

**Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА
И ГОСУДАРСТВЕННОЙ СЛУЖБЫ
ПРИ ПРЕЗИДЕНТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»**

Каукин А.С., Миллер Е.М.

**Разработка численных методов оценки последствий
реформирования нефтегазового сектора**

Москва 2019

Аннотация. В российском нефтяном секторе за последние годы был проведен ряд преобразований в системе налогообложения, которые, в частности, были нацелены на увеличение инвестиций в добычу нефти, повышение загрузки мощностей по ее переработке, увеличение глубины переработки. Тем не менее, на сегодня конфигурация системы налогообложения предполагает фактическое субсидирование экономики заниженными (относительно мировых) ценами на нефть. Причем только меньшая часть субсидии доходит до конечного потребителя, большая остается в нефтяной отрасли (около 1,7% ВВП остается в нефтепереработке) Механизм не работает, потому что он не учитывает изменения в структуре рынка.

Согласно ФЗ 301 и ФЗ 305 от 03.08.2018 с 1 января 2019 г. вступили в силу изменения, призванные закончить формирование налоговой системы в нефтяной отрасли, устраняющей субсидирование неэффективности отечественной нефтепереработки (завершающий налоговый маневр). Интерес представляет: сравнение двух вариантов расчета итогового эффекта от проведения налогового маневра в нефтяной отрасли, где первый, не учитывает программы модернизации нефтеперерабатывающих заводов и распределение затрат вертикально-интегрированных нефтяных компаний по всей их производственно-сбытовой цепочке, а второй – учитывает данные характеристики. Предполагается, что второй вариант более эффективен с точки зрения соотношения выгод и издержек государства. В качестве основы была выбрана многопериодная, многопродуктовая модель для оптимизации цепочки создания стоимости в нефтяной промышленности. N. Moradi Nasab et al (2016). Она был упрощен из-за ограничения общедоступных данных: рассматривается только трубопроводный транспорт; нефтеперерабатывающие заводы производят только светлое топливо и мазут; нет возможности хранить резервы и наращивать мощности.

В работе получены результаты расчетов оптимизационной задачи для производственно-сбытовой цепочки компании Лукойл, которые показали, что учет модернизации производственных мощностей и прибыли (издержек), генерируемых компанией на прошлых (последующих) этапах производства приводит к более эффективным с точки зрения государственного бюджета расходам на субсидирование нефтеперерабатывающей отрасли. Рассчитываемая субсидия, не учитывающая изменение производственной корзины и оптимизацию всей цепочки производства, может быть уменьшена примерно на 15% по сравнению с расчетами, включающими данные улучшения.

Апробированный алгоритм расчета необходимой субсидии на компании Лукойла может быть применен на всю отрасль при наличие более детализированных данных по другим компаниям, что позволит более эффективно адаптировать параметры налоговой системы к изменяющейся структуре рынка, не создавая условий для субсидирования неэффективности.

Ключевые слова: регулирование российской нефтяной отрасли, налоговый маневр в нефтяной отрасли, модернизация НПЗ

Abstract. Over the past few years, a number of changes in the tax system have been carried out in the Russian oil sector. Its main goal was to increase investment in oil production, increase the utilization of refining capacity, and increase refining depth. However, today the configuration of the tax system involves the actual subsidization of the economy by undervalued oil prices (relative to world). Only part of the subsidy reaches the final consumer, while the other part remains in the oil industry (about 1.7% of GDP), which covers its inefficiency. The mechanism does not work, because it does not take into account the change in the structure of the market.

On 3.08.2018, final tax maneuver in the oil industry were adopted to complete the work begun. It is interesting to compare two variant of calculation the final tax maneuver. The first one does not taking into account the modernization programs for oil refinery and cost distribution of the VIOCs over the entire production chain, the second one do it. It is assumed that the second option is more efficient in terms of the ratio of the benefits and costs of the state. The main aim of

the paper is modeling of the Russian oil market, taking into account the economy of individual refineries and changes in the tax regulation of the market.

The multi-period, multi-product model for optimizing the value chain of the oil industry N. Moradi Nasab et al (2016) was chosen as the basis. It was simplified due to the restriction of data that is publicly available: only pipeline transport is considered; refineries produce only light and fuel oil; there is no possibility of storing reserves and expanding capacity.

Calculations demonstrate the possibility of the model were carried out according to all refineries and oil complexes of the Lukoil. The optimization problem solution have shown that taking into account the modernization of production capacity and profits (costs) generated by the company at past (subsequent) production stages leads to more efficient, in terms of the state budget, industry subsidies. It can be reduced subsidy by about 15% for the Lukoil (market share is 20%).

Tax system parameters adjustment to the change market structure allows them achieve their goals more effective without creating conditions for subsidizing inefficiency. Consequently, with detailed data available across the industry, model calculations can be extended to the entire industry, and technology changes can be taken into account (expanding capacity of pipelines, storage facilities, developing new fields, etc).

Key words: Russian oil industry regulation, oil tax maneuver, refinery modernization.

Каукин А.С., заведующий лабораторией системного анализа отраслевых рынков ИОРИ Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ

Миллер Е.М., старший научный сотрудник лаборатории системного анализа отраслевых рынков ИОРИ Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ

Данная работа подготовлена на основе материалов научно-исследовательской работы, выполненной в соответствии с Государственным заданием РАНХиГС при Президенте Российской Федерации на 2018 год

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Анализ современного состояния и выявления ключевых проблем развития рынка нефти и нефтепродуктов в России	7
1.1 Характерные черты российского рынка нефти и нефтепродуктов	7
1.2 История введения и изменений налогов на нефть и нефтепродукты в России ..	10
1.3 Основные текущие проблемы, связанные с налогообложением в нефтяной отрасли	12
1.4 Анализ существующих льгот по налогам в нефтяной отрасли	14
2 Обзор литературы по моделированию локального рынка нефти и нефтепродуктов	18
3 Построение теоретической и эмпирической модели рынка нефти и нефтепродуктов	28
4 Сценарная реализация налогового манёвра	36
4.1 Сценарии налогового манёвра без учёта производственной специфики НПЗ ...	36
4.2 Сценарии налогового манёвра с учётом производственной специфики НПЗ	41
5. Разработка рекомендаций с учётом результатов построенной модели	46
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	49
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	53

ВВЕДЕНИЕ

Программа мер по реформированию налогообложения нефтяной отрасли, призванных мотивировать к повышению энергоэффективности отечественной нефтепереработки и экономики в целом, сократить масштаб субсидирования нефтеперерабатывающих заводов России и стран ЕАЭС, а также повысить эффективность налоговой системы, была принята в конце 2014 г. [1]. Достичь основной цели налогового манёвра – выравнивание условий деятельности нефтяных компаний на внутреннем и внешнем рынках – планировалось за счёт сокращения экспортных пошлин и акцизов на нефтепродукты с одновременным повышением НДС на нефть.

На практике описанный механизм, изначально заложенный в Налоговый кодекс, претерпел значительные изменения (например, в конце 2015 г. снижение экспортной пошлины было заморожено с целью сохранения наполняемости бюджета в новых макроэкономических условиях) и фактически не сработал. Несмотря на удешевление нефти, стоимость производства нефтепродуктов в среднем по экономике осталась достаточно высокой, нефтеперерабатывающая отрасль продолжает получать неявную субсидию (за счёт заниженных относительно мировых внутренних цен на нефть), которая не доходит до конечного потребителя. Более того, несмотря на заявленные в 2014 г. планы по постепенному снижению акцизов на нефтепродукты, их ставки постоянно повышаются [2], [3]. Возникла ситуация, при которой доля налогов в рублёвом выражении в тонне нефтепродуктов для внутреннего рынка значительно превышает долю налогов в тонне нефтепродуктов, отправляемых на экспорт. Учитывая новый механизм распределения по уровням бюджета акцизных платежей, взимаемых при продаже нефтепродуктов, производимых на территории России и позволяющих в значительной степени увеличить поступления в региональные бюджеты, это тормозит реализацию стратегии реформирования нефтяной отрасли [4].

Соответственно актуальным представляется разработать вариант реализации налогового манёвра, который учитывал последствия кризиса, текущую экономическую ситуацию, экономику отдельных НПЗ и достижение первоначально запланированных конечных результатов реформы.

Основной целью работы является построение модели регулирования внутрироссийского рынка нефти и нефтепродуктов с учётом экономики отдельных НПЗ, способствующей модернизации производства, увеличению глубины переработки нефти и расширению доли светлых фракций, или к закрытию неэффективных убыточных производств.

Методологическую базу работы составят методы качественного и количественного анализа, применяемые для выявления эффективного механизма регулирования нефтяной отрасли Российской Федерации.

1 Анализ современного состояния и выявления ключевых проблем развития рынка нефти и нефтепродуктов в России

1.1 Характерные черты российского рынка нефти и нефтепродуктов

Значительную долю на мировом рынке занимает российская отрасль нефтедобычи. Кроме России, крупнейшими производителями являются страны ОПЕК, США и Канада [5]. Анализ отрасли выявил следующие характерные черты: неравномерность географического размещения месторождений и концентрация на территории Западной Сибири [6]; отправка существенной доли добытой нефти на экспорт (45%); использование трубопроводного транспорта для перевозки нефти между производителями (добывающими компаниями/месторождениями) и потребителями (НПЗ) – около 90% от общего объема транспортировки (смотри таблицы 1 и 2); использование железных дорог, как приоритетного вида транспорта для перевозки нефтепродуктов (70% от общего объема поставленного на экспорт и 88% для внутреннего потребления).

Таблица 1 – Транспортировка сырой нефти, данные за 2015 г.

	Объем, млн т.	Доля, %
Добыча сырой нефти ¹	534	100%
Экспорт сырой нефти ²	242	45%
перевозки трубопроводом ³	230	43%
перевозка ж/д транспортом ⁴	2	<1%
перевозка другими видами транспорта	10	2%
Внутреннее потребление сырой нефти ¹	292	55%
перевозки трубопроводом ³	250	47%
перевозка ж/д транспортом ⁴	25	5%
перевозка другими видами транспорта	17	3%

Примечание:

1. По данным Министерства энергетики Российской Федерации за 2015 г.
2. По данным Федеральной таможенной службы Российской Федерации за 2015 г.
3. По данным ПАО «Транснефть» за 2015 г.
4. По данным ПАО «РЖД» за 2015 г.

Источник: составлено автором

Сеть магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов географически сконцентрирована в западной части России, так как первоначально ориентация экспортного рынка отечественной продукции была на Европу. Однако, учитывая современную геополитическую напряженность новые инвестиционные проекты по развитию трубопроводной инфраструктуры нацелены на рынок АТР (расширение проекта ВСТО, диверсификация рисков потери рынка, сокращение влияния транзитных стран на поставки) [7].

На рынке транспортировке нефти и нефтепродуктов присутствует конкуренция, (рисунок 1): между железнодорожными и автоперевозками грузов неценовая конкуренция, в случае внутреннего водного большую роль при его выборе играет цена.



Примечание – Источник: Савчук В. «Тарифы и конкуренция: состояния и перспективы» [8]

Рисунок 1 – Стоимость транспортировки нефти и нефтепродуктов, руб/т/сут

По итогам 2016 г. стоимость транспортировки 1 тонны нефти или нефтепродуктов трубопроводным транспортом составила 140-160 рублей в сутки, железнодорожным – 180-200 рублей в сутки, водным – 35-50 рублей в сутки; а автотранспортом – 580-700 рублей в сутки. Стоит отметить, что в случае конкуренции железнодорожных перевозок с внутренними водными ключевым фактором является цена, то при конкуренции автотранспорта с железнодорожным выступают неценовые факторы, например, дальность перевозки.

Таблица 2 – Транспортировка нефтепродуктов, данные за 2015 г.

	Объем, млн т.	Доля, %
Производство нефтепродуктов ¹	196	100%
Экспорт нефтепродуктов ²	113	58%
перевозки трубопроводом ³	24	12%
перевозка ж/д транспортом ⁴	78	40%
перевозка другими видами транспорта	11	6%
Внутреннее потребление нефтепродуктов ¹	83	42%
перевозки трубопроводом ³	9	4%
перевозка ж/д транспортом ⁴	73	37%
перевозка другими видами транспорта	1	1%

Примечание:

1. По данным Министерства энергетики Российской Федерации за 2015 г.
2. По данным Федеральной таможенной службы Российской Федерации за 2015 г.
3. По данным ПАО «Транснефть» за 2015 г.
4. По данным ПАО «РЖД» за 2015 г.

Источник: составлено автором

Половина объема произведенных в России нефтепродуктов идет на экспорт (60% через порты и около 40% трубопроводным транспортом). Основным продуктом транспортировки, в том числе и перекачиваемым в системе магистральных нефтепродуктопроводов, является дизельное топливо [9].

Показатель средней глубины переработки по российским НПЗ составляет 81.3% на 2017 г. За 10 лет рост показателя составил около 9 п.п. Существенно поменялась структура производственной корзины нефтеперерабатывающих заводов России (некоторые перешли на безмазутное или почти безмазутное производство). Модель исследования должна отражать изменение структуры производства нефтеперерабатывающих предприятий [9].

Основной объем рынка добычи, переработки сырой нефти и реализации нефтепродуктов принадлежит ВИНКам, которые почти не взаимодействуют с независимыми компаниями: в общем случае, добываемая ВИНК нефть перерабатывается на собственных НПЗ, а полученные нефтепродукты – реализуются АЗС, принадлежащих ВИНК. Процесс не зависит от территориальной удаленности объектов добычи и переработки. Несмотря на явное завышение издержек по транспортировке над оптимальными и возможности по их сокращению, ВИНКи практически не поддерживают торговые отношения между собой [10].

Большую долю на рынке нефти и нефтепродуктов занимают вертикально-интегрированные компании, в основном доля принадлежит ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть». ВИНКи стремятся сократить свои издержки и диверсифицировать риски, расширяя род своей деятельности: помимо разведки, разработки, добычи, нефтепереработки и продажи, создают трейдинговые подразделения и собственные транспортно-сбытовые компании. В-третьих, рынок имеет тенденцию к увеличению долей на рынке крупных участников (слияние Роснефти с Башнефтью и т.п.) [9].

1.2 История введения и изменений налогов на нефть и нефтепродукты в России

В истории развития системы налогообложения российской нефтяной отрасли можно выделить несколько этапов. Первый этап заключался в формировании и развитии системы платного недропользования (1992-2001 гг.), т.е. помимо уплаты экспортных пошлин и акцизных платежей, введенных для стимулирования экспорта продуктов высокой степени обработки [11], в 1992 г. законом РФ «О недрах» был введен роялти за пользование недрами [12] и установлены отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы [13], чуть позже была законодательно закреплена их ставка – в 1995 г. Также в 1995 г. была предпринята первая попытка отказаться от экспортных пошлин при условии замены их доли в доходах государственного бюджета повышенными акцизами на нефть; тем не менее, к 1999 г. в силу воздействия внешних шоков пошлины были возвращены, и, более того, теперь охватывали также и экспорт нефтепродуктов.

На втором этапе происходило реформирование системы специального налогообложения нефтяного сектора (2002-2006 гг.). В 2002 г. был введен налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Главной целью НДПИ было введение единой (недифференцированной) повышенной ставки роялти, которая заменила платежи за пользование недрами, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциз на нефть и газовый конденсат [11]. Экспортную пошлину на данном этапе также привязали к уровню мировых цен на нефть; кроме того, были введены пониженные тарифы для вывоза нефтепродуктов – это было сделано для поддержки отечественной переработки нефти и стимулирования экспорта нефтепродуктов, а не сырой нефти. Тем не менее, нефтяники нашли наиболее простой способ сократить налоговую базу, получив пониженные экспортные пошлины: наращивая низко затратное производство продуктов первичной переработки нефти (в основном, мазута). Таким образом, несмотря на то, что экспорт нефтепродуктов в целом увеличился, эффективность производства и глубина переработки нефти, по сути, не изменились.

В связи с этим на третьем этапе происходило совершенствование действующей системы налогообложения. Был осуществлен переход к системе пошлин, учитывающей глубину переработки нефти и поощряющей выпуск светлых нефтепродуктов. Новая система экспортных пошлин была предложена в 2011 г. и получила название «60-66-90» (по уровням пошлин, которые предполагалось достичь - на нефть, нефтепродукты от уровня пошлин на нефть соответственно) [14]. Однако к 2014 г. стало ясно, что до конца 2015 г. план по комплексной модернизации отрасли, по итогам которого должно было произойти выравнивание пошлин на темные нефтепродукты и нефть, не успел бы привести к

уменьшению масштабов неэффективности нефтепереработки, в силу нехватки модернизированных мощностей. Поэтому для решения обозначенных проблем в 2014 г. был предложен «налоговый маневр», изначально планирующий обнулить все экспортные пошлины за счет повышения уровня НДС, однако затем ратующий за постепенное сокращение пошлин до 30%, а не до нуля, как предлагалось изначально, а пошлины на мазут – напротив, повысить до 100% от цены на нефть и вместе с этим понизить акциз на бензин и поднять ставку НДС за период до 2017 г. [15]

Предполагалось, что за трехлетний период отсрочки выравнивания тарифных ставок на нефть и темные нефтепродукты, нефтяники смогут получить дополнительную прибыль, которая будет направлена на модернизацию и повышение эффективности НПЗ в сторону повышения глубины переработки нефти и увеличения доли светлых нефтепродуктов в производстве и их дальнейшем экспорте. Тем не менее кризис 2014 г. привел к тому, что экспортные пошлины и акциз на бензин не были понижены, а ставка НДС планируемо повысилась, что снова сдвинуло сроки модернизации и возможности по повышению эффективности предприятий. Однако, несмотря на кризис, налоговый маневр 2014 г. принес свои плоды: значительно сократилось производство мазута одновременно с небольшим приростом выработки бензина [16,17].

1.3 Основные текущие проблемы, связанные с налогообложением в нефтяной отрасли

Текущие налоговые условия¹ в отрасли не стимулируют ее активного развития: налоговая нагрузка на сектор растет; происходит увеличение доли перераспределения доходов от деятельности в пользу государства; принимаемые меры не стимулируют рост инвестиционных проектов.

Действующие до сих пор вывозные таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты поддерживают разрыв между мировыми ценами и внутренними отечественными ценами на нефть и нефтепродукты, что в том числе создает положительную рентабельность российского нефтеперерабатывающего сектора, перекрывая его технологическую отсталость по сравнению с Европой и другими развитыми странами (средняя глубина переработки в России – 81.3%, в США – 96%) [18]. Таким образом косвенно через данный налог субсидируются все российские НПЗ: и те, кто начал активную программу по модернизации мощностей; и те, кто нет. Учитывая это, полная отмена экспортных пошлин приведет к переориентации экспорта нефтепродуктов на экспорт сырой нефти как более эффективной деятельности, что не согласуется с задачей по увеличению переработки нефти внутри страны и увеличения объемов экспорта нефтепродуктов. Что касается стороны спроса, то здесь также неизбежен негативный эффект, связанный со снижением прибыльности от деятельности при повышении цен на топливо и нефтяное сырье у некоторых предприятий, что введет к сокращению налоговых поступлений от этих предприятий в бюджет страны. В связи с этим встает вопрос об эффективной по отношению к потребителям, производителям и государству процедуре по отмене таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты, а также вариантов компенсации их снижения (за счет акцизов и/или НДС).

Налог на добычу полезных ископаемых составляет существенную часть налоговой нагрузки отрасли, но рассчитывается по единой для всех месторождений базовой ставки, т.е. не учитывает специфических особенностей, связанных с географическим положением точек добычи (например, таких как: условия добычи, горно-геологические характеристики месторождения и его расположение) и стадией их разработки. Данная унификация налога приводит к снижению инвестиционных поступлений в отрасль при ухудшении внешних условий, а также неэффективному растрачиванию природных ресурсов [11]. Возможно, для повышения привлекательности проектов по разработке новых и продолжения добычи в

¹ Параметры на октябрь 2018 г.

истощенных месторождениях необходимо ввести дополнительные льготы исходя из их характеристик.

Также учитывая опыт проводимого налогового маневра в 2014-2017 гг., в частности то, что обещанные «жесткие» условия для бизнеса по динамике НДС, акцизов и экспортных пошлин были значительно изменены. Например, в конце 2015 г. снижение экспортной пошлины было заморожено с целью сохранения наполняемости бюджета в новых макроэкономических условиях [17], в то время как НДС продолжил расти, а законодательно закрепленное снижение акцизов сменили на их рост². Из этого следует, что помимо согласования целей и задач по развитию связанных между собой секторов и учета их при принятии решений реформирования в нефтяной отрасли, стоит учитывать несколько сценариев изменения макропараметров, для того, чтобы каждый участник рынка отчетливо представлял себе картину в случае вхождения в кризис и мог оценить риски.

² Для увеличения финансирования региональных дорожных фондов

1.4 Анализ существующих льгот по налогам в нефтяной отрасли

Выше было отмечено, что одним из недостатков НДПИ является то, что данный налог одинаков для всех: нет разницы по условиям добычи, качеству добываемой нефти и другим характеристикам. Это ставит в неравные условия некоторые месторождения и компании, поэтому он предполагает ряд различных льгот.

В частности, НДПИ совсем не платится: при добыче нефти вязкостью 10 тыс мПа и более (в пластовых условиях); при добыче нефти из баженовских, абалакских, хадуиских или доманиковых продуктивных отложений. По отношению к новым морским месторождениям (начало добычи с 1 января 2016 г.) НДПИ рассчитывается в виде процента от продажной или рыночной цены добытой нефти, ставка зависит от месторождения и варьируется от 5% до 30%. В случае добычи нефти на трудных, малых или истощенных месторождениях применяется скидка, рассчитываемая на одну добытую тонну нефти по формуле:

$$Д_m = K_{ндпи} \times K_{ц} \times (1 - K_v \times K_з \times K_d \times K_{дв} \times K_{кан}) - K_k, \quad (1)$$

где $K_{ндпи}$ равно 559 - на период с 1 января 2016 года; $K_{ц}$ - коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть; K_d - коэффициент, характеризующий степень сложности добычи; $K_{дв}$ - коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья; K_v - коэффициент выработанности запасов; $K_з$ - коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр; и $K_{кан}$ - коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти; K_k устанавливается равным 357 - на период с 1 января по 31 декабря 2018 года включительно, 428 - на период с 1 января 2019 года по 31 декабря 2020 года включительно, 0 - с 1 января 2021 года.

Помимо льгот, предоставляемых по отношению к НДПИ, в текущем налоговом законодательстве, регулирующем нефтяную отрасль, существуют льготы по экспортным пошлинам: на нефть с вязкостью более 10 тыс мПа и более; на нефть с особыми физико-химическими характеристиками, добытую в Якутии, Иркутской области, Красноярском крае, Ненецком автономном округе, севернее 65 градуса северной широты полностью или частично в границах Ямало-Ненецкого автономного округа; в пределах российской части (российского сектора) дна Каспийского моря; в пределах морского дна внутренних морских вод Российской Федерации; в пределах дна территориального моря Российской Федерации; в пределах континентального шельфа Российской Федерации.

Текущий вариант налогового регулирования относительно негибкий, так как почти каждую индивидуальную льготу по НДС для компаний необходимо вносить в виде изменения в Налоговый кодекс.

Согласно ФЗ 305³ с 1 января 2019 г. вступают в силу изменения, призванные закончить формирование налоговой системы в нефтяной отрасли, устраняющей сохраняющееся на данный момент субсидирование неэффективности отечественной нефтепереработки за счёт заниженных относительно мировых цен на нефть и стимулирующей отечественные нефтеперерабатывающие заводы к модернизации:

- вводится корректирующий коэффициент, равномерно понижающий ставку вывозной таможенной пошлины на сырую нефть до нуля в период с 2019 по 2024 годы;
- равномерно повышается НДС на величину уменьшения экспортной пошлины на нефть;
- поэтапно вводится акциз на нефтяное сырье, принадлежащее налогоплательщику на праве собственности и направленное им на переработку. Законом предусмотрен налоговый вычет к данному акцизу с коэффициентом 2 (то есть, фактически, обратный акциз), предоставляемый компаниям, корзина производства которых включает светлые нефтепродукты⁴, увеличенный на демпфирующую компоненту, компенсирующую затраты на поставку нефтепродуктов на внутренний рынок для нефтяных компаний в целях обеспечения рентабельности поставок и недопущения повышения цен на нефтепродукты;
- корректируются в сторону повышения ставки акцизов на нефтепродукты;
- для части месторождений (в том числе новых) вводится НДС. Закон устанавливает ряд особенностей расчета, исчисления и уплаты налога в отношении добычи углеводородного сырья в зависимости от месторасположения и рентабельности конкретных месторождений углеводородного сырья.

Данная конфигурация решает ряд проблем, перечисленных ранее. Выпадающий доход государства компенсируется за счет эквивалентного роста НДС. Осуществляется поддержка отечественных производителей нефтепродуктов, с помощью выдачи компенсации в виде обратного акциза и демпфирующей надбавки. Также стоит отметить,

³ Федеральным законом от 3 августа 2018 года № 305-ФЗ "О внесении изменений в статью 3.1 Закона Российской Федерации "О таможенном тарифе" и Федеральным законом от 3 августа 2018 года № 301-ФЗ "О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации"

⁴ Также на обратный акциз смогут рассчитывать НПЗ, находящиеся под санкциями США и ЕС, даже если они вовсе не производят топливо для внутреннего рынка; НПЗ, осуществляющие модернизацию, смогут получить обратный акциз на нефть и отсрочку до 2024 года по обязательствам поставки на внутренний рынок не менее 10% произведенного автобензина пятого класса

что в текущих параметрах маневра учитывается различная удаленность от рынков сбыта с помощью логистического коэффициента, учтена структура производственной корзины НПЗ.

Однако, в текущей версии законопроекта открытыми остаются вопросы:

- Отмена экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты происходит постепенно, на протяжении 6 лет, рост внутренних цен, связанный с этой мерой, для производителей нефтепродуктов компенсируется введением обратного акциза, который позволяет адаптироваться к сложившимся на рынке условиям. При этом неясным остается вопрос о целесообразности длительного переходного периода с постепенным обнулением экспортных пошлин и заменой их НДС. Тезис об эффективности механизма экспортных пошлин является ошибочным. Они должны быть отменены в максимально короткие сроки 1.5-2 года;
- Сроки окончания выдачи субсидии нефтеперерабатывающим предприятиям в виде обратного акциза с учетом демпфирующей надбавки не обозначены (в отличие от сроков обнуления экспортной пошлины), что создает базу для потенциально неограниченного субсидирования отрасли, но уже не через механизм искусственно заниженных внутренних цен на нефть, а напрямую, трансфертами из бюджета (которые, с учетом того, что на обратный акциз могут рассчитывать компании, находящиеся под санкциями, даже не обязательно будут связаны с повышением эффективности производства на НПЗ и увеличением доли светлых фракций в корзине производимых нефтепродуктов);
- Манёвр не является нейтральным для нефтяных компаний: за счет постепенного снижения экспортных пошлин в 2019-2021 гг. произойдет повышение внутренних цен на нефть (по принципу net back с внешним рынком), способствующее появлению дополнительной прибыли производителей нефти, которая должна быть изъята государством, как собственником ресурса. Это означает, что прирост поступлений от увеличения НДС или от других налоговых изменений должен быть выше, чем снижение поступлений от экспортной пошлины, в отличие от того варианта, который лежит в основе проекта бюджета. Для компаний, производственная корзина которых не ориентирована на светлые нефтепродукты, частичное изъятие дополнительной прибыли будет происходить за счет введенного акциза на нефтяное сырье. В то же время, те компании в отношении которых этот платеж по факту заменяется на обратный акциз, получают двойную компенсацию: рост прибыли за счет роста внутренних цен и обратный акциз;

— Неясно определение попавших под санкции нефтеперерабатывающих предприятий, которым также выплачивается субсидия: в частности, насколько существенными должны быть санкции для того, чтобы компания получила субсидию? Компания, совсем не поставляет нефтепродукты на внутренний рынок, но у которой при этом, к примеру, член совета директоров не имеет права въезда в США, теоретически может рассчитывать на субсидию, что вряд ли отвечает изначальной цели налогового маневра в отрасли;

— В долгосрочной перспективе необходим постепенный переход к НДД на новых месторождениях, так как на данный момент по каждому такому месторождению принимаются индивидуальные решения, дающие льготы по НДПИ, который берется с оборота и не учитывает различия в расходах, что снижает стимулы разработки новых дорогих месторождений (может иметь негативные последствия для будущего уровня добычи при постепенном исчерпании текущих месторождений). Переход на НДД позволит уйти от субъективизма принятия решений, создаст стимул для разведки и разработки новых месторождений, строительства инфраструктуры. Косвенным положительным эффектом также станет развитие технологий поиска, бурения и транспортировки нефти;

— Форма и порядок заполнения декларации по налогу на дополнительный доход, а также порядок подтверждения факта добычи нефти, облагаемой НДД, требуют существенной проработки, так как возможен случай занижения финансовых результатов компаниями

2 Обзор литературы по моделированию локального рынка нефти и нефтепродуктов

Большинство исследований, моделирующих внутренний рынок нефти и нефтепродуктов, посвящено изучению асимметрии реакции цен на нефтепродукты в ответ на изменение цены на нефть. Основное предположение, обосновываемое и проверяемое в литературе, состоит в том, что цены на нефтепродукты растут на относительно большую величину при росте цен на нефть, чем величина их падения при снижении цен на нефть. При этом, как правило, предполагается, что цена на нефть является главным и, практически единственным фактором, который влияет на цены нефтепродуктов. Тем не менее, существуют также работы, в которых рынок нефтепродуктов моделируется более детально, а фокус исследования лежит не только на асимметричной реакции цен на нефтепродукты в ответ на рост или падение нефтяных цен, но и на особенностях взаимодействия игроков рынка и, в том числе, их влиянии на асимметрию, а также на оптимизации производственно-сбытовой деятельности отрасли.

В таблице 3 представлен результат обзора работ, рассматривающих вопрос факторов, влияющих на динамику розничных цен на нефтепродукты. Большинство результатов говорит о том, что наиболее важной движущей силой высоко агрегированных (например, национальных) цен на бензин является цена на сырую нефть, а также то, что асимметричная реакция более выражена, когда цена на сырую нефть падает [19].

Что касается отношений между розничными ценами на нефтепродукты и рыночной структурой, то тут полученные в работах выводы являются менее очевидными. В проведенных на панельных данных исследованиях, с включением рыночной концентрации, было установлено, что большую роль в определении розничных цен играет цена на нефть, но существуют доказательства того, что концентрация рынка играет определенную роль в асимметричной реакции цен нефтепродуктов на изменение цен на нефть: по-видимому это связано с определением характера равновесия на рассматриваемом рынке, хотя взаимосвязь является сложной и может зависеть от конкретных характеристик каждого из продавцов на рассматриваемом рынке. Если влияние рыночной структуры на цены больше для локального рынка, то важность фактора удаленности АЗС увеличивается с его ростом. Также неоднозначны выводы по поводу воздействия сделок слияния и поглощения на рынке: рассмотренные исследования используют различные выборки и подходы оценивания, нельзя сказать, что какой-то из результатов перевешивает остальные.

Дальнейшее усложнение вопроса рассматривалось в работах, которые учитывали влияние антимонопольных действий или доказывали существования сговора на рынке. В

исследованиях Льюиса (2009) [20], Ванга (2008, 2009) [21], [22] и Аткинсона (2009) [23] обсуждается ценовое лидерство при моделировании ценовой динамики на рынках цикла Эджворт. Слейд (1992) [24] показывает, что, используя простую функцию динамической реакции, смоделированную для изучения влияния сговора на цены, существует асимметричная реакция цен при наличии сговора на рынке. Смотри также Аткинсона и др. (2009) [25], Слейда (1992) [24] по этому вопросу. Согласно работам Андерсона и Джонсона (1999) [26], Бласса и Карлтона (2001) [27] меры регулирования, принимаемые государством в отношении предотвращения антиконкурентного поведения, могут привести к росту цен.

Таблица 3 – Обзор литературы по моделям, изучающим факторы, влияющие на изменение цен на нефтепродукты

Эконометрические модели	Источник	Уровень агрегации	Факторы
1. Работы, рассматривающие динамику цен на бензин (ритейл)			
1.1. Прямая или асимметричная реакция (ЕСМ)	Chesnes (2016) EJ, Douglas (2010) EE, Lewis (2009) EE, Borenstein (1997) QJE	Недельные/дневные данные по странам, по регионам, городам	Цена на нефть Brent, WTI, Urals, crude, spot and rack; цена на бензин; издержки поиска потребителя
1.2. Циклы Эджворта (регрессия Маркова с переключением цены, цикла)	Zimmerman (2010), Castanias and Johnson (1993)	Недельные данные по городам	Цена на нефтепродукты; концентрация рынка; наличие вертикальной интеграции; наличие в продаже других марок нефтепродуктов; затраты на транспортировку; влияние ураганов
1.3. Другие работы по ценовой динамике	Davis (2010), Barron (2008), Hall (2007)	Дневные данные/недельные по АЗС	Цена на нефтепродукты; праздники и выходные; сопоставление цен конкурентов;
2. Факторы, определяющие уровень цен: интеграция, государственное регулирование отрасли и ценовая дисперсия			
2.1. Приведенная форма уравнения цены, как функция структуры рынка на данных уровне города или штата	Chouinard and Perloff (2007), Sen (2005)	Недельные/месячные данные по городам/регионам	Цена на нефтепродукты; доля на рынке; демография; количество заправок; регулирование окружающей среды; информация о слиянии; налоги; вертикальна интеграция
2.2. Эффект от интеграции и регулирования	Silvia and Taylor (2010), Carranza et al. (2011)	Недельные/месячные данные по регионам/городам	Цена на нефтепродукты; вид вертикальной интеграции; налоги; затраты на разделение юр лица
2.3. Цены на уровне станции, ценовая дисперсия и однородность	Hosken et al. (2008), Clemenz and Gugler (2006)	Недельные/месячные на уровне АЗС	Цена на нефтепродукты; численность населения; удаленность от города и других АЗС; технические характеристики АЗС; бренд

Продолжение таблицы 3

Эконометрические модели	Источник	Уровень агрегации	Факторы
2.4. Оценка структурных моделей, включающих степень влияния рыночной власти	Slade (1987), Manuszak (2010)	Недельные/месячные на уровне АЗС	Цена на нефтепродукты; объемы; характеристики АЗС
3. Выбор по неценовым переменным			
Подключение к нефтепродуктопроводу, размер сети, местоположения станций и отношения	Iyer and Seetharaman (2008), Vandegrift and Bisti (2001)	Недельные/месячные на уровне АЗС, фирмы	Влияние ОПЕК, законы в области защиты природы, расстояние между конкурентами, политика АЗС по отношению к клиентам, длительность работы АЗС

Примечание - Источник: составлено автором

Также стоит отметить существование факторов со стороны потребительского спроса, влияющих на цены нефтепродуктов и асимметрию их реакции. Одним из таких факторов являются издержки потребителей на поиск АЗС с меньшей ценой. Однако теоретически не понятно, как сильно должен влиять данный фактор, так как потребитель может искать более дешевые АЗС выезжая специально для этого, а также совершая регулярный маршрут и рассматривая предложения АЗС, находящихся по пути его следования.

В нескольких работах рассматривалось влияние розничной торговли на изменение цен на бензин. Отраслевые исследования, в том числе LECG Canada (2006) и Conference Board of Canada (2001) [28], показывают, что продукты и услуги, не связанные с бензином, являются важной частью доходов АЗС. Например, в работе Ванга (2010) [29] рассматривались скидки на бензин и другие товары, торгуемые на АЗС, в Австралии. Данный вопрос требует разработки, так как понимание взаимосвязи между ценами на бензин и вспомогательными доходами может быть особенно важно для государственного регулирования антиконкурентных действий, например, ценообразование с целью подрыва деятельности конкурентов.

Рассмотренные исследования акцентируют внимание на необходимости более детальной (частотной) оценки спроса на уровне станции. Авторы ссылаются на предположение, что данные оценки будут способствовать пониманию точных причин циклов Эджворта и асимметрии реакции, дисперсии цен и однородности / дисперсии цен в пространственном разрезе. На данный момент подобных исследований очень мало из-за трудностей с наличием большого числа доступных данных.

Второй большой пласт работ, затрагивающий тему моделирования внутреннего нефтяного рынка, рассматривает модели планирования производственно-сбытовых цепочек. В работе Чжан и др. (2014) [30] производственно-сбытовая цепочка определяется,

как сеть, включающая в себя несколько этапов от закупок до производства и от производства до распределения товаров между конечными потребителями. Согласно Лонгу (2014) [31] она состоит из поставщиков, производителей, дистрибьютеров, розничных торговцев и конечных потребителей, и представляет собой цепочку с добавленной стоимостью, которая обеспечивает клиентам продукты с самой быстрой доставкой по самой конкурентоспособной цене. В своем исследовании Гонг и др. (2014) [32] определяют производственно-сбытовую цепочку, как объединение различных структурных единиц, которые связаны физическим потоком материалов или продуктов. В работе Сахеби и др. (2014) [33] это интегрированное производство, в котором все входящие в него организации работают вместе для поставки продукта (или услуги) на рынок. Структура цепочки возникает из конфигурации этого интегрированного производства, оно как правило делится на уровни (или этапы). Каждый уровень (или этап) включает в себя объекты с одинаковой общей функциональностью. Однако, стоит учитывать, что зачастую различия между этапами могут быть нечеткими, а также то, что этапы, включающие в себя только один объект, также могут быть членами различных уровней [34].

Нефтяную промышленность обычно рассматривают, как интеграцию трех сегментов [33]:

- апстрим (upstream) включает разведку, добычу и транспортировку сырой нефти до нефтеперерабатывающего завода (НПЗ);
- мидстрим (midstream) состоит из процессов обработки и переработки нефтяного сырья на НПЗ и нефтехимических заводах (НХК);
- и даунстрим (downstream) – хранение и распространение конечных продуктов переработки до клиентов.

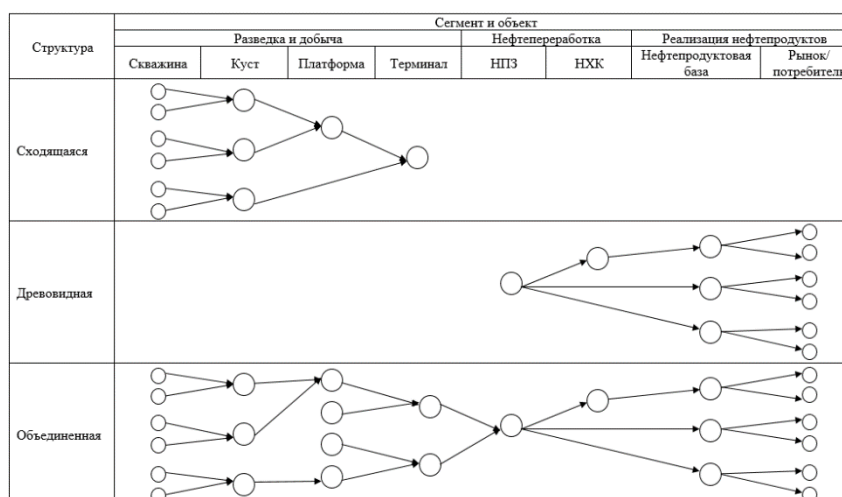
В каждом сегменте выделяют несколько видов объектов. В сегменте апстрим: скважина, куст скважин, добывающая платформа, терминал хранения сырой нефти. В мидстрим: НПЗ и НХК. Даунстрим: распределительный центр/ нефтепродуктовая база, рынок, потребитель. Данные объекты имеют различные связи между собой, которые представляют поток материалов. Например, сырая нефть, нефтепродукты, услуги, наличные деньги, информация.

Ниже представлены классические схемы взаимодействия объектов [35]:

- сходящаяся структура. Каждый объект в цепочке поставок имеет не более одного преемника, но может иметь несколько предшественников;
- древовидная структура. Каждый объект в цепочке поставок имеет не более одного предшественника, но может иметь несколько преемников;

— объединенная структура. Комбинация сходящейся и древовидной структуры.

Выбор схемы взаимодействия зависит от целей исследования. Для подробного анализа в производственно-сбытовой цепочке апстрим сегмента обычно используют сходящуюся структуру, для даунстрим – древовидную. Объединенная структура используется, либо для анализа мидстрим сегмента, либо для детального анализа всей производственной-сбытовой цепочки нефтяной отрасли (смотри рисунок 2).



Примечание – Источник: Сахеби и др. (2014) [33]

Рисунок 2 – Классические схемы взаимодействия объектов производственно-сбытовой цепочки нефтяной отрасли

Задачу планирования производственно-сбытовой цепочки НПЗ можно записать в виде нелинейной задачи (NLP), смотри уравнение (2):

$$\min_{x \in X} \{z(x)\} \text{ при условии } g_i(x) \leq 0, i = 1, \dots, m, x \in \mathbb{R}^n \quad (2)$$

где нелинейности возникают из ограничений технических характеристик конечной продукции. Нелинейные задачи трудно решить, в то время как линейные (LP) хорошо сформулированы и решаются симплекс методом. Согласно работам Понгсакди и др. (2006) [36], Лаккханават и Багажевич (2008) [37] и Аль-Катани и Елкамела (2008) [38] многие нелинейные особенности в задачах, типа (2), могут быть упрощены и переписаны в линейном виде в уравнении (3):

$$\min_{x \in X} \{z(x) = c^T x\} \text{ при условии } Ax \leq b, x \in \mathbb{R}^n, c \in \mathbb{R}^n, b \in \mathbb{R}^m, A \in \mathbb{R}^{m \times n} \quad (3)$$

Кроме того, дискретные решения, такие как выбор режима работы и минимальное количество приобретенной нефти, также могут быть учтены. В этом случае задача, записанная уравнениями (2) и (3) формулируется с включением ограничений $g_i(x) \leq b$ и

$Ax \leq bp$, где $(p \in \{0, 1\})$, что, соответствует целочисленной нелинейной модели (MINLP) и смешанной целочисленной линейной модели (MILP), соответственно.

Традиционно подобные задачи в нефтяной отрасли решаются с помощью детерминированных моделей, однако, включение неопределенности в параметры приводит к более реалистичным решениям. В работе Бен-Тала и Немировского (2000) [39] подчеркивается, что оптимальные решения детерминированных моделей могут стать недостижимыми, даже в случае, когда используемые данные лишь слегка подвергаются возмущению. Эта идея подтверждается результатами исследования Сен и Хигле (1999) [40]: в условиях неопределенности детерминированная формулировка, в которой неопределенные случайные величины заменяются на их ожидаемые значения, может не обеспечить решения, возможное с использованием случайных величин.

Работы, затрагивающие тематику моделирования производственно-сбытовой цепочки в нефтяной отрасли, имеют различную структуру. Например, в работе Al-Othman и др. (2006) разработана и внедрена многопериодная модель стохастического планирования для производственно-сбытовой цепочки нефтяной компании, работающей в нефтедобывающей стране в условиях неопределенной рыночной конъюнктуры. Предлагаемая производственно-сбытовая цепочка поставок состоит из всех видов деятельности, связанных с добычей, переработкой и распределением нефти. Неопределенность была введена в объемы спроса на рынке и в цены. Сначала авторами была разработана и протестирована детерминированная оптимизационная модель. Влияние неопределенности на цепочку поставок было изучено путем проведения анализа чувствительности, в котором отклонения на $\pm 20\%$ были введены для объемов спроса на рынке и для цен на различные товары. Затем была предложена стохастическая формулировка, основанная на двухшаговой задаче с конечным числом реализаций.

Предлагаемый метод стохастического программирования оказался весьма эффективным при разработке гибких производственных планов при условии высокой степени неопределенности рыночных условий. Основной вывод этого исследования заключается в том, что для страны-производителя нефти с возможностью ее переработки на собственных заводах влияние экономической неопределенности может повлиять на баланс объемов экспорта сырой нефти и мощность НПЗ.

В статье Гайоннета и др. (2009) [41] авторы изучили преимущества интеграции планирования производства в нефтяной отрасли, соединив решения двух моделей: задача загрузки нефтью НПЗ и задача распространения нефтепродуктов из НПЗ. Традиционно данные задачи решались отдельно, авторы доказывают, что данные решения не приводят к оптимуму.

Рох и др. (2009) [42] описывают, как математическое программирование используется для решения проблемы распределения нефти, и показывают эффективность локального метода поиска путем оптимизации. Авторы используют смешанную целочисленную линейную формулировку задачи программирования, которая опирается на дискретные величины времени/ пространства.

В работе Кима и др. (2008) [43] предлагается интегрированная модель производственно-сбытовой цепочки в нефтяной отрасли, в которой существует несколько НПЗ, производящих несколько нефтепродуктов. Результаты моделирования и оптимизации показали, что расходы на дистрибуцию могут быть уменьшены путем перемещения центров распределения, а также путем перенастройки их связей с различными рынками. Кроме того, во время хранения и транспортировки необходимо разделять различные виды топлива, чтобы удовлетворить потребности различных рынков. Предлагаемая интегрированная модель предназначена для описания общенационального объема предложения, который обеспечивают несколько НПЗ, производящие несколько нефтепродуктов. Эффективность и полезность интегрированной модели иллюстрируется в работе примером, включающим три нефтеперерабатывающих завода и четыре разновидности топливных продуктов.

Таким образом, в разделе были рассмотрены работы, моделирующие внутренний нефтяной рынок. Подавляющее большинство авторов сосредоточили свои исследования на теме об асимметрии реакции цен на нефтепродукты в ответ на изменение цены на нефть. Данные модели показывают влияние одного этапа производства в отрасли на другой, т.е. являются узконаправленными, могут ответить на один вопрос о наличии асимметрии цен на рынке. Другая группа работ рассматривает моделирование производственно-сбытовой цепочки в нефтяной отрасли и решение различных оптимизационных задач, касающихся повышения эффективности производства (увеличение прибыли, сокращение издержек, минимизация рисков). Стоит отметить, что исследования по данной тематике имеют различную структуру. Большинство рассматривают один из этапов цепочки/ одно из взаимодействий между этапами, например, только добычу сырой нефти (например, Тархан и др. (2009) [44]); или добычу и доставку до НПЗ (например, Эскудеро и др. (1999)) [45]) и т.п. Помимо этого, работы также могут включать несколько видов транспорта для перевозки продуктов, но в основном авторы концентрируются на моделировании маршрутов трубопроводного транспорта, смотри таблицу 4. Обзор литературы по моделированию производственно-сбытовой цепочки нефтяной отрасли также показал, что имеется тренд на использование MLP подхода при решении данного вопроса, а в качестве целевой функции используют функцию прибыли.

С практической точки зрения применение опыта работ второй группы более интересно и позволяет поставить шире исследовательский вопрос, так как: во-первых, рассматривается не одностороннее влияние одного производственного этапа на другой, или одного фактора на отрасль в целом при прочих равных, а рассматривается отрасль комплексно, учитывая воздействие всех факторов, влияющих на динамику ее производственных показателей; во-вторых, структура модели не меняется значительно при изменении целей исследователя; в-третьих, моделирование лучше учитывает взаимное поведение участников рынка, чем включение индексов, учитывающих конкуренцию на рынке и т.п. Основным недостатком моделей из второй группы является то, что сильная детализация производственно-сбытовой цепочки требует данных, большое количество неизвестных увеличивает время вычисления оптимального решения.

Таблица 4 – Обзор литературы по моделированию производственно-сбытовой цепочки в нефтяной отрасли

Авторы работ	Сегменты, включенные в модель			Моделирование включает:		Подход моделирования				Цели моделирования		
	Разработка и добыча	Переработка	Транспортировка и реализация клиентам	Разработка месторождений	Транспортировка	Линейный		Нелинейный		Миним. издержек	Макс. прибыли	Эффектив. риск менеджмент
						LP	MLP	NLP	MNLP			
Haugland et al. (1988) [46]	*			*			*				*	
Aboudi et al. (1989) [47]	*		*	*	Трубопровод		*				*	
Jørnsten (1992) [48]	*			*	Трубопровод		*				*	
Sear (1993) [49]		*	*			*					*	
Haugen (1996) [50]	*		*	*	Трубопровод		*				*	
Iyer et al. (1998) [51]	*		*	*			*				*	
Jonsbråten (1998) [52]	*		*	*	Трубопровод		*				*	
Nygreen et al. (1998) [53]	*		*	*	Трубопровод		*				*	
Escudero et al. (1999) [45]	*	*			*	*				*		
Dempster et al. (2000) [54]	*	*	*		*	*				*	*	
Iakovou (2001) [55]	*		*		*	*				*		*
Heever et al. (2001) [56]	*	*		*		*					*	
Aseeri et al. (2004) [57]	*	*		*			*				*	*
Goel and Grossmann (2004) [58]	*			*	Трубопровод		*				*	
Li et al. (2004) [59]		*	*				*					
Neiro and Pinto (2004) [60]	*	*	*		*				*		*	
Carvalho and Pinto (2006) [61]	*			*	Трубопровод		*				*	
Goel et al. (2006) [62]	*			*	Трубопровод		*		*		*	
Ulstein et al. (2007) [63]	*		*	*	Трубопровод		*				*	
Elkamel et al. (2008) [64]		*	*						*		*	
Khor et al. (2008) [65]		*	*				*				*	
Kim et al. (2008) [43]		*	*						*		*	
Kuo and Chang (2008) [66]	*	*	*		*		*				*	
MirHassani (2008) [67]		*	*		*		*			*		
Alabi and Castro (2009) [68]	*	*	*		*		*					*
Ghatee and Hashemi (2009) [69]	*	*	*		*		*			*		
Guyonnet et al. (2009) [41]	*	*	*		*		*					
Rocha et al. (2009) [42]	*	*			*		*			*		
Tarhan et al. (2009) [44]	*				Трубопровод				*		*	
Carneiro et al. (2010) [70]	*	*	*		*		*				*	*
Chen et al. (2010) [71]	*		*		*		*			*		
Jian-ling et al. (2010) [72]	*	*	*		*	*				*		

Продолжение таблицы 4

Авторы работ	Сегменты, включенные в модель			Моделирование включает:		Подход моделирования				Цели моделирования		
	Разработка и добыча	Переработка	Транспортировка и реализация клиентам	Разработка месторождений	Транспортировка	Линейный		Нелинейный		Миним. издержек	Макс. прибыли	Эффектив. риск менеджмент
						LP	MLP	NLP	MNLP			
Leiras et al. (2010) [73]		*	*				*			*		
Yang et al. (2010) [74]	*	*	*				*		*		*	*
Fernandes et al. (2011) [75]	*						*				*	
MirHassani et al (2011) [76]		*	*				*			*		
Ribas et al. (2011) [77]	*	*	*		*	*					*	
Tong et al. (2011) [78]	*	*	*		*		*			*		*
Gupta et al (2012) [79]	*				Трубопровод		*		*		*	
Fernandes et al. (2013) [80]		*	*				*				*	
Oliveira et al. (2013) [81]	*		*		*		*			*		
Sahebi and Nickel (2013) [82]		*	*		*		*				*	

Примечание – Источник: Сахеби и др. (2014) [33]

3 Построение теоретической и эмпирической модели рынка нефти и нефтепродуктов

Согласно выводам о структуре российского рынка, существенную долю занимают вертикально-интегрированные компании, которые имеют производственные мощности на более чем одном этапе производственно-сбытовой цепочки, их взаимодействие между собой и другими независимыми участниками рынка сложно назвать конкурентным, существуют ограничения, связанные с первоочередным заполнением собственных мощностей (нефтеперерабатывающих заводов, хранилищ и АЗС). Поэтому моделирование и оценка укрупненной модели спроса-предложения на рынке нефти и нефтепродуктов не отразит действительных процессов отрасли, а решение оптимизационной задачи на двух уровнях (уровне добычи и доставки до НПЗ, уровне переработки и сбыта) по-отдельности не приведет к оптимальной точке [71]. Ниже описана структура модели, которую предполагается взять за основу (Многопериодная, многопродуктовая модель производственно-сбытовой цепочки нефтяной отрасли Амина-Насери и Моранди Насаба (2016) [83]).

Основные предположения модели:

- рассматриваемая производственно-сбытовая цепочка состоит из пяти этапов: месторождения по добыче сырой нефти, резервуары для хранения сырой нефти, НПЗ, резервуары для хранения нефтепродуктов, потребители;
- и имеет два входящих потока: а) поток сырой нефти, протекающий от месторождений до резервуаров хранения сырой нефти, и НПЗ; б) поток нефтепродуктов от НПЗ до резервуаров хранения нефтепродуктов и потребителей;
- спрос потребителей известен и детерминирован;
- в модели рассматривается несколько видов нефтепродуктов и несколько видов транспорта;
- местоположение существующих резервуаров для хранения, НПЗ, станций реализации нефтепродуктов, дорог определено и не может быть изменено;
- транспортировка сырой нефти и нефтепродуктов осуществляется следующим образом: а) транспортировка сырой нефти между месторождением и резервуарами для хранения осуществляется только по трубопроводам; б) транспортировка сырой нефти между резервуарами для хранения и НПЗ осуществляется по трубопроводам; в) транспортировка сырой нефти между месторождениями и НПЗ осуществляется только по трубопроводам; г) транспортировка нефтепродуктов между НПЗ и резервуарами для хранения нефтепродуктов осуществляется по железной дороге, по

автодорогам и трубопроводам; д) транспортировка нефтепродуктов между НПЗ и потребителями осуществляется по железной дороге, по автодорогам и трубопроводам;

— резервуары для хранения сырой нефти и нефтепродуктов могут экспортировать сырую нефть, нефтепродукты, соответственно;

— мощность добычи сырой нефти на месторождениях, мощность резервуаров для хранения и НПЗ известны.

Однако, учитывая некоторые ограничения, связанные с доступностью данных, в частности данных на уровне фирмы по месторождениям, НПЗ и ее торговым потокам, для проведения расчетов, описанная выше модель будет немного упрощена. Целевой функцией этой детерминистской модели является максимизация прибыли (P), которая является разностью между функцией выручки (RF) и функцией затрат (CF_Z):

$$P = RF - \sum_Z CF_Z \quad (4)$$

где Z – это номер функции затрат. Функция выручки показывает доходы от продаж нефтепродуктов и доходы от экспорта сырой нефти и нефтепродуктов. В функции затрат (CF_Z) отражены затраты на добычу сырой нефти, расширение (НПЗ и трубопроводов), хранение, переработку нефти на НПЗ, транспортировку.

Функция выручки

Функция выручки целевой функции представлена следующим образом:

$$RF = \sum_{p \in P} \sum_{m \in M} \sum_{t \in T} g m_{pmv}^t RPP_p^t + \sum_{p \in P} \sum_{t \in T} E p_p^t ERPP_p^t + \sum_{t \in T} E co^t EOP^t \quad (5)$$

где первое слагаемое, это прибыль от реализации нефтепродукта p потребителю m в период времени t : $g m_{pmv}^t$ умножается на цену продукта p в момент времени t (RPP_p^t). Второе слагаемое это прибыль от экспорта нефтепродуктов: объем экспорта продукта p в момент времени t ($E p_p^t$) умножается на экспортную цену продукта p в момент времени t – ($ERPP_p^t$). Третье слагаемое это прибыль от экспорта объемов сырой нефти в момент времени t ($E co^t$) умноженных на экспортную цену сырой нефти в момент времени t – (EOP^t).

Функции затрат включают в себя: затраты на переработку сырой нефти; затраты на ее доставку до НПЗ, с помощью трубопроводов; затраты на переработку нефти в

нефтепродукты; и затраты на транспортировку их железнодорожным транспортом до потребителей. Формулы расчета данных затрат представлены уравнениями (6)-(8), соответственно:

$$CF_1 = \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} qo_k^t ec_k^t \quad (6)$$

$$CF_2 = \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} qp_n^t rc_n^t \quad (7)$$

$$CF_3 = \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} \sum_{n \in N} ttube_k^t + \sum_{t \in T} \sum_{n \in N} \sum_{r \in R} trail_n^t \quad (8)$$

Где qo_k^t – объем добытой нефти на месторождении k в момент времени t ; ec_k^t – удельные затраты на 1 тонну добытой нефти на месторождении k в момент времени t ; qp_n^t – объем переработки нефти на НПЗ n в момент времени t ; rc_n^t – удельные затраты на переработку 1 тонны нефти в момент времени t ; $ttube_k^t$ – затраты на доставку до НПЗ от месторождений; $trail_n^t$ – затраты на транспортировку от НПЗ до потребителей.

Основные предположения, закладываемые в модель с учетом наличия данных на уровне нефтедобывающей компании:

- рассматриваемая производственно-сбытовая цепочка состоит из трех этапов: месторождения по добыче сырой нефти, НПЗ, потребители;
- и имеет два входящих потока: а) поток сырой нефти, протекающий от месторождений до НПЗ; б) поток нефтепродуктов от НПЗ до потребителей;
- спрос потребителей известен и детерминирован;
- в модели рассматривается два вида нефтепродуктов (светлые нефтепродукты и темные нефтепродукты);
- модель не учитывает разделение на виды транспорта по имеющимся потокам, предполагается, что от месторождения до НПЗ транспортировка осуществляется по трубопроводу, а нефтепродукты от НПЗ до потребителей перевозятся автомобильным транспортом;
- местоположение существующих месторождений, НПЗ и дорог определено и не может быть изменено;
- в модель экзогенно включается объем экспорта нефти и нефтепродуктов;

- мощность добычи сырой нефти на месторождениях, мощность резервуаров для хранения и НПЗ известны;
- доли, занимаемые компаниями на рынке, постоянны и не меняются в среднесрочной перспективе, так это связано с большими капиталоемкими издержками и временем (например, разработка нового месторождения, строительство нового или модернизация старого НПЗ и т.п.).

Решения задачи состоит в нахождении оптимальных объемов поставок сырой нефти на внутренний рынок каждому НПЗ, поставок сырой нефти на экспорт, реализации нефтепродуктов собственного производства на экспорт и на внутренний рынок, максимизирующих прибыль рассматриваемой компании, вводятся следующие линейные ограничения:

- сумма объемов добытой нефти на месторождении m , идущая на экспорт и внутреннее потребление не превышает мощности добычи месторождения (средней мощности скважин);
- сумма объемов добытой нефти на месторождении m , идущая на экспорт и внутренний рынок не превышает объемы добычи месторождения;
- сумма объемов добытой на m месторождениях нефти и доставленной на НПЗ p нефти не превышает установленную мощность НПЗ p ;
- сумма объемов добытой на m месторождениях нефти и доставленной на НПЗ p больше, чем сумма объемов производства нефтепродуктов на НПЗ p ;
- объемы реализации нефти и нефтепродуктов на экспорт и на внутренний рынок положительные;
- сумма объемов экспорта нефти с m месторождений не превышает спрос;
- объемы внутреннего сбыта нефти не превышают сумму переработанной нефти на всех НПЗ;
- сумма объемов внутреннего сбыта нефтепродуктов не превышают спрос;
- сумма объемов сбыта нефтепродуктов на экспорт не превышают спрос.

Рассмотрим в качестве примера для решения оптимизационной задачи ВИНК – Лукойл. В таблице 5 представлены исходные данные для добывающего этапа производства компании, необходимые для расчетов, в частности объемы добычи нефти по месторождениям. Таблица 6 содержит исходные данные по нефтеперерабатывающему этапу производства компании Лукойл, в разрезе НПЗ. В таблице 7 представлены

внутренние и мировые (биржевые) цены на рассматриваемые товары: нефть и нефтепродукты (бензин, дизель, мазут).

Таблица 5 – Данные по добывающему этапу производства компании Лукойл, участвующие в расчетах оптимизационной задачи

Показатель	Размерность	2014	2015	2016	2017
Объемы добычи компанией Лукойл нефти в России, всего	тыс т	85 809	84 866	82 206	80 995
Западная Сибирь	тыс т	46 840	44 205	41 037	38 779
Тимано- Печора	тыс т	15 814	16 976	17 150	15 837
Урал	тыс т	14 585	15 020	15 248	15 139
Поволжье	тыс т	6 659	6 761	6 939	9 554
Прочие регионы России	тыс т	1 911	1 904	1 832	1 686
Доказанные запасы нефти компании Лукойл в России, всего	млн барр	12 983	11 866	11 656	16 565
Западная Сибирь	млн барр	7 304	6 548	6 420	11 410
Тимано- Печора	млн барр	2 410	2 289	2 241	2 183
Урал	млн барр	2 163	2 062	2 076	2 062
Поволжье	млн барр	912	776	740	732
Прочие регионы России	млн барр	194	191	179	178
Удельные затраты на разведку и добычу компании Лукойл в России, среднее	руб./т.	3 820	3 443	3 452	3 895
Западная Сибирь	руб./т.	2 677	2 512	2 806	3 408
Тимано- Печора	руб./т.	5 474	5 167	4 890	4 867
Урал	руб./т.	2 750	2 053	1 749	2 077
Поволжье	руб./т.	8 938	7 917	7 214	6 367
Прочие регионы России	руб./т.	8 488	4 778	4 375	8 270
Внутреннее потребление нефти компании	тыс т	11 725	10 633	7 397	2 264
Объем экспорта нефти компании Лукойл	тыс т	29 833	34 184	33 906	36 586

Примечание – Источник: Годовые отчеты компании Лукойл [84].

Таблица 6 – Данные по перерабатывающему этапу производства компании Лукойл, участвующие в расчетах оптимизационной задачи

Показатель	Размерность	2014	2015	2016	2017
Объемы переработки нефти на НПЗ					
Волгоградский НПЗ	тыс т	11 413	12 587	12 895	14 388
Пермский НПЗ	тыс т	12 685	11 105	11 898	12 452
Нижегородский НПЗ	тыс т	17 021	15 108	15 423	15 484
Ухтинский НПЗ	тыс т	3 993	3 386	2 853	2 311
Установленная мощность НПЗ					
Волгоградский НПЗ	млн т./ год	11.3	14.5	14.5	14.5
Пермский НПЗ	млн т./ год	13.1	13.1	13.1	13.1
Нижегородский НПЗ	млн т./ год	17.0	17.0	17.0	17.0
Ухтинский НПЗ	млн т./ год	4.0	4.0	4.2	4.2
Объем выпуска нефтепродуктов НПЗ					
Волгоградский НПЗ	тыс т	10 932.0	12 037.0	12 413.0	13 825.0
Пермский НПЗ	тыс т	12 430.0	10 333.0	11 008.0	11 543.0
Нижегородский НПЗ	тыс т	16 294.0	14 417.0	14 826.0	14 727.0
Ухтинский НПЗ	тыс т	3 835.0	3 221.0	2 693.0	2 182.0
Глубина переработки нефтепродуктов НПЗ					
Волгоградский НПЗ	%	92.5	90.6	91.7	92.3
Пермский НПЗ	%/	82.9	85.6	96.6	96.4
Нижегородский НПЗ	%/	64.8	69.2	73.7	76.6
Ухтинский НПЗ	%/	64.3	68.2	69.7	74.6
Удельные затраты на переработку нефти	руб./т.	1 632	1 322	781	585
Объемы внутреннего потребления нефтепродуктов компании Лукойл	тыс т	22 337	20 920	22 549	24 867
Объем экспорта нефти компании Лукойл	тыс т	23 377	20 446	18 741	17 524

Примечание – Источник: Годовые отчеты компании Лукойл [84].

Таблица 7 – Цены на нефть и нефтепродукты

Цены на нефть и нефтепродукты	Размерность	2014	2015	2016	2017
Цена на нефть марки "Брент"	долл./баррель	98.95	52.39	43.73	54.28
Цена на нефть марки "Юралс" (СИФ Средиземноморский регион)	долл./баррель	97.95	51.87	42.52	53.37
Нефть марки "Юралс" (СИФ Роттердам)	долл./баррель	97.23	50.97	41.68	52.92
Цена на нефть марки "Брент"	долл./т	725.44	384.09	320.60	397.95
Цена на нефть марки "Юралс" (СИФ Средиземноморский регион)	долл./т	718.11	380.28	311.73	391.28
Нефть марки "Юралс" (СИФ Роттердам)	долл./т	712.83	373.68	305.57	387.98
Дизельное топливо 0,01% (ФОВ Роттердам)	долл./т	855.17	499.55	396.99	493.92
Высокооктановый бензин (ФОВ Роттердам)	долл./т	918.87	569.25	467.05	557.66
Мазут 3,5% (ФОВ Роттердам)	долл./т	527.06	256.23	207.64	300.49
Дизельное топливо (внутр)	долл./т	734.1	479.26	431.33	570.00
Бензин (Аи-92) (внутр)	долл./т	806.66	526.91	504.24	619.71
Бензин (Аи-95) (внутр)	долл./т	834.17	551.38	529.72	633.75
Мазут топочный (внутр)	долл./т	243.13	108.34	112.31	179.91

Примечание – Источник: Годовые отчеты компании Лукойл [84].

В таблице 8 рассчитаны значения налогов на нефть и нефтепродуктов, участвующие в расчетах по поиску оптимальных объемов сырой нефти и нефтепродуктов максимизирующих прибыль.

Таблица 8 – Цены на нефть и нефтепродукты

Налоги на нефть и нефтепродукты	Размерность	2014	2015	2016	2017
Пошлины на экспорт нефти	долл./т	366.53	120.31	75.72	86.71
Пошлины на экспорт продуктов нефтепереработки					
лёгкие и средние дистилляты	долл./т	241.88	57.7	30.25	25.98
мазут	долл./т	241.88	91.39	62.05	86.71
автомобильный бензин	долл./т	329.83	93.8	46.14	25.98
прямогонный бензин	долл./т	329.83	102.22	53.71	47.65
дизельное топливо	долл./т	238.52	57.7	30.25	25.98
Налог на добычу полезных ископаемых					
нефть	долл./т	151.67	103.55	86.18	139.39
нефть	руб./т	5 827.45	6 312.22	5777	8134
Акцизы					
автомобильный бензин (ниже Евро-5)	руб./т	11 110.00	7 300.00	12454	13100
автомобильный бензин (Евро-5)	руб./т	6 450.00	5 530.00	9484	10130
дизельное топливо	руб./т	6 446.00	3 450.00	5009	6800
моторный масла	руб./т	8 260.00	6 500.00	6000	5400
прямогонный бензин	руб./т	11 252.00	11300	12454	13100
курс	руб./долл.	38.42	60.96	67	58.4

Примечание – Источник: Расчеты авторов по данным Годового отчета Лукойл [84].

А также матрица с коэффициентами, отражающими возможность транспортировки от месторождений компании до его НПЗ (смотри таблицу 9). Значение «0.00» означает, что из выбранного месторождения в выбранный НПЗ доставки сырой нефти не производится.

Таблица 9 – Транспортная матрица для месторождений и НПЗ

НПЗ/Месторождения	НГК Западной Сибири	НГК Тимано-Печоры	НГК Урала	НГК Поволжья
Волгоградский НПЗ	0.40	0.00	0.00	0.00
Пермский НПЗ	0.24	0.00	0.21	0.97
Нижегородский НПЗ	0.36	0.00	0.79	0.03
Ухтинский НПЗ	0.00	1.00	0.00	0.00

Примечание – Источник: Расчеты авторов

Для потребителей использовались транспортные маршруты и затраты, рассчитанные по базе грузовых перевозок РЖД.

Результаты решения линейной оптимизационной задачи при заданных ограничениях представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Оптимальные объемы добычи, экспорта и внутреннего потребления сырой нефти в 2014-2017 гг.

Год	Сырая нефть							
	НГК Западной Сибири		НГК Тимано-Печоры		НГК Урала		НГК Поволжья	
	Экспорт	Внутр. потр.	Экспорт	Внутр. потр.	Экспорт	Внутр. потр.	Экспорт	Внутр. потр.
2014	18 734	28 106	4 832	4 000	6 267	8 318	0	4 688
2015	11 358	32 847	7 806	4 000	15 020	0	0	5 339
2016	7 279	33 758	11 379	4 200	15 248	0	0	5 111
2017	2 932	35 847	11 333	4 200	15 139	0	4 966	4 588

Примечание – Источник: Расчеты авторов

Таблица 11 – Оптимальные объемы добычи, экспорта и внутреннего потребления светлых нефтепродуктов в 2014-2017 гг.

Год	Сырая нефть							
	Волгоградский НПЗ		Пермский НПЗ		Нижегородский НПЗ		Ухтинский НПЗ	
	Экспорт	Внутр. потр.	Экспорт	Внутр. потр.	Экспорт	Внутр. потр.	Экспорт	Внутр. потр.
2014	10 453	0	3 965	6 895	0	10 829	0	2 572
2015	0	11 965	9 497	1 716	8 221	0	2 728	0
2016	0	12 446	6 825	5 830	8 989	0	2 927	0
2017	0	13 303	4 492	8 136	9 899	0	3 133	0

Примечание – Источник: Расчеты авторов

Согласно полученным результатам большая часть добытой нефти в НГК Западной Сибири идет на внутреннее потребление, что скорее всего связано с дальностью Европейских рынков, ростом издержек на транспортировку (в модели предполагалось, что нефть транспортируется автотранспортом). Доставка нефти с НГК Тимано-Печоры, согласно данным ЦДУ ТЭК, осуществляется только на Ухтинский НПЗ, поэтому динамика внутреннего потребления за 4 рассматриваемых года почти не изменялась. Так как ВИНК прежде всего заполняет свои НПЗ, а поблизости с НГК Урала находятся два, Нижегородский и Пермский, имеющие подключение как к нефтепроводу, так и к нефтепродуктопроводу, загружаемых нефтяным сырьем по большей части за счет Западно-Сибирским НГК и НГК Поволжья, то получаемые результаты объяснимы. НГК Поволжья в основном направляет все нефтяное сырье на Пермский НПЗ.

Основными экспортерами нефтепродуктов являются Ухтинский и Нижегородский НПЗ. Сырье для переработки на Ухтинский НПЗ поступает от нефтедобывающих предприятий нефтегазоносных провинций Тимано-Печоры по магистральному нефтепроводу Уса-Ухта, а также с местных промыслов по железной дороге. Экспорт продукции ориентирован на рынки Швеции и Финляндии, а также на рынки Северо-Западной Европы, куда нефтепродукты поступают через терминалы в Высоцке и

Калининграде. Также нефтепродукты транспортируются по автомобильным трассам и железным дорогам.

Нижегородский НПЗ использует нефть, поступающую по магистральным нефтепродуктопроводам Альметьевск – Нижний Новгород и Сургут – Полоцк, т.е. НГК Урала и Западной Сибири. Имеет подключение к нефтепродуктопроводу, а также выгодное географическое положение: европейская часть России, развитая сеть автомобильных и железных дорог, поэтому значительная доля производства отправляется на экспорт.

Пермский НПЗ в своем производстве использует нефть НГК Поволжья, Урала и Западной Сибири, которая поступает по нефтепроводам Каменный Лог – Пермь, Кунгур – Пермь, Сургут – Полоцк, Холмогоры – Клим, соответственно. Основными внутренними потребителями являются Пермский, Хабаровский и Приморский края, Башкортостан, Татарстан, Кировская, Челябинская, Свердловская, Ленинградская, Архангельская и Мурманская области, регионы Сибири, Москва и Московская область. Треть продукции, выпускаемой на предприятии, идет на экспорт в основном в Швейцарию, Данию, Норвегию, Швецию, Финляндию и Германию.

Основной ориентацией Волгоградского НПЗ является внутренний рынок. Завод расположен вблизи аграрного района, потребляющего много нефтепродуктов сельскохозяйственной техникой, а также военной инфраструктуры.

Таким образом, расчеты оптимальных объемов для тестового периода 2014-2017 г., полученные по модели, согласуются с действительностью. Прогнозные значения с учетом изменяющегося налогового законодательства, макроусловий и глубины переработки будут использованы в расчетах итогового эффекта от налоговой реформы.

4 Сценарная реализация налогового манёвра

4.1 Сценарии налогового манёвра без учёта производственной специфики НПЗ

В качестве исходных данных использовались прогнозные значения на среднесрочный период по валютному курсу и цене на нефть, рассчитанные в 2017 г. [85]. В таблице 13 представлены расчеты исходя из вышеперечисленных параметров завершающего налогового манера. Расчеты предполагают, что все, кто заплатил акциз на нефтяное сырье (входящие в группу компаний, находящихся под санкциями и / или на модернизации и / или кто поставляет на внутренний рынок более 10% от собственного производства дизеля и бензина класса выше 5) получают обратный акциз (субсидию) в двойном размере с учетом демпфирующей надбавки. Результаты расчетов по Сценарию 1 представлены в таблице 12 и показывают, что бюджетный эффект от изменения параметров налогового законодательства в отрасли в 2024 г. составит 0.6% ВВП. Субсидия НПЗ – 2.1% ВВП. Рост розничных цен по сравнению с 2018 г. составляет 24%, однако он происходит постепенно, т.е. участники рынка правильно реагируют на изменение ситуации и успевают подстроиться к новым экономическим реалиям.

Таблица 12 – Результаты расчетов итогового эффекта от налогового маневра, проводимого в 2019-2024 гг. (Сценарий 1) с учетом прогноза Минэкономразвития России по валютному курсу и цене на нефть на 2017 г.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Курс, руб./ долл.	58.80	58.21	57.75	57.75	57.63	57.48
Цена на нефть, долл./ барр	55.00	57.00	58.14	59.30	60.49	61.70
Прирост суммарных поступлений в бюджет, млрд руб.	607.5	1206.5	1711.4	2308.2	2862.9	3422.8
% ВВП	0.7	1.3	1.9	2.5	3.1	3.7
Субсидия НПЗ, млрд руб.	899.2	1102.6	1265.9	1466.8	1722.5	1968.0
% ВВП	1.0	1.2	1.4	1.6	1.9	2.1
"Эволюционная" составляющая прироста (макроусловия), млрд руб.	268.4	447.2	536.3	665.6	787.0	908.3
% ВВП	0.3	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0
Итоговый эффект от налогового маневра, млрд руб.	-560.0	-343.4	-90.8	175.8	353.3	546.5
% ВВП	-0.6	-0.4	-0.1	0.2	0.4	0.6

Примечание – Источник: расчеты авторов

Основной идее второго сценария (далее – Сценарий 2) является: полная единовременная отмена вывозных таможенных пошлин на нефть в 2019 г. с одновременным и эквивалентным (в терминах абсолютного значения в долларах за тонну) повышением НДС на добычу нефти, полная отмена вывозной таможенной пошлины на нефтепродукты.

Таблица 13 – Результаты расчетов налогового маневра, проводимого в 2019-2024 гг. по Сценарию 1, с учетом прогноза Минэкономразвития России по валютному курсу и цене на нефть на 2017 г.

Параметр		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Курс доллара	руб./долл.	58.31	59.80	58.80	58.21	57.75	57.75	57.63	57.48
Цена на нефть	долл./барр.	53.03	52.00	55.00	57.00	58.14	59.30	60.49	61.70
Экспортная пошлина на нефть	млрд руб.	1 357	1 357	1 194	990	755	515	264	0
	% ВВП	1.5	1.5	1.3	1.1	0.8	0.6	0.3	0.0
Экспортная пошлина на нефтепродукты	млрд руб.	295	360	259	215	164	112	57	0
	% ВВП	0.3	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.0
Акциз на бензин	млрд руб.	514	514	546	577	609	641	673	705
	% ВВП	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8
Акциз на дизель	млрд руб.	523	656	679	706	706	706	706	706
	% ВВП	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Акциз на керосин	млрд руб.	32	32	32	32	32	32	32	32
	% ВВП	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Акциз на темное судовое топливо (мазут)	млрд руб.	0	0	0	0	0	51	51	51
	% ВВП	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1
Акциз на нефтяное сырье	млрд руб.	0	0	202	377	547	713	886	1 052
	% ВВП	0.0	0.0	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.1
НДПИ на нефть	млрд руб.	4 269	4 260	4 874	5 487	6 077	6 716	7 372	8 056
	% ВВП	4.6	4.6	5.3	6.0	6.6	7.3	8.0	8.8
Суммарные поступления в бюджет	млрд руб.	6 989	7 179	7 786	8 385	8 890	9 487	10 042	10 602
	% ВВП	7.6	7.8	8.5	9.1	9.7	10.3	10.9	11.5
Изменение безналоговой цены производителей на нефть	% к 2018 г.			9.7	18.6	26.2	35.1	44.1	53.4
Изменение безналоговой цены производителей на бензин	% к 2018 г.			6.0	10.4	12.9	16.7	20.3	23.9
Изменение розничной цены на бензин	% к 2018 г.			4.3	9.6	12.7	16.5	20.3	24.0
Прирост суммарных поступлений в бюджет	% ВВП			0.7	1.3	1.9	2.5	3.1	3.7
Субсидия нефтяникам (обратный акциз на нефтяное сырье + демпфирующая надбавка)	% ВВП			1.0	1.2	1.4	1.6	1.9	2.1
"Эволюционная" составляющая прироста (макроусловия)	% ВВП			0.3	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0
Итоговый эффект от налогового манёвра	% ВВП			-0.6	-0.4	-0.1	0.2	0.4	0.6

Примечание – Источник: расчеты авторов

В качестве исходных данных также взяты прогнозные значения Минэкономразвития России по валютному курсу и цене на нефть для 2019-2024 гг. и параметры экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты, акцизов до 2019 г., как в Сценарии 1. Принятые меры предусматривают следующие изменения:

- налоговый маневр проводится за 6 лет с 2019-2024 г.;
- снижение экспортной пошлины на нефть и нефтепродукты до 0% с одновременным повышением НДС происходит единовременно в 2019 г.;
- субсидия НПЗ предоставляется в размере, который рассчитывается обратным счетом из условия, что итоговый эффект от налогового маневра был не менее 0.3% ВВП;
- размер субсидии к 2024 г. убывает линейно до 0;
- акциз на нефтяное сырье не вводится.

Результаты реализации Сценария 2 показывают, что бюджетный эффект от изменения параметров налогового законодательства в отрасли в 2024 г. составит 1.3% ВВП, а субсидия НПЗ в начале реализации налоговой реформы – 1.0% ВВП, которая к концу программы равномерно сокращается до 0. Рост розничных цен в 2024 г. по сравнению с 2018 г. – 15.8 % за счет приближения внутренней цены к мировой.

Таблица 14 – Результаты расчетов итогового эффекта от налогового маневра, проводимого в 2019-2024 гг. (Сценарий 2а), с учетом прогноза Минэкономразвития России по валютному курсу и цене на нефть на 2017 г.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Курс, руб./ долл.	58.80	58.21	57.75	57.75	57.63	57.48
Цена на нефть, долл./ барр	55.00	57.00	58.14	59.30	60.49	61.70
Прирост суммарных поступлений в бюджет, млрд руб.	1439.3	1618.1	1707.2	1836.4	1957.9	2079.2
% ВВП	1.6	1.8	1.9	2.0	2.1	2.3
Субсидия НПЗ, млрд руб.	894.8	715.8	536.9	357.9	179.0	0.0
% ВВП	1.0	0.8	0.6	0.4	0.2	0.0
"Эволюционная" составляющая прироста (макроусловия), млрд руб.	268.4	447.2	536.3	665.6	787.0	908.3
% ВВП	0.3	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0
Итоговый эффект от налогового маневра, млрд руб.	276.1	455.1	634.0	813.0	991.9	1170.9
% ВВП	0.3	0.5	0.7	0.9	1.1	1.3

Примечание – Источник: расчеты авторов

Таблица 15 – Результаты расчетов налогового маневра, проводимого в 2019-2024 гг. по Сценарию 2, с учетом прогноза Минэкономразвития России по валютному курсу и цене на нефть на 2017 г.

Параметр		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Курс доллара	руб./долл.	58.31	59.80	58.80	58.21	57.75	57.75	57.63	57.48
Цена на нефть	долл./барр.	53.03	52.00	55.00	57.00	58.14	59.30	60.49	61.70
Экспортная пошлина на нефть	млрд руб.	1 357	1 357	0	0	0	0	0	0
	% ВВП	1.5	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Экспортная пошлина на нефтепродукты	млрд руб.	295	360	0	0	0	0	0	0
	% ВВП	0.3	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Акциз на бензин	млрд руб.	514	514	514	514	514	514	514	514
	% ВВП	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
НДПИ на нефть	млрд руб.	4 269	4 260	7 416	7 595	7 684	7 813	7 935	8 056
	% ВВП	4.6	4.6	8.1	8.3	8.3	8.5	8.6	8.8
Суммарные поступления в бюджет	млрд руб.	6 434	6 490	7 930	8 109	8 198	8 327	8 448	8 570
	% ВВП	7.0	7.1	8.6	8.8	8.9	9.0	9.2	9.3
Изменение безналоговой цены производителей на нефть	% к 2018 г.			39.0	42.9	44.7	47.8	50.6	53.4
Изменение безналоговой цены производителей на бензин	% к 2018 г.			10.3	14.0	15.7	18.6	21.2	23.9
Изменение розничной цены на бензин	% к 2018 г.			6.8	9.2	10.4	12.3	14.1	15.8
Прирост суммарных поступлений в бюджет	% ВВП			1.6	1.8	1.9	2.0	2.1	2.3
Субсидия нефтяникам	% ВВП			1.0	0.8	0.6	0.4	0.2	0.0
"Эволюционная" составляющая прироста (макроусловия)	% ВВП			0.3	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0
Итоговый эффект от налогового манёвра	% ВВП			0.3	0.5	0.7	0.9	1.1	1.3

Примечание – Источник: расчеты авторов

Таким образом, при реализации Сценария 1 с обменным курсом в 57.48 руб./долл. и ценой на нефть 61.7 долл./барр. в 2024 г. розничные цены на бензин в 2024 г. вырастут в реальном выражении по сравнению с 2018 г. примерно на 24%, прирост суммарных поступлений в бюджет составит 0.7 п.п. ВВП в 2019 г. (3.7 п.п. ВВП в 2024 г.). Чистый эффект от предлагаемой версии налогового маневра, за вычетом 1.0 п.п. в 2019 г. (2.1 п.п. в 2024 г.), необходимого на субсидии НПЗ, и 0.3 п.п. в 2019 г. (1.0 п.п. в 2023 г.), которые являются следствием изменения макроэкономических условий, составит -0.6 п.п. ВВП в 2019 г. и 0.6 п.п. ВВП в 2024 г.

При реализации Сценария 2а с обменным курсом в 57.48 руб./долл. и ценой на нефть 61.7 долл./барр. в 2024 г. розничные цены на бензин в 2024 г. вырастут в реальном выражении по сравнению с 2018 г. примерно на 15.8%, прирост суммарных поступлений в бюджет составит 1.6 п.п. ВВП в 2019 г. (2.3 п.п. ВВП в 2024 г.). Чистый эффект от предлагаемой версии налогового маневра, за вычетом 1.0 п.п. в 2019 г. (0.0 п.п. в 2024 г.), необходимого на субсидии НПЗ, и 0.3 п.п. в 2019 г. (1.0 п.п. в 2023 г.), которые являются следствием изменения макроэкономических условий, составит 0.3 п.п. ВВП в 2019 г. и 1.3 п.п. ВВП в 2024 г.

4.2 Сценарии налогового манёвра с учётом производственной специфики НПЗ

Представленные в подразделе выше расчеты не учитывают изменений, связанных с модернизацией нефтеперерабатывающих мощностей, хотя в них фигурирует субсидия, направленная именно на эти цели. В данном разделе повторим эти расчеты с учетом изменения глубины переработки, и рассмотрим отдельный кейс по компании Лукойл с учетом решения оптимизационной задачи для всей производственно-сбытовой цепочки компании.

Прогноз по увеличению глубины переработки НПЗ осуществлялся по имеющимся данным о глубине переработки каждого НПЗ в 2015 г.; глубине переработки НПЗ на конец их программы модернизации; целевому показателю Минэнерго средней глубины переработки отрасли в 2020 г. На первом шаге предполагалось, что показатель глубины переработки линейно растёт со значения в 2015 г., до значения, предполагаемого в конце программы по модернизации. Показатель глубины переработки НПЗ, у которых нет программы, растет до значения средней глубины переработки отрасли к 2020 г. до 2020 года (смотри рисунок 3).

Нефтяная компания, НПЗ	Прогнозные значения глубины переработки НПЗ на 2015-2024 гг., %									
Всего:	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ОАО 'НК 'Роснефть'										
ООО 'РН - Комсомольский НПЗ'	62.8	69.5	76.1	82.7	89.4	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0
ООО 'РН - Туапсинский НПЗ'	55.0	63.7	72.4	81.1	89.8	98.5	98.5	98.5	98.5	98.5
АО 'Сызранский НПЗ'	68.9	72.1	75.3	78.6	81.8	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0
АО 'Новокуйбышевский НПЗ'	71.0	76.0	81.0	86.0	91.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0
ОАО 'Куйбышевский НПЗ'	61.1	67.3	73.5	79.6	85.8	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0

Примечание – Источник: рассчитано авторами.

Рисунок 3 – Прогнозные значения глубины переработки в 2015-2024 гг., %

Далее были рассчитаны обратным счетом индивидуальные потери от производства нефтепродуктов для каждого НПЗ за 2015 г. через формулу (9) глубины переработки:

$$\gamma = (V_{refining} - V_{masout} - V_{losses}) / V_{refining} \cdot 100\% \quad (9)$$

где γ – глубина переработки нефти (в процентах), $V_{refining}$ – объем переработки, V_{masout} – объем производства мазута, V_{losses} – объем потерь и топлива собственными нуждами.

$$V_{losses_{2015}} = (1 - \gamma_{2015}/100\%) \cdot V_{refining_{2015}} - V_{masout_{2015}} \quad (10)$$

На третьем шаге производился расчет объема производства прочих нефтепродуктов для каждого НПЗ за 2015 г. по формуле (11):

$$V_{etc_{2015}} = V_{refining_{2015}} - V_{petrol_{2015}} - V_{diesel_{2015}} - V_{jet_{2015}} - V_{masout_{2015}} - V_{losses_{2015}} \quad (11)$$

где $V_{etc_{2015}}$ – объем переработки других видов нефтепродуктов с учетом объемов топлива, идущего на собственные нужды, в 2015 г., $V_{refining_{2015}}$ – объем переработки в 2015 г., $V_{petrol_{2015}}$ – объем переработки автомобильного бензина; $V_{diesel_{2015}}$ – объем переработки дизельного топлива в 2015 г.; $V_{jet_{2015}}$ – объем переработки авиационного керосина в 2015 г.; $V_{masout_{2015}}$ – объем производства мазута в 2015 г., $V_{losses_{2015}}$ – объем потерь и топлива собственными нуждами в 2015 г.

Далее рассчитывалась первичная переработка нефти для каждого НПЗ в 2016 г. по формуле (12):

$$V_{refining_{2016}} = V_{REFINING_{2016}} \cdot V_{refining_{2015}} / V_{REFINING_{2015}} \quad (12)$$

где $V_{refining_{2015}}$ – объем переработки в 2015 г., $V_{refining_{2016}}$ – объем переработки в 2016 г., $V_{REFINING_{2015}}$ – объем переработки в 2015 г. для всей отрасли, $V_{REFINING_{2016}}$ – объем переработки в 2016 г. для всей отрасли.

Далее происходит расчет объемов производства мазута, по формуле (13) нахождения глубины переработки нефти. Учитывая отсутствие данных по потерям для 2016-2024 гг., предполагается, что они изменяются пропорционально объемам первичной переработки нефти, рассматриваемого НПЗ:

$$V_{masout_{2016}} = \left(1 - \gamma_{2016}/100\%\right) \cdot V_{refining_{2016}} - V_{losses_{2015}} \cdot V_{refining_{2016}} / V_{refining_{2015}} \quad (13)$$

где $V_{masout_{2016}}$ – объем производства мазута в 2016 г., γ_{2016} – глубина переработки нефти (в процентах) в 2016 г., $V_{refining_{2016}}$ – объем переработки в 2016 г., $V_{losses_{2016}}$ – объем

потерь и топлива собственными нуждами в 2016 г. $V_{refining_{2015}}$ – объем переработки в 2015 г.

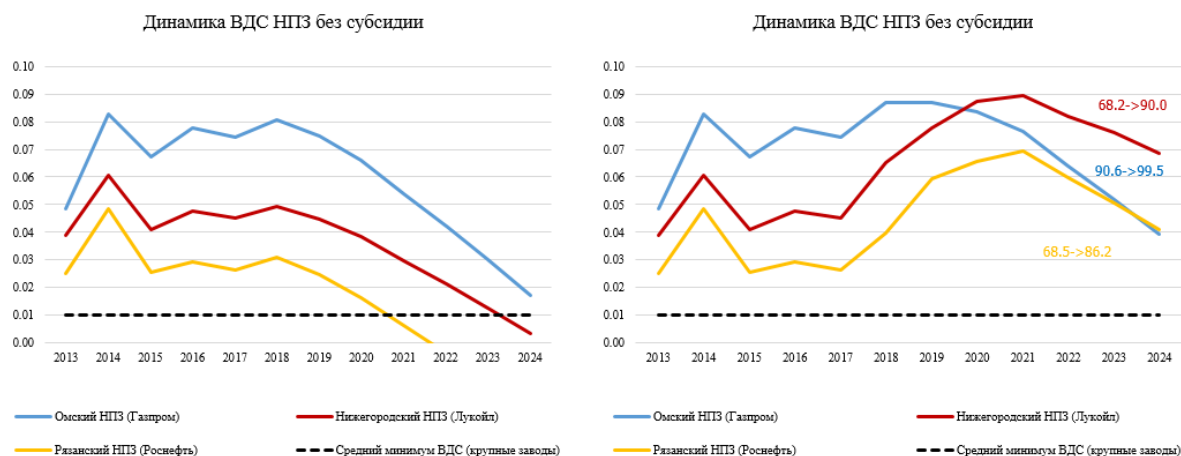
Объемы производства бензина, дизеля и авиакеросина рассчитываются исходя из долей 2015 г. и оставшегося незадействованного объема производства. Ниже представлена формула (14) для нахождения объема производства бензина в 2016 г. (для остальных по аналогии, смотри формулы (15) и (16)):

$$V_{petrol_{2016}} = \left(V_{refining_{2016}} - V_{masout_{2016}} - (V_{losses_{2015}} + V_{etc_{2015}}) \cdot \frac{V_{refining_{2016}}}{V_{refining_{2015}}} \right) \cdot \frac{V_{petrol_{2015}}}{(V_{petrol_{2015}} + V_{diesel_{2015}} + V_{jet_{2015}})} \quad (14)$$

$$V_{diesel_{2016}} = \left(V_{refining_{2016}} - V_{masout_{2016}} - (V_{losses_{2015}} + V_{etc_{2015}}) \cdot \frac{V_{refining_{2016}}}{V_{refining_{2015}}} \right) \cdot \frac{V_{diesel_{2015}}}{(V_{petrol_{2015}} + V_{diesel_{2015}} + V_{jet_{2015}})} \quad (15)$$

$$V_{jet_{2016}} = \left(V_{refining_{2016}} - V_{masout_{2016}} - (V_{losses_{2015}} + V_{etc_{2015}}) \cdot \frac{V_{refining_{2016}}}{V_{refining_{2015}}} \right) \cdot \frac{V_{jet_{2015}}}{(V_{petrol_{2015}} + V_{diesel_{2015}} + V_{jet_{2015}})} \quad (16)$$

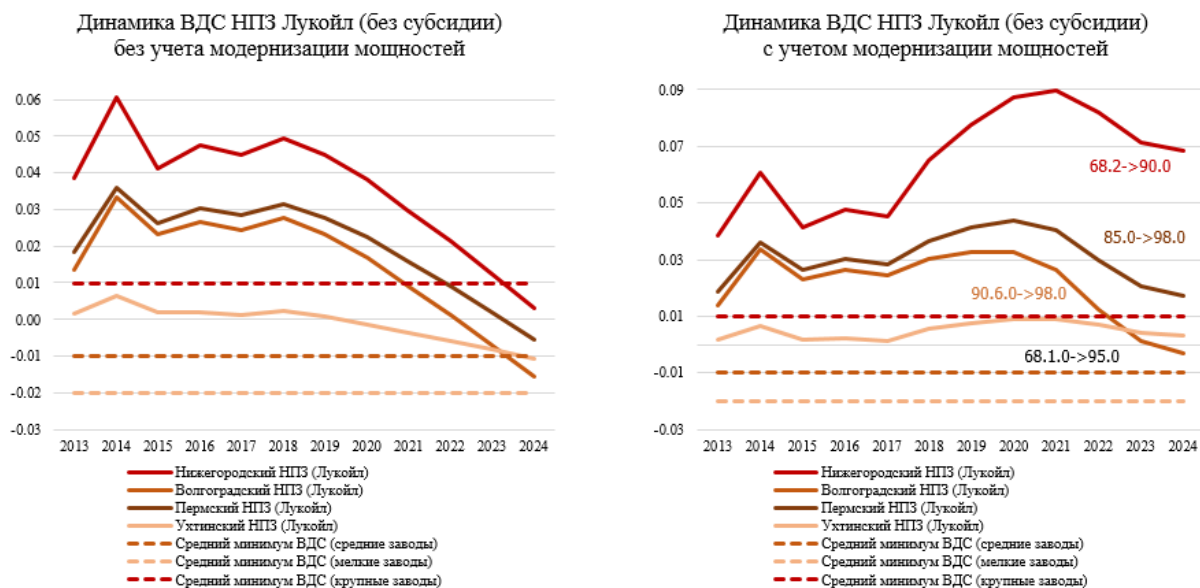
На рисунке 4 представлено сравнение валовой добавленной стоимости НПЗ: Омскому (Газпром), Рязанскому (Роснефть) и Нижегородскому (Лукойл); примера распределения субсидии, рассчитанного без учета изменения структуры производственной корзины, с примером, в котором учитывалась реализации программы модернизации производственных мощностей. Результаты представлены без добавления субсидии. Для модельного расчета распределения субсидии между НПЗ был использован показатель, который представляет собой усредненное значение индивидуальных минимумов добавленной стоимости, отдельных НПЗ в 2013–2018 гг.; усреднение производилось внутри групп НПЗ, использующих сравнимые объемы сырой нефти в производстве. Рассматриваемые НПЗ входят в одну группу, используют более 14 млн тонн нефти на производстве. Из правой части рисунка можно сделать вывод, что учет индивидуальных программ по модернизации позволяет оставаться рассматриваемым предприятиям выше, чем принятый за порог отсека уровня ВДС, что может быть использовано при расчете более эффективного с точки зрения бюджета значения субсидии.



Примечание – Источник: рассчитано авторами.

Рисунок 4 – Динамика добавленной стоимости НПЗ в 2016-2024 гг., млрд руб.

На рисунке 5 представлена динамика валовой добавленной стоимости нефтеперерабатывающих заводов компании Лукойл: слева – без учета программ модернизации и расчета оптимальных значений производства нефтепродуктов при изменяющемся налоговом законодательстве; справа – с учетом модернизации и решения оптимизационной задачи по всей производственно-сбытовой цепочке компании Лукойл.



Примечание – Источник: рассчитано авторами.

Рисунок 5 – Динамика добавленной стоимости НПЗ компании Лукойл в 2016-2024 гг., млрд руб.

Модернизация имеющихся мощностей и перераспределение издержек существенно вносят изменения в расчеты по сравнению с примером, где к изменяющимся налоговым параметрам брались постоянные (не меняющиеся во времени) объемы производства нефтепродуктов и использования сырой нефти в производстве.

Предположим, что субсидия выдается НПЗ, чтобы они не опускались ниже своего среднего значения ВДС, рассчитанного на периоде 2013-2018 гг. Среднее значение ВДС для Нижегородского НПЗ – 0.06 трлн руб.; для Волгоградского и Пермского – 0.3 трлн руб., для Ухтинского 0.003 трлн руб. Согласно расчетам, Нижегородский НПЗ не опустятся ниже своего индивидуального среднего ВДС за 2013-2018 гг. Волгоградскому потребуется субсидия в размере 0.05 трлн руб., Пермскому – 0.03 трлн руб., а Ухтинскому – 0.02 трлн руб. суммарно за все время проведения реформы. Сравнивая показатели необходимой субсидии с субсидией, рассчитанной для Сценария 1 (при расчетах не учитываем возмещение заплаченного акциза на нефтяное сырье), получаем, что в среднем по компании можно сократить субсидию на 15%. Учитывая занимаемую долю на рынке в 20% данный результат можно считать существенным для более эффективного расходования государственного бюджета на реформирование нефтегазового сектора. Подробнее смотри таблицу 16.

Таблица 16 – Расчет необходимой субсидии НПЗ компании Лукойл для ведения экономической деятельности, приносящей валовый доход больше, чем средний показатель ВДС за 2013-2018 гг.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Нижегородский НПЗ (Лукойл), трлн руб.	0.01	0.02	0.02	0.01	0.00	0.00
Волгоградский НПЗ (Лукойл), трлн руб.,	0.00	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01
Пермский НПЗ (Лукойл), трлн руб.	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.01	-0.01
Ухтинский НПЗ (Лукойл), трлн руб.	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.01
Необходимая субсидия, трлн руб.	0.00	0.01	0.01	0.02	0.03	0.03
Доля от субсидии по Сценарию 1, %	0.00	86.98	83.33	80.73	80.37	82.83

Примечание – Источник: расчет авторов.

Учитывая возможность масштабирования модели с учетом наличия необходимых данных, в частности: программ по расширению и строительству новых магистральных трубопроводов, хранилищ сырой нефти и нефтепродуктов, НПЗ; технологические особенности добычи каждого месторождения и технологии производства каждого НПЗ; объемов распределения сырой нефти и нефтепродуктов в разрезе месторождений и НПЗ, в разрезе торговых потоков (экспорт, внутреннее потребление, импорт) на всю нефтяную отрасль и т.д. и т.п. показатель субсидии может быть существенно снижен.

5. Разработка рекомендаций с учётом результатов построенной модели

Текущие налоговые условия в отрасли не стимулируют ее активного развития: налоговая нагрузка на сектор растёт, но это не сопровождается изменением стимулов для нефтеперерабатывающих компаний, принимаемые меры не приводят к росту инвестиционных проектов. Одним из наиболее важных и требуемых изменений является отмена экспортной пошлины на нефть и нефтепродукты и эквивалентная замена ее НДС.

Действующие на данный момент вывозные таможенные пошлины на нефть и нефтепродукты поддерживают разрыв между мировыми и внутренними ценами, что, фактически, повышает рентабельность российских НПЗ, перекрывая его технологическую отсталость по сравнению с другими развитыми странами. Данный налог косвенно субсидирует все нефтеперерабатывающие предприятия: и те, кто начал модернизацию, и те, кто нет. Отмена экспортных пошлин приведет к переориентации экспорта нефтепродуктов на экспорт сырой нефти как более эффективной деятельности, что не согласуется с задачей по увеличению переработки нефти внутри страны и увеличения объемов экспорта нефтепродуктов. Что касается стороны спроса, то здесь также неизбежен негативный эффект, связанный со снижением прибыльности от деятельности при повышении цен на топливо и нефтяное сырье у некоторых предприятий, что введет к сокращению налоговых поступлений от этих предприятий в бюджет страны. В связи с этим встает вопрос об эффективной по отношению к потребителям, производителям и государству процедуре по отмене таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты, а также вариантов компенсации их снижения (за счет акцизов и/или НДС).

Согласно ФЗ 305 с 1 января 2019 г. вступают в силу изменения, призванные закончить формирование налоговой системы в нефтяной отрасли, устраняющей субсидирование неэффективности отечественной нефтепереработки:

- вводится корректирующий коэффициент, равномерно понижающий ставку вывозной таможенной пошлины на сырую нефть до нуля в период с 2019 по 2024 годы;
- равномерно повышается НДС на величину уменьшения экспортной пошлины на нефть;
- поэтапно вводится акциз на нефтяное сырье, принадлежащее налогоплательщику на праве собственности и направленное им на переработку. Законом предусмотрен налоговый вычет к данному акцизу с коэффициентом 2 (то есть, фактически, обратный акциз), предоставляемый компаниям, корзина

производства которых включает светлые нефтепродукты, увеличенный на демпфирующую компоненту, компенсирующую затраты на поставку нефтепродуктов на внутренний рынок для нефтяных компаний в целях обеспечения рентабельности поставок и недопущения повышения цен на нефтепродукты;

- корректируются в сторону повышения ставки акцизов на нефтепродукты;
- для части месторождений (в том числе новых) вводится НДД. Закон устанавливает ряд особенностей расчета, исчисления и уплаты налога в отношении добычи углеводородного сырья в зависимости от месторасположения и рентабельности конкретных месторождений углеводородного сырья.

Несмотря на то, что данная конфигурация решает ряд проблем, перечисленных ранее: выпадающий доход государства компенсируется за счет эквивалентного роста НДС; осуществляется поддержка отечественных производителей нефтепродуктов, с помощью выдачи компенсации в виде обратного акциза и демпфирующей надбавки; также стоит отметить, что в текущих параметрах маневра учитывается различная удаленность от рынков сбыта с помощью логистического коэффициента, учтена структура производственной корзины НПЗ; открытыми остаются вопросы:

- Длительность периода отмены экспортных пошлин. Целесообразен ли такой длительный переход, в течение 6 лет, если рост внутренних цен, связанный с этой мерой, для производителей нефтепродуктов компенсируется введением обратного акциза, который позволяет адаптироваться к сложившимся на рынке условиям. Тезис об эффективности механизма экспортных пошлин является ошибочным. Они должны быть отменены в максимально короткие сроки 1.5-2 года.
- Отсутствие срока окончания субсидирования. Это создает базу для потенциально неограниченного субсидирования отрасли, но уже не через механизм искусственно заниженных внутренних цен на нефть, а напрямую, трансфертами из бюджета (которые, с учетом того, что на обратный акциз могут рассчитывать компании, находящиеся под санкциями, даже не обязательно будут связаны с повышением эффективности производства на НПЗ и увеличением доли светлых фракций в корзине производимых нефтепродуктов);
- Манёвр не является нейтральным для нефтяных компаний: за счет постепенного снижения экспортных пошлин в 2019-2021 гг. произойдет повышение внутренних цен на нефть (по принципу net back с внешним рынком), способствующее появлению дополнительной прибыли производителей нефти, которая должна быть изъята государством, как собственником ресурса. Это означает, что прирост поступлений от увеличения НДС или от других налоговых

изменений должен быть выше, чем снижение поступлений от экспортной пошлины. Для компаний, производственная корзина которых не ориентирована на светлые нефтепродукты, частичное изъятие дополнительной прибыли будет происходить за счет введенного акциза на нефтяное сырье. В то же время, те компании в отношении которых этот платеж по факту заменяется на обратный акциз, получают двойную компенсацию: рост прибыли за счет роста внутренних цен и обратный акциз;

— В долгосрочной перспективе необходим постепенный переход к НДД на новых месторождениях, так как на данный момент по каждому такому месторождению принимаются индивидуальные решения, дающие льготы по НДС, который берется с оборота и не учитывает различия в расходах, что снижает стимулы разработки новых дорогих месторождений (может иметь негативные последствия для будущего уровня добычи при постепенном исчерпании текущих месторождений). Переход на НДД позволит уйти от субъективизма принятия решений, создаст стимул для разведки и разработки новых месторождений, строительства инфраструктуры. Косвенным положительным эффектом также станет развитие технологий поиска, бурения и транспортировки нефти.

Результаты расчетов оптимизационной задачи для производственно-сбытовой цепочки компании Лукойл показали, что учет модернизации производственных мощностей и прибыли (издержек), генерируемых компанией на прошлых (последующих) этапах производства приводит к более эффективным с точки зрения государственного бюджета расходам на субсидирование нефтеперерабатывающей отрасли. При наличии более детализированных данных по всей отрасли расчеты модели можно расширить, а также учесть изменения технологии: программы расширения пропускной способности магистральных трубопроводов, хранилищ, разработка новых месторождений и т.п.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Программа мер по реформированию налогообложения нефтяной отрасли, призванных мотивировать к повышению энергоэффективности отечественной нефтепереработки и экономики в целом, сократить масштаб субсидирования нефтеперерабатывающих заводов России и стран ЕАЭС, а также повысить эффективность налоговой системы, была принята в конце 2014 г. [1]. Достичь основной цели налогового манёвра – выравнивание условий деятельности нефтяных компаний на внутреннем и внешнем рынках – планировалось за счёт сокращения экспортных пошлин и акцизов на нефтепродукты с одновременным повышением НДС на нефть.

На практике описанный механизм, изначально заложенный в Налоговый кодекс, претерпел значительные изменения (например, в конце 2015 г. снижение экспортной пошлины было заморожено с целью сохранения наполняемости бюджета в новых макроэкономических условиях) и фактически не сработал. Несмотря на удешевление нефти, стоимость производства нефтепродуктов в среднем по экономике осталась достаточно высокой, нефтеперерабатывающая отрасль продолжает получать неявную субсидию (за счёт заниженных относительно мировых внутренних цен на нефть), которая не доходит до конечного потребителя. Более того, несмотря на заявленные в 2014 г. планы по постепенному снижению акцизов на нефтепродукты, их ставки постоянно повышаются [2], [3]. Возникла ситуация, при которой доля налогов в рублёвом выражении в тонне нефтепродуктов для внутреннего рынка значительно превышает долю налогов в тонне нефтепродуктов, отправляемых на экспорт. Учитывая новый механизм распределения по уровням бюджета акцизных платежей, взимаемых при продаже нефтепродуктов, производимых на территории России и позволяющих в значительной степени увеличить поступления в региональные бюджеты, это тормозит реализацию стратегии реформирования нефтяной отрасли [4].

Соответственно актуальным представляется разработать вариант реализации налогового манёвра, который учитывал последствия кризиса, текущую экономическую ситуацию, экономику отдельных НПЗ и достижение первоначально запланированных конечных результатов реформы.

Основной целью работы является построение модели регулирования внутрироссийского рынка нефти и нефтепродуктов с учётом экономики отдельных НПЗ, способствующей модернизации производства, увеличению глубины переработки нефти и расширению доли светлых фракций, или к закрытию неэффективных убыточных производств.

Основные фундаментальные и прикладные задачи, решаемые в рамках исследования:

- Анализ современного мирового опыта по регулированию рынков нефти и нефтепродуктов и сравнение с методами, осуществляемыми в России;
- Ретроспективная оценка функционирования отечественного рынка нефти и нефтепродуктов;
- Описание теоретических аспектов ценообразования на нефть и нефтепродукты на внутреннем и внешнем рынках;
- Сценарный анализ последствий реализации налогового манёвра рассчитанный как для нефтяной отрасли в целом, так и для отдельных её участников (отечественных НПЗ);
- Разработка политэкономических рекомендаций.

Методологическую базу работы составят методы качественного и количественного анализа, применяемые для выявления эффективного механизма регулирования нефтяной отрасли Российской Федерации.

Основными результатами работы являются следующие выводы:

Значительную долю на мировом рынке занимает российская отрасль нефтедобычи. Кроме России, крупнейшими производителями являются страны ОПЕК, США и Канада. Изменения в функционировании отраслей этих стран (например, сокращение объемов добычи сырой нефти) могут повлиять на динамику мировых цен на нефть, поэтому при моделировании мирового рынка нефти и нефтепродуктов или влияния его конъюнктуры на внутренний российский рынок следует учитывать взаимодействие крупнейших представителей мирового нефтяного рынка (например, через динамику мировой цены на нефть).

Также были выявлены характерные черты российской нефтяной отрасли: неравномерность географического размещения месторождений и концентрация на территории Западной Сибири; отправка существенной доли добытой нефти на экспорт (48%); использование трубопроводного транспорта для перевозки нефти между производителями (добывающими компаниями/месторождениями) и потребителями (НПЗ) – около 90% от общего объема транспортировки; зависимость затрат на грузовую перевозку железнодорожным транспортом от объемов перевозки.

Работы, описывающие моделирование внутреннего рынка нефти и нефтепродуктов представлены двумя крупными направлениями исследований: первые связаны с асимметричной реакцией цены нефтепродуктов на изменение нефтяных цен (узконаправленные исследования); вторые с построением производственно-сбытовой

цепочки отрасли (многоцелевые модели). Основными преимуществами второго направления являются: рассмотрение отрасли в целом, расчет комплексного влияния всех факторов на динамику производственных показателей, а также то, что структура модели не меняется значительно при изменении целей исследователя.

Существенную долю нефтяного рынка России занимают ВИНКи, компании имеющие производственные мощности на более чем одном этапе производственно-сбытовой цепочки, поэтому их взаимодействие между собой и другими независимыми участниками рынка сложно назвать конкурентным, в частности из-за существующих ограничений, связанных с первоочередным заполнением собственных мощностей (НПЗ, хранилищ и АЗС). По данной причине идея о моделировании отрасли по укрупненной модели спроса-предложения была отклонена в пользу решения линейно оптимизационной задачи для каждой ВИНК. В качестве отправной точки была выбрана Многопериодная, многопродуктовая модель производственно-сбытовой цепочки нефтяной отрасли Амина-Насери и Моранди Насаба (2016). Учитывая ограниченность доступных данных, мы были вынуждены несколько упростить модель: используемые уравнения не включают этап хранения нефти и нефтепродуктов, рассматривают только один вид транспорта для каждого потока: для потока от месторождения до НПЗ (трубопровод), от НПЗ до потребителей железную дорогу; модель рассматривает два типа нефтепродуктов (светлые и темные). Предполагается, что каждая компания оптимизирует прибыль независимо от решений других ВИНК, так как из-за высоких и труднопреодолимых барьеров на вход, издержек выхода, затрат на капиталовложения данная доля в течение многих лет является постоянной. Расчеты производились на усеченной выборке – по компании Лукойл.

С помощью модели были рассчитаны оптимальные значения объемов добычи нефти по месторождениям, экспорта и внутреннего потребления, объемы производства светлых и темных нефтепродуктов и их экспорт в разрезе НПЗ, а также объемы внутреннего потребления нефтепродуктов максимизирующих прибыль компании Лукойл при заданных ограничениях и изменяющихся налоговых условиях. Данные значения в дальнейшем были использованы для расчета бюджетного эффекта от реализации завершающего налогового маневра.

В работе было произведено сравнение расчетов итогового эффекта от налогового маневра. Первый вариант включал в себя изменения, связанные с макроусловиями и налоговым законодательством. Второй прогноз по изменению глубины переработки НПЗ с учетом индивидуальных программ модернизации производства. Третий вариант помимо учета программ модернизации включал расчет оптимизационной задачи для каждой компании, т.е. нахождение оптимальных объемов производства и распределения нефти и

нефтепродуктов. Анализ показал, что для более эффективного расходования государственного бюджета при проведении налоговой реформы в нефтегазовом секторе необходимо учитывать структуру рынка, а именно то, что основными игроками являются ВИНК, способные перераспределять издержки по всей производственно-сбытовой цепочки, а также закладывать в расчеты сценарии изменения параметра, на который нацелено субсидирование (например, глубина переработки).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Папченкова М. Главное событие 2014 года в нефтяной и в налоговой сфере - налоговый маневр// Ведомости. Декабрь 2014.
2. Бобылев Ю., Идрисов Г., Каукин А., Расенко О. Нефть, бюджет и налоговый маневр// Экономическое развитие России, No. 11, 2015. pp. 47-50.
3. Гордеев Д. Повышение акцизов блокирует налоговый маневр// Экономическое развитие России, No. 9, 2016. pp. 49-53.
4. Идрисов Г., Каукин А. Налоговый маневр: ускорение экономического роста в ущерб бюджетной консолидации// Экономическое развитие России, No. 6, 2016. pp. 7-11.
5. BP. Statistical Review of World Energy 2017 // BP. 2017. URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (дата обращения: 26.02.2018).
6. Информационно-аналитический центр "Минерал": [сайт]. [2018]. URL: <http://www.mineral.ru/Facts/regions/index.html> (дата обращения: 27.02.2018).
7. ПАО "Татнефть", Годовой отчет за 2016 г., ПАО "Татнефть", Москва, 2016.
8. Савчук В. V практическая конференция "Железнодорожные перевозки продукции нефте- и газопереработки"// Тарифы и конкуренция: состояние и перспективы. Москва. 2014.
9. Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. ТЭК России - 2017// Статистический сборник 2018.
10. Каукин А. Исследование основных факторов, определяющих оптовые и розничные цены на бензин. Институт экономической политики им. Е. Т. Гайдара, Москва, Отчет о научно-исследовательской работе 2014.
11. Бобылев Ю.Н., Турунцева М.Ю. Налогообложение минерально-сырьевого сектора экономики// Ин-т экон. политики им. Е.Т. Гайдара, Научные труды 140Р, 2010. 200 pp.
12. Ведомости СНГ и ВС РФ. Закон РФ от 21.02.1992 N 2395-1 "О недрах" // Ведомости СНГ и ВС РФ. Апрель 1992. No. 16. Р. 834.
13. Постановление Комитета цен при Министерстве экономики РФ. Об утверждении ставок отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы 1992. No. 4.
14. КонсультантПлюс. Основные направления налоговой политики Российской Федерации на 2016 год и плановый период 2017 и 2018 годов: налоговый маневр в нефтяном секторе. 2016.
15. Идрисов Г., Каукин А. Налоговый маневр: ускорение экономического роста в ущерб бюджетной консолидации// Экономическое развитие России. 2016. No. 6.
16. Каукин А., Кнобель А., Фиранчук А. Последствия реализации налогового маневра: добыча нефти и производство нефтепродуктов// Экономическое развитие России. 2016. No. 12.
17. Каукин А., Миллер Е. Налоговый маневр в нефтяной отрасли: момент для завершения// Мониторинг экономической ситуации в России. 2018. Vol. 11. No. 72.
18. Вести Экономика. Россия, США и Европа. Глубина переработки нефти // Вести. Мир в цифрах. Сентябрь 2017.
19. Eckert A. Empirical Studies of gasoline retailing// Journal of Economic Surveys, 2011.
20. Lewis M. Price leadership and coordination in retail gasoline markets with price cycles, 2009.
21. Wang Z. Collusive communication and pricing coordination in a retail gasoline market// Review of Industrial Organization 32: 35–52., No. 32, 2008. pp. 35-52.
22. Wang Z. Station level gasoline demand in an Australian market with regular price cycles// Australian Journal of Agricultural and Resource Economics, No. 53, 2009. pp. 467-483.
23. Atkinson B. Retail gasoline price cycles: evidence from Guelph, Ontario using bi-hourly, station specific c retail price data// Energy Journal, No. 30, 2009. pp. 85-109.
24. Slade M.E. Vancouver's gasoline-price wars' an empirical exercise in uncovering supergame strategies// Review of Economic Studies, No. 59, 1992. pp. 257–276.

25. Atkinson B., Eckert A., and West D.S. Price matching and the domino effect in a retail gasoline market// *Economic Inquiry*, No. 47, 2009. pp. 568–588.
26. Anderson R.W., Johnson R.N. Antitrust and sales-below-cost laws: the case of retail gasoline// *Review of Industrial Organization*, No. 14, 1999. pp. 189-204.
27. Blass A.A., Carlton D.W., The choice of organizational form in gasoline retailing and the cost of laws that limit that choice// *Journal of Law and Economics*, No. 44, 2001. pp. 511-524.
28. Wang. Supermarket and gasoline: an empirical study of bundled discount 2010.
29. Zhang Q., Shah N., Wassick J., Helling R., and Egerschot P., Sustainable supply chain optimisation: An industrial case study// *Computers & Industrial Engineering*, Vol. 74, 2014. pp. 68-83.
30. Long Q., An agent-based distributed computational experiment framework for virtual supply chain network development// *Expert Systems with Applications*, Vol. 41, No. 9, 2014. pp. 4094-4112.
31. Gong J., Mitchell J.E., Krishnamurthy A., and Wallace W.A., An interdependent layered network model for a resilient supply chain// *Omega*, 46, Vol. 46, 2014. pp. 104-116.
32. Sahebi H., Nickel S., and Ashayeri J., Strategic and tactical mathematical programming models within the crude oil supply chain context—A review// *Computers & Chemical Engineering*, Vol. 68, 2017. pp. 56-77.
33. Chandra C., Grabis J. *Supply Chain Configuration: Concepts, Solutions, and Applications*. Springer, 2007.
34. Beamon B.M., Chen V.P., Performance analysis of conjoined supply chains// *Int J Prod Res*, Vol. 39, No. 14, 2001. pp. 3195-3218.
35. Pongsakdi A., Rangsunvigit P., Siemanond K., and Bagajewicz M.J., Financial risk management in the planning of refinery operations// *International Journal of Production Economics*, No. 103, 2006. pp. 64-86.
36. Lakkhanawat H., Bagajewicz M.J., Financial risk management with product pricing in the planning of refinery operations, Vol. 47, No. 17, 2008. pp. 6622-6639.
37. Al-Qahtani K., Elkamel A., Multisite facility network integration design and coordination: an application to the refining industry// *Computers and Chem. Eng.*, Vol. 32, 2008. pp. 2189-2202.
38. Ben-Tal A., Nemirovski A., Robust solutions of linear programming problems contaminated with uncertain data// *Mathematical Programming*, No. 88, 2000. pp. 411-424.
39. Sen S., Higle J., An introductory tutorial on stochastic linear programming models, *Interfaces*, Vol. 29, No. 2, 1999. pp. 33-61.
40. Guyonnet P., Grant F. H., Bagajewicz M. J. Integrated model for refinery planning, oil procuring, and product distribution // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. – 2008. – T. 48. – №. 1. – C. 463-482.
41. Rocha R., Grossmann I.E., de Aragão M. V. S. P. Petroleum allocation at PETROBRAS: Mathematical model and a solution algorithm // *Computers & Chemical Engineering*. – 2009. – T. 33. – №. 12. – C. 2123-2133.
42. Kim Y. et al. An integrated model of supply network and production planning for multiple fuel products of multi-site refineries // *Computers & Chemical Engineering*. – 2008. – T. 32. – №. 11. – C. 2529-2535.
43. Tarhan B., Grossmann I.E., and Guel V., Stochastic programming approach for the planning of offshore oil or gas field infrastructure under decision-dependent uncertainty// *Ind Eng Chem Res*, Vol. 48, No. 6, 2009. pp. 3078-3097.
44. Escudero L.F., Quintana F.J., Salmerón J. CORO, a modeling and an algorithmic framework for oil supply, transformation and distribution optimization under uncertainty // *European Journal of Operational Research*. – 1999. – T. 114. – №. 3. – C. 638-656.
45. Haugland D., Hallefjord A., and Asheim H., Models for petroleum field exploitation// *Eur J Oper Res* 1988;37(1):58–72., Vol. 37, No. 1, 1988. pp. 58-72.
46. Aboudi R. et al. A mathematical programming model for the development of petroleum fields and transport systems // *European Journal of Operational Research*. – 1989. – T. 43. – №. 1. – C. 13-25.

47. Jørnsten K., Sequencing offshore oil and gas fields under uncertainty// Eur J Oper Res, Vol. 58, No. 2, 1992. pp. 191-201.
48. Sear T., Logistics planning in the downstream oil industry// J Oper Res Soc, Vol. 44, No. 1, 1993. pp. 9-17.
49. Haugen K., A stochastic dynamic programming model for scheduling of offshore petroleum fields with resource uncertainty// Eur J Oper Res, Vol. 88, No. 1, 1996. pp. 88-100.
50. Iyer R. R. et al. Optimal planning and scheduling of offshore oil field infrastructure investment and operations //Industrial & Engineering Chemistry Research. – 1998. – T. 37. – №. 4. – C. 1380-1397.
51. Jonsbråten T., Oil field optimization under price uncertainty// J Oper Res Soc, Vol. 49, No. 8, 1998. pp. 811-818.
52. Nygreen B. et al. Modeling Norwegian petroleum production and transportation //Annals of Operations Research. – 1998. – T. 82. – C. 251-268.
53. Dempster M. A. H. et al. Planning logistics operations in the oil industry //Journal of the Operational Research Society. – 2000. – T. 51. – №. 11. – C. 1271-1288.
54. Iakovou E.T. An interactive multiobjective model for the strategic maritime transportation of petroleum products: risk analysis and routing //Safety Science. – 2001. – T. 39. – №. 1-2. – C. 19-29.
55. Van Den Heever S.A., Grossmann I. E. An iterative aggregation/disaggregation approach for the solution of a mixed-integer nonlinear oilfield infrastructure planning model //Industrial & engineering chemistry research. – 2000. – T. 39. – №. 6. – C. 1955-1971.
56. Aseeri A., Gorman P., Bagajewicz M. J. Financial risk management in offshore oil infrastructure planning and scheduling //Industrial & engineering chemistry research. – 2004. – T. 43. – №. 12. – C. 3063-3072.
57. Goel V., Grossmann I. E. A stochastic programming approach to planning of offshore gas field developments under uncertainty in reserves //Computers & chemical engineering. – 2004. – T. 28. – №. 8. – C. 1409-1429.
58. Li W. et al. Refinery planning under uncertainty //Industrial & engineering chemistry research. – 2004. – T. 43. – №. 21. – C. 6742-6755.
59. Neiro S. M. S., Pinto J. M. A general modeling framework for the operational planning of petroleum supply chains //Computers & Chemical Engineering. – 2004. – T. 28. – №. 6-7. – C. 871-896.
60. Carvalho M.C.A., Pinto J.M. A bilevel decomposition technique for the optimal planning of offshore platforms //Brazilian Journal of Chemical Engineering. – 2006. – T. 23. – №. 1. – C. 67-82.
61. Goel V. et al. A novel branch and bound algorithm for optimal development of gas fields under uncertainty in reserves //Computers & chemical engineering. – 2006. – T. 30. – №. 6-7. – C. 1076-1092.
62. Ulstein N. L., Nygreen B., Sagli J. R. Tactical planning of offshore petroleum production //European Journal of Operational Research. – 2007. – T. 176. – №. 1. – C. 550-564.
63. Elkamel A. et al. An optimization approach for integrating planning and CO2 emission reduction in the petroleum refining industry //Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2008. – T. 47. – №. 3. – C. 760-776.
64. Khor C. S., Elkamel A., Douglas P. L. Stochastic refinery planning with risk management //Petroleum Science and Technology. – 2008. – T. 26. – №. 14. – C. 1726-1740.
65. Kuo T. H., Chang C. T. Optimal planning strategy for the supply chains of light aromatic compounds in petrochemical industries //Computers & Chemical Engineering. – 2008. – T. 32. – №. 6. – C. 1147-1166.
66. MirHassani S. A. An operational planning model for petroleum products logistics under uncertainty //Applied Mathematics and Computation. – 2008. – T. 196. – №. 2. – C. 744-751.
67. Alabi A., Castro J. Dantzig–Wolfe and block coordinate-descent decomposition in large-scale integrated refinery-planning //Computers & Operations Research. – 2009. – T. 36. – №. 8. – C. 2472-2483.
68. Ghatee M., Hashemi S.M. Optimal network design and storage management in petroleum distribution network under uncertainty //Engineering Applications of Artificial Intelligence. – 2009. – T. 22. – №. 4-5. – C. 796-807.

69. Carneiro M., Ribas G., and Hamacher S., Risk management in the oil supply chain: a CVaR approach// *Ind Eng Chem Res*, Vol. 49, No. 7, 2010. pp. 3286-3294.
70. Chen J., Lu J., and Qi S., Transportation network optimization of import crude oil in China based on minimum logistics cost, *ICEMMS 2010*, 2010.
71. Jian-ling J., Jun-ling Z., and Yun-shu T., A model for the optimization of the petroleum supply chain in china and its empirical analysis, 2010 International Conference on E-Business and E-Government (ICEE), 2010.
72. Leiras A., Elkamel A., and Hamacher S., Strategic planning of integrated multirefinery networks: a robust optimization approach based on the degree of conservatism// *Ind Eng Chem Res*, Vol. 49, No. 20, 2010. pp. 9970-9977.
73. Yang J., Gu H., and Rong G., Supply chain optimization for refinery with considerations of operation mode changeover and yield fluctuations// *Ind Eng Chem Res*, Vol. 49, No. 1, 2010. pp. 276-287.
74. Fernandes L., Relvas S., and Paula Barbosa-Póvoa A., Strategic planning of petroleum supply chains// *Computer aided chemical engineering*. Elsevier B.V., 2011. pp. 1738-1742.
75. MirHassani S., Noori R., Implications of capacity expansion under uncertainty in oil industry// *J Petrol Sci Eng*, Vol. 77, No. 2, 2011. pp. 194-199.
76. Ribas G., Leiras A., and Hamacher S., Tactical planning of the oil supply chain: optimization under uncertainty, *PRÉ-ANAIS XLII SBPO*, 2011.
77. Tong K., Feng Y., and Rong G., Planning under demand and yield uncertainties in an oil supply chain// *Ind Eng Chem Res*, Vol. 51, No. 2, 2011. pp. 814-834.
78. Gupta V., Grossmann I., An efficient multiperiod MINLP model for optimal planning of offshore oil and gas field infrastructure// *Ind Eng Chem Res*, Vol. 51, No. 19, 2012. pp. 6823-6840.
79. Fernandes L., Relvas S., and Barbosa-Póvoa A., Strategic network design of downstream petroleum supply chains: single versus multi-entity participation// *Chem Eng Res Des*, Vol. 91, No. 8, 2013. pp. 1557-1587.
80. Oliveira F., Gupta V., Hamacher S., and Grossmann I., A Lagrangean decomposition approach for oil supply chain investment planning under uncertainty with risk considerations// *Comput Chem Eng*, Vol. 53, 2013. pp. 184-195.
81. Sahebi H., Nickel S., Offshore oil field development with transportation alternatives// *Eur J Ind Eng*, 2013.
82. Moradi Nasab N., Amin-Naseri M.R., Designing an integrated model for a multi-period, multi-echelon and multi-product petroleum supply chain// *Energy*, No. 117, 2016. pp. 708-733.
83. ПАО Лукойл. Отчетность компании // Официальный сайт ПАО ЛУКОЙЛ. 2016. URL: <http://www.lukoil.ru/InvestorAndShareholderCenter/RegulatoryDisclosure/AnnualReport> (дата обращения: 07.Июнь.2018).
84. Минэкономразвития России. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2018 год и на плановый период 2019 и 2020 годов в составе проекта федерального закона О федеральном бюджете на 2018 год и на плановый период 2019 и 2020 годов // Официальный сайт Министерства экономического развития Российской Федерации. 2017. URL: <http://economy.gov.ru/minrec/about/structure/depMacro/2017271001> (дата обращения: 27.Октябрь.2018).