среднем 50-процентную экономию затрат на транспортировку нефтепродуктов «по трубе».

Кроме снижения стоимости транспортировки нефти и нефтепродуктов на существующих маршрутах, еще одним направлением уменьшения логистических потерь российских НПЗ является рационализация использования существующей транспортной инфраструктуры. Этот тезис относится в первую очередь к сети российских экспортных нефтепроводов, которая в настоящий момент загружена лишь на 60%. В этой ситуации разумным представляется перевод части трубопроводных мощностей на транспортировку нефтепродуктов. Один из гипотетических вариантов – перепрофилирование трубопровода «Дружба» (или хотя бы одной из его двух ниток) на транспортировку нефтепродуктов. Подключение к новому нефтепродуктопроводу может принести российским НПЗ существенную прибавку к марже.

Второе направление улучшения экономики российских НПЗ связано со снижением операционных затрат. Несмотря на то, что отечественную нефтепереработку отличают от европейской сравнительно низкие операционные затраты в стоимостном выражении, в натуральном выражении наблюдается обратная ситуация. Так, для российской

нефтепереработки характерна сравнительно низкая производительность труда и высокая энергоёмкость производства. Оценки, приведенные в настоящей работе, говорят о том, что трудоёмкость и энергоёмкость среднего НПЗ страны могут быть снижены в 4.3 и 1.5 раза соответственно, что приведет к немалому увеличению его маржи – примерно на 1 долл./барр.

Здесь важно отметить, что оптимизация логистических издержек зависит главным образом от согласованных действий регулирующего трубопроводные и железнодорожные тарифы государства и контролируемых им транспортных компаний – ОАО «РЖД» и ОАО «АК «Транснефть», а оптимизация операционных затрат – от усилий собственников НПЗ. Хотя справедливости ради нужно сказать, что государство способно создавать как стимулы, так и антистимулы для оптимизации операционных затрат. В частности, если бы не высокие прибыли нефтепереработки, которые долгое время поддерживались пошлинными субсидиями, владельцы предприятий не могли бы позволить себе роскошь держать избыточный штат сотрудников и не слишком задумываться о сравнительно высокой энергоёмкости производства. Проблема повышения производительности труда дополнительно отягощается еще и тем обстоятельством, что под давлением государства, требующего от предпринимателей «социальной ответственности», владельцы российских заводов даже в тех случаях, когда они были бы не прочь сократить персонал, не рискуют этого делать. Чтобы стимулировать сокращение операционных затрат, государству следовало бы двигаться в направлении постепенного обнуления пошлинной субсидии, а также облегчить «социальную нагрузку» на бизнес путем содействия трудоустройству увольняемых работников.

Как показывают расчёты, реализация указанных выше мер по сокращению логистических и операционных затрат делает модернизацию убыточных НПЗ выгодной для экономики страны, где бы территориально они ни находились. Несмотря на это, сам бизнес может оценивать инвестиции в модернизацию таких НПЗ как слишком рискованные, что чревато остановкой предприятий, поскольку иных альтернатив модернизации НПЗ не существует. В этих условиях государство, будучи заинтересованным в модернизации нефтепереработки, должно создать такую систему стимулирования владельцев НПЗ, которая хотя бы частично нейтрализует инвестиционные риски.

Можно указать три экономически приемлемых способа стимулирования модернизации НПЗ:

- 1-й способ – наиболее затратный для экономики страны – временное сохранение механизма субсидирования российских НПЗ через систему экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты. Разумеется, сам механизм субсидирования должен быть усовершенствован с целью

создания максимально благоприятных условий для модернизации предприятий.

- 2-й способ – наименее затратный для экономики страны – отмена экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты с одновременным введением системы экономических льгот для инвесторов. Элементами такой системы могут стать временная отмена налога на прибыль для осуществляющих модернизацию НПЗ, предоставление инвесторам доступа к дешевому капиталу (например, через субсидирование ставок по кредитам) и т.п.
- 3-й способ – некоторая комбинация двух описанных выше вариантов.

В условиях низких цен на нефть 2-й способ может оказаться не только наименее затратным, но и единственно возможным вариантом стимулирования развития отечественной нефтепереработки. Причина заключается в том, что размер нефтяной природной ренты, доступной для субсидирования нефтепереработки, сокращается вместе с падением цен на нефть. Поэтому при ценах на нефть ниже определенного уровня возможности рентного субсидирования могут оказаться недостаточными для того, чтобы сделать модернизацию НПЗ привлекательной для бизнеса.

Говоря о стимулировании модернизации отечественных НПЗ важно помнить, что она уже идет в настоящий момент. В настоящей работе показано, что действующие модернизационные программы не являются оптимальными с точки зрения интересов российской экономики и потому требуют пересмотра. Оптимизировать программы модернизации можно, если государство создаст адекватную систему экономических стимулов, изменив соответствующим образом среду, в которой развивается нефтеперерабатывающая промышленность России. Концептуальной основой таких изменений могли бы стать сформулированные в настоящей работе предложения, которые затрагивают различные аспекты воздействия государства на отрасль, включая таможенно-тарифное регулирование рынков нефти и нефтепродуктов, регулирование тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов по магистральным транспортным системам, создание новых маршрутов транспортировки нефти и нефтепродуктов, предоставление бизнесу в сфере нефтепереработки разумных льгот и т.д.

Потенциальный эффект для экономики России от широкомасштабной модернизации российской нефтеперерабатывающей промышленности, целесообразность которой обоснована в настоящей работе, можно оценить примерно в 1% ВВП РФ 2014 г. Эту оценку следует считать консервативной, поскольку она не учитывает ряд положительных, но априори плохо поддающихся прогнозированию и учету долгосрочных эффектов, возникающих в результате претворения в жизнь предлагаемых нововведений.

# 1. ПРЕВРАЩЕНИЕ УБЫТОЧНЫХ НПЗ В ПРИБЫЛЬНЫЕ: РОССИЙСКИЙ КЕЙС

Как справедливо было отмечено в работах [1]-[4], вышедших в свет в 2011-2012 гг., на момент их публикации средний НПЗ в России был прибыльным лишь благодаря скрытой субсидии, обусловленной разницей в экспортных пошлинах на нефть и нефтепродукты. Это означало, что существование многих российских НПЗ следовало признать экономически неоправданным, поскольку приносило экономике страны одни убытки (см. «Введение»). Руководствуясь этим соображением, авторы упомянутых работ предлагали либо радикально снизить (как в работах [1], [2], [4]), либо вообще обнулить (как в работе [3]) эту субсидию, чтобы тем самым понудить владельцев нефтеперерабатывающих предприятий к немедленному закрытию наиболее отсталых из них и к ускоренной модернизации остальных.

Концепция группы консультантов ИНП РАН, Ernst & Young, IHS CERA (см. работу [2]), хотя и несколько искаженная конъюнктурными соображениями, легла в основу реформы экспортных пошлин 2011 г., известной как «60-66-90». Реализация этой реформы, в частности, должна была привести к закрытию технологически примитивных НПЗ путем лишения их жизненно важной части субсидий. На практике эта цель не была достигнута – прежде всего, потому, что разработчики реформы не смогли предвидеть рост цен на мировом нефтяном рынке, компенсировавший российским НПЗ снижение выручки в результате введения новой системы пошлин. Кроме того, они недооценили способность некоторых «плохих» НПЗ адаптироваться к более жестким экономическим условиям, балансируя на грани легального и нелегального бизнеса.

Продвигая идею сокращения субсидий, авторы работ [1], [2] и [4] признавали, что лишённые государственной подпитки российские НПЗ не смогут оставаться конкурентоспособными на внешних рынках из-за их очевидного логистического отставания от иностранных конкурентов. В связи с этим предлагалось стимулировать как можно более быстрое закрытие экспортно-ориентированных НПЗ, поскольку, по мнению авторов указанных работ, никакое техническое перевооружение не в состоянии сделать их прибыльными в отсутствие субсидий. В частности, в работе [4] предполагалось, что в результате оптимизации производственных мощностей российской нефтеперерабатывающей промышленности она в перспективе сконцентрируется на удовлетворении потребностей внутреннего рынка, избавившись от экспортно-ориентированных НПЗ и предельно сократив экспорт избыточных продуктов («хвостов») с остальных заводов (см. Рис. 1.1).

**Рис. 1.1**

*Оптимальный объем переработки нефти и выпуска нефтепродуктов в России: позиция IHS CERA*

Источник: работа [4]



Но действительно ли наиболее отсталые НПЗ в России обречены на убыточность, а значит, необходимо стимулировать их закрытие?

Протестируем справедливость этого утверждения, используя в качестве «тестера» условный (модельный) НПЗ и анализируя его экономику до и после модернизации.

Здесь следует оговориться, что все приведенные ниже тестовые расчеты следует рассматривать исключительно как оценочные. Этих результатов достаточно, чтобы ответить на вопрос, способна ли модернизация в принципе спасти наиболее отсталые российские НПЗ при различных вариантах их размещения на территории страны. Однако их недостаточно, чтобы оценить перспективы выживания каждого конкретного российского НПЗ в отдельности.

Казалось бы, оценка таких перспектив – задача тривиальная, если исходить из тех программ модернизации, которыми руководствуются сегодня собственники НПЗ, считая при этом сами программы оптимальными. Однако проблема здесь в том, что эти программы с высокой вероятностью потребуются пересмотреть, если предлагаемые ниже изменения в условиях функционирования российской нефтепереработки будут реализованы. Кардинальное изменение политики государства в отношении принципов таможенно-тарифного регулирования рынков нефти и нефтепродуктов, либо регулирования тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов по железной дороге или «трубе» может существенно повлиять на представление бизнеса о том, какие установки и какой мощности требуется построить/реконструировать на каждом конкретном НПЗ. А посему априори считать существующие ныне программы модернизации НПЗ оптимальными, соответствующими целевой конфигурации НПЗ едва ли возможно. Задачи реформирования условий функционирования отрасли и выбора оптимальной конфигурации отдельных НПЗ взаимосвязаны и

должны решаться совместно в рамках соответствующего специального исследования. Важно понимать, что даже если текущая программа модернизации того или иного НПЗ окажется не в состоянии сделать предприятие прибыльным, это еще не означает, что не существует какой-то иной программы, способной исправить эту ситуацию.

Предполагается, что модельный НПЗ перерабатывает нефть, по качеству аналогичную Urals, которая поставляется по трубопроводу из Западной Сибири. Предполагаемый состав и мощность установок переработки нефти модельного НПЗ представлены в Табл. 1.1, а объемы переработки нефти и выпуска нефтепродуктов – в Табл. 1.2.

Модельный НПЗ до модернизации не имеет углубляющих процессов и по технологическому уровню близок к худшим НПЗ современной России: индекс сложности Нельсона равен 2, а глубина переработки нефти – 52%. Этот же завод после модернизации, которая предполагает строительство установок гидрокрекинга и коксования, становится сопоставимым по сложности со средним европейским НПЗ: индекс сложности Нельсона равен 7.1, глубина переработки – 96%.

**Табл. 1.1**

*Мощность установок переработки нефти модельного НПЗ до и после его модернизации (тыс. т в год)*

*Источник: ИГ «Петромаркет»*

Установка	Мощность установок модельного НПЗ до модернизации	Мощность установок модельного НПЗ после модернизации
Установка первичной переработка нефти	8000	8000
Установка вакуумной дистилляции	3800	3800
Установка гидроочистки дизельного топлива	2300	2300
Установка гидроочистки нефти	200	200
Установка гидроочистки керосина	800	800
Гидрокрекинг ВГО с глубокой конверсией (88%)	0	2700

**Табл. 1.2**

Объем переработки нефти и выпуска нефтепродуктов на модельном НПЗ до и после его модернизации (тыс. т в год)

Источник: ИГ «Петромаркет»

Сырье/продукт	Объем переработки сырья/выпуска нефтепродуктов на модельном НПЗ до модернизации	Объем переработки сырья/выпуска нефтепродуктов на модельном НПЗ после модернизации
Нефть	8000	8000
Нафта	1346	2008
Авиационный керосин	784	1231
Дизельное топливо класса 5	2035	3530
Мазут	3750	0
ВГО	0	300
СУГ	0	90
Кокс	0	548

Для модельного НПЗ были выполнены оценки его экономики до модернизации в двух вариантах:

- «прибрежный» модельный НПЗ – расположен в порту Приморск и экспортирует все продукты в полном объеме, т.е. представляет собой в чистом виде экспортно-ориентированное предприятие;
- «континентальный» модельный НПЗ – расположен в г. Рязань и поставляет часть продуктов (авиационный керосин и дизельное топливо) полностью на внутренний рынок, а часть (нафта и мазут) – полностью на экспорт<sup>5</sup>.

В расчетах использовались сложившиеся в 2014 г. средние значения цен на нефть и нефтепродукты на внешнем и внутреннем рынках<sup>6</sup>, ставок НДС

<sup>5</sup> «Континентальный» НПЗ может также служить моделью несбалансированной с процессами вторичной переработки нефти части крупного НПЗ.

<sup>6</sup> Здесь и везде ниже в качестве цен на нефтепродукты модельного НПЗ на внутреннем рынке использовались фактические безналоговые цены реального Рязанского НПЗ в 2014 г. Для тех нефтепродуктов (нафта, ВГО, СУГ, кокс), для которых такие цены отсутствовали, в качестве цен внутреннего рынка использовались либо средние по России цены соответствующих продуктов (для кокса), либо экспортные нетбэки соответствующих продуктов (для нафты и ВГО), либо экспортные нетбэки, увеличенные на соответствующие средние по России премии внутреннего рынка (для СУГ).



и акцизов на нефтепродукты, экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты, фрахтовых ставок, транспортных тарифов, стоимостей перевалки и прочих затрат, связанных с транспортировкой нефти и нефтепродуктов, а также средние по основным российским НПЗ значения (с поправкой на мощность и сложность этих НПЗ) расходов на труд, электроэнергию и прочие компоненты операционных затрат НПЗ<sup>7</sup>.

Как видно из Рис. 1.2 и Рис. 1.3, в ценовых условиях 2014 г. оба завода были бы прибыльными исключительно за счет скрытой субсидии, обусловленной разницей в экспортных пошлинах на нефть и нефтепродукты: чистая маржа переработки на этих НПЗ существенно ниже субсидии<sup>8</sup>.

---

*При расчете экспортных нетбэков предполагалось, что нефтя и ВГО экспортируются через порт Вентспилс, СУГ – через сухопутную границу Белоруссии и Польши.*

<sup>7</sup> Данные по операционным затратам брались из доступных ИГ «Петромаркет» источников по всему перечню НПЗ из следующего списка: Киришинефтеоргсинтез, Ухтанефтепереработка, Московский НПЗ, Ярославнефтеоргсинтез, Рязанский НПЗ, Нижегороднефтеоргсинтез, Марийский НПЗ, ТАНЕКО, Саратовский НПЗ, Сызранский НПЗ, Куйбышевский НПЗ, Новокуйбышевский НПЗ, Нижнекамский НПЗ (ТАИФ-НК), Ново-Уфимский НПЗ, Уфанефтехим, Уфимский НПЗ, Газпром нефтехим Салават, Орскнефтеоргсинтез, Пермнефтеоргсинтез, Ильский НПЗ, Туапсинский НПЗ, Краснодарэконефть, Афипский НПЗ, Новошахтинский НПЗ, Волгограднефтепереработка, Антипинский НПЗ, Омский НПЗ, Ачинский НПЗ, Ангарская НХК, Комсомольский НПЗ, Хабаровский НПЗ, Усинский НПЗ, Яйский НПЗ.

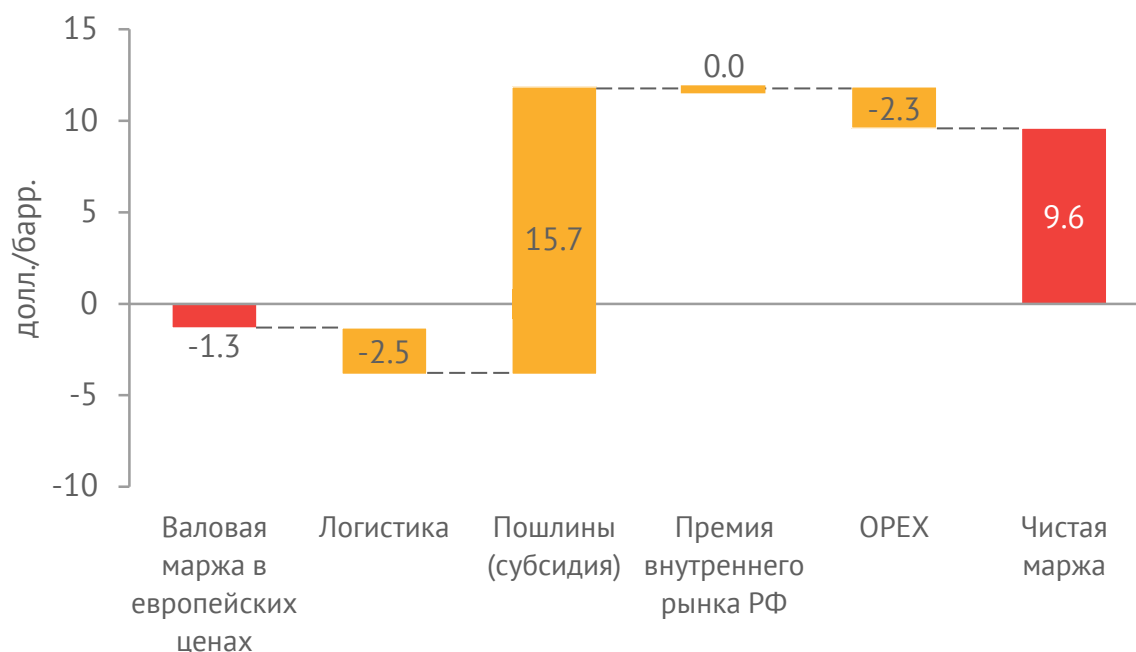
<sup>8</sup> Здесь и далее использована следующая терминология: «валовая маржа в европейских ценах» – валовая маржа модельного НПЗ, рассчитанная при условии, что цены на нефть и нефтепродукты «на воротах» НПЗ равны ценам CIF порт Роттердам; «логистика» – разница между «валовой маржой в европейских ценах» и валовой маржой модельного НПЗ, рассчитанной при условии, что цена на каждый из нефтепродуктов «на воротах» НПЗ определяется по формуле «цена CIF порт Роттердам минус затраты на доставку соответствующего нефтепродукта от НПЗ до порта Роттердам», а цена на нефть «на воротах» НПЗ – по формуле «цена CIF порт Роттердам минус затраты на доставку нефти от узла учета Нижневартовск до порта Роттердам плюс затраты на доставку нефти от узла учета Нижневартовск до НПЗ; «пошлины» – разница между пошлиной на нефть и средневзвешенной пошлиной на нефтепродукты (весами выступают выходы нефтепродуктов на модельном НПЗ); «премия внутреннего рынка» – разница между стоимостью произведенной корзины нефтепродуктов в фактических ценах реализации, приведенных к базису EXW, и стоимостью этой же корзины в экспортных нетбэках нефтепродуктов; «ОРЕХ» – операционные затраты переработки нефти на модельном НПЗ без учета амортизации.

---

**Рис. 1.2**

Величина чистой маржи переработки нефти и факторов ее формирования для модельного «прибрежного» НПЗ до его модернизации в условиях 2014 г.

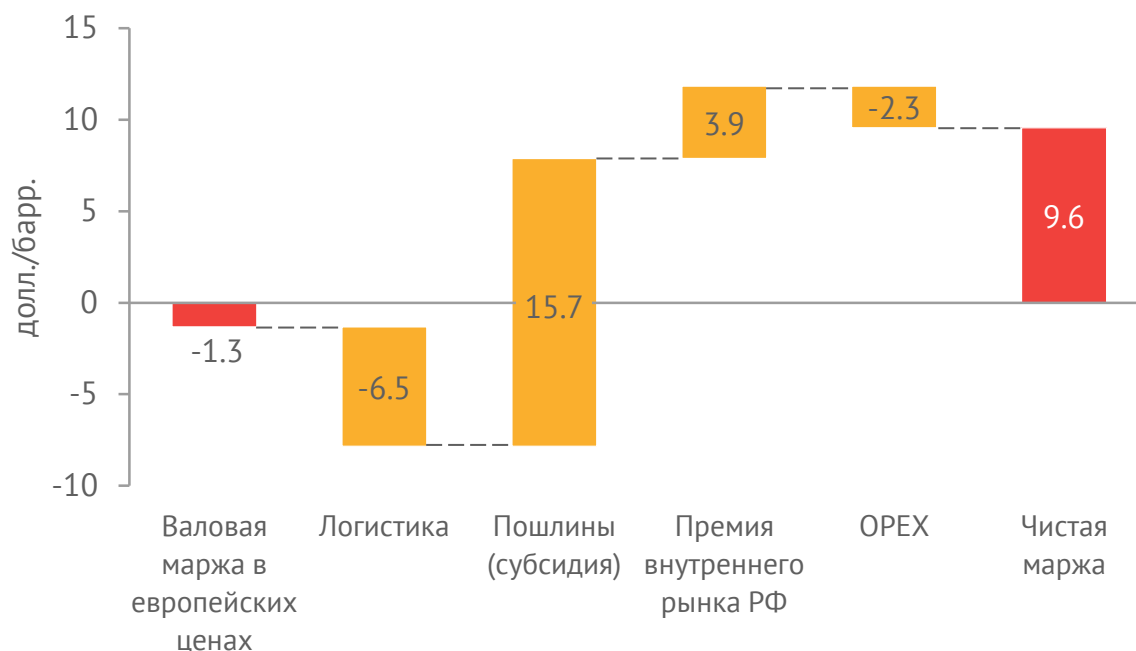
Источник: ИГ «Петромаркет»



**Рис. 1.3**

Величина чистой маржи переработки нефти и факторов ее формирования для модельного «континентального» НПЗ до его модернизации в условиях 2014 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»



Очевидно, что существование модельных НПЗ и в «прибрежном», и в «континентальном» вариантах абсолютно неоправданно, поскольку приносит экономике страны чистые убытки. При этом сами предприятия

держатся на плаву за счет субсидий и, с «бухгалтерской точки зрения», являются прибыльными. Если же система экспортных пошлин будет реформирована таким образом, что субсидирование переработки через пошлины прекратится, убыточность рассматриваемых НПЗ станет явной, и их эксплуатация утратит всякий смысл не только для экономики в целом, но и для владельцев.

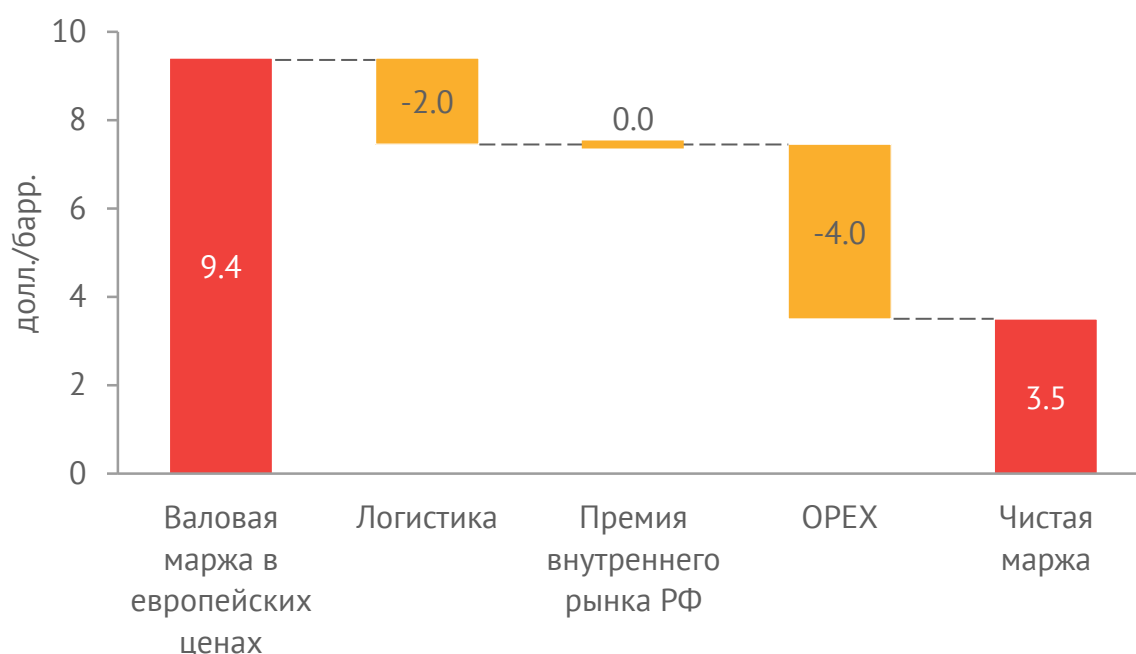
Но, может быть, если эти заводы модернизировать, они смогут генерировать прибыль и избежать печальной участи? Ответ на этот вопрос дается ниже в следующих предположениях: реформа системы экспортных пошлин будет состоять в их полной отмене, а модельные НПЗ после модернизации будут придерживаться следующей рыночной стратегии:

- «прибрежный» модельный НПЗ экспортирует все произведенные продукты;
- «континентальный» модельный НПЗ поставляет продукты конечного потребления (авиационный керосин, дизельное топливо, СУГ<sup>9</sup>, кокс) полностью на внутренний рынок, а сырье для последующих переделов (нафту и ВГО) – на экспорт (т. е. завод остается ориентированным преимущественно на внутренний рынок).

**Рис. 1.4**

*Формирование чистой маржи переработки нефти модернизированного «прибрежного» модельного НПЗ в условиях 2014 г.*

*Источник: ИГ «Петромаркет»*

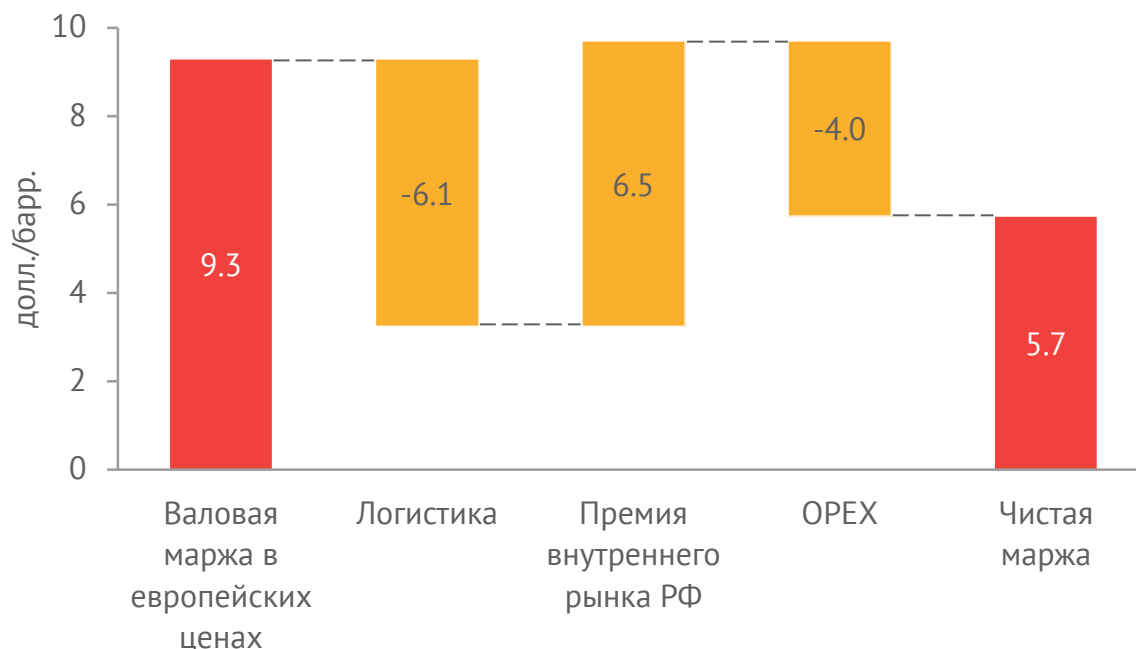


<sup>9</sup> СУГ не являются в полной мере продуктами конечного потребления, поскольку могут использоваться в качестве сырья для нефтехимической промышленности.

Рис. 1.5

Формирование чистой маржи переработки нефти модернизированного «континентального» модельного НПЗ при его ориентации на внутренний рынок в условиях 2014 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»



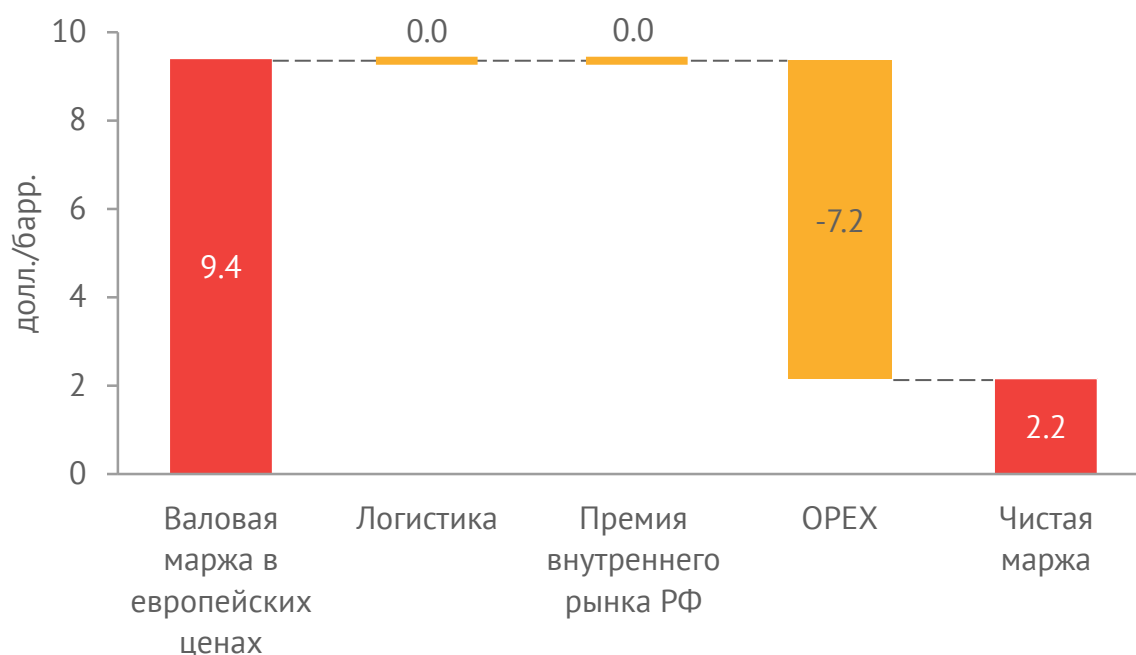
Как видно из представленных графиков, модельный НПЗ в обоих вариантах становится прибыльным: чистая маржа «прибрежного» НПЗ составляет 3.5 долл./барр., а «континентального» – 5.7 долл./барр. Но что еще более важно, маржа обоих предприятий превышает маржу аналогичного НПЗ, если его разместить в порту Роттердам – «европейского» модельного НПЗ (см. Рис. 1.6).

Представленные оценки в определенном смысле можно считать консервативными. Действительно, если учесть эффект девальвации российского рубля в 2015 г., то разница между маржой модернизированного «прибрежного» модельного НПЗ и маржой модернизированного «европейского» модельного НПЗ в долларовом выражении заметно увеличится, поскольку операционные и отчасти логистические затраты российского НПЗ являются рублевыми. То же справедливо и при сравнении маржи «европейского» НПЗ с маржой любого из рассмотренных в настоящем разделе «континентальных» НПЗ. Действительно, суммарный вклад рублевых составляющих маржи любого из «континентальных» НПЗ («Премия», «OPEX» и рублевая часть составляющей «Логистика», которая равна разнице между суммарной величиной этой составляющей и 1 долл./барр. – долларовой частью логистической составляющей любого из рассмотренных в разделе «континентальных» НПЗ) – отрицательный. Поэтому, чем слабее российский рубль, тем меньше этот отрицательный вклад и тем больше маржа «континентального» НПЗ по сравнению с маржой «европейского».

**Рис. 1.6**

Величина чистой маржи переработки нефти и факторов ее формирования у модернизированного «европейского» модельного НПЗ в условиях 2014 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»



**Это, в частности, означает, что сделанные в работах [1], [2] и [4] выводы о бесперспективности сохранения экспортно-ориентированных НПЗ абсолютно не обоснованы.**

Утверждения авторов упомянутых работ о наличии логистического отставания российских экспортно-ориентированных НПЗ от европейских конкурентов, несомненно, справедливы. Применительно к рассматриваемому здесь примеру (см. Рис. 1.5 и Рис. 1.6) из-за фактора «Логистика» маржа российского «прибрежного» модельного НПЗ теряет в сравнении с «европейским» 2 долл./барр.

Однако авторы не учли тот факт, что операционные затраты европейского НПЗ<sup>10</sup> заметно превышают операционные затраты российского аналога (применительно к рассматриваемому примеру – на 3.2 долл./барр.). Это позволяет российскому НПЗ, несмотря на худшую логистику, получать более высокую маржу.

Следует отметить, что вопрос операционных затрат переработки нефти на российском и европейском НПЗ довольно поверхностно затрагивался в работе [1]. Так, ее авторы утверждали, что «удельные затраты на переработку на сравнимых установках на российских и западных заводах сопоставимы: более низкая стоимость труда и электроэнергии на отечественных заводах

<sup>10</sup> Расчет операционных затрат для европейского модельного НПЗ проводился аналогично расчету для российского; в качестве базы исходных для расчета данных использовалась доступная ИГ «Петромаркет» информация по НПЗ Нидерландов и Германии.

компенсируется значительно меньшей производительностью труда и энергоэффективностью, более высокими потерями, неоптимальным использованием и простоями оборудования». К сожалению, это утверждение авторов, если его интерпретировать как «операционные издержки переработки нефти в России и Европе на НПЗ сопоставимой конфигурации эквивалентны», не было подкреплено какими бы то ни было данными или расчетами, и, как показано выше, в действительности является неверным.

Наличие существенной разницы в операционных затратах российского и европейского НПЗ схожей конфигурации подтверждается также данными компании HSB Solomon Associates LLC (Solomon) – мирового лидера в области бенчмаркинг-исследований эффективности бизнеса в энергетике, нефтепереработке и нефтехимии, трубопроводном транспорте. Это со всей очевидностью следует из работы М. Антонова [5], в которой представлены значения показателя денежных операционных затрат (Cash Operating Expense), измеряемого в центах США на единицу используемой эквивалентной дистилляционной производительности (Utilized Equivalent Distillation Capacity), для некоторых российских и европейских НПЗ, полностью или частично принадлежащих компании ЛУКОЙЛ.

Что касается модельного «континентального» НПЗ, то здесь следует оговориться, что расчеты для этого предприятия выполнены в оптимальных для него условиях – в предположении, что практически все произведенные продукты предприятие сможет разместить на премиальном внутреннем рынке России. Такое предположение может оказаться справедливым для небольших географически обособленных предприятий, ориентированных исключительно на локальный рынок. Однако, очевидно, что не все российские предприятия после проведения модернизации, направленной на углубление переработки, смогут разместить дополнительные объемы качественных светлых продуктов на внутреннем рынке. Возникает вопрос: а есть ли перспективы у модернизированного НПЗ, если он будет вынужден экспортировать «хвосты», т.е. не востребованные на внутреннем рынке нефтепродукты<sup>11</sup>?

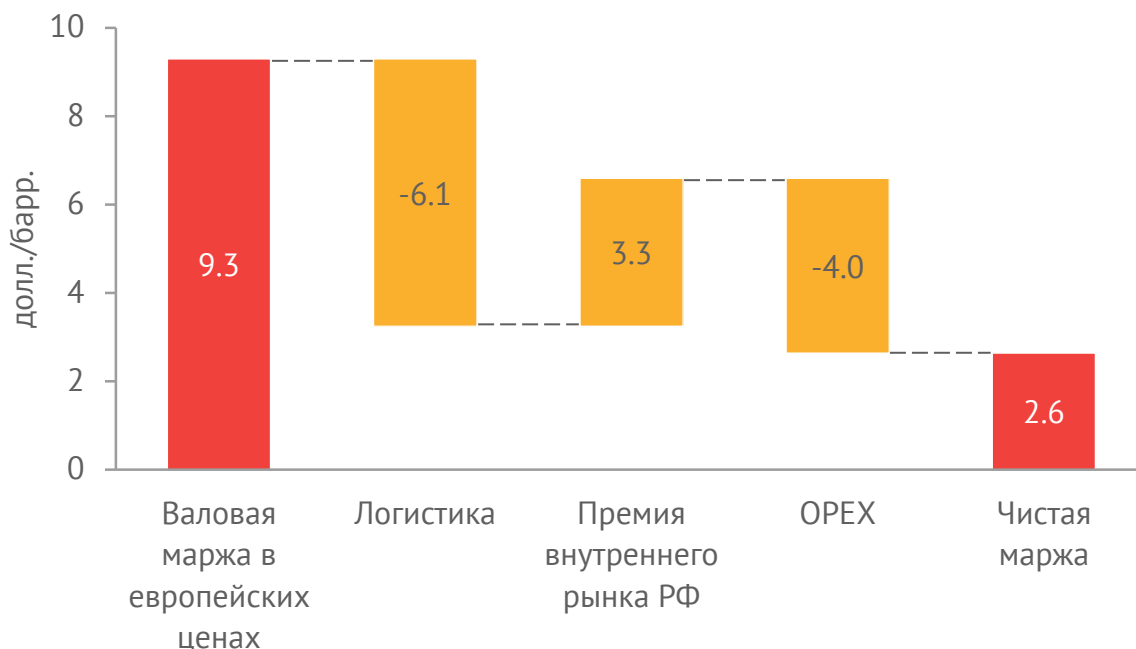
Для ответа на этот вопрос была рассчитана маржа переработки для завода, аналогичного по всем характеристикам модельному «континентальному» НПЗ, но ориентированного на экспорт всего произведенного дизельного топлива либо по трубопроводу в порт Приморск, либо по железной дороге в порт Вентспилс (см. Рис. 1.7 и Рис. 1.8).

<sup>11</sup> Здесь следует отметить, что нередко высказываемые сомнения в возможности размещения на внешних рынках всех экспортируемых российскими НПЗ нефтепродуктов безосновательны, поскольку возможные флуктуации объемов общероссийского экспорта нефтепродуктов ничтожно малы в сравнении с емкостью международного нефтепродуктового рынка.

**Рис. 1.7**

Формирование чистой маржи переработки нефти у модернизированного «континентального» модельного НПЗ при экспорте всего дизельного топлива через порт Приморск (трубопроводные поставки) в условиях 2014 г.

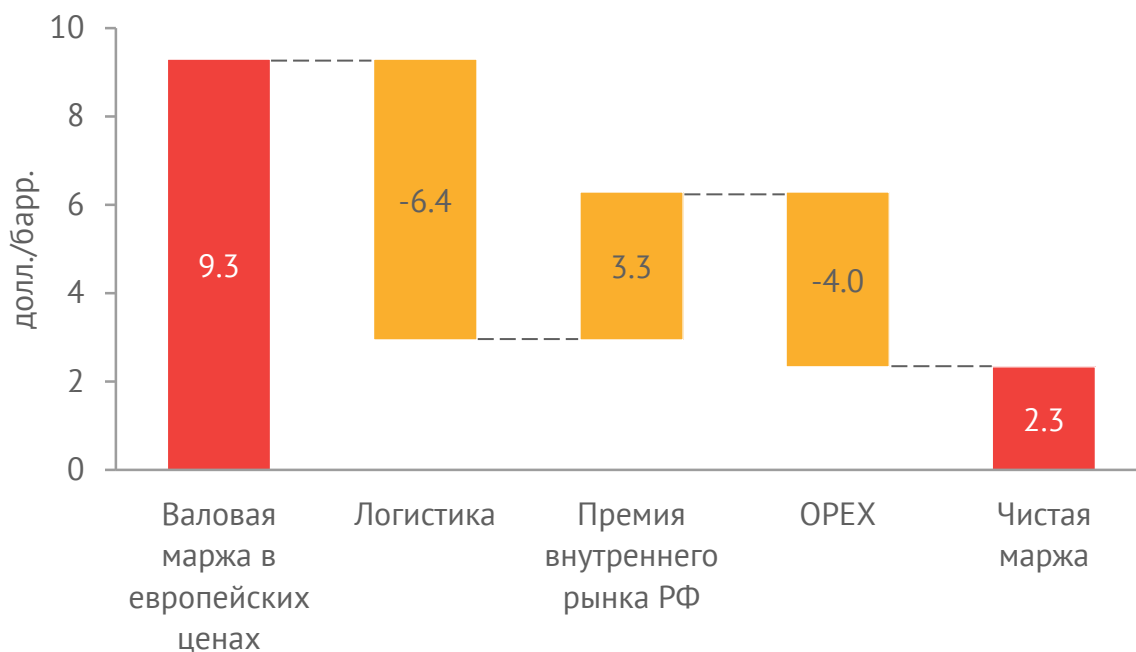
Источник: ИГ «Петромаркет»



**Рис. 1.8**

Формирование чистой маржи переработки нефти у модернизированного «континентального» модельного НПЗ при экспорте всего дизельного топлива через порт Вентспилс (железнодорожные поставки) в условиях 2014 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»



Как видно из графиков, маржа «континентального» НПЗ остается положительной и в случае экспорта дизельного топлива в полном объеме – независимо от способа доставки его на внешний рынок. Таким образом, приходится признать неверными сделанные в работах [2] и [4] выводы не только о заведомой бесперспективности экспортно-ориентированной переработки нефти, но и об убыточности «хвостового» экспорта нефтепродуктов с российских НПЗ.

При этом следует заметить, что маржа «континентального» НПЗ, ориентированного на экспорт дизельного топлива, становится меньше маржи экспортно-ориентированного «прибрежного» НПЗ. Эти результаты отчетливо демонстрируют важность фактора «Логистика» в формировании маржи нефтепереработки. В связи с этим возникает вопрос: а что будет с экономикой модельного модернизированного НПЗ, если поместить его в реальные логистические и ценовые условия функционирования наиболее крупных НПЗ страны? Может быть, в логистических и ценовых условиях реальных предприятий модельный модернизированный НПЗ потеряет прибыльность, а представленные ранее результаты расчетов маржи «прибрежного» и «континентального» НПЗ являются лишь следствием «правильного» выбора места их расположения?

Для ответа на этот вопрос все крупные и средние российские нефтеперерабатывающие предприятия были разбиты на три группы:

- Группа I: экспортно-ориентированные НПЗ;
- Группа II: НПЗ, ориентированные на внутренний рынок;
- Группа III: НПЗ, ориентированные на экспорт «хвостов».

Критерием для отнесения того или иного предприятия к одной из этих групп служит величина средней стоимости транспортировки нефтепродуктов<sup>12</sup> с рассматриваемого НПЗ на экспорт (до границы<sup>13</sup>) в 2014 г. Если эта величина не превышала 500 руб./т без НДС, НПЗ относится к Группе I, если более 2400 руб./т без НДС – к Группе II, во всех остальных случаях – к Группе III. Исключение из этих правил составили Комсомольский и Хабаровский НПЗ, которые были отнесены к Группе II, хотя согласно выбранному критерию их следовало бы отнести к Группе III. Причина кроется в особенностях рынка Дальневосточного федерального округа. На его территории расположены лишь два упомянутых

<sup>12</sup> Здесь под нефтепродуктами понимаются автомобильный бензин различных марок, дизельное и прочие газойлевые топлива, авиационный керосин, топочный мазут, СУГ, нефтя и ВГО. Средняя стоимость их транспортировки на экспорт с того или иного НПЗ рассчитывалась как средневзвешенное стоимостей транспортировки каждого из нефтепродуктов для ближайшего сухопутного погранперехода/морского порта, где в качестве весов выступали доли выпуска соответствующих нефтепродуктов в общем объеме их производства в 2014 г.

<sup>13</sup> При сухопутном экспорте нефтепродуктов транспортные затраты рассчитывались до погранперехода, при морском экспорте – до порта погрузки (расходы на портовую перевалку и фрахт морских судов в стоимость транспортировки не включались).



предприятия (если ограничиваться кругом крупных и средних НПЗ), мощностей которых, как правило, недостаточно для удовлетворения регионального спроса на основные нефтепродукты<sup>14</sup>. Так что фактически как Комсомольский, так и Хабаровский НПЗ ориентированы именно на внутренний рынок.

Группа II дополнительно делилась на две подгруппы: подгруппа IIa – НПЗ, имеющие доступ к нефтепродуктопроводу, и подгруппа IIb – НПЗ, не имеющие доступа к нефтепродуктопроводу.

В результате была осуществлена следующая кластеризация НПЗ:

- Группа I:
  - Туапсинский НПЗ;
  - Ильский НПЗ;
  - Афипский НПЗ;
  - Краснодарэконепть;
  - Киришинефтеоргсинтез;
  - Новошахтинский НПЗ;
- Подгруппа IIa:
  - Московский НПЗ;
  - Ярославнефтеоргсинтез;
  - Рязанский НПЗ;
  - Нижегороднефтеоргсинтез;
  - Группа самарских НПЗ;
  - Газпром нефтехим Салават;
  - Пермнефтеоргсинтез;
  - Нижнекамский НПЗ (ТАИФ-НК);
  - ТАНЕКО;
  - Группа уфимских НПЗ;
- Подгруппа IIb:
  - Волгограднефтепереработка;
  - Саратовский НПЗ;
  - Марийский НПЗ;
  - Орскнефтеоргсинтез;

---

<sup>14</sup> Утверждение справедливо, если рассматривать продукты надлежащего качества, т.е. допущенные к обороту на внутреннем рынке России (в соответствии с требованиями Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту»).

- Ухтанефтепереработка;
- Усинский НПЗ;
- Группа III:
  - Антипинский НПЗ;
  - Омский НПЗ;
  - Яйский НПЗ;
  - Ангарская НК;
  - Комсомольский НПЗ;
  - Хабаровский НПЗ;
  - Ачинский НПЗ.

Далее выполнялся следующий тест. Модельный модернизированный НПЗ мысленно помещался на площадку каждого из рассматриваемых НПЗ – в реальные логистические и ценовые условия 2014 г. Логистические условия включали в себя фактически используемые маршруты снабжения НПЗ сырьем и маршруты доставки произведенных нефтепродуктов на экспорт<sup>15</sup>, транспортные тарифы, стоимости перевалок и фрахта судов и некоторые иные затраты, связанные с транспортировкой нефти и нефтепродуктов. Ценовые условия – фактические цены 2014 г. на нефть и нефтепродукты на внутреннем и внешнем рынках, ставки НДС и акцизов на нефтепродукты. С учетом предположения об обнулении всех экспортных пошлин реальные цены внутреннего рынка на нефть и нефтепродукты были скорректированы в большую сторону на величину соответствующих экспортных пошлин 2014 г. В этих условиях рассчитывалась маржа тестового модельного завода. При этом полагалось, что с точки зрения распределения произведенной продукции между внутренним и внешним рынками эталоном (бенчмарком) для тестовых модельных НПЗ является:

- в группе I – модельный «прибрежный» модернизированный НПЗ;
- в подгруппе IIa – модельный «континентальный» модернизированный НПЗ, ориентированный на экспорт всего произведенного дизельного топлива в порт Приморск по трубопроводу;
- в подгруппе IIb – модельный «континентальный» модернизированный НПЗ, ориентированный на экспорт всего произведенного дизельного топлива в порт Вентспилс по железной дороге;
- в группе III – модельный «континентальный» модернизированный НПЗ, ориентированный на внутренний рынок.

---

<sup>15</sup> Для продуктов, экспорт которых с реальных НПЗ в 2014 г. отсутствовал, использовались разумные гипотетические маршруты.

Рассчитанная ранее маржа для каждого из эталонных модельных НПЗ полагалась групповым бенчмарком.

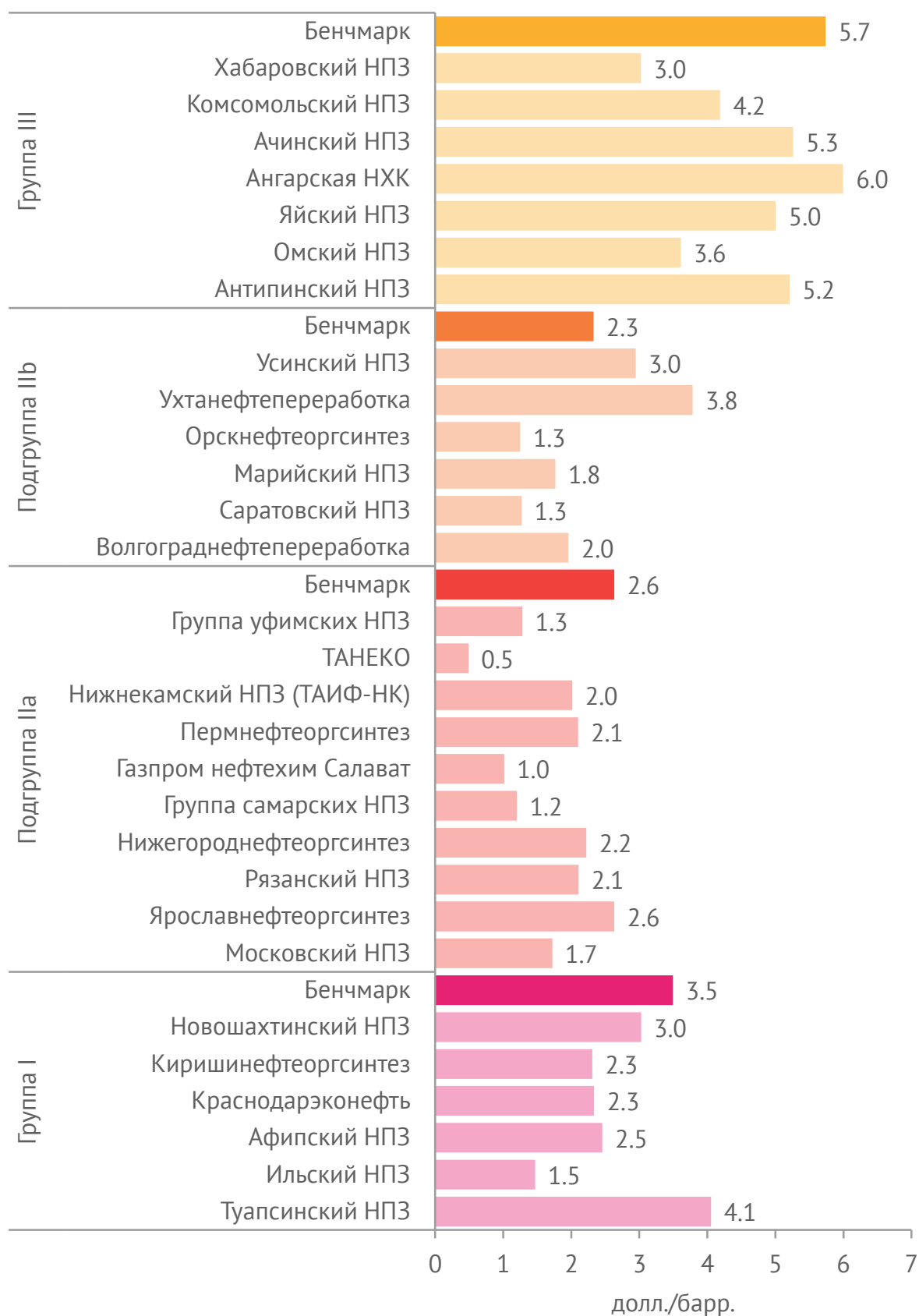
Результаты тестовых расчетов представлены на Рис. 1.9.

Как видно из рисунка, на площадке любого из рассматриваемых российских НПЗ модернизированный модельный (тестовый) завод оказывается прибыльным в соответствующих ценовых и логистических условиях. Однако на многих площадках маржа тестовых НПЗ оказалась ниже соответствующих бенчмарков, что в основном связано с разницей в логистике поставок нефти и/или нефтепродуктов для тестового и бенчмаркингowego НПЗ. Это обстоятельство следует воспринимать как сигнал к поиску путей снижения негативного влияния логистического фактора на прибыль российских НПЗ. Такому анализу будет посвящен раздел 3 настоящей работы.

**Рис. 1.9**

Маржа модельного модернизированного НПЗ в реальных логистических и ценовых условиях функционирования крупных и средних НПЗ России в 2014 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»



## 2. МОДЕРНИЗАЦИЯ ОТСТАЛЫХ РОССИЙСКИХ НПЗ: АНАЛИЗ ОКУПАЕМОСТИ

Выше на примере модельного завода было показано, что модернизация производства может сделать прибыльной переработку нефти как на экспортно-ориентированном НПЗ, так и на НПЗ, экспортирующем «хвосты», даже в условиях прекращения субсидирования переработки со стороны государства. Однако это еще не означает, что такая модернизация выгодна экономике России, а именно всем хозяйствующим субъектам страны – населению, бизнесу и государству – как единому целому. Чтобы это утверждать, необходимо провести анализ окупаемости проектов модернизации с учетом всех издержек, которые понесла бы в связи с этим российская экономика. В целях такого анализа рассмотрим две модернизационные альтернативы закрытию модельного НПЗ:

- альтернатива 1 – модернизация НПЗ без его остановки; бизнес стимулируется посредством использования пошлинной субсидии;
- альтернатива 2 – модернизация НПЗ в условиях его временной консервации; пошлинные субсидии одномоментно отменяются; бизнес стимулируется через предоставление определенных льгот (субсидирование ставок по кредитам, снижение в будущем налога на прибыль и, возможно, других налогов и т.п.).

Если рассматриваемое предприятие является градообразующим<sup>16</sup>, то за его моментальным закрытием, по идее, должна последовать ликвидация моногорода, а при консервации предприятия – «управляемое сжатие» города (используется терминология из исследования Центра стратегических разработок [6]<sup>17</sup>). В первом случае экономике РФ нужно будет понести затраты не только на ликвидацию НПЗ<sup>18</sup>, но и на ликвидацию моногорода, а во втором – на модернизацию модельного НПЗ, включая строительство установок гидрокрекинга ВГО мощностью

<sup>16</sup> К таковым в России можно отнести: Киришинефтеоргсинтез, Туапсинский НПЗ, Афипский НПЗ, Ильский НПЗ, Новошахтинский НПЗ, Нижегороднефтеоргсинтез, Газпром нефтехим Салават, ТАИФ-НК, ТАНЕКО, Ангарскую НХК и некоторые другие.

<sup>17</sup> «Управляемое сжатие» моногорода предполагает, что государство будет осуществлять содействие переселению семей трудоспособного населения, обеспечение социальных гарантий жителям, которые остаются в населенном пункте, сжатие жилого пространства города (оптимизация коммунальной инфраструктуры и жилищного фонда в соответствии со снижающейся численностью населения) и т.п.

<sup>18</sup> В стоимость ликвидации НПЗ входят затраты на демонтаж сооружений, рекультивацию земли, вывоз строительного мусора, устройство полигона для отходов, выплата выходных пособий сотрудникам, компенсация расторгнутых договоров и прочие расходы.

2700 тыс. т в год и замедленного коксования мощностью 1900 тыс. т в год, и на «управляемое сжатие» города.

Если предприятие не градообразующее, то при моментальном закрытии НПЗ экономике РФ придется понести затраты только на ликвидацию НПЗ, а при консервации НПЗ – только на его модернизацию<sup>19</sup>. В случае создания условий для модернизации НПЗ путем использования пошленной субсидии экономике РФ придется понести издержки в виде убытков от работы НПЗ до завершения модернизации<sup>20</sup> плюс издержки по модернизации НПЗ. Оценки величины капитальных затрат, связанных с модернизацией либо закрытием модельного НПЗ, представлены на Рис. 2.1<sup>21</sup>.

Поскольку оценка перспектив окупаемости проектов в разных вариантах выполняется не для бизнеса, а для экономики в целом, в качестве ставки дисконтирования должна использоваться величина, которая отражает реальную стоимость денег в экономике, а не приемлемую для бизнеса ставку дисконтирования. В качестве такой величины было принято среднее месячных разниц в период с 2004 по 2013 гг. между средневзвешенной номинальной ставкой по рублевым кредитам нефинансовым организациям сроком до 1 года (данные ЦБ РФ) и индексом потребительских цен (данные ФСГС РФ) через 12 месяцев<sup>22</sup>.

<sup>19</sup> Проблема потенциальных издержек, связанных с закрытием части нефтеперерабатывающих предприятий, особенно градообразующих (трудоустройство работников, рекультивация территорий и т.п.), была проигнорирована авторами исследований [1], [2], [3] и [4].

<sup>20</sup> В качестве таковых принимались оценки маржи анализируемых ниже НПЗ до их модернизации в логистических и ценовых условиях 2014 г. без учета пошленной субсидии.

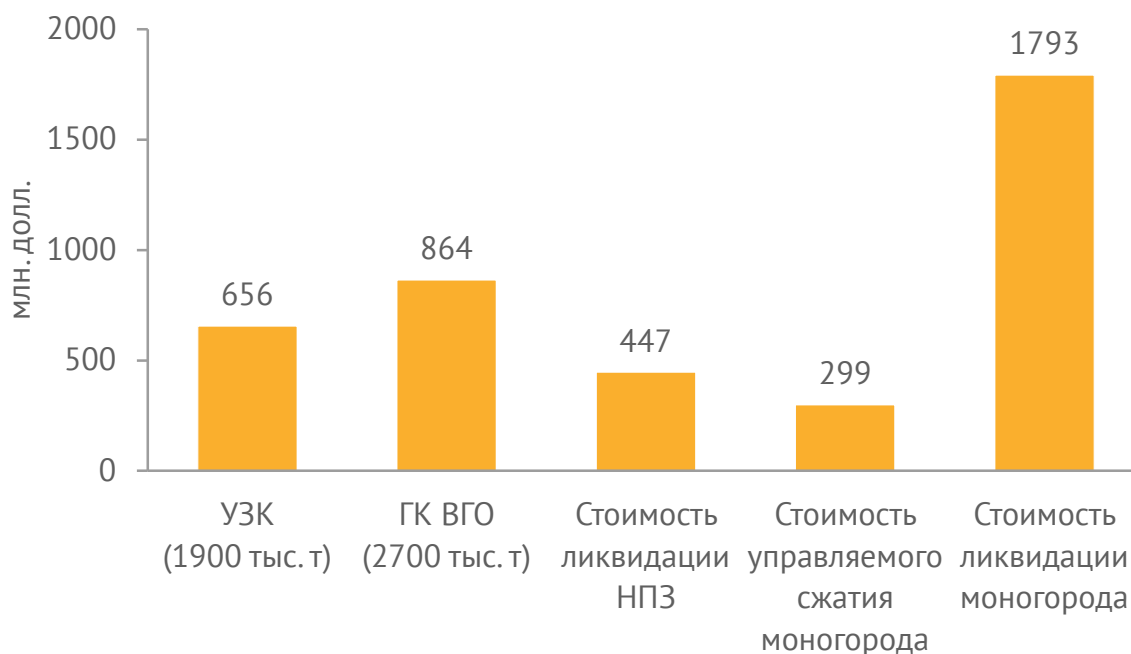
<sup>21</sup> Представленные оценки «моногородских» издержек были получены в три шага. На первом шаге оценивались издержки в рублях 2013 г. в расчете на 1 жителя города, для чего использовались результаты исследования Центра стратегических разработок [6]. Так, по оценкам его авторов, полная ликвидация моногорода в 2013 г. обошлась бы примерно в 1200 тыс. руб. на 1 жителя такого города, а «управляемое сжатие» – примерно в 500 тыс. руб. на 1 переселяемого при «сжатии» города жителя. Руководствуясь гипотезой, что при «сжатии» моногорода придется переселить 40% его жителей (нижняя граница оценки, представленной в работе [6]), представленная стоимость «сжатия» в 500 тыс. руб. на 1 переселенца трансформировалась в 200 тыс. руб. на 1 жителя. На следующем шаге полученные оценки на одного жителя переводились в доллары 2013 г. по соответствующему среднегодовому курсу рубля к доллару. Наконец, полученная долларовая оценка умножалась на численность населения моногорода. В качестве оценки таковой принималась средняя численность населения (по данным Росстата на 1 января 2014 г.) городов и поселков, в которых располагаются следующие НПЗ: Киришинефтеоргсинтез, Туапсинский НПЗ, Афипский НПЗ, Новошахтинский НПЗ, Ильский НПЗ (в среднем в одном таком городе по состоянию на 1 января 2014 г. проживало чуть менее 48 тыс. чел.). Итоговая долларовая оценка в ценах 2013 г. использовалась в качестве величины «моногородских» издержек в ценах 2014 г.

<sup>22</sup> Этот показатель отражает долгосрочную реальную ставку процента, что и есть реальная ставка дисконтирования в экономике. Рассчитанное таким образом значение ставки дисконтирования равно 1.6%.

**Рис. 2.1**

Величина капитальных затрат, связанных с модернизацией либо закрытием модельного НПЗ в долларах 2014 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»



Все расчеты были выполнены в предположении, что во время и после модернизации модельного НПЗ уровень цен на нефть и нефтепродукты на внутреннем и внешнем рынках, логистические расходы модельного НПЗ, уровень операционных затрат переработки нефти на модельном НПЗ в реальном выражении (в долларах 2014 г.) будут находиться на уровне 2014 г. Кроме того, предполагалось, что срок службы всех установок НПЗ после его модернизации составит 20 лет.

На Рис. 2.2 представлены оценки дисконтированного и накопленного дисконтированного денежных потоков (соответствующие обозначения – ДДП и НДДП<sup>23</sup>) при модернизации «прибрежного» модельного НПЗ для альтернатив 1 и 2 в случае, когда этот НПЗ является градообразующим, и в случае, когда он таковым не является. В расчетах предполагалось, что на модернизацию НПЗ потребуется 5 лет, в то время как на закрытие НПЗ – 1 год, ликвидацию и «управляемое сжатие» моногорода – 3 года (по данным, представленным в работе [6]).

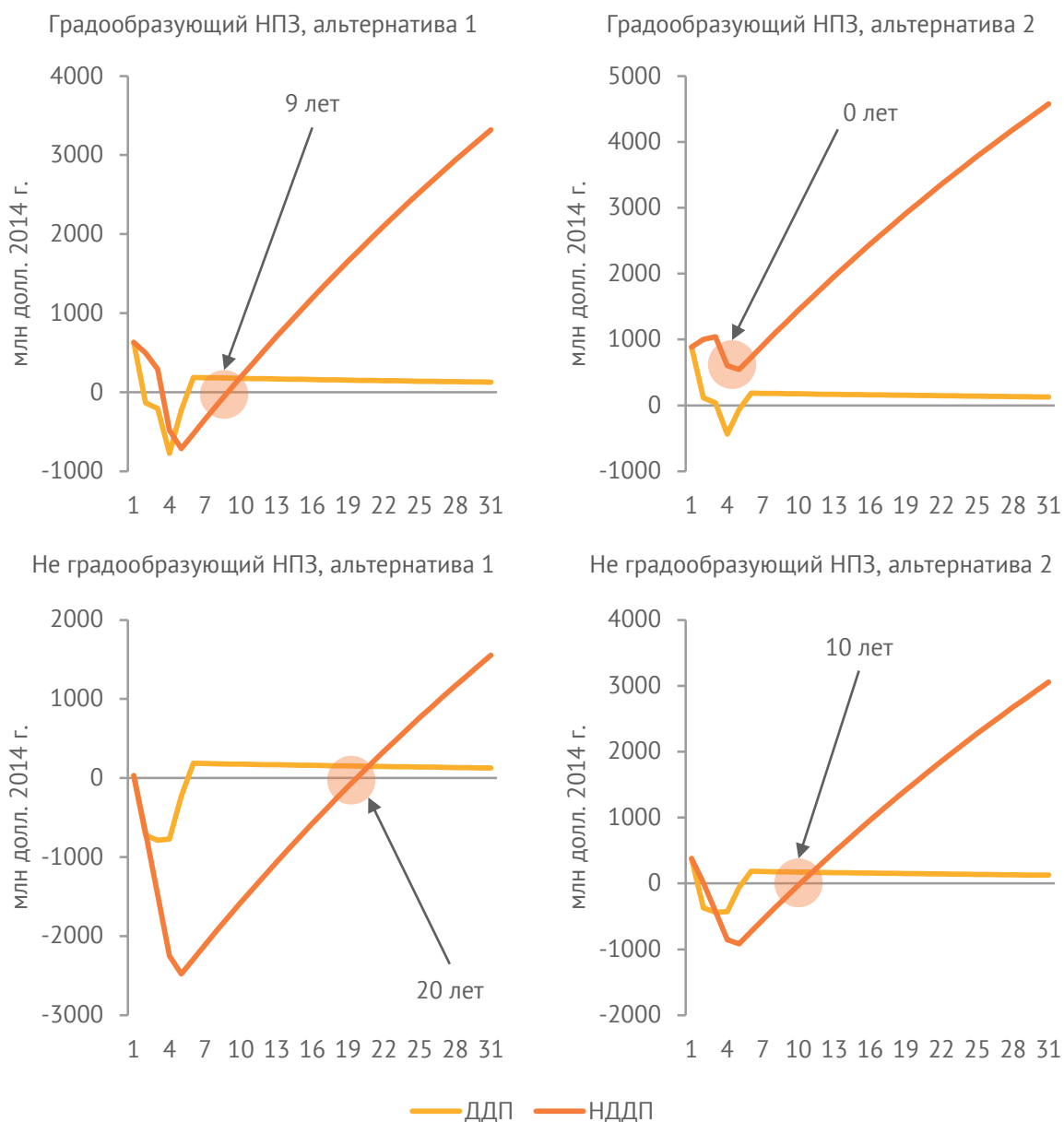
Из представленных графиков видно, что НДДП во всех случаях положительный, что позволяет говорить об окупаемости проекта модернизации «прибрежного» модельного НПЗ. При этом скорость окупаемости инвестиций и итоговая величина НДДП будут зависеть от того, является ли «прибрежный» НПЗ градообразующим и какая из альтернатив закрытию НПЗ в конечном счете будет принята.

<sup>23</sup> НДДП – то же, что и чистый дисконтированный доход (Net present value или NPV).

**Рис. 2.2**

**ДДП и НДДП при модернизации «прибрежного» модельного НПЗ**

Источник: ИГ «Петромаркет»



Так, из графиков видно, что:

- точка окупаемости инвестиций в модернизацию «прибрежного» НПЗ в случае, если он является градообразующим, при альтернативе 1 равна 9 годам, а соответствующий срок окупаемости (разница между точкой окупаемости и длительностью модернизации) – 4 годам;
- как точка окупаемости, так и срок окупаемости инвестиций в модернизацию «прибрежного» НПЗ в случае, если он является градообразующим, при альтернативе 2 равны 0 годам;
- точка окупаемости инвестиций в модернизацию «прибрежного» НПЗ в случае, если он не является градообразующим, при альтернативе 1 равна 20 годам, а соответствующий срок окупаемости – 15 годам;



- точка окупаемости инвестиций в модернизацию «прибрежного» НПЗ в случае, если он не является градообразующим, при альтернативе 2 равна 10 годам, а соответствующий срок окупаемости – 5 годам.

Аналогичные расчеты для «континентального» модельного НПЗ дают следующие результаты:

- для «континентального» НПЗ, ориентированного на внутренний рынок:
  - точка окупаемости инвестиций в модернизацию такого НПЗ в случае, если он является градообразующим, при альтернативе 1 равна 5 годам, а соответствующий срок окупаемости – 0 годам;
  - как точка окупаемости, так и срок окупаемости инвестиций в модернизацию такого НПЗ в случае, если он является градообразующим, при альтернативе 2 равны 0 годам;
  - точка окупаемости инвестиций в модернизацию такого НПЗ в случае, если он не является градообразующим, при альтернативе 1 равна 11 годам, а соответствующий срок окупаемости – 6 годам;
  - точка окупаемости инвестиций в модернизацию такого НПЗ в случае, если он не является градообразующим, при альтернативе 2 равна 8 годам, а соответствующий срок окупаемости – 3 годам;
- для «континентального» НПЗ, ориентированного на экспорт всего дизельного топлива через порт Приморск:
  - точка окупаемости инвестиций в модернизацию такого НПЗ в случае, если он является градообразующим, при альтернативе 1 равна 12 годам, а соответствующий срок окупаемости – 7 годам;
  - как точка окупаемости, так и срок окупаемости инвестиций в модернизацию такого НПЗ в случае, если он является градообразующим, при альтернативе 2 равны 0 годам;
  - инвестиции в модернизацию такого НПЗ в случае, если он не является градообразующим, при альтернативе 1 не окупаются (НДДП – отрицательный);
  - точка окупаемости инвестиций в модернизацию такого НПЗ в случае, если он не является градообразующим, при альтернативе 2 равна 12 годам, а соответствующий срок окупаемости – 7 годам;
- для «континентального» НПЗ, ориентированного на экспорт всего дизельного топлива через порт Вентспилс:
  - точка окупаемости инвестиций в модернизацию такого НПЗ в случае, если он является градообразующим, при альтернативе 1 равна 14 годам, а соответствующий срок окупаемости – 9 годам;
  - как точка окупаемости, так и срок окупаемости инвестиций в модернизацию такого НПЗ в случае, если он является градообразующим, при альтернативе 2 равны 0 годам;

- инвестиции в модернизацию такого НПЗ в случае, если он не является градообразующим, при альтернативе 1 не окупаются (НДДП – отрицательный);
- точка окупаемости инвестиций в модернизацию такого НПЗ в случае, если он не является градообразующим, при альтернативе 2 равна 13 годам, а соответствующий срок окупаемости – 8 годам.

Из представленных результатов видно, что модернизация «континентального» НПЗ, ориентированного на внутренний рынок, окупается – и при этом довольно быстро – во всех рассмотренных случаях. В то же время модернизация «континентального» НПЗ, ориентированного на экспорт всего дизельного топлива как через порт Приморск по продуктопроводу, так и через порт Вентспилс по железной дороге не окупается в одном из вариантов (при альтернативе 1 в случае, если этот НПЗ не является градообразующим).

По аналогии с вышеописанным оценивались перспективы окупаемости модернизации модельного НПЗ, мысленно размещаемого на площадке каждого из 29 основных действующих российских НПЗ. Расчеты дали следующие результаты:

- модернизация модельного НПЗ, помещенного в реальные логистические и ценовые условия функционирования 11 предприятий – Туапсинского НПЗ, Новошахтинского НПЗ, Ухтанефтепереработки, Усинского НПЗ, Антипинского НПЗ, Омского НПЗ, Яйского НПЗ, Ангарской НХК, Ачинского НПЗ, Комсомольского НПЗ, Хабаровского НПЗ – окупается во всех вариантах;
- модернизация модельного НПЗ, помещенного в реальные логистические и ценовые условия функционирования 12 предприятий – Ильского НПЗ, Афипского НПЗ, Краснодарэконепти, Киришинефтеоргсинтеза, Московского НПЗ, Ярославнефтеоргсинтеза, Рязанского НПЗ, Нижегороднефтеоргсинтеза, Пермнефтеоргсинтеза, Нижнекамского НПЗ (ТАИФ-НК), Волгограднефтепереработки, Марийского НПЗ – не окупается лишь в случае, когда этот НПЗ не является градообразующим при альтернативе 1;
- модернизация модельного НПЗ, помещенного в реальные логистические и ценовые условия функционирования 6 предприятий – группы самарских НПЗ, Газпром нефтехим Салават, ТАНЕКО, группы уфимских НПЗ, Саратовского НПЗ, Орскнефтеоргсинтеза – окупается только при альтернативе 2, вне зависимости от того, является этот НПЗ градообразующим или нет.

Проведенные расчеты позволяют сделать несколько важных выводов.

Во-первых, даже если временно сохранить пошлинную субсидию для «прибрежного» НПЗ и с ее помощью стимулировать его модернизацию, эта модернизация окупится для российской экономики в целом.

**Фактически это означает, что выводы о пользе скорейшего закрытия экспортно-ориентированных НПЗ ввиду отсутствия перспектив их модернизации, сделанные в работах [1], [2] и [4], некорректны, а цель «перекрыть кислород» таким предприятиям, поставленная в рамках реформы «60-66-90», неоправданна. Напротив, есть все основания полагать, что НПЗ рассматриваемого типа необходимо сохранить, их модернизация выгодна экономике страны, и следовательно, требует стимулирования.**

Во-вторых, теоретические выводы, сделанные в упомянутых выше работах, особенно опасны потому, что «убить» экспортно-ориентированные НПЗ и тем самым нанести ущерб экономике страны, в принципе, очень легко. Достаточно, например, одномоментно обнулить экспортные пошлины, чтобы модельный «прибрежный» НПЗ стал убыточным. При инвестировании в его модернизацию в случае обнуления экспортных пошлин реальная IRR составит около 13%, в то время как минимально приемлемый уровень IRR для такого рода проектов из-за высоких рисков инвестирования в российскую нефтепереработку, по оценкам ИГ «Петромаркет», составляет от 15% для НПЗ, принадлежащих ВИНК, до 20% для независимых НПЗ. Следовательно, бизнесу в таких условиях будет невыгодна модернизация экспортно-ориентированных НПЗ, и они будут попросту закрыты.

**Все это означает, что одной из целей реформирования системы налогообложения нефтяной отрасли должно стать создание эффективного механизма стимулирования развития российской экспортно-ориентированной нефтепереработки с учетом выгоды такого развития для российской экономики в целом.**

В-третьих, тот факт, что модернизация модельного НПЗ в ряде рассмотренных выше случаев не окупается при альтернативе 1, не ставит под вопрос выгоду сохранения и модернизации даже наиболее отсталых НПЗ для экономики России в целом. Однако это заставляет сомневаться в возможности использования пошлинной субсидии в качестве универсального инструмента безубыточного стимулирования такой модернизации.

В-четвертых, во всех рассмотренных вариантах развития модельного НПЗ альтернатива 2 оказывается более эффективной для российской экономики по сравнению с альтернативой 1 независимо от того, на какой из рассмотренных площадок находится модельный НПЗ.

**С этой точки зрения, именно альтернативу 2 следовало бы рассматривать в качестве предпочтительного пути развития отечественной нефтепереработки.**

Однако этот путь потребует:

- в высшей степени организованной и слаженной работы федеральной, региональной и местной властей для проведения «управляемого сжатия» моногородов, в которых градообразующим является убыточный НПЗ, на период его модернизации;
- разработки системы стимулирования бизнеса к модернизации НПЗ, элементами которой могли бы стать, как уже упоминалось выше, льготы по налогу на прибыль для модернизированных НПЗ, предоставление владельцам НПЗ доступа к дешевому капиталу (например, через субсидирование ставок по кредитам) и т.п.

Понятно, что на практике при выполнении как первого, так и второго требований придется столкнуться с определенными сложностями.

**При этом важно иметь в виду, что в определенных условиях альтернатива 2 может оказаться не только наиболее эффективным, но и единственно возможным вариантом развития отечественной нефтепереработки.**

Действительно, в условиях низких цен нефть – тех самых условиях, в которых находилась российская экономика на момент выхода в свет настоящего исследования – возможности использования экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты в качестве инструмента стимулирования бизнеса к модернизации нефтепереработки в стране существенно ослаблены. Причина заключается в том, что в таких условиях размер нефтяной природной ренты, доступной для субсидирования нефтепереработки, невелик. А это значит, что альтернатива 1 в чистом виде может стать нереализуемой. Лучшее, на что в такой ситуации можно рассчитывать – использование альтернативы 1 в комбинации с альтернативой 2.

В-пятых, для того, чтобы понять, можно ли облегчить стимулирование модернизации нефтепереработки (какой бы вариант стимулирования ни использовать), следует оценить возможности ослабления негативного влияния на маржу нефтепереработки таких факторов, как «Логистика» и «ОРЕХ». Кроме того, анализ таких возможностей позволит ответить на вопрос, можно ли рассматривать альтернативу 1 – разумеется, в случае, если эта альтернатива реализуема на практике – в качестве окупаемого (для экономики в целом) направления стимулирования модернизации всех российских НПЗ. Этому анализу и будут посвящены два следующих раздела.

### 3. ЛОГИСТИЧЕСКОЕ ОТСТАВАНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ НПЗ: ВАРИАНТЫ СМЯГЧЕНИЯ

Проведенные в разделе 1 расчеты наглядно иллюстрируют влияние логистического фактора на маржу переработки, которая может быть существенно повышена, если удастся снизить стоимость транспортировки нефти на НПЗ и/или стоимость транспортировки нефтепродуктов на экспорт. Следует отметить, что в исследованиях [1], [2], [3] и [4] при анализе экономики НПЗ возможности оптимизации логистического фактора не рассматривались, хотя рационализация транспортировки сырья и продуктов может существенным образом повлиять на будущее многих российских НПЗ.

Такая рационализация может проводиться в двух направлениях. Первое из них – оптимизация логистических затрат каждого конкретного НПЗ при действующих тарифах на перевозку нефтеналивных грузов на всем множестве реальных маршрутов и способов транспортировки нефти и нефтепродуктов, к которым имеет доступ данный НПЗ. Это обычная задача, в принципе решаемая логистическими подразделениями компаний-производителей. По своему смыслу она носит локальный (индивидуальный для каждого предприятия) характер. Для того, чтобы оценить, насколько эффективно решается эта задача в каждом конкретном случае, требуется отдельное исследование, выходящее за рамки настоящей работы.

Второе направление рационализации связано с созданием новых, более эффективных логистических возможностей (новых маршрутов, новых транспортных средств, новых тарифных условий) доставки нефти на внутренний рынок и нефтепродуктов на экспорт. Решения в этой сфере требуют стратегического взаимодействия нефтяных компаний, владельцев транспортной инфраструктуры (транспортных средств) и, как правило, государства. Они носят глобальный характер, поскольку затрагивают интересы всех или многих производителей нефти и нефтепродуктов. Ниже рассматриваются несколько иллюстративных примеров таких решений.

**Первым примером может служить потенциальная экономия на стоимости морского фрахта при экспорте дизельного топлива в результате использования танкеров большей грузоподъемности.**

По данным, которыми располагает ИГ «Петромаркет», в 2014 г. средний размер партии отгруженного из порта Приморск дизельного топлива составил 30 тыс. т. Именно стоимость фрахта судов грузоподъемностью 30

тыс. т, составлявшая в 2014 г. около 17.3 долл./т, использовалась при оценке маржи модельного НПЗ в разделе 1. Однако в перспективе по мере модернизации российских нефтеперерабатывающих предприятий будет происходить рост производства дизельного топлива класса 5, что создаст предпосылки к увеличению среднего размера экспортной партии этого продукта и, следовательно, к снижению стоимости фрахта в расчете на 1 т груза.

**По оценкам автора, увеличение среднего размера партии экспортируемого дизельного топлива с 30 до 40 тыс. т приведет к снижению стоимости фрахта танкеров на маршруте порт Приморск – порт Роттердам на 1.5 долл./т.**

А это, в свою очередь, увеличит маржу модельных модернизированных НПЗ, экспортирующих дизтопливо через порт Приморск (или через близлежащие порты – Усть-Луга, Санкт-Петербург и т.п.), на 0.1 долл./барр.<sup>24</sup> (см. Рис. 3.1). Одновременно маржа может несколько подрасти и на НПЗ, ориентированном на внутренний рынок, если полагать, что рост экспортного нетбэка дизельного топлива на 1.5 долл./т повлечет за собой определенное повышение цены внутреннего рынка на этот продукт.

**Рис. 3.1**

*Экономия на фрахте танкеров, перевозящих дизтопливо, и прирост маржи модельного модернизированного НПЗ в зависимости от размера экспортной партии продукта (в условиях 2014 г.)*

Источник: ИГ «Петромаркет»



<sup>24</sup> Предполагается, что цена на дизельное топливо в порту Роттердам не зависит от ставки фрахта судов на маршруте «порт Приморск – порт Роттердам».

**Увеличение же размера экспортной партии дизельного топлива до 100 тыс. т – среднего размера партии экспортируемой через порт Приморск нефти – приведет к снижению стоимости фрахта на 6.7 долл./т.**

Соответствующее увеличение маржи модельных модернизированных НПЗ, экспортирующих дизтопливо, составит 0.4 долл./барр.

Понятно, что столь радикальный рост размера партии может оказаться недостижимым хотя бы потому, что большинство морских терминалов в Европе не способно принимать танкеры с дизельным топливом грузоподъемностью более 40 тыс. т из-за ограничений причалов по размерам/осадке/дедвейту принимаемых судов, емкости береговых резервуаров и т.п. Однако в случае развития портовой инфраструктуры в Европе определенный и вполне ощутимый рост размера экспортной партии дизтоплива вполне реален. Анализ возможностей и ограничений такого развития – тема отдельного исследования, выходящего за рамки настоящей работы.

Второй пример демонстрирует возможности снижения стоимости перевозки нефти и нефтепродуктов железнодорожным транспортом. В настоящее время стоимость транспортировки любого груза по железной дороге складывается из железнодорожного тарифа и так называемой вагонной составляющей (стоимости аренды подвижного состава). Железнодорожные тарифы регулируются государством<sup>25</sup> и определяются Прейскурантом № 10-01 «Тарифы на перевозки грузов и услуги инфраструктуры, выполняемые российскими железными дорогами» (Тарифное руководство № 1). Что касается стоимости аренды подвижного состава, то она формируется на рыночных началах.

Как показывает анализ железнодорожных тарифов, существует огромная разница в их уровнях для разных видов грузов. Различие в тарифах делает перевозки по железной дороге, например, каменного угля в разы более дешевыми в сравнении с перевозками нефтеналивных грузов<sup>26</sup> (см. пример на Рис. 3.2).

Дифференциация тарифов в зависимости от вида грузов составляет суть проводимой государством политики перекрестного субсидирования. Смысл ее заключается в том, что продукция высокорентабельных производств перевозится по тарифам, существенно превышающим себестоимость услуг железнодорожного транспорта, за счет чего

<sup>25</sup> С апреля 2004 г. по июль 2015 г. регулятором железнодорожных тарифов была Федеральная служба по тарифам (ФСТ России). С июля 2015 г. эти функции перешли к Федеральной антимонопольной службе (ФАС России).

<sup>26</sup> Все расчеты железнодорожных тарифов, результаты которых представлены в настоящей работе, сделаны в тарифных условиях, приведенных в Приложении А.

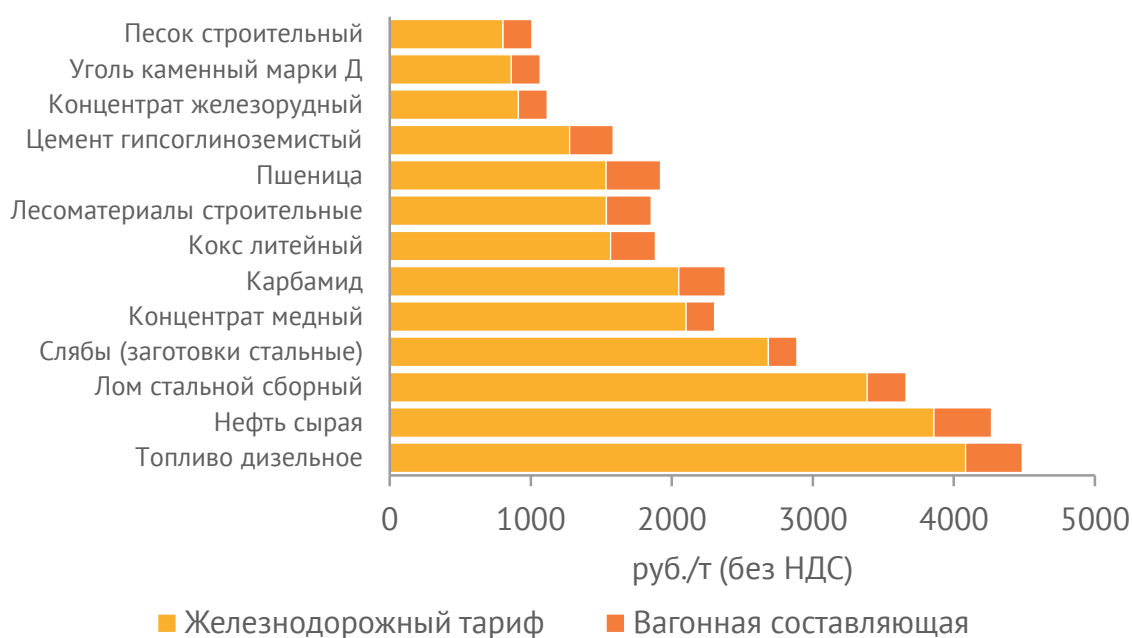
фактически субсидируются убыточные для ОАО «РЖД» перевозки продукции низкорентабельных производств. Это обстоятельство неоднократно отмечалось разными специалистами<sup>27</sup>.

Очевидно, что высокодоходная (по крайней мере, до последнего времени) нефтяная отрасль является наилучшим кандидатом в «доноры»: перевозка нефтеналивных грузов приносит ОАО «РЖД» такую прибыль, которая не только перекрывает убытки от перевозки продукции других отраслей (например, угля), но и обеспечивают финансирование инвестиционной программы компании.

**Рис. 3.2**

*Стоимость доставки различных грузов по железной дороге со ст. «Анжерская» (Кемеровская область) к морским экспортным терминалам на ст. «Лужская-Эксп.» (Ленинградская область) в 2014 г.*

*Источник: ИГ «Петромаркет»*



**Сближение железнодорожных тарифов на перевозку продукции различных отраслей – одно из возможных решений в области снижения логистических затрат НПЗ.**

Исходя из предположения о том, что себестоимость услуг, предоставляемых ОАО «РЖД» при транспортировке грузов, не зависит от вида груза, можно рассчитать средневзвешенный тариф, который обеспечивал бы ОАО «РЖД» приемлемую (соответствующую реальной) доходность. Если распространить этот тариф на все виды грузов, можно грубо оценить потенциал снижения действующих тарифов на перевозку

<sup>27</sup> <http://www.ipem.ru/news/ipem/994.html>.



нефти и нефтепродуктов железнодорожным транспортом<sup>28</sup>. Такие расчеты были выполнены на основе данных 2014 г. о действовавших тарифах на транспортировку основных грузов по железной дороге, а также об объемах перевозки этих грузов<sup>29</sup>.

**Как показали эти расчеты, стоимость перевозки нефтепродуктов железнодорожным транспортом может быть снижена в среднем по различным маршрутам на 53%<sup>30</sup>.**

Для рассматриваемого в настоящей работе модернизированного «континентального» модельного НПЗ влияние экономии транспортных издержек на маржу переработки будет следующим:

- в случае ориентации НПЗ на внутренний рынок его маржа увеличится с 5.7 долл./барр. до 6.4 долл./барр. (в результате роста экспортных нетбэков на нефту и ВГО);
- в случае ориентации НПЗ на экспорт дизельного топлива через порт Приморск трубопроводным транспортом его маржа вырастет с 2.6 долл./барр. до 3.3 долл./барр. (в результате роста экспортных нетбэков на нефту и ВГО), что даже выше маржи «прибрежного» НПЗ;
- в случае ориентации НПЗ на экспорт дизельного топлива через порт Вентспилс железнодорожным транспортом маржа вырастет с 2.3 долл./барр. до 4.3 долл./барр. (в результате роста экспортных нетбэков на дизтопливо, нефту и ВГО), что, как и в предыдущем случае, выше маржи «прибрежного» НПЗ.

<sup>28</sup> Для формирования более точного представления о возможностях снижения тарифа на транспортировку нефти и нефтепродуктов железнодорожным транспортом требуется проведение более детального и всестороннего анализа работы железнодорожного транспорта в России.

<sup>29</sup> Средневзвешенный тариф рассчитывался по следующей методике. Вначале для всего списка анализируемых в работе грузов (см. Рис. 3.2) за исключением нефти рассчитывались железнодорожные тарифы для всевозможных пар «станция отправления – станция назначения», где в качестве станций отправления рассматривались ст. «Анжерская», «Магнитогорск-грузовой», «Таганрог», «Череповец-II», «Присады», а в качестве станций назначения – «Лужская-эксп.», «Мурманск-эксп.», «Ванино-эксп.», «Туапсе-Сорт.-эксп.». Далее определялось среднее арифметическое всех рассчитанных тарифов отдельно для каждого из грузов. Полученные таким образом средние тарифы для каждого из грузов умножались на объем погрузки соответствующих видов грузов (для угля каменного марки Д – каменный уголь, для кокса литейного – кокс, для топлива дизельного – нефть и нефтепродукты, для концентрата железорудного (гематита) – руда железная и марганцевая, для концентрата медного – руды цветных металлов и серное сырье, для слябов (заготовок стальных) – черные металлы, для лома стального сборного – лом черных металлов, для карбамида – химические и минеральные удобрения, для песка строительного – строительные грузы, для цемента гипсоглиноземистого М300, М400 – цемент, для лесоматериалов строительных – лесные грузы, для пшеницы – зерно и продукты перемола). Наконец, эти результаты суммировались и делились на общий объем погрузки по всем рассматриваемым видам грузов.

<sup>30</sup> За счет 55-процентного снижения железнодорожного тарифа; вагонная составляющая полагалась неизменной.

Представленные здесь оценки роста маржи следует считать минимальными, поскольку они получены без учета возможного повышения внутрироссийских цен «на воротах» НПЗ на авиационный керосин, дизельное топливо, СУГ и кокс вследствие увеличения экспортных нетбэков этих продуктов.

Также определенный положительный эффект от снижения стоимости транспортировки нефтеналивных грузов по железной дороге может получить экономика НПЗ, не подключенных к магистральным нефтепроводам, на которые сырье доставляется либо железнодорожным транспортом, либо по смешанным трубопроводно-железнодорожным маршрутам<sup>31</sup>.

### **Третий пример потенциальных возможностей сокращения логистических издержек российских НПЗ – снижение тарифов на прокачку нефтепродуктов по магистральным трубопроводам до уровня, близкого к тарифам на прокачку нефти.**

В настоящее время в России стоимость транспортировки нефтепродуктов существенно превышает стоимость транспортировки нефти (и в том, и в другом случае тарифы регулируются ФСТ России/ФАС России). Например, в 2014 г. средняя стоимость транспортировки нефтепродуктов на экспорт в 2.5 раза превышала среднюю стоимость транспортировки нефти на экспорт на эквивалентное расстояние.

Следует заметить, что при внутрироссийских поставках транспортировка нефтепродуктов, хотя и обходится дороже транспортировки нефти, но не столь значительно, как при экспорте: соотношение тарифов равно примерно 2. Связано это исключительно с более низкой стоимостью транспортировки нефтепродуктов при поставках на внутренний рынок, чем при их экспорте (разумеется, речь идет о транспортировке на равные расстояния). К примеру, стоимость транспортировки нефтепродуктов по экспортному маршруту «ПСП Андреевка – порт Приморск (на экспорт за пределы таможенной территории России и государств-участников Соглашений о Таможенном союзе)» в 2014 г. составляла 1825.63 руб./т без НДС, а по абсолютно идентичному, но внутреннему маршруту «ПСП Андреевка – порт Приморск (на внутренний рынок России и государств-участников Соглашений о Таможенном союзе)» – 2280.95 руб./т без НДС. Такая практика, которая ранее была также характерна для сферы транспортировки нефти, является, по всей видимости, анахронизмом, сохранившимся с советских времен.

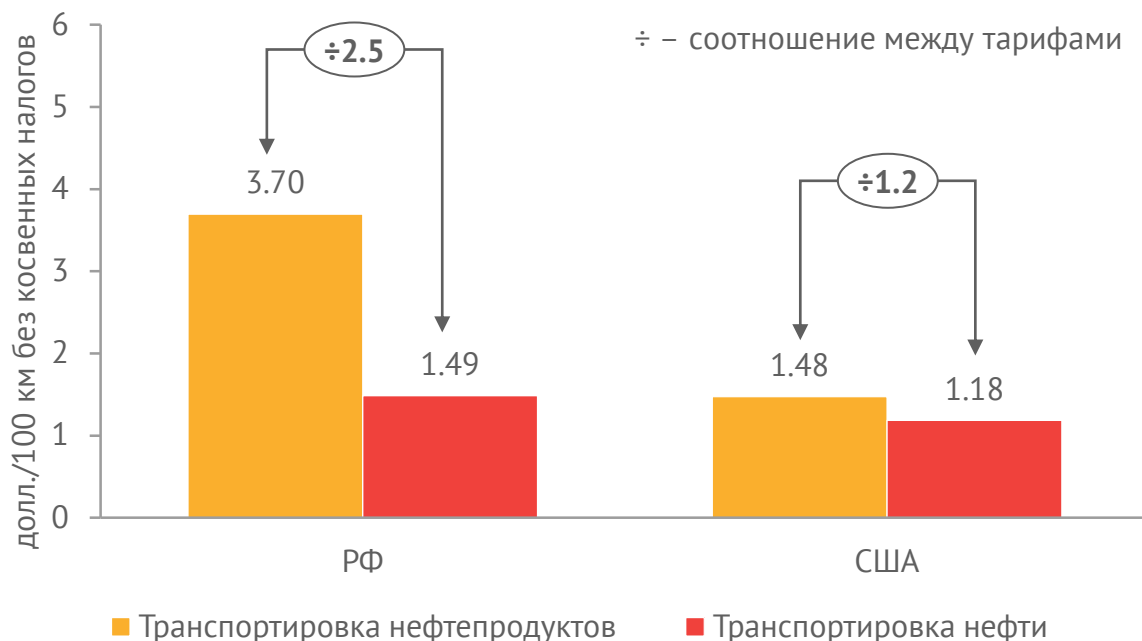
<sup>31</sup> Этот вывод справедлив, если у добывающей компании альтернативой поставки нефти на российские НПЗ по железной дороге является ее экспорт по «трубе». Если же нефть поставляется не только на внутренний рынок, но и на экспорт железнодорожным транспортом (что в реальности имеет место, хотя и в незначительных масштабах), то в результате предлагаемых изменений железнодорожных тарифов ее стоимость для российского НПЗ может даже увеличиться. Причина – снижение затрат на доставку нефти на внешний рынок и соответствующий рост экспортного нетбэка, определяющего стоимость нефти «на устье скважины».

Для сравнения: в США<sup>32</sup> соотношение аналогичных стоимостных показателей при транспортировке нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке составляло чуть более 1.2 (см. Рис. 3.3<sup>33</sup>).

**Рис. 3.3**

Стоимость транспортировки нефти и нефтепродуктов по трубопроводам в РФ (экспорт) и США (внутренний рынок) на расстояние 1000 км в 2014 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»



**Соотношение тарифов на прокачку нефти и нефтепродуктов в США можно принять в качестве разумного бенчмарка. Распространение его на российскую практику позволило бы – при сохранении тарифов на транспортировку нефти – снизить в среднем примерно вдвое стоимость транспортировки нефтепродуктов по магистральным трубопроводам.**

А это, в свою очередь, привело бы к росту маржи модернизированного «континентального» модельного НПЗ, ориентированного на экспорт

<sup>32</sup> В США трубопроводный транспорт используется особенно широко: страна является мировым лидером по совокупной протяженности нефте- и продуктопроводов.

<sup>33</sup> Представленные на рисунке оценки получены на основе эмпирических зависимостей стоимости транспортировки (в расчете на 1 ткм) от протяженности маршрутов для: (а) нефти, поставляемой на экспорт из РФ; (б) дизельного топлива, поставляемого на экспорт из РФ; (в) нефти, транспортируемой по территории США и аналогичной по плотности нефти Urals; (г) дизельного топлива, транспортируемого по территории США. Сами зависимости были построены на основе данных о стоимости транспортировки нефти и дизельного топлива «по трубе» по различным маршрутам в РФ и США в 2014 г. и протяженности этих маршрутов (перечень маршрутов представлен в Приложении В).

дизельного топлива через порт Приморск «по трубе», с 2.6 долл./барр. до 4 долл./барр.

**Для «континентального» модельного НПЗ, ориентированного на экспорт дизельного топлива, еще одним гипотетическим вариантом снижения транспортных издержек могло бы стать подключение его к трубопроводу «Дружба», если перепрофилировать последний (или хотя бы одну из его двух ниток<sup>34</sup>) на транспортировку дизтоплива.**

Даже если исходить из консервативных оценок возможной стоимости транспортировки дизельного топлива от НПЗ, расположенного в г. Рязань, по трубопроводу «Дружба»<sup>35</sup>, экспорт дизтоплива по новому маршруту оказывается более выгодным в сравнении с альтернативными вариантами<sup>36</sup> (см. Рис. 3.4)<sup>37</sup>. Более того, подключение «континентального» НПЗ к «нефтепродуктовой «Дружке» настолько улучшает его экономику, что маржа «континентального» НПЗ становится равной 4.4 долл./барр.

<sup>34</sup> «Дружба» – система трансграничных магистральных нефтепроводов, используется для снабжения НПЗ Польши, Германии, Чехии, Словакии и Венгрии российской нефтью. Проходит от Альметьевска через Самару, Брянск до Мозыря (Белоруссия), затем разветвляется на два направления – северное (по территории Белоруссии, Польши и Германии) и южное (по территории Украины, Чехии, Словакии и Венгрии).

<sup>35</sup> Эти оценки для гипотетического маршрута «Рязанский НПЗ – Адамова Застава (граница Белоруссии и Польши)» в условиях 2014 г. базировались на существующих соотношениях между стоимостью транспортировки нефти и нефтепродуктов. Для их получения использовалась следующая методика. Вначале рассчитывалось отношение стоимости транспортировки нефтепродуктов к стоимости транспортировки нефти по маршруту «г. Самара – граница России и Белоруссии» (для нефти использовался маршрут «НПС Покровка – Граница РФ/РБ (НПС Бобовичи), для нефтепродуктов маршруты «ЛПДС «Воскресенка» – Гр. России и Республики Беларусь, далее в направлении ПСП «Ньирбогдань» (Венгерская Республика)»). Далее полученное отношение умножалось на стоимость транспортировки нефти по маршруту «г. Самара – Адамова Застава». Наконец, полученный результат уменьшался на величину стоимости транспортировки нефтепродуктов по маршруту «г. Самара – граница России и Белоруссии» и увеличивался на величину стоимости транспортировки нефтепродуктов по маршруту «Рязанский НПЗ – граница России и Белоруссии».

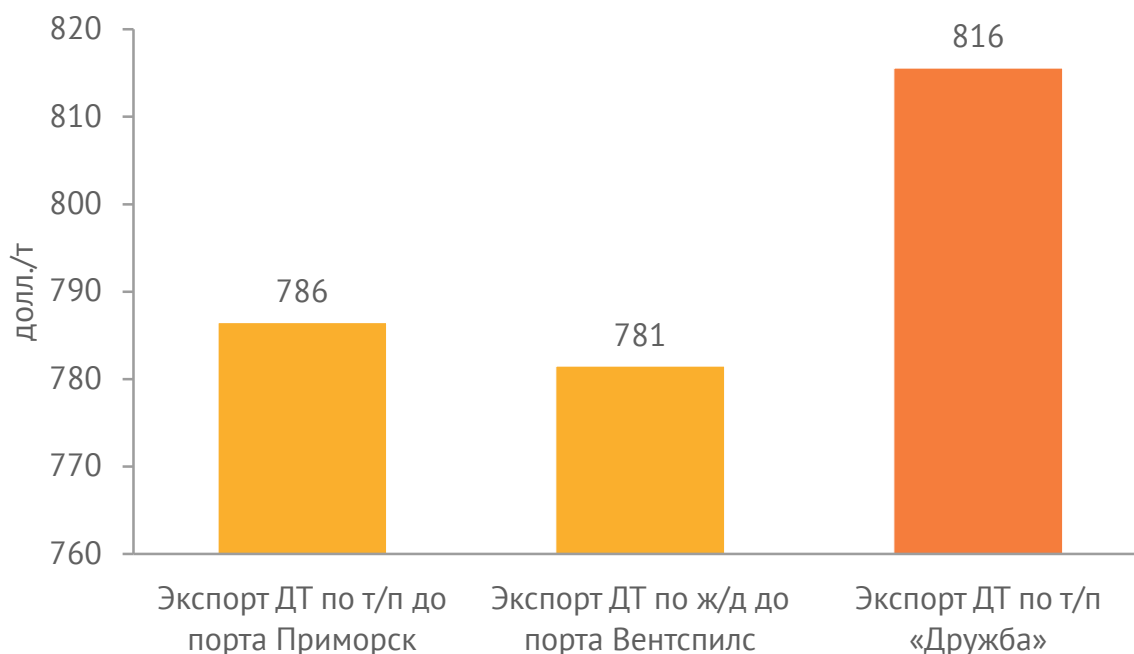
<sup>36</sup> Гипотетическая стоимость дизельного топлива на базе fit Адамова Застава рассчитывалась в условиях 2014 г. по формуле: стоимость Urals на базе fit Адамова Застава разделить на стоимость Urals на базе cif Северо-Западная Европа и умножить на стоимость низкосернистого (содержание серы – 10 ppm) дизельного топлива на базе cif Северо-Западная Европа.

<sup>37</sup> При снижении стоимости транспортировки нефтепродуктов до уровня, близкого к стоимости транспортировки нефти (см. выше), оценка нетбэка дизтоплива при его экспорте по т/п «Дружба» будет еще выше.

**Рис. 3.4**

Нетбэки дизельного топлива для «континентального» модельного НПЗ в условиях 2014 г. (без учета экспортных пошлин)

Источник: ИГ «Петромаркет»



Идея использования «Дружбы» в качестве нефтепродуктопровода рассматривается в настоящей работе исключительно как иллюстративный пример в обоснование тезиса о необходимости комплексного подхода к решению вопросов развития транспортной инфраструктуры и нефтеперерабатывающей промышленности – с учетом возможностей и интересов как нефтяных, так и транспортных компаний<sup>38</sup>. Переход к практической реализации этой идеи, несомненно, потребует серьезного технико-экономического обоснования, которое должно дать ответы на вопросы: как новый продуктопровод повлияет на экономику НПЗ, которые теоретически можно к нему подключить<sup>39</sup>, на какую грузовую базу можно рассчитывать, каких инвестиций потребует перепрофилирование трубопроводной системы, на какие рынки могут быть направлены «освободившиеся» объемы нефти и т.д. Нельзя исключить, что проект перепрофилирования «Дружбы» под экспорт нефтепродуктов может оказаться нереализуемым по самым разным причинам. Тем не менее, стоит отметить, что предварительные (хотя и достаточно грубые) оценки показывают, что проект может быть экономически эффективен для нефтяной промышленности в

<sup>38</sup> Развивая идею перепрофилирования «Дружбы», следует отметить, что ее реализация, помимо чисто экономического эффекта для нефтяной промышленности, позволит разгрузить железнодорожные пути, испытывающие явные проблемы с пропускной способностью (см. подготовленную ВЦИОМ работу [7]).

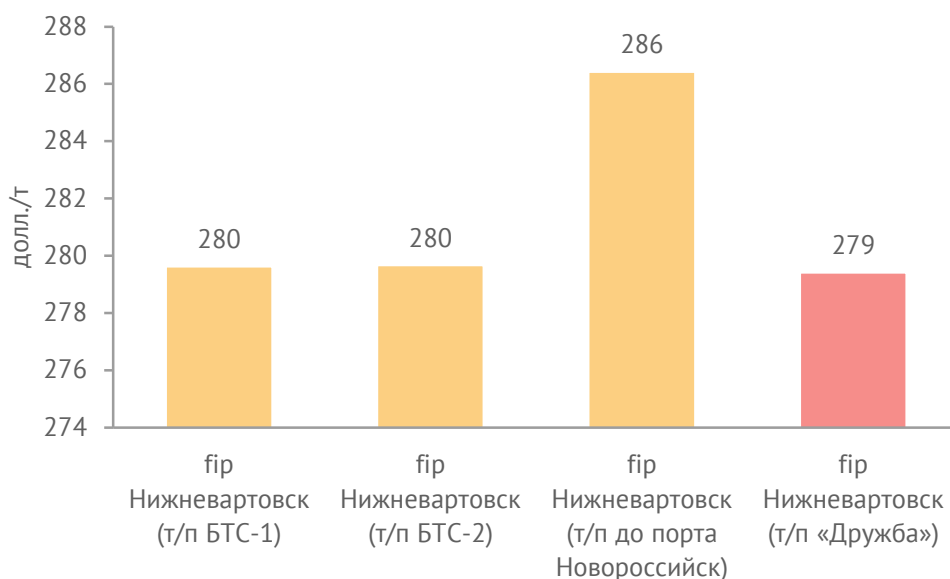
<sup>39</sup> К таким НПЗ на сегодняшний день можно отнести предприятия, уже подключенные к системе магистральных нефтепродуктопроводов, а именно: Газпром нефтехим Салават, группа самарских НПЗ, группа уфимских НПЗ, Московский НПЗ, Нижегороднефтеоргсинтез, Пермнефтеоргсинтез, Рязанский НПЗ, Нижнекамский НПЗ (ТАИФ-НК), ТАНЕКО, Ярославнефтеоргсинтез.

целом. Как видно из Рис. а.1, для экспорта нефти «Дружба» менее выгодна, чем альтернативные трубопроводные маршруты – в направлении порта Приморск (БТС-1), порта Усть-Луга (БТС-2) или порта Новороссийск. При этом переработка получает экономию от 30 (в сравнении с транспортировкой по трубопроводу до порта Приморск) до 35 долл. (в сравнении с транспортировкой по железной дороге до порта Вентспилс) с 1 т дизтоплива (см. Рис. 3.4).

**Рис. а.1**

*Нетбэк нефти, добываемой в Западной Сибири*

*Источник: ИГ «Петромаркет»*



Более того, в России наблюдается явный избыток трубопроводных мощностей для транспортировки нефти на экспорт. Если отвести одну из ниток «Дружбы» пропускной способностью примерно 30 млн т в год под дизельное топливо, это не создаст дефицита трубопроводных мощностей для транспортировки нефти. По крайней мере, по состоянию на 2014 г. средний коэффициент использования трубопроводных мощностей в России составлял 61% (без учета трубопровода КТК<sup>40</sup>; с трубопроводом КТК – 55%), т.е. при совокупной пропускной способности российских нефтепроводов в 277.5 млн т в год (с трубопроводом КТК – 313.5 млн т) их профицит составлял 109.5 млн т нефти в год (с трубопроводом КТК – 140.5 млн т).

Понятно, что предложенные выше способы оптимизации фактора «Логистика» улучшают экономику НПЗ. Но будет ли этого достаточно, чтобы сделать стимулирование модернизации каждого из российских НПЗ через пошлинную субсидию эффективным (безубыточным) для экономики страны?

<sup>40</sup> Каспийский трубопроводный консорциум (КТК) – международная акционерная компания, построившая и эксплуатирующая нефтепровод КТК, который соединяет месторождения Западного Казахстана (Тенгиз, Карачаганак) с российским побережьем Чёрного моря (терминал Южная Озереевка около Новороссийска).

Рассмотренные в разделе 2 мысленные эксперименты с модельным НПЗ показали, что в существующих ценовых и логистических условиях такая стратегия не всегда позволяет окупить инвестиции в модернизацию. Это касается:

- модельного «континентального» НПЗ, ориентированного на экспорт дизельного топлива как через порт Приморск, так и через порт Вентспилс, а также модельного НПЗ, размещенного на площадках 12 реальных российских НПЗ, в случае, если модельный НПЗ не является градообразующим;
- модельного НПЗ, размещенного на площадках 6 реальных российских НПЗ вне зависимости от того, является модельный НПЗ градообразующим или нет.

Если же для всех этих вариаций модельного НПЗ оптимизировать фактор «Логистика» путем использования танкеров большей вместимости (40 тыс. т) при экспорте дизельного топлива и рационализации железнодорожных и трубопроводных тарифов (без учета возможности перевода трубопровода «Дружба» на транспортировку нефтепродуктов), то для большинства предприятий пошлинной субсидии будет достаточно, чтобы сделать модернизацию модельного НПЗ окупаемой вне зависимости от того, является этот НПЗ градообразующим или нет<sup>41</sup> (см. Рис. 3.5). Исключением здесь является всего одна вариация модельного НПЗ – модельный НПЗ на площадке Ильского НПЗ. В этом случае модернизация модельного НПЗ даже после оптимизации фактора «Логистика» не будет окупаться, если модельный НПЗ не является градообразующим.

Эти выводы остаются в силе, если дополнительно предположить, что трубопровод «Дружба» будет переориентирован на транспортировку дизельного топлива, поскольку такая опция ничего не добавит к логистическим возможностям и никак не отразится на марже модельного НПЗ, помещенного в условия функционирования Ильского НПЗ. Однако применительно к вариантам размещения модельного НПЗ на площадках, где имеются реальные возможности подключения к «Дружке», использование нового эффективного экспортного маршрута может дать возможность получения дополнительной прибавки к марже переработки.

<sup>41</sup> При оптимизации фактора «Логистика» предполагалось, что потенциальное снижение (в абсолютном выражении) стоимости фрахта морских танкеров при экспорте дизельного топлива по маршруту «порт Приморск – порт Роттердам» (благодаря увеличению грузоподъемности фрахтуемых судов с 30 до 40 тыс. т) может быть распространено на все маршруты, проходящие через порты б. СССР в акваториях Балтийского, Черного и арктических морей. Оптимизация железнодорожных тарифов предполагала снижение стоимости железнодорожных перевозок нефти на НПЗ и нефтепродуктов с НПЗ против фактических на 53%, а оптимизация трубопроводных тарифов – снижение тарифов на перекачку нефтепродуктов (включая оплату услуг диспетчеризации) на 50%.

На Рис. 3.6<sup>42</sup> показано влияние перепрофилирования «Дружбы» на маржу модернизированного модельного НПЗ в предположении, что весь экспорт дизельного топлива будет снят с реальных маршрутов и пойдет по новому трубопроводу.

Что касается «ильского» варианта размещения модельного НПЗ, то для того, чтобы использование пошлинной субсидии в качестве стимула его модернизации окупалось в случае, когда модельный НПЗ не является градообразующим, можно попытаться дополнительно (индивидуально для этой площадки) «подкрутить» фактор «Логистика».

Так, для Ильского НПЗ актуальным является вопрос его подключения к системе магистральных нефтепроводов<sup>43</sup>. Ключевая причина низкой маржи модельного НПЗ, помещенного в условия Ильского НПЗ, – относительно дорогая нефть: ее стоимость «завышена» вследствие вынужденного использования для поставок сырья на НПЗ смешанных трубопроводно-железнодорожных или чисто железнодорожных маршрутов (98% и 2% от объема поступившей на НПЗ в 2014 г. нефти соответственно). При подключении Ильского НПЗ к системе магистральных нефтепроводов цену нефти на НПЗ можно было бы снизить до уровня «трубной» цены нефти на Афипском НПЗ, что позволило бы увеличить маржу модельного НПЗ в «ильских» условиях на 1 долл./барр.

Еще один резерв увеличения маржи переработки – и не только для худших площадок, вроде ильской, а для всех НПЗ страны – оптимизация фактора «ОРЕХ». Анализ существующих здесь возможностей посвящен следующий раздел.

---

<sup>42</sup> Расчет стоимости транспортировки дизельного топлива от каждого из перечисленных на рисунке НПЗ по т/п «Дружба» до пункта «Адамова Застава» проведен аналогично тому, как это было сделано для модельного «континентального» НПЗ (см. выше).

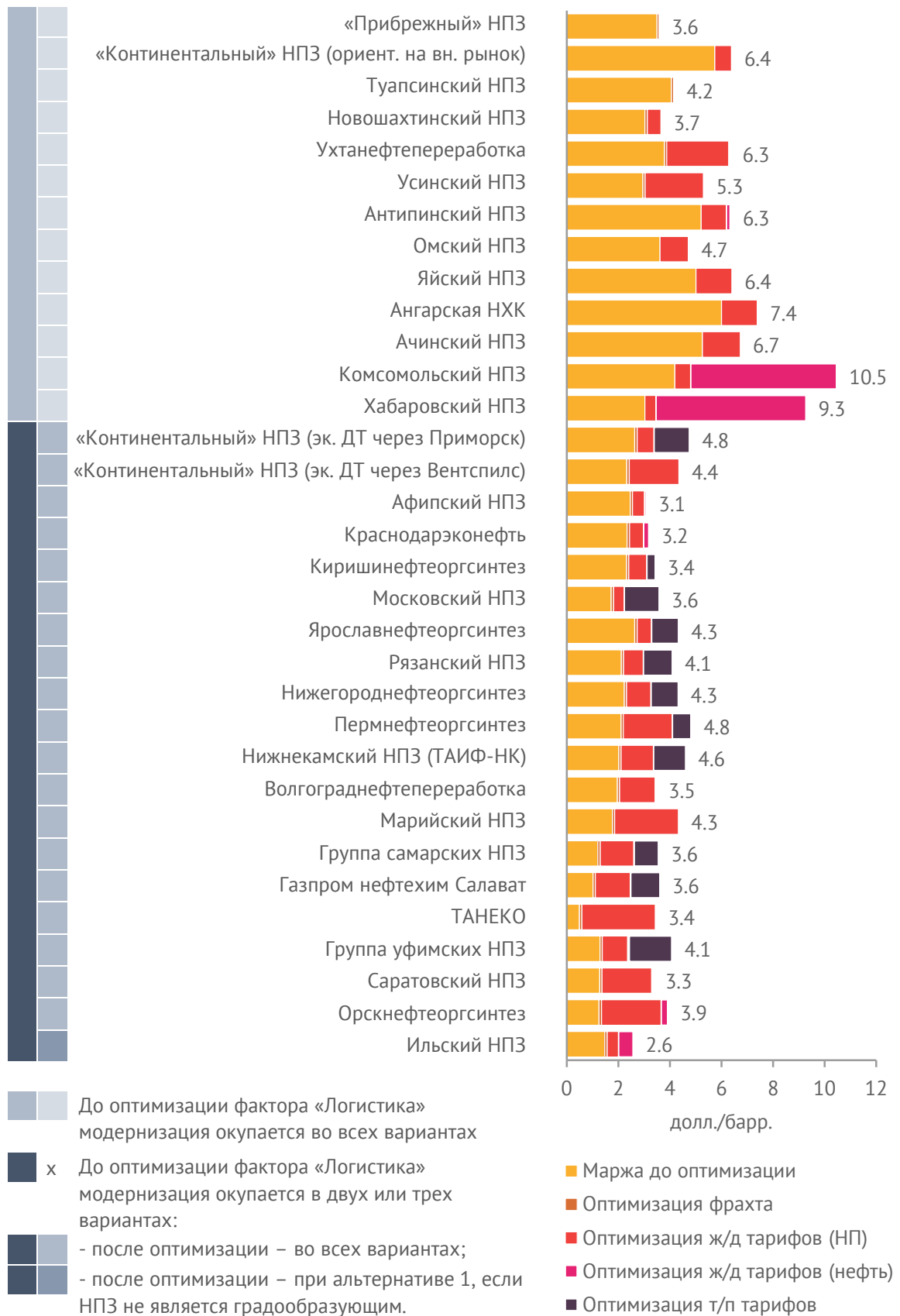
<sup>43</sup> Отсутствие подключения к системе магистральных трубопроводов исторически было проблемой для Комсомольского и Хабаровского НПЗ, решение которой стало возможным после строительства нефтепровода ВСТО. На момент выхода в свет настоящего материала к системе магистральных нефтепроводов был подключен Хабаровский НПЗ. Подключение Комсомольского НПЗ ожидается в 2018 г.



**Рис. 3.5**

**Влияние оптимизации фактора «Логистика» на маржу модельного модернизированного НПЗ**

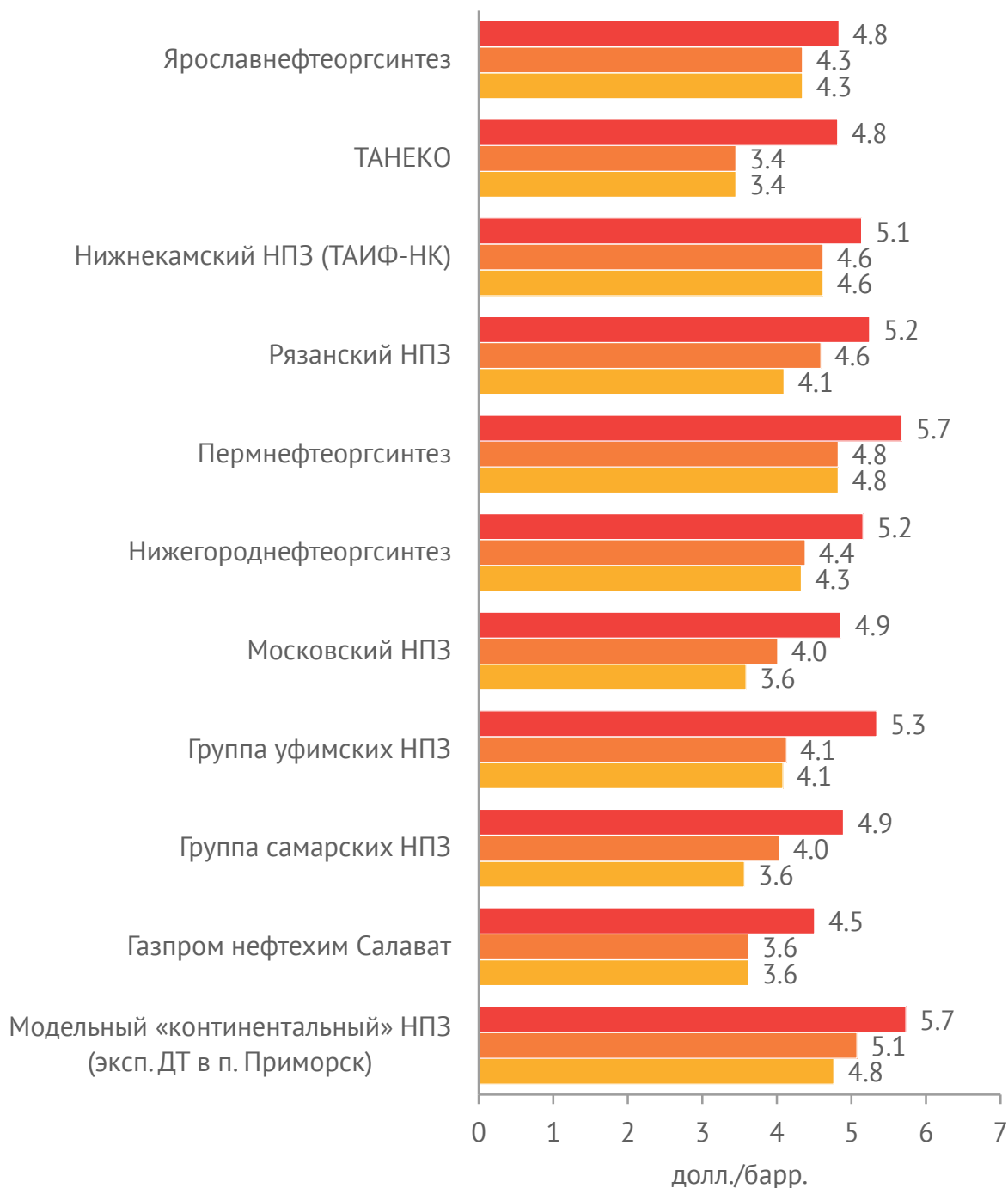
Источник: ИГ «Петромаркет»



**Рис. 3.6**

*Влияние гипотетического перевода трубопровода «Дружба» на транспортировку нефтепродуктов на маржу модельного модернизированного НПЗ при оптимизации фактора «Логистика»*

Источник: ИГ «Петромаркет»



- Маржа с учетом варианта «Дружба» (американское соотношение между тарифами на прокачку нефти и нефтепродуктов по т/п)
- Маржа с учетом варианта «Дружба» (российское соотношение между тарифами на прокачку нефти и нефтепродуктов по т/п)
- Маржа без учета варианта «Дружба»

## 4. ОПЕРАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ НА ПЕРЕРАБОТКУ НЕФТИ В РОССИИ: ВОЗМОЖНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ

Как было показано выше, важным отличием российской нефтепереработки от европейской являются сравнительно низкие операционные затраты.

**При этом для российских предприятий характерны более низкая производительность труда и более высокая энергоёмкость в сравнении с европейскими НПЗ.**

Для того, чтобы оценить масштаб этих различий, обратимся к работе [5]<sup>44</sup>, в которой приведены индексы Solomon, характеризующие производительность труда и энергоёмкость производства на некоторых российских и европейских НПЗ, полностью или частично принадлежащих компании ЛУКОЙЛ. На Рис. 4.1 для 4-х российских НПЗ (Пермнефтеоргсинтез, Нижегороднефтеоргсинтез, Волгограднефтепереработка и Ухтанефтепереработка) и одного европейского (TRN<sup>45</sup>) представлены взятые из этой работы значения двух индексов – Индекса персонала (PI) и Индекса энергоёмкости (EII®).

Индекс персонала (Personnel Index, PI) характеризует производительность труда на НПЗ и представляет собой отношение количества затраченных на производстве рабочих часов к величине эквивалентной дистилляционной производительности (сокращенно ЭДП, по-английски – Equivalent Distillation Capacity, или EDC®), умноженной на 100. ЭДП был разработан Solomon в качестве нормализующего параметра, применение которого позволяет сравнивать различные показатели операционной деятельности отличающихся по размеру и сложности НПЗ. В определенном смысле ЭДП характеризует сложность завода, что роднит его с Индексом сложности Нельсона.

Индекс энергоёмкости (Energy Intensity Index, EII®) характеризует энергоёмкость производства и представляет собой умноженное на 100 отношение количества фактически потребленной на НПЗ энергии к некоторому стандартному потреблению энергии на аналогичном НПЗ, рассчитываемому Solomon по специальной методике.

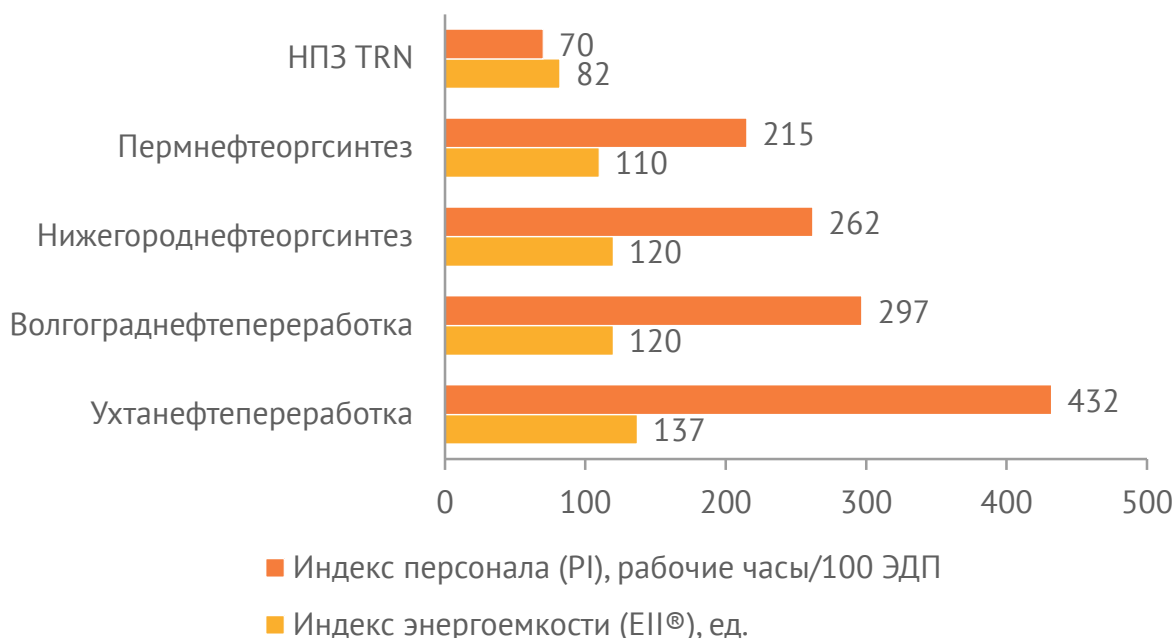
<sup>44</sup> Это один из немногих публичных источников достоверных данных, если не единственный, на который можно сослаться. Размер операционных издержек НПЗ и их постатейная разбивка, как правило, относится нефтяными компаниями к конфиденциальной информации и не публикуется.

<sup>45</sup> TRN или Total Raffinaderij Nederland N.V. (ныне – Zeeland Refinery N.V.) – НПЗ, расположенный в Нидерландах в портовом городе Влissingен.

**Рис. 4.1**

*Величины индексов Solomon, характеризующих производительность труда и энергоемкость производства на некоторых российских и европейских НПЗ, по состоянию на 2008 г.*

*Источник: ИГ «Петромаркет»*



Возвращаясь к Рис. 4.1, сразу следует отметить бросающийся в глаза огромный разрыв между значениями PI для российских НПЗ и TRN: среднее значение PI для российских НПЗ в 4.3 раза превышает значение PI для TRN. Фактически это означает, что производительность труда на европейском НПЗ более чем в 4 раза превышает производительность труда на российском аналоге. Разрыв, хотя и менее внушительный, также имеет место и для Индекса энергоемкости: среднее по четырем рассматриваемым российским НПЗ значение EII® на 48.5% превышает значение EII® для TRN.

Таким образом, можно констатировать наличие внушительного резерва сокращения операционных затрат НПЗ в России.

**Применительно к модельному модернизированному НПЗ снижение трудоемкости и энергоемкости в 4.3 и 1.5 раза соответственно (если использовать полученные выше оценки) позволило бы снизить операционные затраты на 1 долл./барр. и получить эквивалентный рост маржи этого НПЗ на всех площадках.**

После оптимизации фактора «ОРЕХ» модернизация модельного НПЗ, помещенного в условия функционирования Ильского НПЗ, становится окупаемой при ее стимулировании за счет пошлинных субсидий, даже

если модельный НПЗ не является градообразующим, чего не удавалось достичь путем оптимизации одного только фактора «Логистика».

**Таким образом, есть все основания утверждать, что оптимизация факторов «Логистика» и «ОРЕХ» создает серьезные предпосылки для проведения безубыточной, с точки зрения интересов экономики, модернизации всех крупных и средних российских НПЗ – какой бы из вариантов стимулирования владельцев этих предприятий ни выбирался.**

При этом оптимизацией фактора «Логистика» должны озаботиться главным образом государство и контролируемые им транспортные компании – ОАО «РЖД» и ОАО «АК «Транснефть», а оптимизацией фактора «ОРЕХ» – собственники НПЗ. Хотя справедливости ради нужно отметить, что государство способно создавать как стимулы, так и антистимулы оптимизации операционных затрат. В частности, если бы не высокие прибыли нефтепереработки, которые долгое время поддерживались пошлинными субсидиями, владельцы предприятий не могли бы позволить себе роскошь держать избыточный штат сотрудников и не сильно задумываться о сравнительно высокой энергоемкости производства. Проблема повышения производительности труда дополнительно отягощается еще и тем обстоятельством, что под давлением государства, требующего от предпринимателей «социальной ответственности», владельцы российских заводов даже в тех случаях, когда они были бы не прочь сократить персонал, не рискуют этого делать. Чтобы стимулировать сокращение операционных затрат, государству следовало бы двигаться в направлении постепенного обнуления пошлинной субсидии<sup>46</sup>, а также облегчить «социальную нагрузку» на бизнес путем разработки и реализации совместных программ переобучения и трудоустройства увольняемых работников.

---

<sup>46</sup> Обнуление пошлинной субсидии наряду с положительными эффектами может иметь и ряд отрицательных. Потому оно имеет смысл только в том случае, если отрицательные эффекты не будут перевешивать положительные. Добиться этого сложно, но возможно. Как – тема следующей публикации из серии «Нефтяной рынок России: в поисках оптимальных условий функционирования», которая выйдет в ближайшее время.

## 5. ОПТИМАЛЬНЫ ЛИ ДЕЙСТВУЮЩИЕ ПРОГРАММЫ МОДЕРНИЗАЦИИ РОССИЙСКИХ НПЗ?

Программы модернизации российских НПЗ с точностью до состава основных проектов и сроков их реализации были зафиксированы в четырехсторонних соглашениях, заключенных в 2011 г. между государством (в лице ФАС России, Ростехнадзора и Росстандарта) и вертикально-интегрированными нефтяными компаниями<sup>47</sup>. Несколько позже к числу «подписантов» присоединились и ведущие независимые производители нефтепродуктов. Цель модернизации была сформулирована как углубление переработки сырья и обеспечение внутреннего рынка экологически чистыми моторными топливами в соответствии с требованиями «Технического регламента» (ныне – Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту»). Подписав соглашения, производители согласились на государственный контроль над своей инвестиционной деятельностью, а государство получило возможность направлять эту деятельность в нужное ему русло.

Поначалу под надзором государства владельцы НПЗ в основном следовали взятым на себя обязательствам и к настоящему времени успели запустить и даже завершить ряд проектов. Однако с падением цен на нефть в конце 2014 г. экономика нефтепереработки в России резко ухудшилась, что привело к корректировке программ модернизации отдельных НПЗ: сроки окончания ряда проектов отодвинулись, а строительство некоторых наиболее дорогих и сложных установок конверсионных процессов оказалось под вопросом. Тем не менее, общее направление развития НПЗ осталось неизменным.

Поскольку программы модернизации, попавшие в четырехсторонние соглашения, формировались нефтяными компаниями не позднее 2011 г., можно предположить, что их экономическая эффективность тестировалась с учетом тех рисков, которые просматривались на тот момент. Думается, что перспектива существенного падения цен на нефть в то время рассматривалась как маловероятная, но риски, которые создавала неопределенность государственной политики в области налогового, таможенно-тарифного и антимонопольного регулирования

---

<sup>47</sup> По тем или иным причинам некоторые важные проекты строительства технологических установок, присутствующие в планах компаний по модернизации НПЗ, не были включены в четырехсторонние соглашения. Везде ниже, где упоминаются программы модернизации, если нет специальных уточнений, предполагается, что они охватывают все проекты – как представленные в четырехсторонних соглашениях, так и оставшиеся за их рамками.

отрасли, не могли не отражаться на оценках инвестиционной привлекательности модернизационных проектов. В частности, не было ясности с тем, готово ли государство отказаться от субсидирования нефтепереработки через систему экспортных пошлин, и если готово, то как – сразу или постепенно – и в какие сроки это будет происходить. Как раз к этому времени группой авторитетных консультантов в уже упоминавшейся работе [2] была сформулирована концепция непреодолимой убыточности экспортно-ориентированных НПЗ. Следствием этой концепции стали представления об избыточности перерабатывающих мощностей в России и отсутствии необходимости поддерживать модернизацию технологически отсталой нефтепереработки. При этом оставалось непонятным, в какой мере эти представления будут на практике определять политику государства в отношении отечественной нефтеперерабатывающей промышленности.

Как бы то ни было, программы модернизации в своем нынешнем виде определяют некоторую целевую конфигурацию каждого НПЗ. Эту конфигурацию следует трактовать как оптимальную с точки зрения бизнеса в существующих условиях (с поправкой на известную субъективность восприятия владельцами предприятия и/или их инвестиционными консультантами указанных выше неопределенностей и связанных с ними рисков). Вполне резонно можно предположить, что программы модернизации НПЗ могли бы приобрести иной вид, если бы государство ясно и недвусмысленно заявило о своем видении благоприятных перспектив экспортно-ориентированной нефтепереработки, о своем намерении поддержать преобразование отсталых НПЗ в современные предприятия и о конкретных мерах такой поддержки. Именно такой, как было показано в предыдущих разделах, должна была бы быть разумная отраслевая политика.

В связи с этим представляется интересным вопрос, насколько существующие целевые конфигурации российских НПЗ близки к оптимальным с точки зрения экономики страны. Ясно, что для любого НПЗ оптимальной в этом смысле будет такая структура вторичных процессов, которая при заданной мощности первичной переработки нефти и ее полной загрузке обеспечивает максимально возможную маржу переработки – при условии, что инвестиции в соответствующее развитие вторичных процессов окупаются для российской экономики.

Для оценки близости целевых конфигураций к оптимальным был проведен относительно несложный тест, основанный на сравнении маржи переработки каждого из основных российских НПЗ после уже запланированной модернизации с маржой переработки модельного модернизированного НПЗ<sup>48</sup>, расположенного на той же площадке в

---

<sup>48</sup> Как было показано в предыдущих разделах работы, при определенных условиях модернизация модельного НПЗ (его конфигурация до и после модернизации определена в разделе 1), на площадке

ценовых и логистических условиях 2014 г. Для того, чтобы элиминировать влияние на результат пошлинных субсидий, экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты полагались равными нулю.

Более точно условия, в которых рассчитывалась маржа реальных НПЗ, выглядят следующим образом:

- базовая (стартовая) конфигурация каждого НПЗ соответствует состоянию на 1 февраля 2015 г.;
- изменения в составе и мощности технологических установок НПЗ относительно базовой конфигурации задавались программами, заявленными в четырехсторонних соглашениях на период до 2025 г. включительно (с изменениями, внесенными до 1 февраля 2015 г.). Исключение – программы ввода установок первичной переработки, вакуумной перегонки, висбрекинга, коксования, оставшиеся за рамками четырехсторонних соглашений. Эти программы формировались на основании данных из различных источников, которыми располагала ИГ «Петромаркет»;
- объем переработки углеводородного сырья на каждом НПЗ соответствовал факту 2014 г. (предполагалось, что такой объем соответствует целевому максимуму загрузки НПЗ сырьем). Исключения из этого правила были сделаны в трех случаях:
  - если в процессе модернизации на НПЗ ожидался ввод дополнительных мощностей первичной переработки. Тогда предполагалась полная загрузка новых мощностей, что повышало общий уровень первичной переработки сырья на предприятии;
  - если ожидалось увеличение загрузки предприятия сырьем благодаря повышению пропускной способности подводящих нефтепроводов. Такая ситуация актуальна только для Туапсинского НПЗ. Предполагалось, что объем переработки нефти по завершении модернизации предприятия составит 12 млн т в год;
  - если в 2014 г. предприятие полностью или частично простаивало (случай Ачинского или Марийского НПЗ). Тогда годовой объем переработки углеводородного сырья на НПЗ полагался равным максимальному показателю за период с 2008-го по 2013 г.
- номенклатура и выходы продуктов определялись путем моделирования производства на модернизированном НПЗ;
- цены на нефть и нефтепродукты на внешнем рынке, транспортные тарифы, стоимость перевалок и фрахта морских танкеров, распределение выпускаемых на НПЗ продуктов между различными направлениями поставок соответствовали факту 2014 г. В случае, если

---

*какого бы из основных российских НПЗ он ни находился, окупается для экономики страны в целом во всех вариантах стимулирования бизнеса к такой модернизации. А потому вполне корректно рассматривать маржу такого НПЗ в качестве потенциально достижимого уровня.*

---



продукт не выпускался в 2014 г., распределение произведенного объема этого продукта между различными направлениями поставок производилось экспертно;

- цены на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке соответствовали факту 2014 г. с поправкой на отмену экспортных пошлин (экспортные нетбэки увеличивались на величину экспортных пошлин, а премии внутреннего рынка к нетбэкам оставались неизменными);
- уровень операционных затрат модернизированного НПЗ определялся в ценах 2014 г. на основе модельных расчетов, учитывающих величину операционных затрат НПЗ в базовой конфигурации (данные и оценки ИГ «Петромаркет») и эффект ввода новых/реконструкцию старых установок.

Расчет маржи модельного НПЗ производился в тех же логистических и ценовых условиях, в которых рассчитывалась маржа соответствующих реальных НПЗ – аналогично тому, как это было сделано в разделе 1. Расчетное значение маржи реального модернизированного НПЗ интерпретировалось как уровень, на который завод может вывести действующая программа модернизации, а расчетное значение маржи модельного модернизированного НПЗ – как потенциально достижимый уровень. Безусловно, этот потенциально достижимый уровень не является максимальным. Для того, чтобы в этом убедиться, достаточно вспомнить, что на модельном НПЗ остается довольно много товарной нефти, которая может быть переработана (полностью или частично) в более дорогой и востребованный на внутреннем рынке России автомобильный бензин, если на НПЗ ввести установки изомеризации и риформинга. Если учесть, что многие российские НПЗ располагают такими установками, то становится вполне очевидно, что все они могут выйти на уровень маржи выше, нежели модельный модернизированный НПЗ, помещенный на их площадку. Таким образом, если маржа реального НПЗ оказывается ниже маржи модельного, то конфигурация первого заведомо не оптимальна. В противоположной ситуации тест не позволяет сказать ничего определенного о ресурсах улучшения конфигурации реального НПЗ.

Результаты тестирования оптимальности программ модернизации российских НПЗ представлены на Рис. 5.1.

Расчеты показывают, что при обнулении экспортных пошлин и сохранении объемов переработки сырья на уровне 2014 г. действующие программы модернизации:

- не позволяют обеспечить безубыточную переработку нефти на 12 НПЗ из рассмотренных 29. К таковым относятся Ильский НПЗ, Киришинефтеоргсинтез, Краснодарэконепть, Новошахтинский НПЗ, группа самарских НПЗ, Усинский НПЗ, Марийский НПЗ, Орскнефтеоргсинтез, Рязанский НПЗ, Саратовский НПЗ, Ухтанефтепереработка, Яйский НПЗ;

- способны вывести маржу переработки на уровень выше потенциально достижимого лишь на 10 НПЗ из 29: Хабаровском НПЗ, Омском НПЗ, Комсомольском НПЗ, Ачинском НПЗ, Ярославнефтеоргсинтез, ТАНЕКО, Нижнекамском НПЗ (ТАИФ-НК), Туапсинском НПЗ, Пермнефтеоргсинтез и Волгограднефтепереработка.

**Это значит, что существующая программа модернизации российской нефтепереработки не настолько масштабна, как может показаться на первый взгляд, и в целом не оптимальна с точки зрения интересов экономики страны. Возможности оптимизации этой программы могут быть мобилизованы, если государство направит свои усилия на создание соответствующей системы экономических стимулов через изменение среды, в которой развивается нефтеперерабатывающая промышленность России.**

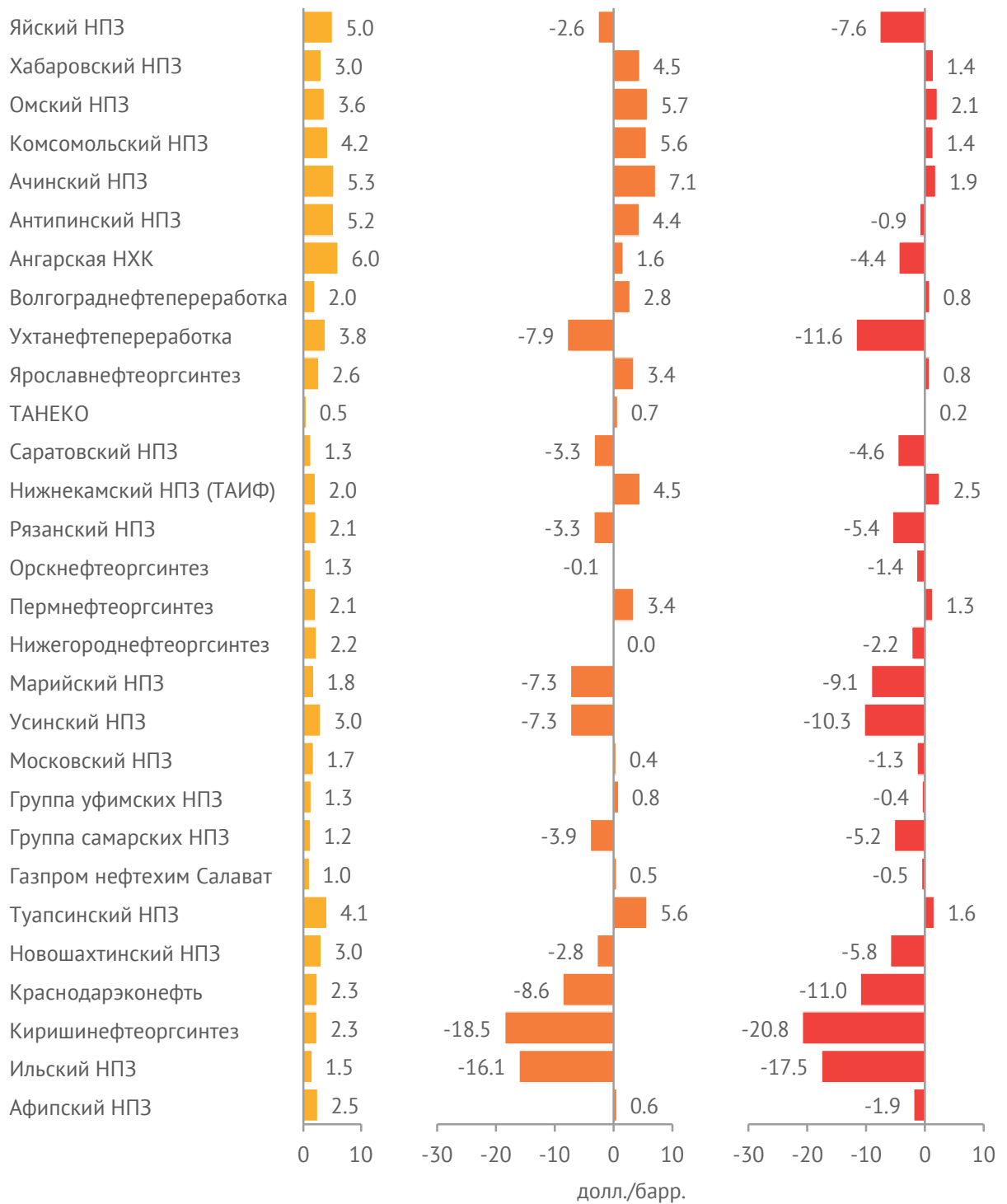
Представляется, что концептуальной основой таких изменений могли бы стать сформулированные выше в настоящей работе предложения, которые затрагивают различные аспекты потенциального воздействия государства на отрасль, включая таможенно-тарифное регулирование рынков нефти и нефтепродуктов, регулирование тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов по магистральным транспортным системам, создание новых маршрутов транспортировки нефти и нефтепродуктов, предоставление бизнесу в сфере нефтепереработки разумных льгот и т.д. Можно ожидать, что разумные стимулы способны повлиять на стратегию модернизации НПЗ – по крайней мере, тех из них, у которых технологическая схема переработки нефти еще не приобрела законченный вид и оставляет какие-то возможности для ее оптимизации.

Следует отметить, что приведенные на графиках (Рис. 5.1) оценки маржи переработки не претендуют на абсолютную точность. Дело в том, что модернизация НПЗ и связанные с ней изменения в объемах предложения нефтепродуктов сами по себе способны влиять на цены внутреннего рынка и товарные потоки, так что распространение конъюнктуры 2014 г. на рыночную ситуацию после модернизации НПЗ является определенным огрублением. Кроме того, можно вполне представить себе, что значения реальных цен и реальных логистических затрат для тех или иных НПЗ в 2014 г. отличались от использованных в расчетах, почерпнутых автором из доступных (как правило, качественных) источников. Возможно, в сопоставлении с модельным НПЗ эти заводы будут выглядеть несколько лучше, чем показано на графиках. Однако не следует ожидать, что картина может настолько измениться, что сделает несостоятельными выводы о существенных резервах повышения эффективности нефтепереработки в России.

**Рис. 5.1**

*Сопоставление расчетной маржи модернизированных НПЗ с ее потенциально достижимым уровнем*

*Источник: ИГ «Петромаркет»*



- Потенциальная маржа
- Маржа модернизированных НПЗ
- Разница между расчетной и потенциальной маржей

## 6. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ В РОССИИ: ОБЩЕЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

Выдвинутые в настоящей работе предложения по совершенствованию условий функционирования российской нефтепереработки в конечном счете направлены на достижение позитивного общеэкономического эффекта, величина которого может быть выражена через оценку потенциального роста национального ВВП. Для того, чтобы такую оценку получить, проанализируем, как претворение в жизнь каждого из предложений в отдельности скажется на величине добавленной стоимости, генерируемой всей российской экономикой<sup>49</sup>. Все расчеты, результаты которых представлены ниже, сделаны в условиях 2014 г.<sup>50</sup>

- **Создание стимулов для полноценной модернизации российских НПЗ.** В предыдущем разделе для каждого из НПЗ был определен потенциально достижимый уровень маржи, на который можно выйти при адекватной модернизации предприятия (изменении его технологической схемы). Исходя из этих достижимых уровней, можно оценить величину дополнительной добавленной стоимости, которую будет генерировать нефтепереработка, если с помощью определенной системы стимулов, предложенных в настоящей работе, удастся подтолкнуть бизнес к проведению такой модернизации. Для получения требуемой оценки необходимо:
  - а) умножить потенциально достижимую маржу каждого НПЗ – плюс соответствующие расходы на труд, минус амортизация – на

<sup>49</sup> *Использованный в настоящей работе подход к оценке влияния предлагаемых изменений в условиях функционирования российской нефтепереработки на экономический рост в стране следует признать довольно грубым. В принципе оценивать такого рода эффекты следует на так называемых моделях общего экономического равновесия, построенных применительно к российской экономике. В перспективе более углубленная проработка поставленных в настоящей работе проблем потребует и более аккуратных методов оценивания.*

<sup>50</sup> *В расчетах не учитывалось влияние на ВВП косвенных налогов (НДС и акцизов), чтобы вычлнить эффекты, связанные с широкомасштабной модернизацией нефтепереработки и мерами дополнительного стимулирования ее проведения. Фактически использовались два предположения. Первое: спрос на нефтепродукты в России до и после модернизации НПЗ будет соответствовать уровню 2014 г., а, следовательно, физический объем направляемых на внутренний рынок нефтепродуктов после модернизации НПЗ останется неизменным (другими словами, весь дополнительный объем производства нефтепродуктов будет направлен на экспорт, при котором косвенные налоги не взимаются). Второе: весь рост внутрироссийских цен на нефтепродукты, который возможен при изменении логистических условий функционирования нефтепереработки и/или таможенно-тарифного регулирования нефтяного экспорта, может быть отнесен на инфляцию. В этих предположениях размер перечислений в бюджет взимаемых с нефтепереработки косвенных налогов грубо можно считать неизменным.*

соответствующий (см. предыдущий раздел) объем переработки сырья;

- б) умножить фактическую маржу каждого НПЗ по состоянию на 2014 г. – плюс расходы на труд, минус амортизация – на фактический объем переработки сырья в 2014 г.;
- в) рассчитать разницу между полученными на шаге (а) и шаге (б) показателями каждого конкретного НПЗ и просуммировать полученные значения по всем НПЗ.

Итоговая сумма и будет искомой оценкой – причем оценкой «снизу», поскольку, во-первых, потенциально достижимая маржа ниже максимально возможной, а, во-вторых, используемый подход к оцениванию не принимает во внимание положительные мультипликативные эффекты, индуцируемые в других отраслях экономики процессом всеобъемлющей модернизации НПЗ.

Как показали расчеты, даже по такой заниженной оценке модернизация НПЗ способна принести 560.4 млрд руб. 2014 г. «новой» добавленной стоимости.

Что касается влияния модернизации НПЗ на другие отрасли экономики, то сравнительно просто можно оценить косвенные эффекты в отраслях, смежных с нефтепереработкой. Это делается посредством анализа изменения операционных затрат НПЗ, поскольку в них отражается рост спроса модернизированной нефтепереработки на продукцию смежных отраслей – таких, как электро- и теплоэнергетика, газодобыча, водоснабжение и целого ряда других. Для того, чтобы требуемую оценку получить, необходимо:

- а) умножить операционные затраты, используемые при расчете потенциально достижимого уровня маржи каждого НПЗ – минус расходы на труд – на соответствующий (см. предыдущий раздел) объем переработки сырья;
- б) умножить операционные затраты каждого НПЗ в 2014 г. – минус расходы на труд – на фактический объем переработки сырья в 2014 г.;
- в) рассчитать разницу между полученными на шаге (а) и шаге (б) показателями каждого конкретного НПЗ и просуммировать полученные значения по всем НПЗ.

Полученная в результате таких расчетов оценка косвенных эффектов в отраслях, смежных с нефтепереработкой, возникающих в процессе всеобъемлющей модернизации последней, составляет 73.2 млрд руб. 2014 г.

- **Оптимизация стоимости фрахта танкеров при морском экспорте дизельного топлива.** Как было показано в разделе 3, в результате глобальной модернизации российской нефтеперерабатывающей промышленности возникают предпосылки к укрупнению партий

экспортируемого морским транспортом дизельного топлива и, как следствие, – к снижению соответствующей стоимости фрахта танкеров. Если эти изменения произойдут, они неизбежно повлияют на размер российского ВВП: во-первых, через увеличение добавленной стоимости отрасли морских перевозок (если считать, что хотя бы некоторые из используемых при перевозке дизтоплива судов являются российскими) и, во-вторых, через увеличение добавленной стоимости собственно в нефтепереработке.

Оценить влияние на ВВП первого эффекта невозможно, поскольку это требует существенно более детального анализа отрасли морских перевозок, чем это может быть сделано в настоящем исследовании, посвященном проблемам нефтепереработки. Поэтому ограничимся лишь оценкой второго эффекта, предполагая, что размер партии экспортируемого морским транспортом дизельного топлива увеличится лишь на 10 тыс. т. Для этого:

- а) определим разницу между уровнями маржи модельного модернизированного НПЗ, размещенного на площадке каждого из рассмотренных в настоящей работе реальных НПЗ, до и после снижения стоимости фрахта (результаты таких расчетов представлены на Рис. 3.5);
- б) умножим эту разницу на соответствующий (см. предыдущий раздел) объем переработки сырья и сложим полученные величины по всем НПЗ.

Полученная сумма и будет являться искомой оценкой. Ее абсолютная величина составит 5.6 млрд руб. 2014 г.

Следует также отметить, что снижение стоимости фрахта имеет еще один положительный эффект для российской нефтепереработки, поскольку не только всеобъемлющая модернизация НПЗ стимулирует снижение стоимости фрахта, но снижение стоимости фрахта является одним из стимулов к всеобъемлющей модернизации за счет создания потенциала – хоть и небольшого – для роста маржи НПЗ. Однако отдельная оценка этого эффекта не требуется, поскольку он уже был учтен в представленных выше расчетах «новой» добавленной стоимости, генерируемой в результате модернизации нефтепереработки.

- **Снижение тарифов на перевозку нефти и нефтепродуктов железнодорожным транспортом.** Как было показано в разделе 3, снижение железнодорожных тарифов на перевозку нефтеналивных грузов может быть достигнуто путем прекращения (или смягчения) «политики перекрестного субсидирования» перевозок продукции разных отраслей. Это может иметь не только положительные, но и отрицательные эффекты для российской экономики. Казалось бы, снижение стоимости услуг железнодорожного транспорта для одних

отраслей при одновременном и адекватном росте для других создаст лишь нейтральный для ВВП переток добавленной стоимости от отраслей-реципиентов перекрестного субсидирования к отраслям-донорам. Однако такой переток может стимулировать как рост производства у бывших доноров, в частности, в нефтепереработке (положительный эффект), так и снижение производства у бывших реципиентов (отрицательный эффект). Аккуратная оценка этих эффектов выходит за рамки настоящего исследования – за исключением положительного эффекта, относящегося непосредственно к нефтепереработке. Однако специально учитывать его не требуется, так как он уже был учтен выше в расчетах «новой» добавленной стоимости, генерируемой модернизированными НПЗ.

- **Снижение тарифов на транспортировку нефтепродуктов по «трубе».** Снижение трубопроводных тарифов влияет на экономику страны только положительно. Действительно, в результате предлагаемых изменений будет наблюдаться переток добавленной стоимости по цепочке от трубопроводного транспорта к нефтепереработке. Это послужит дополнительным толчком к модернизации отечественных НПЗ, что в конечном счете должно позитивно отразиться на российской экономике. Однако эффект от снижения стоимости транспортировки нефтепродуктов по трубопроводам так же, как рассмотренные выше эффекты от снижения стоимости морских и железнодорожных перевозок, отдельно оценивать не требуется, поскольку все эти эффекты уже учтены выше в расчетах «новой» добавленной стоимости, генерируемой модернизированными НПЗ.
- **Создание новых трубопроводных маршрутов транспортировки нефтепродуктов.** Здесь ситуация в целом аналогична случаю снижения тарифов на транспортировку нефтепродуктов по «трубе». Открытие новых трубопроводных маршрутов вызовет переток добавленной стоимости по цепочке «железнодорожный транспорт – трубопроводный транспорт – нефтепереработка», что станет одним из стимулов к модернизации российской нефтепереработки и причиной сопутствующего экономического роста. Кроме того, при прокладке (реорганизации работы) трубопроводов возникнет дополнительный положительный эффект, связанный с инвестиционным спросом на продукцию металлургии, строительства и ряда других отраслей. Разумеется, масштаб этого эффекта будет зависеть от размера необходимых инвестиций.
- **Оптимизация операционных затрат НПЗ.** Снижение операционных затрат в нефтепереработке будет влиять на экономику страны только положительно. Оно вызовет переток добавленной стоимости в нефтепереработку из смежных с ней отраслей, что станет одним из стимулов к модернизации российских НПЗ, влекущей за собой рост ВВП. Однако этот эффект, как и во все прочие воздействия на

российскую экономику через стимулирование модернизации НПЗ, уже был учтен выше и потому отдельной оценки не требует.

Совокупное влияние на российскую экономику всех сделанных в настоящей работе предложений по оптимизации условий функционирования российской нефтепереработки огрубленно можно оценить путем суммирования полученных выше частных оценок. Огрубление здесь связано с предположением, что не оцененные положительные и отрицательные эффекты полностью компенсируют друг друга.

**С этой оговоркой совокупный положительный экономический эффект составит почти 1% ВВП РФ 2014 г.**

Здесь следует отметить, что за пределами рассмотрения остался ряд положительных, но априори плохо поддающихся прогнозированию и учету долгосрочных эффектов, возникающих в результате претворения в жизнь предлагаемых нововведений (к примеру, дополнительный рост объемов переработки углеводородного сырья и выпуска наиболее дорогих нефтепродуктов на территории страны сверх тех объемов, что были заложены при проведении расчетов). Потому можно ожидать, что влияние этих нововведений на экономический рост в стране будет еще более ощутимым.



## ЛИТЕРАТУРА

1. Асвадуров С., Кобулия Г. (2011) По пути модернизации российской нефтепереработки // Вестник McKinsey. № 24. С. 36-45.
2. ИНП РАН, Ernst & Young, IHS CERA (2011) Проект Концепции модели налогообложения новых месторождений и предложений по оптимизации регулятивной нагрузки (государственных изъятий) нефтяной отрасли Российской Федерации с учетом мирового опыта.
3. Бобылев Ю., Идрисов Г., Синельников-Мурылев С. (2012) Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты: необходимость отмены и сценарный анализ последствий. Москва: Издательство Института Гайдара.
4. Нечаев М. (2012) Проблемы и перспективы развития нефтяной отрасли России // Доклад на круглом столе «День Нефти в НИУ ВШЭ. О прошлом, настоящем, будущем», прошедшем в НИУ ВШЭ (г. Москва) 6 декабря 2012 г.
5. Антонов М. (2011) Инвестиционная стратегия Группы «ЛУКОЙЛ» в области нефтепереработки в изменившихся макроэкономических условиях // Доклад на «Форуме по проектам: газопереработка, нефтепереработка и нефтехимия», прошедшем в г. Москва 11 апреля 2011 г. [http://www.rupec.ru/upload/iblock/02d/ulessqr\\_RUS.pdf](http://www.rupec.ru/upload/iblock/02d/ulessqr_RUS.pdf)
6. 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>.
7. ВЦИОМ (2013) Перспективные направления развития железнодорожного транспорта в Российской Федерации. <http://в-путь.рф/upload/iblock/2ba/2ba14627e7261bc6f5d1a1422aee1b90.pdf>.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

**Табл. А.1**

*Тарифные условия на перевозку различных грузов железнодорожным транспортом, использованные при подготовке исследования*

*Источник: ИГ «Петромаркет»*

Груз	Вид отправки	Количество вагонов в от-правке	Тип вагона	Загрузка вагона	Принадлежность подвижного состава	Условия использования подвижного состава
Топливо дизельное	Немаршрутная, групповая	25	Цистерна	60 т	Арендванный парк	Возврат вагонов в точку отправления
Нефть сырая	Немаршрутная, групповая	25	Цистерна	59 т	Арендванный парк	Возврат вагонов в точку отправления
Лом стальной сборный	Немаршрутная, групповая	25	Полувагон	51 т	Арендванный парк	Возврат вагонов в точку отправления
Слябы (заготовки стальные)	Немаршрутная, групповая	25	Полувагон	69 т	Арендванный парк	Возврат вагонов в точку отправления
Концентрат медный	Немаршрутная, групповая	25	Полувагон	69 т	Арендванный парк	Возврат вагонов в точку отправления
Карбамид	Немаршрутная, групповая	25	Вагон-хоппер для минеральных удобрений	64 т	Арендванный парк	Возврат вагонов в точку отправления
Кокс литейный	Немаршрутная, групповая	25	Полувагон	44 т	Арендванный парк	Возврат вагонов в точку отправления
Лесо-материалы строительные	Немаршрутная, групповая	25	Полувагон	44 т	Арендванный парк	Возврат вагонов в точку отправления
Пшеница	Немаршрутная,	25	Зерновоз	65 т	Арендванный	Возврат

	групповая				парк	вагонов в точку отправления
Цемент гипсоглиноземистый М300, М400	Немаршрутная, групповая	25	Хоппер-цементовоз	68 т	Арендванный парк	Возврат вагонов в точку отправления
Концентрат железорудный (гематит)	Немаршрутная, групповая	25	Полувагон	69 т	Арендванный парк	Возврат вагонов в точку отправления
Уголь каменный марки Д	Немаршрутная, групповая	25	Полувагон	69 т	Арендванный парк	Возврат вагонов в точку отправления
Песок строительный	Немаршрутная, групповая	25	Полувагон	69 т	Арендванный парк	Возврат вагонов в точку отправления

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

**Табл. В.1**

*Перечень трубопроводных маршрутов транспортировки нефти и нефтепродуктов в РФ и США, использованных для построения зависимостей стоимости их транспортировки от протяженности маршрутов*

*Источник: ИГ «Петромаркет»*

Страна	Тип груза	Начальный пункт маршрута	Конечный пункт маршрута
РФ	Нефть	НПС «Уса»	НБ «Приморск»
РФ	Нефть	ЛПДС «Южный Балык»	НБ «Приморск»
РФ	Нефть	ЛПДС «Южный Балык»	НБ «Усть-Луга»
РФ	Нефть	ЛПДС «Южный Балык»	ПК «Шесхарис» промплощадка «Грушовая»
РФ	Нефть	ЛПДС «Южный Балык»	Граница РФ/РБ (НПС «Бобовичи»)
РФ	Нефть	НПС «Покровка»	ПК «Шесхарис» промплощадка «Грушовая»
РФ	Нефть	НПС «Покровка»	НБ «Усть-Луга»
РФ	Нефть	НПС «Покровка»	Граница РФ/РБ (НПС «Бобовичи»)
РФ	Нефть	ПС «Кулешовка»	НБ «Приморск»
РФ	Нефть	ЛПДС «Оса»	НБ «Приморск»
РФ	Нефть	НПС «Каменный Лог»	Граница РФ/РБ (НПС «Бобовичи»)
РФ	Нефть	НПС «Чернушка»	Граница РФ/РБ (НПС «Бобовичи»)
РФ	Нефтепродукты	ЛПДС «Омск»	Морской порт Приморск
РФ	Нефтепродукты	ЛПДС «Омск»	Гр. России и Республики Беларусь, далее в направлении ПСП «Илуксте» и НПС «Скрудалиена»
РФ	Нефтепродукты	ЛПДС «Омск»	Гр. России и Республики Беларусь, далее в направлении ПСП «Ньирбогдань»
РФ	Нефтепродукты	ЛПДС «Воскресенка»	Гр. России и Республики Беларусь, далее в направлении ПСП «Илуксте» и НПС «Скрудалиена»
РФ	Нефтепродукты	ЛПДС «Воскресенка»	Гр. России и Республики Беларусь, далее в направлении ПСП «Ньирбогдань»
РФ	Нефтепродукты	Рязанская НПК	Морской порт Приморск
РФ	Нефтепродукты	Рязанская НПК	Гр. России и Республики Беларусь,

			далее в направлении ПСП «Илуксте» и НПС «Скрудалиена»
РФ	Нефтепродукты	Рязанская НПК	Гр. России и Республики Беларусь, далее в направлении ПСП «Нырбогдань»
РФ	Нефтепродукты	ПСП «Андреевка»	Морской порт Приморск
РФ	Нефтепродукты	ПСП «Андреевка»	Гр. России и Республики Беларусь, далее в направлении ПСП «Илуксте» и НПС «Скрудалиена»
РФ	Нефтепродукты	ПСП «Андреевка»	Гр. России и Республики Беларусь, далее в направлении ПСП «Нырбогдань»
РФ	Нефтепродукты	КИНЕФ	Морской порт Приморск
РФ	Нефтепродукты	«Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»	Морской порт Приморск
РФ	Нефтепродукты	«Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»	Гр. России и Республики Беларусь, далее в направлении ПСП «Илуксте» и НПС «Скрудалиена»
РФ	Нефтепродукты	«Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»	Гр. России и Республики Беларусь, далее в направлении ПСП «Нырбогдань»
США	Нефть	Berthold, North Dakota	Cromer, Manitoba
США	Нефть	Flanagan, Illinois	Cushing, Oklahoma
США	Нефть	International Boundary near Neche, North Dakota	Clearbrook, Minnesota
США	Нефть	International Boundary near Neche, North Dakota	Superior, Wisconsin
США	Нефть	International Boundary near Neche, North Dakota	Lockport, Illinois
США	Нефть	International Boundary near Neche, North Dakota	Mokena, Illinois
США	Нефть	International Boundary near Neche, North Dakota	Flanagan, Illinois
США	Нефть	International Boundary near Neche, North Dakota	Griffith, Indiana
США	Нефть	International Boundary near Neche, North Dakota	Stockbridge, Michigan
США	Нефть	International Boundary near Neche, North Dakota	Marysville, Michigan
США	Нефть	International Boundary near Neche, North Dakota	International Boundary near Marysville, Michigan

США	Нефть	International Boundary near Neche, North Dakota	West Seneca, New York
США	Нефть	Clearbrook, Minnesota	Superior, Wisconsin
США	Нефть	Clearbrook, Minnesota	Lockport, Illinois
США	Нефть	Clearbrook, Minnesota	Mokena, Illinois
США	Нефть	Clearbrook, Minnesota	Flanagan, Illinois
США	Нефть	Clearbrook, Minnesota	Griffith, Indiana
США	Нефть	Clearbrook, Minnesota	Stockbridge, Michigan
США	Нефть	Clearbrook, Minnesota	Marysville, Michigan
США	Нефть	Clearbrook, Minnesota	International Boundary near Marysville, Michigan
США	Нефть	Clearbrook, Minnesota	West Seneca, New York
США	Нефть	Mokena, Illinois	Griffith, Indiana
США	Нефть	Mokena, Illinois	Stockbridge, Michigan
США	Нефть	Mokena, Illinois	Marysville, Michigan
США	Нефть	Mokena, Illinois	International Boundary near Marysville, Michigan
США	Нефть	Mokena, Illinois	West Seneca, New York
США	Нефть	Griffith, Indiana	Stockbridge, Michigan
США	Нефть	Griffith, Indiana	Marysville, Michigan
США	Нефть	Griffith, Indiana	International Boundary near Marysville, Michigan
США	Нефть	Griffith, Indiana	West Seneca, New York
США	Нефть	Stockbridge, Michigan	Marysville, Michigan
США	Нефть	Stockbridge, Michigan	International Boundary near Marysville, Michigan
США	Нефть	Stockbridge, Michigan	West Seneca, New York
США	Нефть	Lewiston, Michigan	Marysville, Michigan
США	Нефть	Lewiston, Michigan	International Boundary near Marysville, Michigan
США	Нефть	Lewiston, Michigan	West Seneca, New York
США	Нефть	International Boundary near Grand Island, New York	West Seneca, New York
США	Нефть	Flanagan, Illinois	ECHO Terminal, Texas
США	Нефть	Flanagan, Illinois	Seaway Freeport, Texas

США	Нефть	Flanagan, Illinois	Philips 66 Refinery Sweeny, Texas
США	Нефть	Flanagan, Illinois	Beaumont/Port Arthur, Texas
США	Нефть	Cushing, Oklahoma	Wood River, Madison County, Illinois
США	Нефть	Manhattan, Illinois	International Boundary near Neche, North Dakota
США	Нефть	Stockbridge, Michigan	Oregon, Ohio
США	Нефть	Stockbridge, Michigan	Samaria, Michigan
США	Нефть	Stockbridge, Michigan	Van Buren, Michigan
США	Нефть	Flanagan, Illinois	Cushing, Oklahoma
США	Нефть	Glenburn, North Dakota	Clearbrook, Minnesota
США	Нефть	Minot, North Dakota	Clearbrook, Minnesota
США	Нефть	Newburg, North Dakota	Clearbrook, Minnesota
США	Нефть	Berthold, North Dakota	Clearbrook, Minnesota
США	Нефть	Stanley, North Dakota	Clearbrook, Minnesota
США	Нефть	Grenora, North Dakota	Clearbrook, Minnesota
США	Нефть	Reserve, Minnesota	Clearbrook, Minnesota
США	Нефть	Tioga (Ramberg/Beaver Lodge Station), North Dakota	Clearbrook, Minnesota
США	Нефть	Trenton, North Dakota	Clearbrook, Minnesota
США	Нефть	Alexander, North Dakota	Clearbrook, Minnesota
США	Нефть	Little Muddy, North Dakota	Clearbrook, Minnesota
США	Нефть	Grenora, North Dakota	Tioga (Ramberg/Beaver Lodge Stations), North Dakota
США	Нефть	Reserve, Minnesota	Stanley, North Dakota
США	Нефть	Trenton, North Dakota	Stanley, North Dakota
США	Нефть	Alexander, North Dakota	Stanley, North Dakota
США	Нефть	Little Muddy, North Dakota	Stanley, North Dakota
США	Нефть	Stanley, North Dakota	Berthold, North Dakota
США	Нефть	Tioga (Ramberg/Beaver Lodge Station), North Dakota	Berthold, North Dakota
США	Нефтепродукты	Houston, Texas	Atlanta, Georgia
США	Нефтепродукты	Houston, Texas	Fairfax, Virginia
США	Нефтепродукты	Houston, Texas	Linden, New Jersey

США	Нефтепродукты	Houston, Texas	Tulsa, Oklahoma
США	Нефтепродукты	Houston, Texas	Wood River, Illinois
США	Нефтепродукты	Houston, Texas	Chicago, Illinois
США	Нефтепродукты	Tulsa, Oklahoma	Lincoln, Nebraska
США	Нефтепродукты	Tulsa, Oklahoma	Albany, Illinois
США	Нефтепродукты	Tulsa, Oklahoma	Albany, Illinois





**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](mailto:pm@petromarket.ru)

[www.petromarket.ru](http://www.petromarket.ru)