

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт управления бизнес–процессами и экономики
Кафедра «Экономика и организация предприятий энергетического
и транспортного комплексов»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е. В. Кашина
« ____ » _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01.03.09 «Экономика предприятий и организаций
(нефтяная и газовая промышленность)»

**Разработка инвестиционного проекта строительства установки
каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора
(на примере дочернего общества ПАО «НК РОСНЕФТЬ»
АО «АНПЗ ВНК»)**

Пояснительная записка

Руководитель	_____	доцент, канд. экон.наук	М. В. Зубова
	подпись, дата		
Выпускник	_____		А. А. Гурьева
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		К. А. Мухина
	подпись, дата		

Красноярск 2019

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Разработка инвестиционного проекта строительства установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора (на примере дочернего общества ПАО «НК РОСНЕФТЬ» АО «АНПЗ ВНК»)» содержит 188 страниц текстового документа, 54 таблиц, 16 приложений и 125 использованных источников.

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА, ГЛУБИНА
ПЕРЕРАБОТКИ, МОДЕРНИЗАЦИЯ, ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПРОЕКТ,
КАТАЛИТИЧЕСКИЙ РИФОРМИНГ, АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ
ПРОЕКТА.

Цель бакалаврской работы – обоснование инвестиционного проекта строительства установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора на предприятии АО «АНПЗ ВНК».

Объект исследования – Акционерное общество «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании».

Достижение поставленной цели требует решение следующих задач:

- рассмотреть основные тенденции развития нефтеперерабатывающей отрасли, выявить проблемы и обозначить стратегические приоритеты развития;

- провести теоретический обзор методологии оценки эффективности инвестиционных проектов с учетом особенностей нефтеперерабатывающей отрасли;

- проанализировать производственно-хозяйственную деятельности АО «АНПЗ ВНК»;

- провести оценку коммерческой эффективности проекта строительства установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора на предприятии АО «АНПЗ ВНК» с учетом риска и неопределенности.

В результате написания работы разработан инвестиционный проект, актуальность которого обусловлена необходимостью выполнения требований Технического регламента в повышении экологического класса топлива, глубины переработки нефти, увеличении количества и качества товарной продукции, а также возможностью дальнейшего перепрофилирования предприятий на топливно-нефтехимический профиль в рамках выполнения программы модернизации и реконструкции нефтеперерабатывающих предприятий, которая является очень важной для развития нефтеперерабатывающей отрасли в стране

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Современные тенденции развития рынка нефтеперерабатывающей отрасли ..	7
1.1 Проблемы нефтеперерабатывающей отрасли России в контексте мировой экономики	7
1.2 Стратегические приоритеты развития нефтеперерабатывающей отрасли в условиях Российской экономики	21
2 Методология оценки эффективности инвестиционных проектов в нефтеперерабатывающей отрасли	38
2.1 Методика и особенности оценки инвестиционных проектов в нефтеперерабатывающей отрасли.....	38
2.2 Характеристика АО «АНПЗ ВНК» как участника инвестиционного проекта	38
3 Обоснование инвестиционного проекта строительства установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора на предприятии АО «АНПЗ ВНК».....	38
3.1 Техническое описание инвестиционного проекта.....	38
3.2 Расчет финансовых затрат инвестиционного проекта	38
3.3 Оценка чувствительности инвестиционного проекта	38
Заключение	39
Список использованных источников	42
Приложение А Бухгалтерский баланс АО «АНПЗ ВНК» за 2015-2017 года	52
Приложение Б Отчет о финансовых результатах АО «АНПЗ ВНК» за 2015-2017 года.....	53
Приложение В Список нефтеперерабатывающих предприятий России.....	54
Приложение Г Распределение процессов вторичной переработки нефти по предприятиям.....	56
Приложение Д Требования к составу и содержанию ТЭО инвестиций и ТЭР на АО «АНПЗ ВНК»	58
Приложение Е Текущие процессы модернизации и строительства новых установок на крупнейших НПЗ ПАО «НК «Роснефть».....	59
Приложение Ж Основные объекты инвестиционной программы АО «АНПЗ ВНК» в блоке строительство в 2018 году	60
Приложение И Структура имущества в процентах к валюте баланса АО «АНПЗ ВНК»	61
Приложение К Оценка стоимости чистых активов АО «АНПЗ ВНК»	62
Приложение Л Коэффициенты финансовой устойчивости АО «АНПЗ ВНК» ...	63

Приложение МГруппировка активов баланса по степени ликвидности и пассивов по срокам погашения.....	Ошибка! Закладка не определена.
Приложение НОсновные финансовые результаты деятельности АО «АНПЗ ВНК»	64
Приложение ППоказатели рентабельности АО «АНПЗ ВНК».....	65
Приложение РРазмещение новой установки в соответствии с Генеральным планом	66
Приложение СДенежные потоки для оценки эффективности, рассчитанные в прогнозных ценах	67
Приложение ТРезультаты анализа чувствительности инвестиционного проекта в целом в текущих ценах.....	68

ВВЕДЕНИЕ

Основу благосостояния и процветания России, положение в мире и геополитические возможности в основе своей определяют природные богатства, их добыча и первичная переработка, важнейшим из которых является нефть. Российская нефтеперерабатывающая отрасль является составной частью нефтяной отрасли страны.

Направления развития и функционирования нефтепереработки в России обусловлены структурными и технологическими изменениями, произошедшими в связи с модернизацией отрасли.

Основными проблемами, возникающими в развитии нефтеперерабатывающей отрасли выступают:

- невысокий технический уровень большинства российских НПЗ, характеризующийся низкой степенью глубины переработки;

- высокая степень изношенности основных фондов российских НПЗ, обуславливающий высокий уровень энергопотребления;

- низкое качество нефтепродуктов и низкий уровень их конкурентоспособности на мировом рынке;

- низкая доля сырья, идущего на производство продукции нефтехимии (около 3%, что по меньшей мере в два раза ниже уровня развитых стран);

- низкая эффективность основных каталитических процессов в нефтепереработке;

- нерациональная географическая структура размещения НПЗ в России, которые, как правило, удалены от основных портов и мест потребления продукции нефтепереработки; это ведет, например, к необходимости строительства мини-НПЗ [1].

В современной экономической ситуации, связанной со снижением цен на нефть и применением санкций в отношении России, для нефтепереработки наблюдается приостановка инвестиционных проектов, связанных с преодолением основных проблем отрасли.

Тем не менее, для выполнения четырехстороннего соглашения между ФАС, Ростехнадзором, Росстандартом и нефтяными компаниями по модернизации нефтеперерабатывающих заводов необходимо продолжать развитие отрасли. Наиболее востребованными направлениями развития в ближайшей перспективе будут направления, связанные с повышением энергоэффективности уже существующих производств, а также развитие и внедрение отечественных технологий нефтепереработки [2].

Главной целью энергетической стратегии России является создание инновационного и эффективного энергетического сектора страны, адекватного как потребностям растущей экономики в энергоресурсах, так и внешнеэкономическим интересам России, обеспечивающего необходимый вклад в социально ориентированное инновационное развитие страны [3].

В России ситуация нефтепереработки и нефтехимии осложняется целым рядом факторов, связанных с введением санкций, оттоком инвестиций, падением

рубля и реализацией налогового маневра, что приводит к необходимости корректировки программы модернизации, изменению направления развития инновационных технологий.

Следовательно, актуальность выпускной квалификационной работы обусловлена необходимостью выполнения требований Технического регламента в повышении экологического класса топлива, глубины переработки нефти, увеличении количества и качества товарной продукции а также возможностью дальнейшего перепрофилирования предприятий на топливно-нефтехимический профиль в рамках выполнения программы модернизации и реконструкции нефтеперерабатывающих предприятий, которая является очень важной для развития нефтеперерабатывающей отрасли в стране.

На основании вышесказанного определена цель бакалаврской работы – обоснование инвестиционного проекта строительства установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора на предприятии АО «АНПЗ ВНК».

Для достижения поставленной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

- рассмотреть основные тенденции развития нефтеперерабатывающей отрасли, выявить проблемы и обозначить стратегические приоритеты развития;

- провести теоретический обзор методологии оценки эффективности инвестиционных проектов с учетом особенностей нефтеперерабатывающей отрасли;

- проанализировать производственно-хозяйственную деятельности АО «АНПЗ ВНК»;

- провести оценку коммерческой эффективности проекта строительства установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора на предприятии АО «АНПЗ ВНК» с учетом риска и неопределенности.

Объектом исследования является деятельность Акционерного общества «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании» (далее – АО «АНПЗ ВНК»).

Предметом исследования выступает методология анализа и оценки инвестиционных проектов с учетом особенностей нефтеперерабатывающей отрасли.

Теоретической и методологической основой для написания данной бакалаврской работы послужили работы отечественных и зарубежных авторов в области оценки экономической эффективности проектов и технико-экономическое обоснование нефтеперерабатывающей отрасли, а также существующие типы отраслевой методики, и рекомендации по оценке эффективности инвестиций.

1 Современные тенденции развития рынка нефтеперерабатывающей отрасли

1.1 Проблемы нефтеперерабатывающей отрасли России в контексте мировой экономики

Нефтяной комплекс является одним из ключевых элементов российской экономики: от эффективности его функционирования зависит успех решения государственных, социальных и экономических проблем. Среди основных задач развития нефтяной промышленности выделим повышение энергоэффективности, модернизацию оборудования и применение инновационных разработок на всех этапах производственной цепочки – от геологоразведки до нефтепереработки и транспортировки. Следовательно, необходимы значительные объемы инвестиций, и вопросы их привлечения становятся весьма актуальными [4].

Начиная с 2014 года Россия столкнулась со значительным ухудшением макроэкономической ситуации, что связано с комплексом одновременно возникших проблем. К ним относятся:

- значительное ослабление внешней экономической конъюнктуры (резкое снижение цен на нефть на мировых рынках, снижение спроса на энергоресурсы на мировых рынках, в первую очередь европейских стран);
- усложнившуюся геополитическую ситуацию (включая ввод финансовых и/или технологических санкций против российских компаний).

Указанное усугубило существующие в России проблемы структурного и институционального характера (в том числе зависимость страны от нефтедобычи, замедляющиеся в последние годы темпы экономического роста и промышленного производства).

Сам 2014 г. оказался богат на события, которые в той или иной степени могут сильно повлиять на состояние и перспективы нефтяной отрасли в России: введение секторальных санкций в отношении российских нефтегазовых компаний; резкое снижение цен на нефть во второй половине года [5].

Действие данных факторов вместе с ограничениями по привлечению зарубежного финансирования уже вынудило ряд компаний существенно сократить инвестиционные планы, что может иметь долгосрочное влияние на показатели развития нефтяной отрасли России [4].

Основная проблема нефтяной промышленности в России – это высокая зависимость от мировых цен на нефть. Именно от экспортной выручки зависит объем средств, который будет направлен на дальнейшие исследования и усовершенствование нефтяного производства. Значительной проблемой стал и дефицит инвестиций. Отсутствие должного финансирования резко тормозит развитие нефтяной отрасли.

Нефтеперерабатывающая отрасль в последние годы приобрела особую значимость в развитии, как мирового хозяйства, так и отечественной экономики, выступая одним из приоритетных направлений в формировании

отраслевой политики в условиях перехода от экспортно-сырьевой модели к инновационному сценарию экономического развития. Значимость ее определяется особым положением в качестве связующего звена между нефтегазовым комплексом и перерабатывающими отраслями (телекоммуникационной, авиакосмической, машиностроением и др.) за счет поставок сырья, способного заменить традиционные материалы новыми с лучшими качественными характеристиками.

Основные тенденции современного развития нефтеперерабатывающей промышленности в мире характеризуются следующим [6]:

1) активный рост объема переработки нефти, что является логичным, учитывая положительную динамику численности населения в мире (согласно прогнозам экспертов, к 2030 г. численность населения планеты достигнет 9 млрд. чел.), и повышение уровня жизни населения, что неизменно сопровождается повышением потребления как продукции топливно-энергетического комплекса, так и нефтепереработки.

2) увеличение количества технологических процессов, направленных на углубление переработки нефти (гидрокрекинг), снижение содержания серы в топливе, повышение качества автомобильных бензинов (каталитический риформинг, алкилирование, производство ароматики и т.д.);

3) усложнение схемы развития мировой нефтепереработки, что указывает на повышение эффективности нефтеперерабатывающего производства.

Россия входит в пятерку лидеров в мире по первичной переработке сырой нефти с долей 6,3% мировой переработки. Заметим, что по объему добычи нефти данные по России, США, Западной Европе вполне сопоставимы. Совершенно иное дело – по объемам переработки нефти. Легко догадаться, что почти трехкратное превышение переработки нефти над добычей в США и двукратное в Западной Европе связано с импортом нефти дополнительно к объему добычи из собственных источников. Россия не импортирует нефть. Удельный вес перерабатываемой Россией нефти составляет 46% (в США и Западной Европе – 264 и 226%, соответственно) [7].

Объем перерабатываемой нефти свидетельствует о наличии у стран соответствующих производственных мощностей. В ближайшей перспективе спрос на продукты переработки будет возрастать, и в России потребуются соответствующее увеличение перерабатывающих мощностей путем строительства и ввода новых нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ). Увеличение технологических мощностей стало результатом предпринимаемых в последние годы усилий по модернизации нефтеперерабатывающих предприятий и строительству новых НПЗ, включая малые предприятия (так называемые мини-НПЗ), а также возрастающей коммерческой привлекательности нефтепереработки. Загрузка мощностей НПЗ России составляет 63,3%, а в США и Западной Европе – 97,3 и 90,8%, соответственно [7].

В российской нефтепереработке основными проблемами отрасли, после низкого качества получаемых нефтепродуктов, остаются низкая глубина

переработки нефти (в России – 81 %, в Европе – 85 %, в США – 96 %), отсталая структура производства – минимум вторичных процессов, и недостаточный уровень процессов, улучшающих качество получаемых продуктов. В отличие от общемировых тенденций, в России существует дефицит мощностей по вторичной переработке нефти [8].

Динамика глубины переработки нефти в России по годам отражена на рисунке 1.

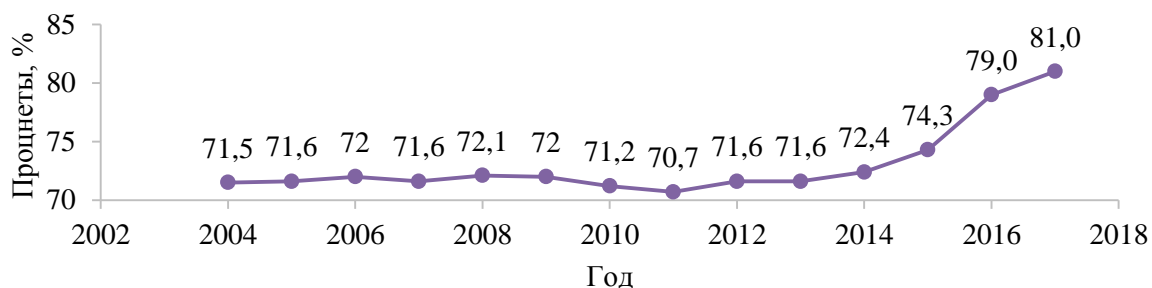


Рисунок 1 – Динамика глубины переработки нефти в России в 2002-2018 годах, %

В США, например, мощности вторичной переработки нефти достигают около 140 % мощностей первичной переработки, а в среднем по миру – 91 % [8]. В России мощности вторичной переработки составляют менее 70 % мощностей первичной переработки нефти. По качественным параметрам нефтепереработка отстает от целей Энергетической стратегии России на период до 2030 г.

Повышению глубины переработки нефти препятствует высокая стоимость и недостаточная окупаемость установок углубляющей переработки нефти при сложившейся в России системе цен и экспортных пошлин на сырую нефть и темные нефтепродукты [9].

Тонна сырой нефти в настоящее время стоит на мировом рынке дороже, чем вся корзина нефтепродуктов, производимых в России. В результате нефтяной бизнес России ориентирован не на инвестиции в углубляющие процессы (требующие огромных затрат и долгих сроков реализации), а на сверхприбыль и выплату больших дивидендов, которые можно обеспечить за счет экспорта сырья и темных нефтепродуктов [10]. Мировые цены на нефть отражены в таблице 1.

Таблица 1 – Мировые цены на нефть в апреле 2019, долл./барр

Цены на нефть продолжают расти из-за возможности дальнейшего снижения предложения на рынке. В апреле цены на нефть продолжили уверенный рост, вернувшись к уровням начала ноября 2018 г. Нефть марки Brent преодолела отметку 73 долл./барр., а цена нефти марки WTI превысила 63 долл./барр. Росту цен на нефть способствовали благоприятные данные по экономике Китая, продолжение сокращения добычи нефти странами ОПЕК+, обострение военного конфликта в Ливии, способного привести к перебоям

поставок нефти из страны, а также расширение санкций США против Венесуэлы и Ирана. США в мае решили отменить послабления по ограничениям поставок иранской нефти, которые действовали для Китая, Индии, Японии, Республики Кореи, Тайваня, Турции, Италии и Греции [10].

Американские санкции против Ирана и Венесуэлы обходятся европейским нефтепереработчикам все дороже. Конкуренция между НПЗ за российскую нефть сократила разницу в цене между Urals и Brent на 30%– до минимума с 2013 года. Динамика среднемесячных цен на нефть марок WTI и Brent отражена на рисунке 2.

Рисунок 2 – Динамика среднемесячных цен на нефть марок WTI и Brent за 2017-2019 год, долл./барр

Прогнозные значения цены на нефть до 2020 года отражены в таблице 2. Таблица 2 – Прогнозные значения цены на нефть до 2020 года, долл./барр.

Марка нефти	2 квартал 2019	2019	2020
Brent (Thomson Reuters)	67,5	67,1	69,4
WTI (Thomson Reuters)	58,9	58,9	62,3
Brent (АЭИ США)	68,7	65,2	62,0
WTI (АЭИ США)	61,2	58,8	58,0
Средняя цена (МВФ)	61,1	59,2	59,0
Средняя цена (ВБ)	-	74,0	69,0

Динамика розничных цен на основные нефтепродукты [10] отражена на рисунке 3.

Рисунок 3 – Динамика розничных цен на основные нефтепродукты с 2017 по 2019 год, руб./л

По итогам 11 месяцев 2018 года (до 22 ноября) розничные цены на дизтопливо в среднем по России выросли на 5,6 руб./л (+13,7%), что является рекордным темпом роста за последние несколько лет и значительно превышает уровень инфляции за данный период (3,3%). При этом в 11 регионах темп роста цен превысил 15% и составил 7-10 руб./л. Максимальный рост зафиксирован в Абакане (+9,5 руб./л с начала года), Магадане (+8,5 руб./л), Ханты-Мансийске (+7,5 руб./л). Среди федеральных округов максимальные темпы роста цен наблюдаются в Сибирском (+15,3%) и Северо-Кавказском (+15,3%), а минимальный в Дальневосточном (+9,2%) и Уральском (+12,6%) [11].

В апреле 2019 г. цены на дизтопливо значительно снизились. С 18 марта по 15 апреля 2019 г. розничные цены на дизтопливо в среднем по России сократились на 0,49 руб./л, что обусловлено снижением оптовых цен на дизтопливо в январе – феврале 2019 г. и переходом на летнее дизтопливо. Для

стабилизации ценовой ситуации на внутреннем рынке моторных топлив обеспечено заключение соглашений с нефтяными компаниями, закрепляющих их обязательства по удержанию розничных и мелкооптовых цен, а также гарантированию ежемесячных отгрузок моторного топлива на внутренний рынок на уровне, превышающем уровень 2017 года., 19 апреля на совещании Правительства России с нефтяными компаниями была достигнута договоренность о снижении цен на летнее дизтопливо на 1,1 руб./л по сравнению с текущими ценами. Цены на бензин не изменились [11].

Розничные цены на бензины и дизтопливо в России по основным регионам отражены на рисунке 4.

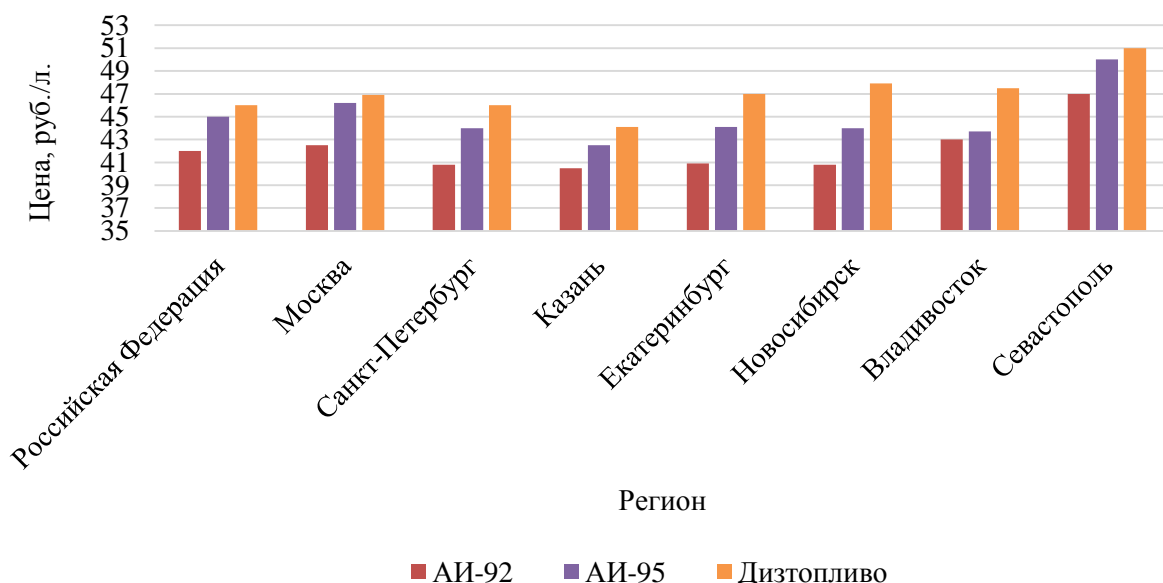


Рисунок 4 – Розничные цены на бензины и дизтопливо в России, руб./л

Россия ввела ограничения на вывоз нефтепродуктов на Украину. С 1 июня 2019 г. поставки бензина, дизтоплива, сжиженных газов и угля могут осуществляться после получения разрешения Минэкономразвития России. В 2018 году объем поставок дизтоплива из России на Украину достиг 2,7 млн т, что составляет около 52% спроса Украины на дизтопливо. Возможное снижение поставок дизтоплива из России вынудит Украину искать альтернативные источники и маршруты поставок [13].

Нефтеперерабатывающая отрасль России возобновила в 2018 году положительную динамику после трехлетнего периода спада [14]. При этом за счет модернизации заводов глубина переработки достигла максимального значения в новейшей истории. Производство основных нефтепродуктов в России отражено в таблице 3.

Таблица 3 – Производство основных нефтепродуктов в России в 2019 г, млн. т

В марте 2019 г. переработка нефти в России сократилась [12]. В марте 2019 г. сокращение производства бензина составило 1,7%, дизтоплива 4,5%, мазута 7,8% к марту 2018 г. Первичная переработка нефти впервые за 15 месяцев снизилась (-3%) относительно аналогичного периода прошлого года.

На фоне сокращения объема производства нефтепродуктов отмечается высокая топливная обеспеченность на внутреннем рынке. По данным ФАС России, на конец марта 2019 г. запасы бензина на 10% превышают показатель за аналогичный период 2018 года, а дизтоплива на 30%.

Динамика производства основных нефтепродуктов по классам экологичности отражена на рисунках 5 и 6.

Рисунок 5 – Динамика производства бензина по классам экологичности за 2011-2018 года, млн т

Как видно из рисунка 5 с 2011 по 2018 год значительно увеличился выпуск высокоэкологичного бензина класса 5, при этом доля остальных классов значительно снизилась. Аналогичная динамика производства дизельного топлива по классам экологичности отражена на рисунке 6.

Рисунок 6– Динамика производства дизельного топлива по классам экологичности за 2011-2018 года, млн. т

Как видно по рисунку 6, с 2011 по 2018 год значительно увеличился выпуск высокоэкологичного дизельного топлива 5 класса экологичности и значительно снизился выпуск класса 4 и ниже.

Динамика производства автобензинов с апреля 2018 по май 2019 отражена на рисунке 7 [12].

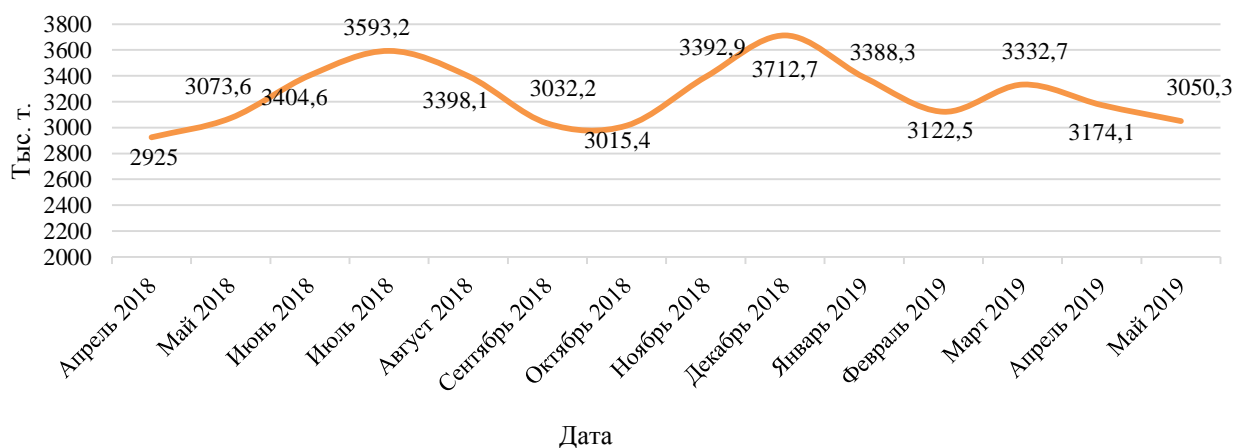


Рисунок 7– Динамика производства автобензина в 2018-2019 гг., тыс.т

Как видно из рисунка 7 производство автобензина на протяжении всего периода, начиная с января 2019 года, имеет волнообразную динамику и к маю 2019 года снижается до 3050,3 тыс.т. Аналогичная динамика по дизельному топливу отражена на рисунке 8.

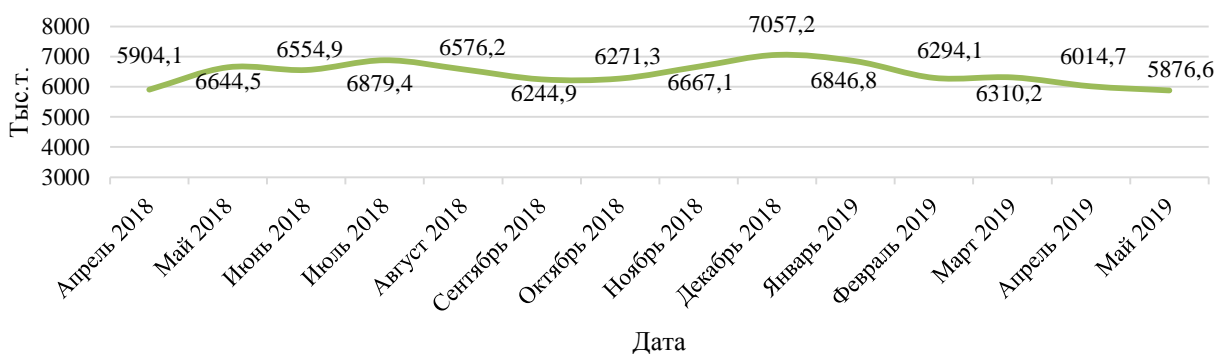


Рисунок 8– Динамика производства дизельного топлива в 2018-2019 гг., тыс.т

Как видно из рисунка 8 за исследуемый период выпуск дизельного топлива имеет незначительные колебания. К маю 2019 года выпуск достигает 5876,6 тыс.т., что незначительно отличается от апреля предыдущего года.

Динамика производства топочного мазута с апреля 2018 по май 2019 отражена на рисунке 9.

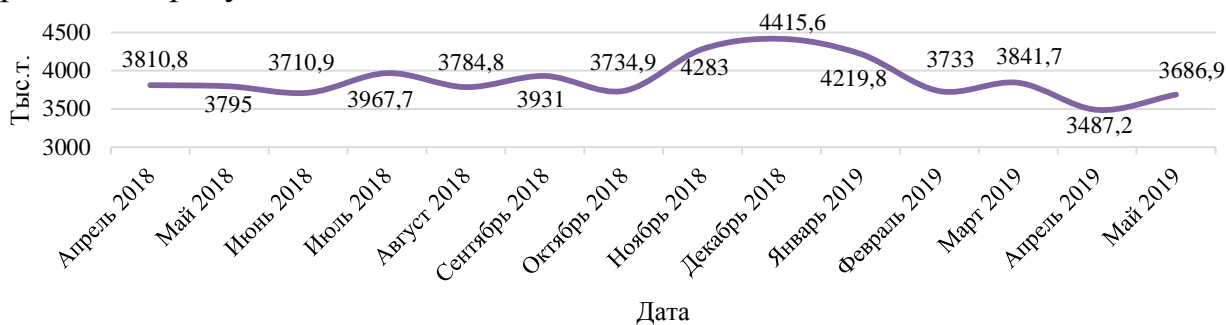


Рисунок 9– Динамика производства топочного мазута в 2018-2019 гг., тыс.т

По рисунку 9 можно наблюдать значительный скачок производства топочного мазута с октября по февраль 2018 года. Это связано с сезонным потреблением топочного мазута в зимний период.

В 2019 году ожидается переработка на уровне в 288 млн. тонн нефти. Россия в 2019 году также произведет 43,14 млн тонн бензина, 80,38 млн тонн дизеля и 43 млн тонн мазута согласно индикативному балансу на поставку нефти и нефтепродуктов между Россией и Белоруссией на 2019 год [15].

Сфера производства нефтепродуктов России традиционно уступает странам Запада и по структуре, и по технической оснащенности. Одним из определяющих показателей развития нефтеперерабатывающих предприятий на современном этапе выступает соотношение выхода автобензина и дизельного топлива, что позволяет сбалансировать производство нефтепродуктов. В структуре производства нефтепродуктов в России продолжают занимать лидирующие позиции тяжелые и средние фракции, прежде всего, мазут и дизельное топливо. Так, по итогам 2018 г. результатом переработки нефти стало получение 29% мазута, 27 % дизельного топлива, 23,7% автомобильного

бензина. Для сравнения, в США выход бензина составляет более 46%, дизельного топлива – 27%, мазута – 4%; в странах ЕС выход бензина около 25 %, дизельного топлива – 44%, мазута – 14%. Другими словами, в среднем выход основных видов моторного топлива (дизельное топливо, бензин) ниже показателей промышленно развитых стран мира, а доля выработки топочного мазута наиболее высока [16].

Значительная часть российских нефтепродуктов отправляется на экспорт. Основные экспортные нефтепродукты – дизельное топливо и топочный мазут. Динамика экспорта основных нефтепродуктов из России отражена на рисунке 10.

Рисунок 10– Динамика экспорта основных нефтепродуктов из России, млн. т

Поставки нефти в страны АТР продолжают расти при их сокращении в других направлениях. По данным ФТС России Экспорт российских нефтепродуктов в январе-феврале 2019 г. относительно января-февраля 2018 г. в страны Европы сократился на 10%, в страны АТР на 13%, а в страны ближнего зарубежья на 21% [10].

В структуре экспорта отечественной нефтепереработки преобладают прямогонный бензин, вакуумный газойль, топочный мазут, дизельное топливо и базовые масла. Доля товаров с высокой добавленной стоимостью крайне мала, что объясняется также и низким качеством производимой продукции, следовательно, ее низкой конкурентоспособностью относительно мировых аналогов. Основная причина – незначительная разница в экспортных пошлинах на нефть и нефтепродукты, что не компенсирует издержки на производство нефтепродуктов, в результате чего экспорт нефтепродуктов становится менее выгоден по сравнению с экспортом нефти [17].

Рост экспорта российского дизельного топлива и топочного мазута объясняется тем, что импортеры (прежде всего, западноевропейские страны) охотно покупают российские нефтепродукты, которые из-за их качества продаются по низким ценам. Западноевропейскими нефтепереработчиками экспортируемые из России нефтепродукты используются в качестве сырья, так как их применять как товарные продукты нельзя по экологическим соображениям. Эти российские продукты проходят незначительную дополнительную переработку на западноевропейских НПЗ и реализуются уже как полноценный товар по принятым в западноевропейских странах ценам.

Очевидна необходимость замещения экспорта нефтяного сырья разнообразными высококачественными нефтепродуктами. Россия в ближайшем будущем может и должна выдвинуться в ряд более весомых поставщиков нефтепродуктов на мировой рынок. Структура российского экспорта по странам покупателям в отражена на рисунке 11.

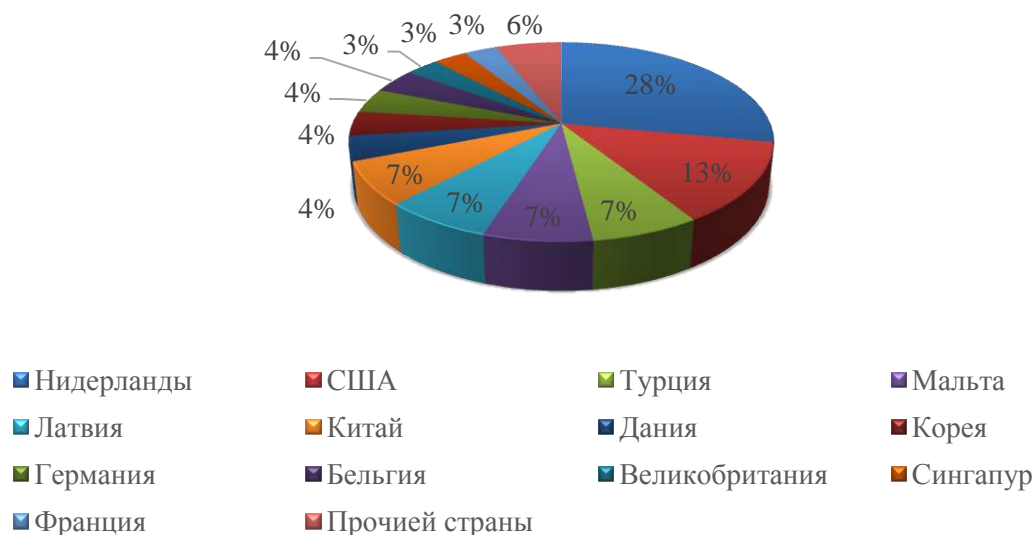


Рисунок 11– Структура российского экспорта по странам покупателям, %

В настоящее время нефтеперерабатывающая промышленность России находится на переломном этапе своего развития. В ее эволюции прослеживается явная зависимость от мирового рынка нефти и особенностей развития и реформирования национальной экономики. Остановимся более подробно на факторах, влияющих на нефтеперерабатывающую отрасль, проблемах и стратегических задачах развития нефтепереработки в России.

Несовершенство налогового законодательства, принятого еще в начале 1990-х гг., привело к множеству проблем. В частности, это низкая глубина переработки нефти, нехватка нефтеперерабатывающих мощностей, несоответствие качества нефтепродуктов мировым стандартам и др. На структуру нефтепереработки негативно повлияло несовершенство таможенного законодательства, в частности экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты.

Одной из главных проблем рассматриваемой отрасли является технический уровень большинства российских НПЗ, который не соответствует мировому. Большая часть работающих производств нефтехимической промышленности морально и технологически устарела [18].

Нефтеперерабатывающая промышленность России основана на работе 38 крупных и 230 небольших НПЗ. При загрузке в 94%, совокупное производство составляет 330 млн тонн. 70% нефтеперерабатывающих мощностей сосредоточены у 10 крупнейших НПЗ, среди которых Омский, Московский, Рязанский, Пермский НПЗ, КиришиНОС, Лукойл-НОРСИ основными акционерами выступает Газпром нефть, Роснефть, Лукойл и Сургутнефтегаз [20]. При этом «Роснефть» является крупнейшим переработчиком в Российской Федерации. Структура переработки нефти в России отражена на рисунке 12.

Рисунок 12– Структура переработки нефти в 2018 году по основным акционерам в России, млн.т.

Только на пяти российских НПЗ глубина первичной переработки нефти составляет более 80%, из них только на двух превышает уровень в 90%. Это Омский НПЗ и Уфанефтехим, принадлежащие ПАО «Газпромнефть» и ПАО «Башнефть» [20]. Для сравнения, в США глубина переработки нефти составляет 90-95%, а на лучших НПЗ до 98%, в странах – членах ОПЕК около 85%, а в Европе 85-90 [21].

Динамика переработки нефти в России по основным акционерам отражена на рисунке 13.

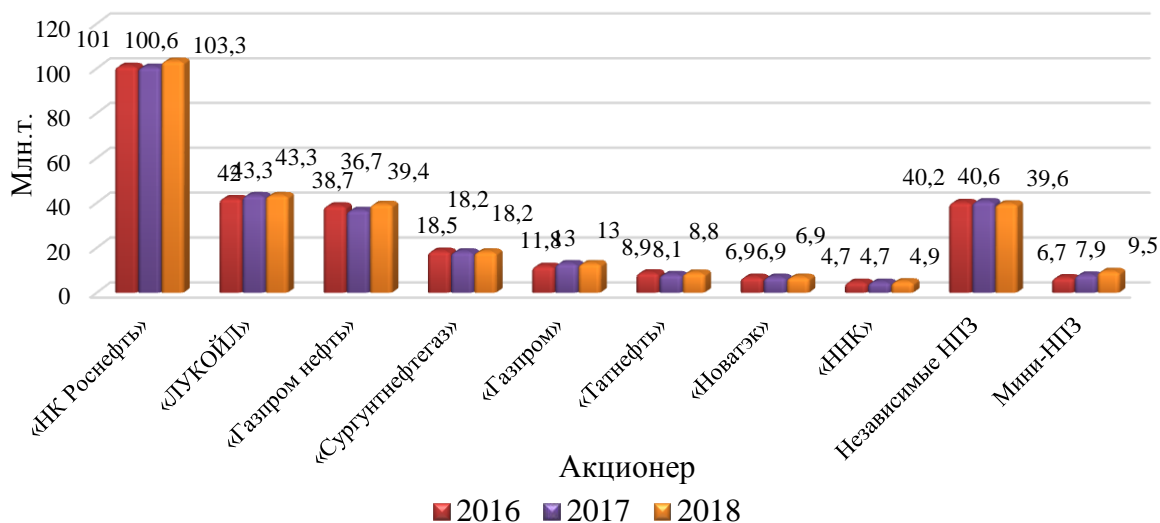


Рисунок 13– Динамика переработки нефти в России в 2016-2018 годах, млн.т

Другой проблемой, характеризующей не только сферу нефтепереработки, но и весь нефтегазохимический комплекс России, выступает высокая степень износа основных фондов (до 80%). Этот фактор является ключевым при реализации задачи модернизации экономики, поскольку изношенное оборудование не может способствовать осуществлению технологического прорыва и обеспечить производство качественной конкурентоспособной продукции, отвечающей мировым стандартам, в первую очередь экологическим требованиям.

Реестр НПЗ России, включая строящиеся и проектируемые, ведётся Министерством энергетики РФ. По состоянию на 24 мая 2018 года в нём было указано 84 НПЗ. Из них введёнными в эксплуатацию считаются 38, строящимися и реконструируемыми – 46. Подавляющая часть НПЗ построена в советский период. В Приложении В отражены действующие НПЗ России, период их ввода в эксплуатацию и проектная мощность[22].

Структура выпуска нефтеперерабатывающих заводов объясняется тем, что большинство заводов и технологических процессов было создано в годы СССР. Большинство из них являлись предприятиями неглубокой переработки нефти и характеризовались простой технологической структурой. Многие

заводы, инвестиции в которые были совершены в последние десятилетия существования Советского Союза, где планировалась реализация проектов по совершенствованию технологии, остались после его распада за границами России [22]. Все это в существенной мере влияет на уровень (сложность) технологических процессов, который, как известно, оценивается индексом сложности Нельсона – чем выше индекс, тем более сложной обработке подвергается сырая нефть и тем более сложные продукты нефтехимии (наряду с обычным бензином и дизельным топливом) способен производить завод.

В таблице 4 приводятся сравнительные характеристики нефтеперерабатывающих предприятий крупнейших мировых игроков на рынке топливно-энергетического комплекса (ТЭК) [23].

Таблица 4 – Сравнение НПЗ различных предприятий ТЭК (по странам) по индексу Нельсона

Страна	Местоположение	Индекс Нельсона
1	2	3
Europe		
UK	Coryton	11,78
Germany	Bayernoil	7,70
	Gelsenkirchen	7,64
	Karlsruhe	9,75
	Lingen	10,96
	Schwedt	9,92
Netherlands	Nerefco	5,12
Spain	Castellón	9,61
	Среднее по Европе	8,41
USA		
California	Carson	11,93
Washington	Cherry Point	9,75
Indiana	Whiting	10,43
Ohio	Toledo	10,57
Texas	Texas City	13,49
	Среднее по США	11,55
Rest of World		
Australia	Bulwer	7,24
	Kwinana	7,70
New Zealand	Whangerei	8,21
Kenya	Mombasa	2,64
South Africa	Durban	8,65
	Среднее по другим странам	7,67
	Итого/среднее	10,02

На рисунке 14 приведены аналогичные данные по российским НПЗ [37].

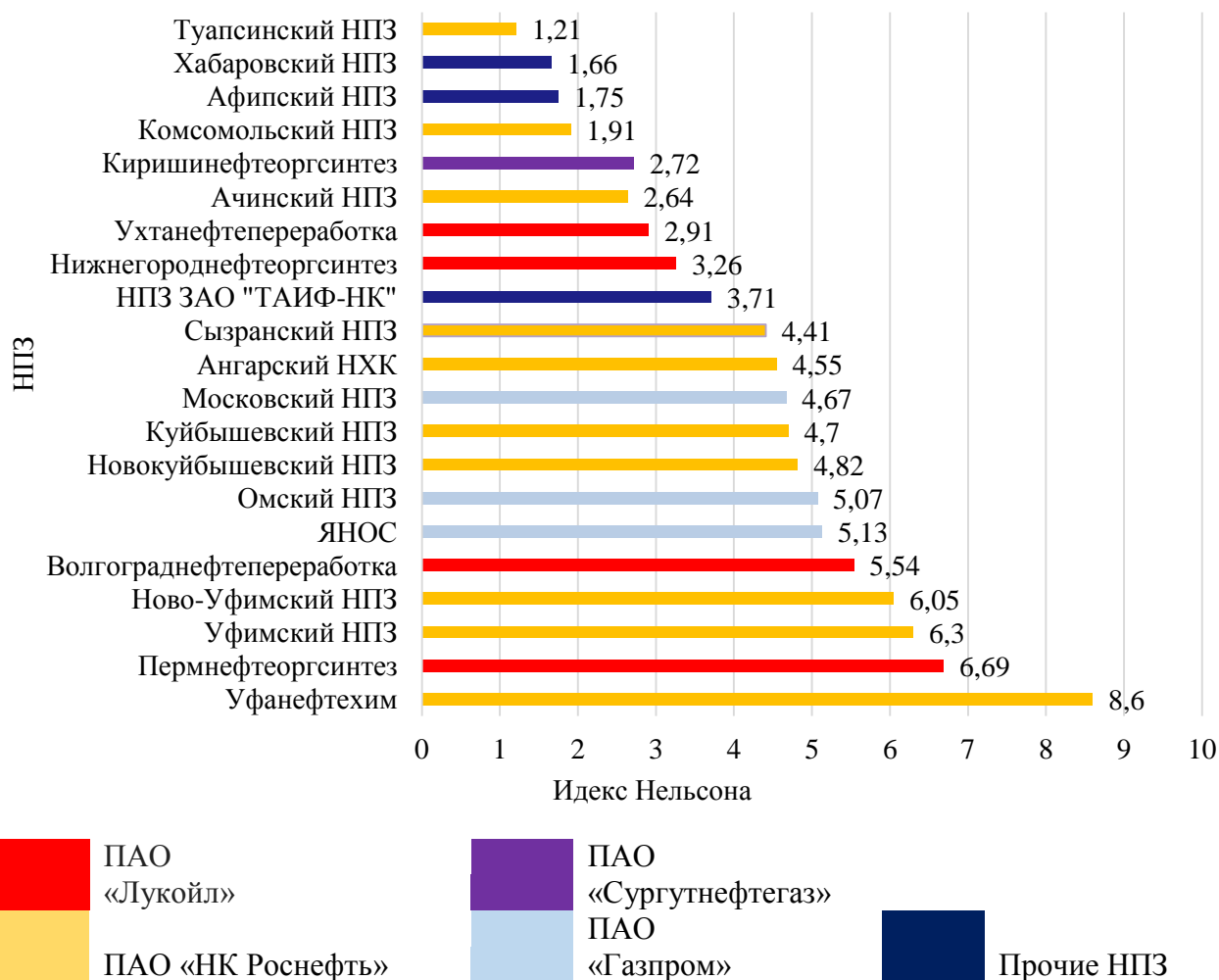


Рисунок 14– Значения Индекса Нельсона для основной массы российских НПЗ

Значения индекса Нельсона для основной массы российских НПЗ ниже среднего значения этого показателя в мире (4,4 против 10,02). Максимальный индекс российских НПЗ – 8,6, минимальный 1,2.

Мировая нефтегазохимия ориентируется на повсеместное внедрение инноваций, что способствует увеличению доли высокотехнологичной наукоемкой продукции. Причем данная тенденция наблюдается не только в развитых, но и в ряде развивающихся стран [24].

Наличие на НПЗ процессов прямой перегонки нефти и установок, улучшающих качество прямогонных фракций, позволяют получить глубину не более 60%, наличие процессов переработки вакуумного газойля увеличивает глубину переработки до 75 – 80%, и только переработка гудрона и тяжелых остатков вторичных процессов позволяет перейти рубеж в 85 – 90% (рисунок 15). Модернизация при сегодняшнем уровне развития технологических процессов в России потребует колоссальных затрат [28].



Рисунок 15– Процессы изменения глубины переработки нефти

Одна из причин, почему качество производства нефтепродуктов отстает от евростандартов – отсутствие технического регламента. С 1 января 2013 г. нефтеперерабатывающие заводы в России должны производить бензин не ниже Евро-3, при этом данный класс не отвечает евростандартам еще с 1999 г., а с 2009 г. страны Евросоюза уже используют бензин Евро-5. Согласно Постановлению Правительства, российские нефтеперерабатывающие заводы в 2016 г. должны были полностью перейти на производство топлива стандарта Евро-5, в то время как в странах Евросоюза уже с 2015 г. используется бензин стандарта Евро-6 [25].

Развивается отрасль нефтегазохимии [26]. К настоящему времени Россия практически полностью избавилась от нетто-импорта крупнотоннажных полимеров. В 2018 г. объем производства крупнотоннажных полимеров вырос на 3.9% к 2017 г. и составил 5.3 млн т.

Наблюдается также несоответствие в уровне доходности мировых и отечественных нефтеперерабатывающих предприятий. Если в развитых странах сфера нефтегазохимии является одной из наиболее прибыльных, что активно привлекает инвесторов и способствует росту количества подобных предприятий, то в России отношение инвесторов к данной сфере деятельности весьма скептическое. К тому же цены на отечественную продукцию нефтехимии испытывают постоянный рост, без привязки к изменению цен на сырую нефть, что также отлично от мировых тенденций. Следует отметить, что в отдельных странах органы государственной власти проводят политику повышения конкурентоспособности нефтегазохимической продукции по цене за счет регулирования цен на сырье. Однако в отечественной практике подобные стимулирующие меры по ускорению развития отрасли не выработаны [26].

Еще одной причиной замедления темпов развития нефтеперерабатывающей отрасли России и низкой рентабельности производственного процесса можно назвать широко используемую

отечественными нефтяными компаниями процессинговую схему переработки сырья или так называемую давальческую схему. Данный механизм уменьшает величину дохода предприятий нефтеперерабатывающей промышленности, так как они не имеют возможности самостоятельной закупки сырья и реализации своей продукции на рынке. Это приводит к значительному снижению возможностей вовлечения инвестиционного капитала для реализации проектов и мероприятий технико-технологической модернизации самих предприятий.

Существенное различие между российской и мировой нефтеперерабатывающей отраслью проявляется в учете экологического фактора. Так, в мировой практике на мероприятия по охране окружающей среды расходуется не менее 10-15% от совокупной стоимости проекта [27]. В России данный аспект деятельности промышленных предприятий не рассматривается в качестве приоритетного. Однако данному аспекту деятельности следует уделять особенное внимание в условиях членства России в ВТО для достижения конкурентоспособности отрасли на мировых рынках, поскольку необходимо соответствовать жестким экологическим требованиям к качеству нефтепродуктов, в частности к европейским стандартам Евро-5 и Евро-6 [28].

Следует отметить также доминирующее положение на отечественном рынке иностранных компаний, поставляющих до 50-70% катализаторов, используемых в нефтепереработке, а также инжиниринговых компаний и мировых лицензиаров, обладающих значительным финансовым потенциалом и активно продвигающихся на отечественном рынке. Одновременно наблюдается сокращение внедряемых отечественных технологий нефтепереработки.

В целом, к факторам, обуславливающим невысокую конкурентоспособность российской нефтеперерабатывающей промышленности, относятся [29]:

- невысокий технический уровень большинства российских НПЗ, характеризующийся, как уже отмечалось ранее, низкой степенью глубины переработки

- высокая степень изношенности основных фондов российских НПЗ, обуславливающий высокий уровень энергопотребления (коэффициент полезного действия печных агрегатов в РФ не превышает 60%, а в Европе составляет около 90%);

- низкое качество нефтепродуктов и низкий уровень их конкурентоспособности на мировом рынке;

- низкая доля сырья, идущего на производство продукции нефтехимии (около 3%, что по меньшей мере в два раза ниже уровня развитых стран);

- низкая эффективность основных каталитических процессов в нефтепереработке;

- нерациональная географическая структура размещения НПЗ в России, которые, как правило, удалены от основных портов и мест потребления продукции нефтепереработки (это ведет, например, к необходимости строительства миниНПЗ).

Таким образом, следует констатировать факт отставания российской нефтеперерабатывающей отрасли от современного мирового уровня развития относительно качественных показателей: глубины переработки, структуры и качества выпускаемых продуктов. Это связано с невысоким уровнем инновационной активности российских нефтеперерабатывающих предприятий, преимущественным использованием устаревших технологий и отсутствием современных технологических установок. В частности, одной из современных технологических особенностей нефтеперерабатывающей отрасли в мире является использование крупных единичных агрегатов, так называемых мегаустановок, обеспечивающих высокие технико-экономические показатели деятельности отрасли за счет высокой оснащенности и проявления эффекта масштаба. Российская нефтяная промышленность пока не применяет подобных установок [30].

1.2 Стратегические приоритеты развития нефтеперерабатывающей отрасли в условиях Российской экономики

В 2018 году появились обновленные прогнозы развития мировой энергетики в долгосрочной перспективе: «Мировой энергетический прогноз» МЭА (World Energy Outlook 2018, WEO-2018), «Мировой нефтяной прогноз» ОПЕК (World Oil Outlook 2018, WOO2018), «Международный энергетический прогноз» АЭИ США (International Energy Outlook 2018, IEO-2018) и «Энергетический прогноз» компании BP (Energy Outlook-2018, EO-2018). Согласно базовым сценариям этих прогнозов к 2040 году глобальное потребление первичной энергии может увеличиться на 25-35% к уровню 2016 года [31].

Рост спроса на нефть в базовых сценариях прогнозов в 2016-2040 годах составит 11-17%. Причем все эти сценарии рассматриваемых прогнозов были скорректированы относительно вариантов 2017 года в пользу более высоких значений спроса на нефть в будущем (на 0,1-2,5%). В перспективе до 2040 года достижение пика спроса на нефть ожидается лишь в базовом сценарии прогноза BP – 4,9 млрд т н.э. в 2030 году с постепенным снижением мирового потребления нефти до 4,8 млрд т н.э. к 2040 году [31].

Впрочем, в большинстве других прогнозов, за исключением IEO-2018, к 2040 году спрос на нефть достигает близких значений (4,9-5,0 млрд т н.э.), причем после 2025 года ожидается замедление роста спроса на нефть. В первую очередь это обусловлено ослаблением спроса в секторе автотранспорта из-за повышения топливной экономичности, которая, например, по оценкам МЭА, снизит потенциальный спрос на нефть к 2040 году на 9 млн барр./день, и распространением электромобилей, число которых по всем прогнозам составит около 300 млн единиц к 2040 году, что приведет к снижению потенциального спроса на нефть примерно на 3 млн барр./день. При этом основными драйверами спроса на нефть в долгосрочной перспективе будут нефтехимия, грузовые автоперевозки, авиационный и морской транспорт.

На горизонте до 2040 года углеводороды остаются основными энергоресурсами, их доля в мировом энергетическом балансе существенно не изменится. Сохраняется доминирующая позиция нефти в структуре мирового энергопотребления, хотя ее доля снижается за счет увеличения доли газа, атомной энергии и нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

Структура мирового потребления энергии по видам топлива в 2018 году отражена на рисунке 16 [31].

Рисунок 16– Структура мирового потребления энергии по видам топлива в 2018 году, %

Как видно из рисунка 16, наибольшую долю в структуре потребления энергии занимает нефть. Аналогичная структура распределения потребления энергии по видам топлива отражена на рисунке 17.

Рисунок 17– Структура мирового потребления энергии по видам топлива в 2040 году, %

В среднесрочной перспективе ожидается увеличение мировых мощностей первичной переработки. В основном прирост мощностей ожидается в регионах, где растет потребление нефтепродуктов, – Индии, Китае и на Ближнем Востоке.

Прогноз ввода новых мощностей до 2022 года в мире отражен на рисунке 18.

Рисунок 18– Прогноз мощностей первичной переработки нефти в мире с 2016 по 2022 год, сотни млн. барр./сут

За период 2016–2022 годов потребление вырастет на 6,2 млн барр./сут., а мощности первичной переработки – на 9 млн барр./сут. Это окажет негативное влияние на рентабельность НПЗ[32].

Мировая нефтехимическая промышленность также растет быстрыми темпами, что связано с увеличением химизации экономики. До 2030 года в мире прогнозируется рост спроса на основные полимеры на 40%, а в 2050 году на 60-65%. Центром роста производства и спроса продуктов нефтехимии станут страны АТР. Россия занимает скромные позиции на мировой нефтехимической карте и решает вопросы расширения внутреннего спроса и импортозамещения. В перспективе за 10-15 лет Россия расширит присутствие на мировых рынках, но объем поставок будет ограниченным [33].

Согласно базовому сценарию (Reference Technology Scenario, RTS) МЭА, спрос на первичные продукты к 2030 году возрастет примерно на 30%, а к 2050 году – почти на 60% по сравнению с 2017 годом, в результате чего объем их производства к 2050 году приблизится к 1 млрд т (рисунок 19).

Рисунок 19– Структура производства первичных продуктов нефтехимии в мире 2017-2050 года, млн.т

МЭА прогнозирует, что в базовом сценарии спрос на нефть в нефтехимии к 2050 году увеличится на 50% по сравнению с 2017 годом, или на 6 млн барр./день в абсолютном выражении, и достигнет 18 млн барр./день. При этом доля нефтехимии в структуре мирового спроса на нефть увеличится с 12% в 2017 году до 16% в 2050 году. Согласно более амбициозному сценарию CTS в 2050 году мировой спрос на нефть будет на 3 млн барр./день ниже, чем в базовом сценарии, но при этом значительно возрастет доля нефтехимии в структуре спроса на нефть и достигнет 26% [33].

Нефтехимия является одним из приоритетных направлений развития российской экономики. Это вызвано наличием благоприятных условий – сравнительно дешевого и избыточного сырья и большого потенциала наращивания внутреннего потребления пластиков и экспорта нефтехимической продукции. В 2014 году после введения санкций против России в перечень приоритетной продукции для импортозамещения были включены основные крупнотоннажные полимеры (ПЭ, ПП, ПВХ, ПС, ПЭВП) и катализаторы, используемые в нефтехимическом производстве. Это стало дополнительным стимулирующим фактором для развития нефтехимических производств в стране. В последние годы в нефтехимической отрасли России были достигнуты успехи, что стало результатом роста инвестиций и открытия нескольких крупных производств [33].

Вопросы будущего развития российской энергетики были затронуты в рамках WEO-2018, WOO-2018 и EO-2018, в соответствии с которыми Россия продолжит играть одну из ключевых ролей в мировой энергетике, оставаясь крупнейшим в мире экспортером первичных энергоресурсов.

Динамика мировых инвестиций в ТЭК и их отраслевая структура служит важным показателем долгосрочных ожиданий в части спроса на основные энергоресурсы. Проекты в ТЭК, особенно в сфере переработки нефти и газа, являются долгосрочными и требуют масштабных инвестиций, что накладывает дополнительные обязательства на инвесторов по определению параметров проектов и выбора среди альтернативных вариантов. Учет вложенных инвестиций на длинной дистанции позволяет обозначить основные тренды в мировом ТЭК и понять масштаб спроса на первичные энергоресурсы и возможные направления их конкуренции в электрогенерации [35].

В 2015-2016 годах мировые инвестиции в ТЭК значительно уменьшились из-за падения капиталовложений в нефтегазовую отрасль, что стало результатом снижения цен на нефть. В 2017 году инвестиции в отрасль в основных регионах возобновили рост на фоне восстановления нефтяных цен и активизации интереса со стороны инвесторов. Все более явным становится тренд к опережающему росту инвестиций в сферу ВИЭ и энергоэффективности,

атакже снижению инвестиций в «старые» отрасли ТЭК. В России эти тенденции пока ярко не выражены[35].

Инвестиции в основной капитал нефтеперерабатывающей промышленности в последнее время росли. Тем не менее, для нормальной модернизации нефтепереработки их недостаточно. Пик инвестиций в модернизацию российских НПЗ был достигнут в 2014 году, когда они составили почти 300 млрд рублей. Для сравнения, в 2018 году в "ЛУКОЙЛе" уровень инвестиций в переработку составил 60 миллиардов при общем объеме инвестиций в 511 миллиардов рублей. "Роснефть" из 922 миллиардов инвестиционных рублей направила на переработку 87. В целом с 2011 по 2018 год на модернизацию НПЗ было направлено свыше 1,3 триллиона инвестиций. При этом по итогам прошлого года объем производства бензина стандарта Евро-5 вырос в РФ всего на 0,3, а дизтоплива - на 2,2 процента[35].

Для преодоления отставания российских НПЗ от западных, нефтяными компаниями реализуются программы модернизации, которые обеспечивают рост показателей, заложенных в нормативно-правовых документах. Ведь формирование конкурентоспособного сектора – наиболее важная задача российской промышленной политики.

Базовым условием разработки системы мер, направленных на развитие нефтеперерабатывающей отрасли является разработка сценарного прогноза, отражающего возможные варианты его развития в средне- и долгосрочной перспективе с учетом воздействующих факторов.

Основным документом, регламентирующим процесс развития и модернизации нефтеперерабатывающей промышленности России, в настоящее время является «Энергетическая стратегия России до 2030 г.» (ЭС-2030), утвержденная распоряжением Правительства РФ № 1715-р от 13.11.2009 г.[36].

Стратегия предусматривает три этапа реализации - 2010-2015 гг.; 2016-2020 гг.; 2021-2031 гг. В настоящее время второй этап близок к своему завершению. Основными целями и задачами этой стратегии являются [36]:

- реализация масштабной инвестиционной программы технологического перевооружения предприятий и создания новых производственных комплексов;

- формирование долгосрочных, экономически эффективных механизмов инвестирования;

- расширение ассортимента и улучшение качества выпускаемой продукции;

- снижение затрат и повышение эффективности производственной деятельности предприятий.

В соответствии с ЭС-2030 в нефтеперерабатывающей промышленности предполагается осуществить целый ряд кардинальных преобразований и изменений. Главными направлениями преобразований названы: увеличение глубины переработки нефти; повышение качества выпускаемых нефтепродуктов; сдвиг добычи и экспортных потоков нефти и нефтепродуктов на восток.

В соответствии с целевыми индикаторами стратегии[36]:

-глубина переработки нефти должна повыситься с современных 81% до 85% к 2020 г. и до 89-90% к 2030 г.;

-выход светлых нефтепродуктов предполагается увеличить до 67-68% к 2020 г. и до 72-73% к 2030 г.;

-доля Восточной Сибири и Дальнего Востока в добыче нефти возрастет с 10-12% в 2015 г. до 12-14% в 2020 г. и 18-19% в 2030 г., а в общем объеме экспорта нефти и нефтепродуктов - с 10-11% в 2015 г., до 14-15% в 2020 г., 22-25% в 2030 г.

В рамках своей компетенции, Минэнерго России предложил ряд системных мер стимулирования инвестиций на развитие вторичных процессов переработки и выхода светлых нефтепродуктов, а также на увеличение глубины переработки нефти, чтобы достичь качественной технологии российской нефтепереработки.

Административные меры предполагают закрепление обязательств за нефтяными компаниями по выполнению планов модернизации нефтеперерабатывающих мощностей.

Особенности реализации модернизационных процессов в нефтеперерабатывающей промышленности обусловлены следующими обстоятельствами:

1) высокой зависимостью проектов от участия в них государства в силу стратегического характера производимой продукции, что ведет к необходимости учета (наряду с коммерческой эффективностью) также факторов общественной социально-экономической эффективности проектов модернизации производства;

2) сильным влиянием внеэкономических факторов (изменение требований по охране окружающей среды, состава используемого сырья), что ведёт к повышению контроля за реализацией новых инвестиционных проектов в области добычи и транспортировки сырой нефти и её последующей переработки;

3) ограниченностью круга потенциальных поставщиков оборудования и строительных подрядчиков в связи с уникальностью проектов технологической модернизации нефтеперерабатывающих предприятий;

4) необходимостью учета эффективности модернизации предприятий в условиях функционирования вертикально-интегрированных компаний (ВИНК), разделения инвесторов на внутриконцерновые и сторонние и возможностей ВИНК влиять на эффективность реализации инвестиционных проектов посредством установления внутренних цен на производимую продукцию;

5) высокой капиталоемкостью, в связи с этим особую актуальность приобретает точность и надежность финансово-экономических расчетов при обосновании эффективности инвестиционных проектов модернизации нефтеперерабатывающего производства, а также снижение и перераспределение инвестиционных рисков между его участниками.

Комплексная модернизация перерабатывающей отрасли осуществляется в рамках Четырехстороннего соглашения, подписанного в 2011 году между нефтяными компаниями, ФАС России, Ростехнадзором и

Росстандартом. Соглашение подписали 11 крупных нефтяных компаний и 6 компаний, не входящих в состав вертикально-интегрированных нефтяных компаний [3].

В связи сводом в действие в Российской Федерации нового технического регламента на нефтепродукты в сегменте нефтепереработки основным процессом будет реализация начатой в 2011 году программы модернизации НПЗ. Согласно четырехстороннему соглашению, предусматривается ввод 135 установок вторичной переработки нефти совокупной мощностью более 130 млн т, что позволит достичь технологического уровня нефтеперерабатывающих предприятий промышленно развитых стран.

В Соглашении также говорится о том, что выпуск в обращение автомобильного бензина и дизельного топлива экологического класса К4 должно произойти на территории РФ до 31 декабря 2015 года [3], следовательно, с начала 2016 года в РФ должно выпускаться топливо только высшего экологического класса – К5.

Соглашением предусмотрена реконструкция и строительство до 2020 года – 99 установок неглубокой переработки сырья с процессами, повышающими качество моторного топлива, и 37 установок глубокой переработки [3]. Так, с 2011 по 2017 год были модернизированы либо пущены в эксплуатацию 78 установок вторичной переработки.

Несмотря на некоторый спад в привлечении инвестиций, в 2014-2017 годы вложения в модернизацию отрасли составили около 760 миллиардов рублей. Всего к 2027 году российские компании планируют модернизировать 128 установок вторичной переработки нефти, в том числе построить 92 новых установки. Прогноз модернизации установок отражен на рисунке 20.

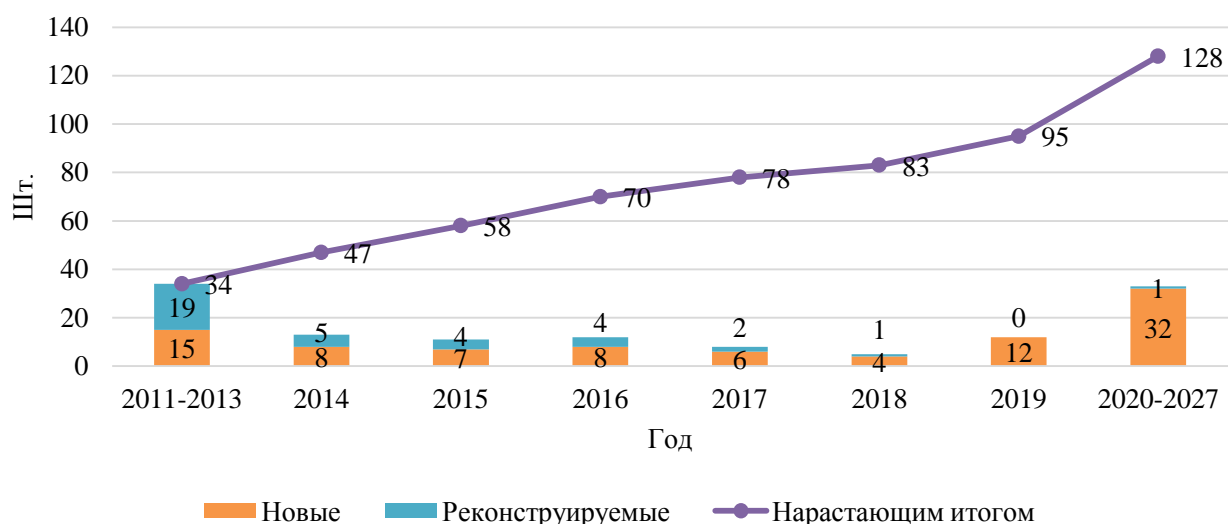


Рисунок 20– Количество вводимых и реконструируемых установок, шт

Для решения проблем нефтеперерабатывающего комплекса в период с 2018 по 2024 год запланировано введение порядка 100 млн тонн новых

вторичных мощностей, из которых значительный объем – 41 млн тонн – приходится на «Роснефть». Соответственно, от завершения программы модернизации в значительной степени будет зависеть баланс нефтепродуктов.

Срок четырехстороннего соглашения был рассчитан до 2020 года, однако, ПАО «НК «Роснефть» запросила продлить срок до 2027 года. За этот период – 2011-2027 гг. запланирован ввод 128 новых установок, на конец мая 2018 года введено 78 установки. К 2020 году компания обязалась выполнить проекты строительства 42 установок на НПЗ и согласно расчетам энергетического ведомства, в результате этих усилий уже к 2020 году производство автомобильного бензина должно вырасти до 41,4 миллиона тонн, а дизельного топлива – до 90 миллионов тонн [36].

Для реализации намеченной программы строительства и реконструкции установок вторичной переработки сырья в нефтепереработке до 2020 г. потребуется около 1,5 трлн.руб. Динамика требуемых инвестиций в млрд руб. в переработку отражена в таблице 5.

Таблица 5 – Прогноз динамики требуемых инвестиций в нефтепереработку до 2030 года, млрд. руб

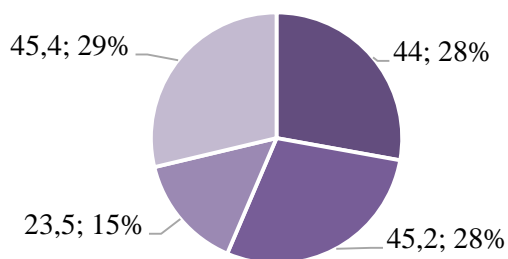
Динамика инвестиции в модернизацию нефтеперерабатывающих производств в соответствии с планами нефтяных компаний в 2011-2017 годах отражена на рисунке 21.

Рисунок 21– Динамика инвестиций в модернизацию НПЗ в 2011-2017 годах, млрд. руб

В случае реализации программ модернизации крупнейших нефтеперерабатывающих предприятий к 2020 г. ожидается существенное изменение структуры, производимой на НПЗ продукции. Мазут будет постепенно уходить с рынка. Ожидается сокращение объемов выработки мазута в 2 раза, и при этом увеличение производства светлых фракций [36]. Структура выхода отечественных НПЗ будет выглядеть примерно следующим образом: бензин – 18%, дизельное топливо – 33%, мазут – 15%, прочее – 34%.

С сокращением производства товарного мазута глубина переработки к 2025 г. достигнет 90%, что превышает среднеевропейский показатель.

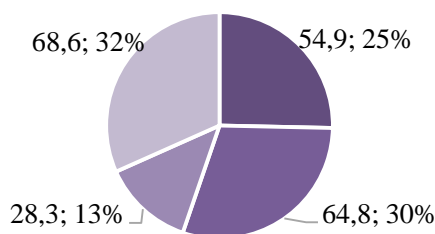
Структура потребления нефтепродуктов на внутреннем рынке при реализации стратегии в 2020 году будет выглядеть следующим образом (рисунок 22).



■ Автобензин ■ Дизельное топливо ■ Мазут ■ Другие нефтепродукты

Рисунок 22– Структура потребления нефтепродуктов на внутреннем рынке в 2020, млн. т

По рисунку 22 наибольшую долю в структуре занимают другие нефтепродукты 29% и автобензин 28%. Структура потребления нефтепродуктов на внутреннем рынке при реализации стратегии в 2030 году будет выглядеть следующим образом(рисунок 23).



■ Автобензин ■ Дизельное топливо ■ Мазут ■ Другие нефтепродукты

Рисунок 23– Структура потребления нефтепродуктов на внутреннем рынке в 2030 году, млн. т

Наибольшую долю в структуре будут занимать другие нефтепродукты (32%).

В таблице 6 отражены текущие основные показатели нефтеперерабатывающей отрасли в сравнении с прогнозными значениями по ЭС2030[36].

Таблица 6– Показатели объемов и глубины переработки в России

Как видно из таблицы, на 2018 год значения по переработке нефти превышают прогнозные значения на 2025 год. Остальные показатели соответствуют тенденциям динамики и сохраняют ее.

Сейчас практически каждый российский НПЗ имеет собственную программу модернизации. Согласно этим программам намечается осуществить реконструкцию действующих мощностей, ввести новые отечественные технологии и новые эффективные катализаторы для ряда процессов (вакуумной перегонки, каталитического крекинга, висбрекинга, гидроконверсии гудрона).

Предполагается разработать пока отсутствующие в отечественной практике или (в крайнем случае) закупить зарубежом процессы каталитического крекинга, гидрокрекинга, непрерывного коксования, гидровисбрекинга.

Повышение технического и технологического уровня отечественной нефтеперерабатывающей промышленности, согласно проекту Энергетической стратегии России до 2035 г. (ЭС-2035), должно осуществляться за счет [36]:

- опережающего развития технологических комплексов по углублению переработки нефти и повышению качества продукции с максимальным использованием отечественных технологий переработки нефти;

- внедрения современных технологий по каталитическому риформингу бензинов, гидроочистке дизельных топлив и топлив для реактивных двигателей, изомеризации, алкилированию, гидродепарафинизации и деароматизации, получению кислородосодержащих высокоактивных добавок;

- повышения энергоэффективности и снижения потерь на различных технологических стадиях производства за счет повышения глубины переработки, более полного использования газов нефтепереработки, автоматизации оптимального ведения режимов технологических цепочек.

В приложении Г представлен современный состав технологических процессов вторичной переработки нефти. В настоящее время 6 предприятий имеют процесс алкилирования, 14 предприятий каталитический крекинг, 8 предприятий гидрокрекинг и 10 предприятий имеют процесс коксования, коэффициент сложности у которых при определении индекса Нельсона наибольший. В будущем количество таких процессов будет расти, что приведет к росту индекса Нельсона на предприятиях.

Достижение стратегических целей модернизации российской нефтепереработки возможно только на основе существенного роста отечественной сферы научных исследований и разработок.

Переход на стратегию опережающего инновационного развития несомненно является очень сложным, сверх затратным и долговременным процессом, поэтому его успешное выполнение возможно только в рамках национальной отраслевой, научно-технологической и инновационной стратегии.

Выбор направлений развития инновационной деятельности крупных корпораций чрезвычайно сложная задача, так как, во-первых, имеет долгосрочные последствия для развития технологического уровня, а, во-вторых, принимаемые решения по приоритетным направлениям научнотехнического развития часто оказываются необратимыми [37].

Из-за ограниченности спроса и консолидированности рынка в России, в отличие от разведки и добычи нефти, рынок проектирования для нефтепереработки и нефтехимии узок, в нем действует относительно малое количество научно-исследовательских и проектных институтов (НИПИ). В целом на территории РФ в различных ее округах действует 11 НИПИ, занимающихся исследованиями и проектированием в области

нефтепереработки и пять институтов, помимо нефтепереработки, занимаются проектированием в области нефтехимии [37]. Так, инновационное развитие нефтяной компании «Роснефть» обеспечивает Корпоративный научно-производственный комплекс (КНПК), состоящий из Корпоративного научно-технического центра и 10 региональных корпоративных НИПИ, при этом 7 институтов относятся к блоку разведки и добычи, 3 – к блоку переработки и сбыта, обеспечивая научно-проектное сопровождение модернизации нефтеперерабатывающих процессов.

Ключевыми вызовами в развитии видов деятельности НИПИ в области нефтепереработки и нефтехимии на сегодняшний день являются [37]:

- повышение глубины переработки нефти;
- необходимость модернизации и строительства новых мощностей по переработке;
- повышение требований к качеству выпускаемой продукции (необходимость перехода НПЗ РФ на стандарты Евро-6, увеличение глубины переработки и расширение производства светлых нефтепродуктов) из-за изменения требований к охране окружающей среды;
- ухудшение качества сырья;
- растущая конкуренция и снижение маржи в традиционных продуктах;
- дефицит мощностей по вторичной переработке нефти и низкий уровень выхода светлых нефтепродуктов.

В связи с существующими вызовами и стратегическими приоритетами деятельности отрасли в области проектирования объектов нефтепереработки и нефте- и газохимии являются:

- разработка масштабной программы модернизации нефтеперерабатывающих предприятий;
- достижение технологического лидерства в области нефтепереработки и нефте- и газохимии не только в России, но и на европейском уровне;
- полное соответствие вновь создаваемого при проектировании производства нормам охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды
- обеспечение качества товарной продукции в соответствии с Техническим регламентом;
- повышение выхода светлых нефтепродуктов за счет оптимизации конфигурации и развития конверсионных процессов, что позволит обеспечить высокую конкурентоспособность портфеля нефтеперерабатывающих активов в рамках отрасли, обеспечить рост добавленной стоимости продуктов нефтепереработки, обеспечить рост развития каналов сбыта за счет увеличения производства продуктов, баланс по которым в РФ является напряженным (автобензин, авиакеросин, зимнее дизельное топливо), снизить затраты на логистику продуктов, снизить операционные и капитальные затраты на поддержание в будущем за счет внедрения новых более эффективных установок;
- расширить спектр оказываемых инжиниринговых услуг;

- освоить и внедрить передовые технологий инженерного проектирования, управления проектами, концептуальное (комплексное) проектирование;

- комплексно управлять проектно-изыскательскими работами по объектам нефтепереработки и нефтехимии;

- обеспечить комплексный инжиниринг строительства и реконструкции объектов нефтепереработки и нефте- и газохимии;

- развиться до уровня лучших проектных институтов, в том числе за счет повышения уровня квалификации исследовательского и инженерного потенциала;

- осуществить полноценный выход на мировой рынок проектирования, в том числе путем создания совместных предприятий и консорциумов с крупными западными инжиниринговыми компаниями.

Государственная политика в России в сфере нефтепереработки и нефтепродуктообеспечения направлена на решение ряда ключевых задач, сложность которых связана с их комплексностью и взаимным влиянием (часто противоположным):

- обеспечить экономику и население нефтепродуктами в требуемом объеме;

- удерживать цены на нефтепродукты на приемлемом (доступном для потребителей) уровне, не «разгоняющем» инфляцию;

- повысить экологические стандарты моторных топлив;

- увеличить добавленную стоимость переработки нефти на территории страны.

Реализация указанных целей в условиях отсутствия ценового регулирования на нефть и нефтепродукты и прямого государственного участия в проектах нефтяной отрасли (капитальные вложения бюджетных средств и средств государственных внебюджетных фондов) требовала на протяжении последних 20 лет постоянного изменения параметров таможенно-тарифного и налогового регулирования в зависимости от конъюнктуры внешних рынков и динамики развития экономических процессов внутри страны.

Основные механизмы государственного регулирования, применявшиеся в России за эти годы, по-разному влияли на развитие нефтепереработки. Они отражены в таблице 7.Ценовые и фискальные условия, сложившиеся в отрасли к 2018 году, привели к значительному снижению операционной рентабельности переработки нефти, что привело к увеличению сроков окупаемости проектов по модернизации НПЗ и, таким образом, снизило их привлекательность как объекта инвестирования. На этом фоне реализация части проектов модернизации отрасли, включая предусмотренные четырехсторонними соглашениями, была смещена на более поздние сроки, а часть проектов отменена [31].

Таблица 7 – Механизмы регулирования, влияющие на развитие нефтепереработки в России

Механизм	Эффекты	
	Позитивные	Негативные
1	2	3
«Таможенная субсидия» (понижение ставки вывозных таможенных пошлин на нефтепродукты относительно ставок пошлин на нефть)	- увеличение инвестиций в первичную переработку	- не стимулируется углубление переработки и повышение качества топлива; - риск возникновения дефицита / повышения цен на внутреннем рынке при хорошей внешней конъюнктуре; - преимущества получают НПЗ, расположенные близко к границе; - снижение бюджетных доходов от экспорта нефтепродуктов
Ужесточение требований к качественным характеристикам топлива (ТР ТС 013/2011)	- увеличение инвестиций в процессы, повышающие качество нефтепродуктов; - повышение экологическом безопасности топлива	- не стимулируется углубление переработки; - повышение цен на топливо
Дифференциация ставок акцизов (понижение ставки на топливо высоких экологических классов)	увеличение инвестиций в процессы, повышающие качество нефтепродуктов	риск снижения объема переработки (остановка «простых» НПЗ), что может привести к дефициту моторных топлив (повышению цен) в отдельных регионах
Повышение ставки вывозных таможенных пошлин на темные нефтепродукты до нефтяных	увеличение инвестиций в процессы, углубляющие переработку	
Четырехсторонние соглашения (модернизация НПЗ)	- увеличение инвестиций в отрасли; - повышение конкурентоспособности продукции	нет «гибкости» к изменению внешних условий (риск переноса и отмены проектов)
Введение «отрицательного» акциза на нефть для НПЗ (в рамках завершения налогового маневра)	- повышение рентабельности переработки; - устранение «логистического отставания»; - защита от повышения цен на топливо («демпфирующая составляющая»)	- появление нового административного барьера (получение свидетельства, дополнительная отчетность, проверки); - дополнительные затраты бюджета; - механизм требует доработки

Заметный рост розничных цен на моторное топливо в мае 2018 г. вызвал большой общественный резонанс. В срочном порядке был предпринят ряд мер государственного регулирования для сдерживания цен, включая повышение рентабельности переработки. Меры были включены в пакет законов о завершении налогового маневра.

В организационно-экономическом плане намечено ввести дифференцированные ставки акциза на моторные топлива с более высокими экологическими характеристиками: «обнулить» таможенную пошлину на импортное оборудование, не выпускающееся в России; унифицировать вывозные пошлины на светлые и темные нефтепродукты. Имеются также предложения по выделению части налога на дополнительный доход компаний целевым назначением на модернизацию НПЗ [31].

Таким образом, одним из стимулов к модернизации НПЗ становятся условия получения свидетельства о регистрации: попадание в санкционный список, реализация на внутреннем рынке автобензина и (или) нефти свыше определенного объема, заключение соглашения о модернизации НПЗ.

Ставка акциза на нефтяное сырье определяется по сложной формуле с рядом коэффициентов, зависящих от цены на нефть, курса доллара, корзины продуктов переработки, региона местонахождения НПЗ.

Вычетам подлежат удвоенные суммы акциза, увеличенные на значение демпфирующей составляющей (введена для стимулирования поставок моторных топлив на внутренний рынок и недопущения роста цен на них выше определенного уровня). Величина демпфирующей составляющей рассчитывается как часть суммы экспортных премий автобензинов и дизтоплива, реализованных на внутреннем рынке. При этом есть условие (ценовой коридор): если оптовая цена в России отклоняется более чем на 10% от установленной величины экспортной альтернативы, то демпфирующая составляющая обнуляется.

В настоящее время проводится работа по уточнению соответствующей нормы Налогового кодекса (обнуление должно происходить только при отклонении экспортной цены в сторону увеличения). Также для получения стабилизационного эффекта в актуальных условиях рассматривается вопрос о снижении базовых цен нефтепродуктов, используемых при расчете демпфирующей компоненты. Необходимо отметить, что фиксация на уровне закона цен на топливо и величины понижающего коэффициента не позволяет оперативно реагировать на изменение макроэкономических условий.

Еще одним стимулом к модернизации НПЗ в направлении углубления переработки является принцип расчета коэффициента, характеризующего корзину нефтепродуктов: для «сложных» НПЗ он выше (вычет акциза возможен в большем размере).

У коэффициента, компенсирующего «логистическое отставание» для НПЗ, удаленных от экспортных рынков, есть недостаток – он зависит от цены на нефть: чем она ниже, тем меньше размер компенсации из-за удаленности (при этом стоимость транспорта не меняется) [31].

Проведенные модельные расчеты при цене нефти 60 долл./барр. показали: разница в вычетах не всегда компенсирует месторасположение НПЗ (Таблица 8). Кроме того, он установлен в повышенном размере не для всех удаленных регионов, где функционируют перерабатывающие мощности или есть потенциал по их расширению.

Таблица 8 – Расчет обратного акциза для отдельных НПЗ

Регион	«Региональный» коэффициент	Пример НПЗ	Расчетный вычет, руб./т	Провозная плата (ж/д) до порта, руб./т
Прочие регионы	1,00	Московский НПЗ	931	2643
Омская область, Алтайский край, республика Алтай	1,05	Омский НПЗ	1279	5066
Тюменская, Новосибирская и Томская области, Забайкальский край	1,10	Антипинский НПЗ	1184	3338
ЯНАО, Республика Коми, НАО, Республика Саха (Якутия), Республика Бурятия	1,30	Ухтанефте-переработка	1190	3432
Республика Тыва, Иркутская область	1,40	Ангарская НХК	1469	6802
Республика Хакасия, Красноярский край	1,50	Ачинский НПЗ	1361	8779

Политика взимания акцизов и экспортных пошлин, действующая в нашей стране, не принимает во внимание качество нефтепродуктов и не стимулирует развитие производства топлив с высокими эксплуатационными и экологическими характеристиками. Дифференцированы лишь ставки на высокооктановые бензины. Такая политика не стимулирует модернизацию НПЗ и не способствует росту капиталовложений в отрасли [31].

Для осуществления инвестиций в нефтепереработку налоговую нагрузку необходимо снижать, но государство, не желая отказываться от нефтегазовых доходов, в последние годы лишь повышает акцизы на нефтепродукты.

Согласно закону, в 2019 – 2020 гг. акциз на бензин, масла, авиационный керосин, прочие нефтепродукты останется без изменений. Повышение акцизных ставок предусмотрено с 1 января 2021 года в объеме 5-10% к ставкам акцизов, действующим ранее. Актуальная информация о ставках акциза на бензин и нефтепродукты в период с 01.01.2018 года по 31.12.2021 года представлены в таблице

Таблица 9 – Ставки акциза на бензин и нефтепродукты

показатели в рублях

Подакцизный товар	Ставка акциза на 1 тонну подакцизного товара			
	с 01.07.2018 года	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5
Автомобильный бензин 5 класса	13100	13100.	13100	13624
Автомобильный бензин, не соответствующий 5 классу	8213	12314	12752	13262
Дизельное топливо	5665	8541	8835	9188

Окончание таблицы 9

1	2	3	4	5
Моторные масла	5400	5400	5616	5841
Авиационный керосин	2800	2800	2800	2800
Средние дистилляты	6665	9241	9535	9916
Прямогонный бензин	13100	13100	13100	13100
Бензол, параксилол, ортоксилол	2800	2800	2800	2800

Более того, акцизы на производство бензина существенно выше, чем на дизельное топливо, что является одним из факторов его дефицита.

Единственным успешным нововведением здесь можно считать переклассифицирование акцизов с октанового числа на классы нефтепродуктов в соответствии с евростандартом, но опять же отсутствие в законодательстве стандартов класса нефтепродуктов Евро-6 тормозит нефтеперерабатывающую промышленность. Это касается и налогового кодекса, и технического регламента. При настоящей глубине переработки в 81% нефтяным компаниям выгоднее вывозить сырую нефть, нежели ее перерабатывать.

Наиболее выгодным сценарием для государства и нефтеперерабатывающей промышленности является разработка Правительством РФ техрегламента на топливо класса Евро-6 и аннулирование акцизов на их производство при увеличении налога на добычу полезных ископаемых. Таким образом, для нефтепереработки это является стимулом для производства качественного топлива, для государства – пополнение бюджета за счет строительства новых заводов. Это позволит соединить звенья нефтяных компаний «нефтедобыча» и «нефтепереработка» в одну цепь «добыча – переработка». Такое мероприятие позволит обеспечить переходный период нефтяным компаниям на производство топлива Евро-6. Необходимо также установить нулевые акцизные ставки на производство топлива класса Евро-6. Это позволит привлечь дополнительный объем инвестиций в нефтепереработку.

В нынешних экономических условиях предприятия отрасли испытывают целый ряд сложностей, которые негативно сказываются на общих темпах модернизации.

Крупные корпорации, такие как ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «ЛУКОЙЛ» сами разрабатывают стратегии развития на средне- и долгосрочную перспективы. В России на сегодняшний день функционируют пять ВИНК [38].

Российские ВИНК – бюджетообразующие предприятия: пять крупнейших компаний формируют 70% нефтегазовых доходов в федеральном бюджете. Платежи ВИНК в бюджеты всех уровней отражены в таблице 10.

Таблица 10 – Платежи ВИНК в бюджеты всех уровней в 2017 году

показатели в миллиардах рублей

ВИНК	Экспортные пошлины		Налоги				Всего
	Нефть	Нефтепродукты	НДПИ	Акцизы	На прибыль	Прочие	
«Роснефть»	480	178	1488	326	98	44	2614
«ЛУКОЙЛ»	137	41	545	119	104	23	970
«Сургутнефтегаз»	145	44	436	19	52	15	712
«Газпром нефть»	47	31	330	128	56	14	605
«Татнефть»	65	10	187	16	40	8	325

Беспорный лидер – «Роснефть»: с учетом отчислений в бюджеты всех уровней компания с показателем 2,6трлн руб. почти в 3 раза обгоняет занимающее 2-е место ПАО «ЛУКОЙЛ».

Внешний рынок является преимущественным регионом получения выручки нефтяных компаний (кроме «Газпром нефти») от продажи нефтегазовых ресурсов (рисунок 24).

Рисунок 24– Структура выручки от продажи нефтегазовых ресурсов в 2017 году, %

Степень обеспеченности собственной переработкой на территории страны для компаний различна (рисунок 25): низкий показатель говорит об экспорте продукции с низкой добавленной стоимостью[38].

Рисунок 25– Процент покрытия мощностями по первичной переработке нефти собственных НПЗ объемов годовой добычи, %

Нефтяная отрасль является капиталоемкой, и от вложений в основные средства зависит устойчивость функционирования этого бизнеса в будущем. Лидером по доле капитальных затрат в общих операционных расходах является «Газпром нефть» (рисунок 26). Роснефть занимает лишь 3 место.

Рисунок 26– Доля капитальных вложений в операционных расходах в 2017 году, %

При разработке программы, учитываются положения государственных стратегических и программных документов, относящихся к деятельности компаний.

На мировой арене российские компании нефтегазового комплекса существенно уступают по основным показателям деятельности своим зарубежным конкурентам, прежде всего за счет менее широкой географии присутствия в других странах, а также сравнительно меньшей диверсифицированности бизнеса (Таблица 11) [23].

Таблица 11 – Основные финансовые показатели российских ВИНК в сравнении с ведущими зарубежными компаниями нефтегазового сектора

показатели в миллиардах долларов

Место в рейтинге	Компания	Страна	Выручка	Прибыль	Активы	Рыночная стоимость
11	Royal Dutch Shell	Нидерланды	321,8	15,2	410,7	306,5
13	ExxonMobil	США	230,1	20,4	348,8	344,1
21	Chevron	США	139,4	10,2	256,4	248,1
26	Total	Франция	155,8	8,4	257,0	168,0
27	Sinorec	Китай	326,6	8,0	249,9	138,6
30	PetroChina	Китай	282,4	4,1	381,1	220,2
36	BP	Великобритания	251,9	4,3	275,3	152,6
43	«Газпром»	Россия	112,2	12,2	316,8	57,8
73	«Роснефть»	Россия	94,8	3,9	214,2	69,0
91	Equinor	Норвегия	65,1	4,9	115,4	90,2
95	Eni	Италия	75,5	3,9	143,1	70,7
98	«ЛУКОЙЛ»	Россия	99,9	7,2	92,0	60,4
335	«Сургутнефтегаз»	Россия	19,8	3,3	74,5	17,2
577	«Татнефть»	Россия	11,9	2,1	19,2	25,6

ПАО «НК «Роснефть» является крупнейшим переработчиком нефти в России и контролирует в ключевых регионах страны нефтеперерабатывающие заводы, объем переработки нефти на которых составил в 2018 году 103 млн. т.

Деятельность Компании в области нефтепереработки в первую очередь направлена на выполнение стратегической задачи по обеспечению внутреннего рынка высококачественными нефтепродуктами, включая удаленные регионы страны [39]. В стратегии развития до 2030 года, миссией компании является эффективная реализация энергетического потенциала России, обеспечение энергобезопасности и бережное отношение к природным ресурсам [6].

Предприятие ПАО «НК «Роснефть» планирует продолжать и в долгосрочной перспективе вносить существенный вклад в развитие хозяйственной деятельности, главным образом, за счет реализации масштабных проектов по добыче нефти и газа, переработке, а также надежного снабжения потребителей энергоресурсами [39].

Для преодоления отставания российских НПЗ от западных, ВИНК реализуются программы модернизации, которые обеспечивают рост показателей, заложенных в нормативно-правовых документах. Ведь формирование конкурентоспособного сектора – наиболее важная задача российской промышленной политики.

Таким образом, ориентируясь на реализацию задачи повышения степени диверсификации, роста рентабельности и достижения конкурентоспособности на мировом рынке, необходимо активизировать деятельность для устранения накопленных отраслевых проблем и осуществить повсеместную модернизацию отечественной нефтепереработки на основе принципов инновационного развития. Перечисленное позволит не только устранить угрозу дефицита топлива в стране, но и вывести российскую нефтепереработку на иной качественный уровень – выпуск нефтепродуктов, соответствующих современным экологическим стандартам.

2 Методология оценки эффективности инвестиционных проектов нефтеперерабатывающей отрасли

2.1 Методика и особенности оценки инвестиционных проектов нефтеперерабатывающей отрасли

2.2 Характеристика АО «АНПЗ ВНК» как участника инвестиционного проекта

3 Обоснование инвестиционного проекта строительства установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора на предприятии АО «АНПЗ ВНК»

3.1 Техническое описание инвестиционного проекта

3.2 Расчет финансовых затрат инвестиционного проекта

3.3 Оценка чувствительности инвестиционного проекта

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Цель выпускной квалификационной работы – обоснование инвестиционного проекта строительства установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора на предприятии АО «АНПЗ ВНК».

Для достижения указанной цели перед работой был поставлен ряд задач.

В первой главе, рассматривая основные направления развития нефтеперерабатывающей отрасли, были выявлены основные проблемы отрасли, среди которых наиболее значимыми являются невысокий технический уровень большинства российских НПЗ, характеризующийся низкой степенью глубины переработки и высокой степенью изношенности основных фондов из-за чего в свою очередь можно наблюдать низкое качество производимых нефтепродуктов, их низкую конкурентноспособность на мировом рынке, а так же низкую долю производства нефтехимии.

Для дальнейшего развития отрасли и решения вышеперечисленных проблем необходимо завершение модернизации и дальнейшая оптимизация мощностей нефтеперерабатывающих производств, которые обеспечат повышение глубины переработки нефти до 90% с производством моторных топлив высших экологических классов и увеличение выхода светлых нефтепродуктов до 73% при общем снижении объемов перерабатываемой нефти в соответствии с Энергетической стратегией России до 2030 года.

Для реализации утверждённой стратегии в развитии нуждаются отечественные технологии глубокой переработки нефти. Особенности реализации модернизационных процессов в нефтеперерабатывающей промышленности обусловлены высокой зависимостью проектов от участия в них государства в силу стратегического характера производимой продукции, а также высокой капиталоемкостью, в связи с этим особую актуальность приобретает точность и надежность финансово-экономических расчетов при обосновании эффективности инвестиционных проектов модернизации нефтеперерабатывающего производства, а также снижение и перераспределение инвестиционных рисков между его участниками.

Далее в работе описана методология оценки эффективности инвестиционных проектов в нефтеперерабатывающей отрасли. Эффективность проектов модернизации в нефтеперерабатывающей отрасли должна оцениваться с разных сторон: технологических, экономических, социальных, экологических и организационных аспектов. Все эти аспекты должны рассматриваться в комплексе.

АО «АНПЗ ВНК» является ключевым и единственным предприятием в Красноярском крае, обеспечивая весь внутренний и часть внешнего рынка нефтепродуктами. Поэтому модернизация этого предприятия крайне важна.

Согласно выработанной ПАО «НК «Роснефть» стратегии модернизации АО «АНПЗ ВНК» предусматривается увеличить мощности по первичной переработке, повысить выработку высокооктановых сортов бензина. С этой

целью намечен комплекс инвестиционных мероприятий по строительству и модернизации вторичных перерабатывающих мощностей.

Для реализации инвестиционного проекта проведена финансовая оценка по основным направлениям экономической и производственной деятельности объекта исследования как участника инвестиционного проекта.

Анализ производственно-хозяйственной деятельности предприятия АО «АНПЗ ВНК» показал, что основные производственно-хозяйственные показатели стабильны. Снижение коэффициентов обеспеченности собственными источниками финансирования и увеличение коэффициента заемных средств обусловлено привлечением в 2015-2017 годах заемных средств на финансирование инвестиционной программы предприятия.

Финансовое состояние предприятия оценивается как неустойчивое, однако, существует возможность восстановления платежеспособности за счет пополнения источников собственных средств.

АО «АНПЗ ВНК» необходимо достичь более лучшего формирования прибыли и повысить показатели рентабельности. Поэтому на предприятии разрабатываются предварительные технико-экономические расчеты по проектам перспективного развития АО «АНПЗ ВНК» на период с 2018 по 2030 года. Осуществление масштабных проектов строительства позволит значительно увеличить глубину переработки нефти и повысить качество и количество наиболее рентабельных нефтепродуктов.

В третьей главе разработан инвестиционный проект строительства установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора. Приведено техническое описание проекта, рассчитаны финансовые затраты. Инвестиционный проект позволит увеличить выход целевых продуктов установки каталитического риформинга, выпускающую один из ключевых составляющих автобензина, а также увеличить его качество (октановое число).

Реализация проекта строительства новой установки так же позволит предприятию:

- квалифицированно перерабатывать весь потенциал бензиновых фракций даже с учетом строительства перспективной установки гидрокрекинга;
- повысить производительность установки, а также получать выход стабильного катализата (Сз+);
- получать катализат с содержанием бензола не более 1% об. и исключить в перспективе из схемы завода блок выделения бензолсодержащей фракции;
- потреблять меньше топлива по сравнению с существующей установкой;
- выполнение строительно-монтажных и пуско-наладочных работ без остановки производства и снижения выпуска товарной продукции.

На основании оценки коммерческой эффективности проекта в целом чистый дисконтированный доход проекта при ставке дисконта 10% и жизненном цикле инвестиций 14 лет равен 3154,4 млн. руб., дисконтированный срок окупаемости составит 11,3 года. Индекс доходности дисконтированных инвестиций составит 17 копеек на каждый рубль вложенных инвестиций.

Внутренняя норма доходности составит 13%. В дальнейшем, предложенное решение позволит экономить значительные финансовые ресурсы предприятия и повысить эффективность производства в целом.

Анализ проектных рисков, проведенный тремя методами, показал, что проект является высокорисковым. В оптимистичном прогнозе NPV может составить 11724,5 млн.руб., в пессимистичном прогнозе – -4058,5 млн.руб. Интегральный эффект 676,37 млн.руб., коэффициент вариации 10,69.

В анализе чувствительности выявлены наиболее значимые факторы на критерии эффективности – цена на продукцию Стабильный риформат и эксплуатационные затраты на сырьё. При снижении цены на продукцию Стабильный риформат даже на 10%, NPV становится отрицательным, а проект убыточным. То же самое произойдет при увеличении эксплуатационных затрат на сырьё на 10%. Капитальные вложения проекта имеют некоторый запас прочности. Это обстоятельство позволяет компенсировать высокий риск при снижении цены реализуемой продукции. Для проекта не опасно существенное изменение ставки дисконта.

В анализе безубыточности моделировались изменение наиболее чувствительных параметров и выявлено, что в базовом варианте рассчитаном в текущих ценах проект останется безубыточным при увеличении капитальных затрат на 14,7%, увеличении эксплуатационных затрат на сырьё на 2,3 %, и снижении цены на продукцию Стабильный риформат на 2,1%. Это означает, что исследуемый инвестиционный проект имеет незначительный резерв безопасности, что может быть обусловлено сложностью и рискованностью проекта строительства новой установки.

Таким образом, задачи решены в полном объеме, поставленная цель достигнута.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Ларионова, Г. Н. Нефтегазохимический комплекс Российской Федерации: проблемы и перспективы развития / Г.Н. Ларионова // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – №12. – С. 225-228. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/neftegazohimicheskiy-kompleks-rossiyskoy-federatsii-problemy-i-perspektivy-razvitiya>.

2 Технический регламент Таможенного союза «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» ТР ТС 013/2011 [Электронный ресурс] : решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011. №826 ред. от 30.06.2017 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

3 Прогноз долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 г. (разработан Минэкономразвития России) [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

4 Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений [Электронный ресурс] : федер. закон от 25.02.1999 №39-ФЗ ред. от 26.07.2017 // Справочная правовая система

5 Нефтяная промышленность России: состояние и проблемы [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/neftyanaya-promyshlennost-rossii-sostoyanie-i-problemy> (дата обращения 23.05.2019)

6 Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Сибири до 2020 года [Электронный ресурс] : распоряжение Правительства РФ от 05.07.2010 №1120-р ред. от 26.12.2014 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

7 Левченко, Л. В. Перспективы развития российского нефтяного комплекса в контексте мировой экономики / Л.В. Левченко, Н. И. Иванова // Самарский государственный экономический университет / Вопросы экономики и права. – 2015. – №8. – С. 57-62. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://law-journal.ru/files/pdf/201508/201508_57.pdf.

8 Аналитический доклад «Условия и перспективы развития нефтегазохимии в Российской Федерации» [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.insor-russia.ru/files/Oil_gas.pdf (дата обращения 10.03.2019)

9 Галиев Р.Г. Некоторые проблемы нефтепереработки в России. Новые технологии и катализаторы нефтепереработки. / Р.Г. Галиев [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://runeft.ru/library/pererabotka/nekotorye_problemy_neftepererabotki_v_rossii_novye_tekhnologii_i_katalizatory_neftepererabotki.html (дата обращения 12.04.2019).

10 Григорьев, Л. М. Поддержка ВИЭ-генерации: тенденции и возможности / Л.М. Григорьев [и др.] // Энергетический бюллетень. – 2019. – №71. – С. 6-10

11 Григорьев, Л. М. Новые энергетические прогнозы / Л.М. Григорьев [и др.] // Энергетический бюллетень. – 2018. – №66. – С. 14-22.

12 Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gks.ru/>.

13 Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru>.

14 Журнал «Нефтегазовая Вертикаль [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.ngv.ru> (дата обращения 01.04.2019)

15 Ежов, С. С. Состояние нефтеперерабатывающей отрасли России / С. С. Ежов, Я. Фешина // Oil&Gas Journal Russia. – 2018. – С. 50-54.

16 Нефтяная промышленность России: состояние и проблемы [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/neftyanaya-promyshlennost-rossii-sostoyanie-i-problemy> (дата обращения 23.05.2019)

17 О расчете ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, и признании утратившими силу некоторых решений Правительства Российской Федерации» [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 29.03.2013 №276 ред. от 12.04.2018 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

18 Адушев М. Н. Современные проблемы нефтеперерабатывающей промышленности России / Вестник пермского университета. – 2015. – №24. – С. 55-68. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/v/sovremennye-problemy-neftepererabatyvayuschey-promyshlennosti-rossii>

19 Статистика. Министерство энергетики [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/activity/statistic>(дата обращения 23.05.2019)

20 Громов, А. И. Перспективы развития российской нефтяной отрасли в условиях турбулентности на мировом нефтяном рынке [Электронный ресурс] / А.И. Громов // Бурение и нефть. – 2016. – №2. Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2016-02/6>.

21 Кондрашев, Д. О. Развитие отечественных технологий нефтепереработки в условиях глобальной конкуренции с мировыми лидерами / Д.О. Кондрашев // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2015. – №11. С. 3-6.

22 Действующие и строящиеся малые нефтеперерабатывающие предприятия России [Электронный ресурс] –

Режим доступа: <http://www.kortes.com/products/sprav/Z5.pdf> (дата обращения: 18.04.2019).

23 Top-50 Petroleum Intelligence Weekly (PIW ranking) [Электронный ресурс]. –

Режим доступа : http://storage.pardot.com/19202/60000/PIW_Top_50_Nov_2013.pdf. (датаобращения 12.04.2019)

24 Чернышева, Е. А. Современное состояние и перспективы развития нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий России / Е.М. Чернышева // Насосы и оборудование. – 2017. – № 1-2. – С.12-16.

25 Чернышева, Е. М. Современные аспекты развития нефтепереработки в России [Электронный ресурс] / Е.М. Чернышева // Бурение и нефть. – 2015. – №5. Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2015-05/4>.

26 Березной, А.В. Сценарии развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической отрасли / А.В. Березной, А.А. Еделькина // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2016. – №10. – С. 12-16.

27 Сафронов, А. Н. Обзор нефтеперерабатывающей промышленности в России и за рубежом / А.Н. Сафронов // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2014. – №12. С. 8-15.

28 Агабеков, В. Е. Нефть и газ: технологии и продукты переработки / В.Е. Агабеков, В.К. Косяков. – Ростов-на-Дону : Феникс, 2014. – 458 с.

29 Алаторцев, Е. И. Переработка нефти – альтернативы и возможности / Е.И. Алаторцев, С.А. Леонтьева, А.Н. Тимофеева // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2015. – №9. – С. 19-22.

30 Фейгин, В. И. Исследование состояния и перспектив направлений переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ / В.И. Фейгин, О.Б. Брагинский, С.А. Заболоцкий. – Москва : Экон-информ, 2015. – 495 с.

31 Григорьев, Л. М. Новые энергетические прогнозы / Л.М. Григорьев [и др.] // Энергетический бюллетень. – 2018. – №66. – С. 14-22.

32 Официальный сайт ПАО «ЛУКОЙЛ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.lukoil.ru/>

33 Григорьев, Л. М. Нефтехимия как драйвер спроса на углеводороды / Л.М. Григорьев [и др.] // Энергетический бюллетень. – 2018. – №65. – С. 14-17

34 Григорьев, Л. М. Перспективы когенерации / Л.М. Григорьев [и др.] // Энергетический бюллетень. – 2018. – №59. – С. 8-10.

35 Григорьев, Л. М. Инвестиции в ТЭК: рост после кризиса на рынке нефти / Л.М. Григорьев [и др.] // Энергетический бюллетень. – 2018. – №61. – С. 14-18

36 Проект Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. [Электронный ресурс] : распоряжение Правительства РФ от 05.07.2010 №1120-р ред. от 01.02.2017 // Министерство энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/>.

37 Каверин А. А. Стратегические приоритеты развития предприятий нефтепереработки и нефтегазохимии [Электронный ресурс] / А. А. Каверин // Вестник университета – 2015. – №12. – С. 13-18. Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/v/strategicheskie-prioritety-razvitiya-predpriyatiy-neftepererabotki-i-neftegazohimii>

38 Григорьев, Л. М. Эффективность нефтяных компаний / Л.М. Григорьев [и др.] // Энергетический бюллетень. – 2018. – №63. – С. 14-15

39 Официальный сайт ПАО «НК «Роснефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rosneft.ru>.

40 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов [Электронный ресурс] : утверждено Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 N ВК 477 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

41 Шарп У. Инвестиции : учебное пособие для студентов вузов по экономическим специальностям : пер. с англ./У. Шарп, Г. Д. Александер, Д. В. Бэйли. – 2014.

42 Поротова, Т. В. Методические основы оценки эффективности инвестиционного проекта / Т.В. Поротова // Экономика и предпринимательство.– 2015. – №10-1. – С. 1170-1173.

43 Непомнящий, Е. Г. Экономическая оценка инвестиций: учебное пособие // Е.Г. Непомнящий – Таганрог: Издательство ТРТУ, 2016. – 292 с. – 2015.

№10-1. – С. 1170-1173.

44 Кувшинов, М. С. Анализ и прогноз эффективности инвестиционных проектов промышленных предприятий [Электронный ресурс] / М. С. Кувшинов, Н. С. Комарова // Вестник ЮУрГУ. Сер. Экономика и менеджмент. – 2013. – №2.

– С. 74-79. Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/analiz-i-prognoz-effektivnosti-investitsionnyh-proektov-promyshlennyh-predpriyatiy>.

45 Золотухина, Т. В. Оценка эффективности проекта модернизации нефтеперерабатывающего предприятия / Т.В. Золотухина // Экономика и предпринимательство. – 2014. – №5-2. – С.450-454.

46 Крайнова, Э. Л. Технико-экономическое проектирование в нефтяной и газовой промышленности: учебник / Э.Л. Крайнова, Г.Б. Лоповок. – Москва : Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 264 с.

47 Давлятбаева, В. Р. Оценка эффективности инвестиционного проекта технического перевооружения и модернизации производства / В.Р. Давлятбаева // Стратегия устойчивого развития регионов России. – 2013. – №18. С. 184-187.

48 Тимашова, Т. В. Оценка рисков при расчете эффективности инвестиционных проектов в промышленности / Т.В. Тимашова // Экономический вестник Республики Татарстан. –2014. – №4. – С. 94-104.

49 Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» [Электронный ресурс] // Годовой отчет 2018 «Роснефть. На благо России». – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2018.pdf.

50 Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» [Электронный ресурс] // Годовой отчет 2018 «Стабильность. Технологии. Развитие». – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2018.pdf.

51 Отчет в области устойчивого развития ПАО «НК «Роснефть» [Электронный ресурс] // Отчет в области устойчивого развития 2018 «Роснефть. На благо России». – Режим доступа:

https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/RN_SR_2018_RU.pdf.

52 Политика компании по управлению инвестициями ПАО «НК «Роснефть» №ПЗ-03 П-01, версия 1.00. – Дата введения с изменениями 28.08.2017 г. – Москва, 2014. – 33 с.

53 Капустин, В. М. О роли российских компаний в модернизации нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности / В.М. Капустин, Е.А. Чернышева // Химическая техника. – 2015. – № 8. – С. 5-7

54 Ачинский нефтеперерабатывающий завод восточной нефтяной компании / сайт Neftgaz [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftgaz.ru/catalogue/company/view/816-Achinskiy-neftepererabatyvayuschiy-zavod-Vostochnoy-neftyanoy-kompanii> (дата обращения 12.05.2019)

55 Солодухина, И. В. Энергия развития: Ачинский НПЗ – 30 лет / И.В. Солодухина, О.В. Астапенко, Л.А. Малярова. – Красноярск, 2012. – 138 с.

56 АО «Ачинский НПЗ ВНК» Оперативно-тактическая характеристика организации. – Дата введения 23.05.2017. – Ачинск, 2018. – 17 с.

57 Шеремет, А. Д. Методика финансового анализа : учебник / А. Д. Шеремет, Р. С. Сайфулин, Е. В. Негашев. – Москва : ИНФРА-М, 2015. – 208с.

58 Чеглакова, С. Г. Анализ финансовой отчетности: учебное пособие для вузов / С.Г. Чеглакова. – Москва : Дело и Сервис, 2016. – 288 с.

59 Шеремет, А. Д. Комплексный анализ хозяйственной деятельности : учебник / А. Д. Шеремет. – Москва : ИНФРА-М, 2016. – 415 с.

Анализ финансового положения компании при помощи финансовых коэффициентов [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.scienceforum.ru/2015/851/7503> (дата обращения 01.04.2019)

60 Официальный сайт Центрального банка Российской Федерации [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.cbr.ru/>.

61 Предварительный технико-экономический расчет по проектам перспективного развития АО «АНПЗ ВНК» на период с 2016 по 2026 года. 1299.340.140078.340-ПП-000.000.000-ПЗ-01. Том 1.1. – Самара, 2015. – 167 с.

62 Технологический регламент комбинированной установки ЛК–6Ус АО «АНПЗ ВНК». Каталитический риформинг. Секция С-200. – Ачинск, 2015. – 467 с

63 О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 ред. от 28.04.2018 // Справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>

64 ООО «РусЭнергоПроект» Отчет по результатам энерготехнологического обследования АО «АНПЗ ВНК» / ООО «РусЭнергоПроект» – Ачинск, 2017. – 141 с.

65 Капустин В. М. Технология переработки нефти. Часть первая. Первичная переработка нефти : Учебное пособие / О. Ф. Глаголева, Т. Г. Гюльмисарян, В. М. Капустин, Т. П. Клокова, Ю. В. Кожевникова, Е. А. Масловская, С. Г. Рогачев, Л. А. Смирнова, Е. А. Чернышева, Р. Г. Яушев. –

Москва : Химия, 2006. – 400 с.

66 Ахметов, С. А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа : Учебное пособие / С. А. Ахметов. – Санкт-Петербург : Недра, 2006. – 868 с.

67 Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа : Учебное пособие для вузов / С. А. Ахметов. – Уфа : Гилем, 2002. – 672 с.

68 Установка платформинга со стационарным слоем катализатора : общая инструкция по эксплуатации. Иллинойс, США : UOP LLC, 2015. – 890 с.

69 СТАНДАРТ АО «АНПЗ ВНК» РУКОВОДСТВО ПО КАЧЕСТВУ № П1-02.02 С-0054 ЮЛ-101 ВЕРСИЯ 10.00 – Ачинск : 2018. – 88 с.

70 Политика качества [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://achnpz.ru/docs/%D0%9F%0%BE%D0%BB%D0%B8%D1%82%D0%B8%D0%BA%D0%B0%20%D0%BA%D0%B0%D1%87%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%B0%2020.03.2018.pdf> (дата обращения 10.05.2019)

71 Экологическая политика [Электронный ресурс].

–
Режим доступа: <http://achnpz.ru/docs/%D0%AD%D0%BA%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F%20%D0%BF%D0%BE%0%BB%D0%B8%D1%82%D0%B8%D0%BA%D0%B0%202018.pdf> (дата обращения 10.05.2019)

72 Стандарт АО «АНПЗ ВНК» «Операционный контроль качества продукции» № П4-04 С-0199 ЮЛ-101.

73 Стандарт АО «АНПЗ ВНК» «Руководство по качеству Центральной заводской лаборатории» № П4-04 С-0073 ЮЛ-101.

74 Стандарт АО «АНПЗ ВНК» «Система менеджмента качества. Оценка уровня качества продукции» П4-04 С-0076 ЮЛ-101.

75 О динамике цен на бензин автомобильный и ресурсах нефтепродуктов в апреле 2019 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gks.ru/bgd/free/b04_03/IssWWW.exe/Stg/d04/97.htm (дата обращения 20.06.2019)

76 Об индексе цен производителей промышленных товаров в январе 2019 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gks.ru/bgd/free/b04_03/IssWWW.exe/Stg/d04/29.htm (дата обращения 20.06.2019)

77 Имамов Р.Р. Разработка теоретико-прикладного инструментария оценки инвестиционных проектов в нефтедобывающей промышленности с учетом рисков факторов/Р.Р. Имамов// Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук. – Пермь, 2015. – 24с.

78 Панченко А.В. Комплексный анализ инновационных инвестиционных проектов: Монография / А.В. Панченко. – Москва : НИЦ ИНФРА-М, 2015. – 238 с

79 Сироткин С.А., Кельчевская Н.Р. Экономическая оценка инвестиционных проектов / Сироткин С.А., Кельчевская Н.Р., - 2-е изд. –

Москва : ЮНИТИ-ДАНА, 2015. – 287 с

80 Родионова Л.Н., Карамутдинова Д.М. Особенности оценки инвестиционных проектов в нефтяной отрасли// Журнал «Экономика и управление народным хозяйством» №9(130), 2015. – 50-55 с.

81 Учет факторов риска и неопределенности при оценке эффективности инвестиционных проектов / Плотников А. Н. –Москва : НИЦ ИНФРА-М, 2016. – 80 с.

82 Токарев А. Анализ риска и адаптивности инвестиционных проектов в нефтяной промышленности России в переходный период [Электронный ресурс]// Федеральный образовательный портал ЭСМ: экономика, социология, менеджмент. – Режим доступа: <http://ecsocman.hse.ru/data/755/646/1219/006.TOKAREV.pdf>

83 Динамика цен на нефть Brent [Электронный ресурс]//Официальный сайт «Яндекс. Котировки». – Режим доступа: <https://news.yandex.ru/quotes/1006.html>

84 Динамика продаж электромобилей в мире. Анализирую будущее [Электронный ресурс]// Официальный сайт ПАО «Газпром нефть» – Режим доступа: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2016-december/1115839/>

85 Динамика курса доллара США [Электронный ресурс]//Banki.ru. – Режим доступа: <http://www.banki.ru/products/currency/usd/>

86 Болдырев, Е.С. Учет рисков при оценке инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли[Электронный ресурс]// Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 8, No1, 2016. – Режим доступа: <http://naukovedenie.ru/PDF/48EVN116.pdf>

87 Экономическая оценка инвестиций: учебник для бакалавров, специалистов и магистров / под ред. М.И. Римера. 5-е изд, перераб. и доп. Санкт-Петербург.: Питер, 2014.

88 Мировой рынок нефти [Электронный ресурс]// Официальный сайт ПАО «Газпром нефть» – Режим доступа: <https://ar2016.gazprom-neft.ru/strategicreport/market-review/world-oil-and-gas>

89 Филимонова И. Особенности развития нефтяной промышленности России на современном этапе / И.Филимонова, Л.Едерь, И.Проворная // – Москва : Бурение и нефть, 2016.

90 Россия в цифрах/Статистический сборник// Федеральная служба государственной статистики. – Москва, 2017 г. – 513 с.

91 Динамика цен на нефть марки Brent [Электронный ресурс] // US Energy Information Administration. – Режим доступа: <https://www.eia.gov/todayinenergy/index.php?tg=Brent>

92 Алексеев, В. Н. Формирование инвестиционного проекта и оценка его эффективности : Учебно-практическое пособие / В. Н. Алексеев, Н. Н. Шарков – Москва : Дашков и К, 2017. – 176 с.

93 Инвестиционные проекты в российской нефтегазовой отрасли. Четыре шага к повышению эффективности //pwc – 2018. – 20 с.

94 Шафраник, Ю. К. Нефтегазовый сектор России : трудный путь к многообразию / В. А. Крюков – Москва : 2016. – 272 с.

95 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов/Институт системного анализа РАН, Центральный экономико-математический институт РАН. 3-я редакция, – Москва, 2004. – 221с.

96 Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 5 августа 2000 года N 117-ФЗ (ред. от 03.04.2017) [Электронный ресурс] // Справочно-правовая система «Консультант Плюс».

97 Лисовская, И.А. Модель оценки капитальных активов как инструмент оценки ставки дисконтирования // И. А. Лисовская, Т.С.Мамедов – Российское предпринимательство. – 2016. – Том 17. – № 7. – С. 937–950

98 Колчина, Н. В. Финансовый менеджмент. Учебное пособие. Гриф МО РФ. Гриф УМЦ «Профессиональный учебник» / Н. В. Колчина, О. В. Португалова / – Москва : ЮНИТИ, 2012. – 464 с.

99 Сорокина, М. Ю. Ответственные и зарубежные методики оценки эффективности инвестиций: сравнительный анализ/ М. Ю. Сорокина, О. А. Крыжановский // Молодой ученый. – 2014.– №4.– С. 610-613.

100 Шапиро, В. Д. Управление проектами : Учебное пособие для студентов / И. И. Мазур, В. Д. Шапиро, Н. Г. Ольдерогге; Под общ. Ред. И. И. Мазур. – Москва : Омега-Л, 2014. – 960 с.

101 Официальный сайт ЦБ РФ [сайт]. Режим доступа: www.cbr.ru

102 Научная электронная библиотека, Финансовый анализ: Риски, Кредитоспособность, Инвестиции, Методические подходы к оценке эффективности инвестиционного проекта, – Режим доступа: <https://monographies.ru/ru/book/section?id=6229>

103 Новостной сайт «Forbes» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.forbes.ru/news>

104 Прогноз долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 г. (разработан Минэкономки России) [электронный ресурс] //справочная правовая система «Консультант Плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>

105 Кондрашева, Н.К. Технологические расчеты и теория каталитического риформинга бензина / Д. О Кондрашев, К.Г. Абдульминев–Уфа: ООО «Монография», 2008. – 160с.

106 Джамбекова, А.М. Управление процессом каталитического риформинга на основе экспертной информации / И.А. Щербатов –Томск: Системы. Методы. Технологии, № 4 (24), 2014.

107 Гынгазова, М. С. Оптимизация кратности циркуляции катализатора в реакторе риформинга с движущимся зернистым слоем сочетанием натурального и вычислительного экспериментов / Н.В.Чеканцев, М. В. Короленко, Э. Д. Иванчина, А. В. Кравцов – Томск : Катализ в промышленности, № 2, 2015.

108 Петров П. А. Моделирование процесса каталитического риформинга. Санкт-Петербург : научный журнал "Фундаментальные исследования" №12,

2015.

109 Рыжакина Т. Г. Экономика и управление производством. Расчет экономической части дипломного проекта: методические указания для студентов, обучающихся по химическим специальностям Института дистанционного образования. Томский политехнический университет. Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – 22 с.

110 ВУПП-88. Ведомственные указания проектирования предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.

111 Мирошникова, Д. А. Совершенствование процесса каталитического риформинга бензиновой фракции / С.М. Леденёв – Волгоград : успехи современного естествознания, №1, 2015.

112 Круценко, А. А. Моделирование режимов работы блока стабилизации установки каталитического риформинга / А. А. Борисов, В. А. Соловьев – Вестник ТОГУ. № 4(27). 2012

113 Шарова, Е. С. Динамика свойств рт-катализаторов 90 риформинга в процессе промышленной эксплуатации / С.А. Фалеев, Э. Д. Иванчина, М. С. Гынгазова, Д. С. Полубоярцев, А. В. Кравцов – Журнал «Катализ в промышленности», № 3, 2013.

114 Кузьмина, Р. И. Каталитический риформинг углеводородов / В. П. Севостьянов, Г. М. Сидоров, В. А. Корякин Под ред. Проф. Р.И. Кузьминой. – Саратов: Изд-во СЮИ МВД России, 2010. – 252 с.

115 Платино-рениевый катализатор [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.ngpedia.ru/id78514p1.html>

116 Основные факторы процесса риформинга [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://studopedia.ru/15_99339_osnovnie-faktori-protsessariforminga.html

117 Ахметов, С. А. Физико-химическая технология глубокой переработки нефти и газа / С. А. Ахметов. – Уфа. Изд-во УГНТУ, 1996. – Ч.2. – 279 с.

118 Каталитический риформинг [Электронный ресурс]. – Режим доступа :

<https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%B8%D1%82%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9>

119 Мартынов, В. Л. Применение полиметаллических модифицированных катализаторов в процессе каталитического риформинга / Д.С.Луцкий,

А.А. Безматерных – Современная техника и технологии, №5, 2015.

120 Попов, И. В. Вариант совершенствования процесса каталитического риформинга бензиновой фракции / Ю. Л. Зотов – Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований – 2012. – №1.

121 ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

122 Туманян, Б. П. Каталитический риформинг : технологические аспекты и расчет основного оборудования / Н. Н. Петрухина, И.М. Колесников

– Москва : Техника, ГУМА ГРУПП, 2012. – 176 с.

123 Горбачев, В. М. Возможности современных установок каталитического риформинга /О. Н. Иванков, О.В. Анищенко – Современные наукоемкие технологии. – 2014. – № 2. – С. 101-102.

124Федеральный закон «О безопасности производственных процессов добычи, обогащения и переработки полезных ископаемых».

125 Стандарт Компании «Общие принципы ценообразования и порядок реализации моторного топлива на внутреннем рынке российской федерации» № п1-02.07 с-0022 версия 1.00

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Бухгалтерский баланс АО «АНПЗ ВНК» за 2015-2017 года

Наименование показателя	Код	31.12.17	31.12.16	31.12.15
АКТИВ				
I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
Нематериальные активы	1110	6 960	7 767	1 416
Основные средства	1150	63 755 127	61 797 599	58 733 853
Финансовые вложения	1170	7 384	7 384	7 384
Отложенные налоговые активы	1180	169 220	73 388	71 149
Прочие внеоборотные активы	1190	1 643 324	1 461 740	3 173 395
Итого по разделу I	1100	65 582 015	63 347 878	61 987 197
II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
Запасы	1210	1 051 232	2 784 474	1 152 822
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	14 483	21 023	46 042
Дебиторская задолженность	1230	7 834 598	4 629 905	6 180 139
Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	468	573	667
Прочие оборотные активы	1260	2 326	2 838	1 641
Итого по разделу II	1200	8 903 107	7 438 813	7 381 311
БАЛАНС	1600	74 485 122	70 786 691	69 368 508
ПАССИВ				
III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ				
Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	366	366	366
Переоценка внеоборотных активов	1340	1 588 723	1 589 554	1 595 281
Добавочный капитал (без переоценки)	1350	85 777	85 777	85 777
Резервный капитал	1360	18	18	18
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	18 182 178	20 472 642	35 556 393
Итого по разделу III	1300	19 857 062	22 148 357	37 237 835
IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Заемные средства	1410	25 053 592	31 479 514	18 052 342
Отложенные налоговые обязательства	1420	1 204 312	1 228 600	1 209 728
Прочие обязательства	1450	0	0	0
Итого по разделу IV	1400	26 257 904	32 708 114	19 262 070
V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Заемные средства	1510	24 392 548	9 708 323	9 725 682
Кредиторская задолженность	1520	3 449 018	5 775 374	2 748 267
Оценочные обязательства	1540	528 590	446 523	394 654
Итого по разделу V	1500	28 370 156	15 930 220	12 868 603
БАЛАНС	1700	74 485 122	70 786 691	69 368 508

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Отчет о финансовых результатах АО «АНПЗ ВНК» за 2015-2017 года

Наименование показателя	Код	2017	2016	2015
Выручка	2110	9 041 603	11 188 113	15 294 299
Себестоимость продаж	2120	(7 364 065)	(6 541 604)	(8 012 784)
Валовая прибыль (убыток)	2100	1 677 538	4 646 509	7 281 515
Коммерческие расходы	2210	(6 204)	(4 426)	(3 778)
Управленческие расходы	2220	(622 978)	(797 922)	(765 232)
Прибыль (убыток) от продаж	2200	1 048 356	3 844 161	6 512 505
Проценты к получению	2320	124	60	30
Проценты к уплате	2330	(0)	(0)	(1 357)
Прочие доходы	2340	2 362 913	279 890	5 950 846
Прочие расходы	2350	(2 541 161)	(413 399)	(782 540)
Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	870 232	3 710 712	11 679 484
Текущий налог на прибыль	2410	(365 379)	(800 717)	(2 345 652)
в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	72 526	68 171	66 895
Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	24 288	(18 872)	(47 777)
Изменение отложенных налоговых активов	2450	95 831	2 239	(9 265)
Прочее	2460	(5 745)	17 160	11 436
Чистая прибыль (убыток)	2400	619 227	2 910 522	9 288 226
СПРАВОЧНО				
Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2510	0	0	0
Совокупный финансовый результат периода	2500	619 227	2 910 522	9 288 226

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Список нефтеперерабатывающих предприятий России

Таблица В.1 – Список нефтеперерабатывающих предприятий России и их основные показатели

НПЗ	Контролирующий акционер	Мощности по переработке (млн.тонн)	Глубина переработки, (д.ед.)	Федеральный округ, Субъект РФ	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6
Краснодарский НПЗ	РуссНефть	3	н.д.	Южный ФО, Краснодарский край	1911
Туапсинский НПЗ	Роснефть	11,03	0,674	Южный ФО, Краснодарский край	1929
Ухтинский НПЗ	Лукойл	4,0	0,697	Северо-Западный ФО, Республика Коми	1934
Саратовский НПЗ	Роснефть	7,0	0,797	Приволжский ФО, Саратовская область	1934
Орскнефтеоргсинтез	ФортеИнвест	6,6	0,6604	Приволжский ФО, Оренбургская область	1935
Хабаровский НПЗ	НК Альянс	4,4	0,61	Дальневосточный ФО, Хабаровский край	1936
Башнефть-УНПЗ	Башнефть	7,5	0,71	Приволжский ФО, Республика Башкортостан	1938
Московский НПЗ	Газпром нефть	11,0	0,758	Центральный ФО, г. Москва	1938
Сызранский НПЗ	Роснефть	8,5	0,728	Приволжский ФО, Самарская область	1942
Комсомольский НПЗ	Роснефть	8,0	0,798	Дальневосточный ФО, Хабаровский край	1942
Куйбышевский НПЗ	Роснефть	6,8	0,601	Приволжский ФО, Самарская область	1945
Ново-Уфимский НПЗ (Новыйл)	Башнефть	7,1	0,8	Приволжский ФО, Республика Башкортостан	1951
Новокуйбышевский НПЗ	Роснефть	8,8	0,753	Приволжский ФО, Самарская область	1951
Газпром нефтехим Салават	Газпром	10,0	0,843	Приволжский ФО, Республика Башкортостан	1952
Омский НПЗ	Газпром нефть	20,6	0,906	Сибирский ФО, Омская область	1955
Ангарская нефтехимическая компания	Роснефть	10,2	0,765	Сибирский ФО, Иркутская область	1955
Башнефть-Уфанефтехим	Башнефть	9,5	0,8	Приволжский ФО, Республика Башкортостан	1957
Лукойл-Волгограднефтепереработка	Лукойл	14,5	0,917	Южный ФО, Волгоградская область	1957
Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез	Лукойл	17,0	0,737	Приволжский ФО, Нижегородская область	1958
Лукойл-ПНОС	Лукойл	13,1	0,966	Приволжский ФО, Пермский край	1958

Окончание таблицы В.1

1	2	3	4	5	6
Рязанский НПЗ	Роснефть	13,34	0,707	Центральный ФО, Рязанская область	1960
Ярославнефтеоргсинтез	Славнефть (50 % Газпром, 50 % Роснефть)	15,0	0,6653	Центральный ФО, Ярославская область	1961
Афипский НПЗ	НефтеГазИндустрия	6,0	н.д.	Южный ФО, Краснодарский край	1963
Киришинефтеоргсинтез	Сургутнефтегаз	20,1	0,548	Северо-Западный ФО, Ленинградская область	1966
Астраханский ГПЗ	Газпром	3,3	н.д.	Южный ФО, Астраханская область	1981
Ачинский НПЗ	Роснефть	7,5	0,698	Сибирский ФО, Красноярский край	1982
Сургутский ЗСК	Газпром	4	н.д.	Уральский ФО, ХМАО- Югра	1985
СИБУР Тобольск	СИБУР	3,8	н.д.	Уральский ФО, Тюменская область	1986
Марийский НПЗ	New Stream	1,44	0,7	Приволжский ФО, Республика Марий Эл	1998
Ильский НПЗ	Кубанская нефтегазовая компания	2,22	0,63	Южный ФО, Краснодарский край	2002
ТАИФ-НК	ТАИФ	8,3	0,745	Приволжский ФО, Республика Татарстан	2002
Антипинский НПЗ	New Stream Group	9,04	0,98	Уральский ФО, Тюменская область	2006
Новошахтинский ЗНП	Юг Руси	2,5	0,65	Южный ФО, Ростовская область	2009
Танеко	Татнефть	7,0	0,75	Приволжский ФО, Республика Татарстан	2011
Яйский НПЗ	ЗАО «НефтеХимСервис»	3	0,92	Сибирский ФО, Кемеровская область	2012

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Распределение процессов вторичной переработки нефти по предприятиям

Таблица Г.1 – Распределение процессов вторичной переработки нефти по предприятиям на 2015 год

Процесс	Количество предприятий	Предприятие
1	2	3
Изомеризация	18	АнгарскаяНХК, АчинскийНПЗ, КомольскийНПЗ, НовокуйбышевскийНПЗ, СызранскийНПЗ, ОмскийНПЗ, МосковскийНПЗ, ЯрославскийНПЗ, Нижегороднефтеоргсинтез, Пермнефтеоргсинтез, УфимскийНПЗ, Волгограднефтепереработка, Ухтанефтепереработка, СаратовскийНПЗНовоуфимскийНПЗ, РязанскаяНПК, ХабаровскийНПЗ, Киришинефтеоргсинтез
Гидрокрекинг	8	КуйбышевскийНПЗ, СызранскийНПЗ, ЯрославскийНПЗ, ТАНЕКО, Пермнефтеоргсинтез, Уфанефтехим, Киришинефтеоргсинтез,
Алкилирование	6	Куйбышевский НПЗ, Омский НПЗ, Ярославский НПЗ, Рязанская НПК, Нижегороднефтеоргсинтез, Новоуфимский НПЗ
Каталитическийкрекинг	14	НовокуйбышевскийНПЗ, СызранскийНПЗ, МосковскийНПЗ, ЯрославскийНПЗ, Нижегороднефтеоргсинтез, Пермнефтеоргсинтез, НовоуфимскийНПЗ, РязанскаяНПК, ГазпромнефтехимСалават, Таиф-НК,
Гидро-очисткадиз.топлива	25	АнгарскаяНХК, АчинскийНПЗ, КомсомольскийНПЗ, ОмскийНПЗ, НовокуйбышевскийНПЗ, КуйбышевскийНПЗ, СызранскийНПЗ, МосковскийНПЗ, ЯрославскийНПЗ, Нижегороднефтеоргсинтез, Пермнефтеоргсинтез, УфимскийНПЗ, Волгограднефтепереработка, Ухтанефтепереработка, Таиф-НК, Уфанефтехим, НовоуфимскийНПЗ, РязанскаяНПК
Висбрекинг	17	ОмскийНПЗ, НовокуйбышевскийНПЗ, Таиф-НК, СызранскийНПЗ, Нижегороднефтеоргсинтез, ТАНЕКО, УфимскийНПЗ, НовоуфимскийНПЗ, РязанскаяНПК, СаратовскийНПЗ, ЯрославскийНПЗ, ГазпромнефтехимСалават, Киришинефтеоргсинтез, Уфанефтехим,
Коксование	10	КомсомольскийНПЗ, АчинскийНПЗ, НовокуйбышевскийНПЗ, ОмскийНПЗ, Волгограднефтепереработка, Уфанефтехим, НовоуфимскийНПЗ, АнгарскаяНХК, ЯрославскийНПЗ, Пермнефтеоргсинтез

Окончание таблицы Г.1

1	2	3
Производство битума	17	Новокуйбышевский НПЗ, Таиф-НК, Сызранский НПЗ, Ачинский НПЗ, Пермнефтеоргсинтез, Ангарская НХК, Нижегороднефтеоргсинтез, Ухтанефтепереработка, Новоуфимский НПЗ, Уфанефтехим, Волгограднефтепереработка, Московский НПЗ, Омский НПЗ, Орскнефтеоргсинтез, Рязанская НПК, Саратовский НПЗ, Хабаровский НПЗ
Каталитический риформинг	21	Комсомольский НПЗ, Ярославский НПЗ, Волгограднефтепереработка, Нижегороднефтеоргсинтез, Орскнефтеоргсинтез, Уфанефтехим, Ачинский НПЗ, Ангарская НХК, Киришинефтеоргсинтез, Московский НПЗ, Новокуйбышевский НПЗ, Омский НПЗ, Пермнефтеоргсинтез, Рязанская НПК, Газпромнефтехим Салават, Куйбышевский НПЗ, Саратовский НПЗ, Сызранский НПЗ, Новоуфимский НПЗ, Хабаровский НПЗ, Ухтанефтепереработка

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Требования к составу и содержанию ТЭО инвестиций и ТЭР на АО «АНПЗ ВНК»

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Текущие процессы модернизации и строительства новых установок на крупнейших НПЗ ПАО «НК «Роснефть»

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Основные объекты инвестиционной программы АО «АНПЗ ВНК» в блоке строительство в 2018 году

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Структура имущества в процентах к валюте баланса АО «АНПЗ ВНК»

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Оценка стоимости чистых активов АО «АНПЗ ВНК»

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Коэффициенты финансовой устойчивости АО «АНПЗ ВНК»

ПРИЛОЖЕНИЕ Н

Основные финансовые результаты деятельности АО «АНПЗ ВНК»

ПРИЛОЖЕНИЕ П

Показатели рентабельности АО «АНПЗ ВНК»

ПРИЛОЖЕНИЕ Р

Размещение новой установки в соответствии с Генеральным планом

ПРИЛОЖЕНИЕ С

**Денежные потоки для оценки эффективности, рассчитанные в
прогнозных ценах**

ПРИЛОЖЕНИЕ Т

Результаты анализа чувствительности инвестиционного проекта в целом в текущих ценах

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт управления бизнес-процессами и экономики
Кафедра «Экономика и организация предприятий энергетического
и транспортного комплексов»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Е. В. Кашина

« » 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01.03.09 «Экономика предприятий и организаций
(нефтяная и газовая промышленность)»

**Разработка инвестиционного проекта строительства установки
каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора
(на примере дочернего общества ПАО «НК РОСНЕФТЬ»
АО «АНПЗ ВНК»)**

Пояснительная записка

Руководитель



доцент, канд. экон. наук

М. В. Зубова

Выпускник

подпись, дата
23.06.2019

А. А. Гурьева

Нормоконтролер

подпись, дата

К. А. Мухина

Красноярск 2019