

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
« _____ » _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

**Обоснование инвестиционного проекта технического перевооружения
нефтегазового предприятия**

Пояснительная записка

Руководитель	_____	доцент, канд. экон.	М. В. Зубова
	подпись, дата	наук	
Выпускник	_____		Н. Р. Габидулина
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		К. К. Гурин
		подпись, дата	

Красноярск 2018

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Обоснование инвестиционного проекта технического перевооружения нефтегазового предприятия» содержит 114 страниц текстового документа, 28 таблиц, 11 приложений и 57 использованных источников.

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА, МОДЕРНИЗАЦИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПРОЕКТ, ЗИМНЕЕ ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО, ГИДРООЧИСТКА, АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ПРОЕКТА.

Цель бакалаврской работы – обоснование инвестиционного проекта технического перевооружения для дочернего общества ПАО «НК «Роснефть».

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

Достижение поставленной цели требует решение следующих задач:

- рассмотреть основные направления модернизации нефтеперерабатывающей отрасли;
- анализ производственно-хозяйственной деятельности АО «АНПЗ ВНК»;
- провести теоретический обзор методологии оценки эффективности инвестиционных проектов, в частности в нефтеперерабатывающей отрасли;
- дать оценку коммерческой эффективности проекта по оптимизации производства дизельного топлива и авиакеросина путем реконструкции секций С300/1 и С300/2 установки ЛК6-Ус АО «АНПЗ ВНК»;
- провести анализ чувствительности предлагаемого инвестиционного проекта.

В результате написания работы разработан инвестиционный проект, актуальность которого обусловлена дефицитом качественного зимнего дизельного топлива для холодного и арктического климатов, а также проведена его оценка коммерческой эффективности и анализ чувствительности показателей эффективности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Стратегические аспекты модернизации нефтеперерабатывающей отрасли	
в условиях современной российской экономики.....	7
1.1 Современные тенденции развития нефтеперерабатывающей отрасли	7
1.2 Характеристика АО «Ачинский НПЗ ВНК» как участника	
инвестиционного проекта	Ошибка! Закладка не определена.
2 Методологический подход к оценке инвестиционных	
проектов в нефтеперерабатывающей отрасли	39
2.1 Методика оценки эффективности инвестиционных проектов.....	39
2.2 Особенности оценки эффективности инвестиционных	
проектов в нефтеперерабатывающей отрасли	47
3 Обоснование инвестиционного проекта по оптимизации производства	
путем реконструкции секций С300/1 и С300/2 комбинированной	
установки ЛК-6Ус	Ошибка! Закладка не определена.
3.1 Техническое описание инвестиционного проекта	Ошибка! Закладка не определена.
3.2 Расчет финансовых затрат инвестиционного проекта	Ошибка! Закладка не определена.
3.3 Оценка чувствительности инвестиционного проекта	Ошибка! Закладка не определена.
Заключение	92
Список использованных источников	95
Приложение А Бухгалтерский баланс АО «АНПЗ ВНК».....	102
Приложение Б Отчет о финансовых результатах АО «АНПЗ ВНК»	
за 2016 год.....	103
Приложение В Отчет о финансовых результатах АО «АНПЗ ВНК»	
за 2015 год.....	104
Приложение Г Сравнительный аналитический баланс АО «АНПЗ ВНК».....	105

Приложение Д Анализ финансовой устойчивости АО «АНПЗ ВНК».....	106
Приложение Е Оформление товарного материального баланса.....	107
Приложение Ж Принципиальная схема установки гидроочистки дизельного топлива, совмещенная с процессом депарафинизации.....	108
Приложение З Принципиальная схема модернизированной установки гидроочистки керосина.....	109
Приложение И Изменение результирующих критериев инвестиционного проекта по факторам в абсолютных величинах.....	110
Приложение К Группировка результирующих критериев инвестиционного проекта по факторам.....	112
Приложение Л Группировка результирующих критериев инвестиционного проекта по факторам.....	114

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.

Кроме изменения мировых цен на нефть и газ, увеличения количества вовлечения в переработку новых видов сырьевых ресурсов, таких как сланцевая нефть из низкопроницаемых пород, высоковязкие и битуминозные нефти, альтернативное и возобновляемое сырье, наблюдается постоянное ужесточение требований и норм экологического качества сырья и продуктов.

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

Основными проблемами, возникающими в развитии данного вида отрасли, выступают:

- в сравнении с нефтеперерабатывающими заводами других развитых стран, в России отмечается низкая глубина переработки нефти;
- несоблюдение качественных характеристик выпускаемых нефтепродуктов согласно экологическим стандартам;
- значительный износ основных фондов (более 80% против 60-70% в остальных областях топливно-энергетического комплекса России);
- а также высокий уровень энергопотребления.

Согласно четырехстороннему соглашению между двенадцатью нефтяными компаниями с ФАС, Ростехнадзором и Росстандартом, заключенному в 2011 году, уже к 2016 году (срок действия перенесен до 2027 года) российские НПЗ должны выпускать светлые нефтепродукты не ниже экологического стандарта Евро-5 [8], поэтому необходимо и дальше

поддерживать модернизацию используемого оборудования, и применяемых для этого различных технологических процессов.

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.

Программа модернизации нефтеперерабатывающей промышленности ориентируется на Стратегию социально-экономического развития до 2030 года. В соответствии с ней и Стратегией социально-экономического развития Сибири до 2020 года и стратегией социально-экономического развития Арктической зоны до 2020 года, в ближайшие годы должно значительно увеличиться потребление качественного зимнего и арктического дизельного топлива и авиакеросина. Это связано с необходимостью преодоления отставания социального сектора и превращения регионов России в территорию комфортного проживания и успешного ведения бизнеса [5].

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 в рамках выполнения программы модернизации и реконструкции нефтегазовых предприятий, которое является очень важной для развития нефтеперерабатывающей отрасли в стране.

На основании вышесказанного определена цель бакалаврской работы – обоснование инвестиционного проекта технического перевооружения

нефтегазового предприятия на примере дочернего общества ПАО «НК «Роснефть» АО «АНПЗ ВНК».

Для достижения поставленной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

- рассмотреть основные направления модернизации нефтеперерабатывающей отрасли;

- проанализировать производственно-хозяйственную и финансовую деятельность АО «АНПЗ ВНК»;

- рассмотреть методологию оценки эффективности инвестиционных проектов и показателей оценки эффективности нефтеперерабатывающей отрасли;

- дать оценку коммерческой эффективности проекта по оптимизации производства дизельного топлива и авиакеросина путем реконструкции секций С300/1 и С300/2 установки ЛК6-Ус АО «АНПЗ ВНК»;

- провести анализ чувствительности предлагаемого инвестиционного проекта.

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

Предметом исследования выступает методология анализа и оценки инвестиционного проекта технического перевооружения.

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 Стратегические аспекты модернизации нефтеперерабатывающей отрасли в условиях современной российской экономики

1.1 Современные тенденции развития нефтеперерабатывающей отрасли

Основу благосостояния и процветания России, место 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.

Структура выпуска нефтеперерабатывающих заводов объясняется тем, что большинство заводов и технологических процессов было создано в годы СССР, когда на заводах использовались довольно старые производственные мощности [42].

Исходя из особенностей топливно-энергетического баланса, а также технологическая структура мощностей формировалась без достаточного развития вторичных процессов. Объем процессов, углубляющих переработку нефти, составлял всего 19% (после распада СССР) к объемам первичной переработки [42]. Такая доля означала, что заводы в большей степени работали на потребности Европы, нежели России.

Технический уровень большинства нефтеперерабатывающих заводов в России, как известно, не соответствует требованиям передового мирового уровня. После проблемы низкой глубины переработки нефти, одной из основных также остается малоразвивающаяся структура производства, к которой относится минимум вторичных процессов, и недостаточный уровень процессов, улучшающих качество получаемых продуктов [42]. Так, суммарная загрузка вторичных процессов в 2017 году составила 60% от первичной переработки. В странах Западной Европы показатель превышает 100%, а в США равен 165%, значение показателя соответствует тому, что глубина

нефтепереработки практически не растет, несмотря на увеличение объемных показателей переработки нефти [44].

Также нефтегазохимический комплекс современной России характеризуется высокой степенью износа основных фондов (до 75-80%), что является ключевым сдерживающим фактором при реализации задачи модернизации экономики, поскольку физически и морально устаревшее оборудование не является работоспособным для осуществления технологических прорывов и обеспечиванию производства качественной конкурентоспособной продукции, отвечающей мировым стандартам, в первую очередь экологическим требованиям.

В настоящее время развитие нефтепереработки обусловлено ростом спроса на моторные топлива и продукты нефтехимии и одновременным снижением потребления продукции нефтепереработки в энергетическом и промышленном секторах экономики.

Данные по количеству произведенных нефтепродуктов в России по окончании I квартала 2018 года представлены в таблице 1 [25].

Таблица 1 – Производство нефтепродуктов в России (по состоянию на конец I квартала 2018 года)

Показатели	Вид нефтепродукта		
	бензин	дизельное топливо	мазут
Март 2018 г., млн тонн	3,4	6,5	4,3
в % к марту 2017 г.	+8,1	+1,1	-5,4
Январь-март 2018 г., млн тонн	9,8	19,3	12,6
в % к марту 2017 г.	+5,2	+0,9	-10,4
Январь-декабрь 2017 г., млн тонн	39,2	76,8	51,2
в % к январю-декабрю 2016 г.	-1,8	+0,8	-10,3

Анализируя данные первого квартала 2018 года, можно заметить, что производство наиболее потребляемых нефтепродуктов в России растет, кроме такого вида как мазут. Его снижение может быть ввиду проводимой налоговой политики – повышения ставок ввозных пошлин на мазут.

На конец марта 2018 года производство бензина выросло в значительной мере, – на 8,1%, сравнивая с аналогичным периодом 2017 года, а дизельного

топлива (далее – ДТ) – на 1,1%. Если предположить, то положительная динамика вызвана модернизацией нефтеперерабатывающих мощностей на предприятиях.

По итогам первого квартала 2018 года, производство бензина в России увеличилось на 5,2% и составило 9,8 млн тонн, относительно аналогичного периода 2017 года. За 2017 год объем выпуска бензина снизился на 1,8% (-0,7 млн тонн) до 39,2 млн тонн, возможное влияние вызвано стагнацией внутреннего спроса.

Выпуск дизельного топлива увеличился на 0,9% и составил 19,3 млн тонн, почти на такую же величину увеличился показатель за период 12 месяцев 2017 года, что вызвано эффектом низкой базы того года. Сегодня потребление дизельного топлива обеспечено стабильным внутренним и внешним спросом.

Производство мазута в первом квартале 2018 года снизилось на 5,4% и составил 4,3 млн тонн, сравнивая с такой же периодом 2017 года, по итогам 2017 года снизилось на 10,3% и составило 51,2 млн тонн. Снижение происходит уже в течение трех лет ввиду изменения налогообложения в нефтяной отрасли.

Согласно данным Федеральной таможенной службы (далее – ФТС), в России наблюдается рост объемов поставки нефтепродуктов за первые 2 месяца 2018 года относительно того же периода 2017 года. Цифры ФТС предлагает следующие: в страны Европы поставки увеличились на 19,8%, в страны Азиатско-Тихоокеанского региона снизились на 17,8% (в основном в Сингапур), а в страны ближнего зарубежья – на 29% (в основном в страны Прибалтики) [38].

Все развитие нефтеперерабатывающей промышленности характеризуется постоянным ужесточением экологических требований к качественным характеристикам моторных топлив, выполнение которых требует значительных капитальных и эксплуатационных затрат.

Несмотря на активную модернизацию, объем первичной переработки нефти снижается, хотя темп снижения был незначительным – 0,6 млн тонн.

Заметен тот факт, что переработка сократилась на 2,8 млн тонн в группе наиболее технологически развитых комплексных НПЗ, имеющих в своем составе углубляющие процессы. Это вызвано как продолжающейся оптимизацией переработки из-за низкой маржи, так и простоями из-за ремонтов. Изменение объемов переработки нефти в России за два последних года продемонстрировано ниже на рисунке 1 [44].

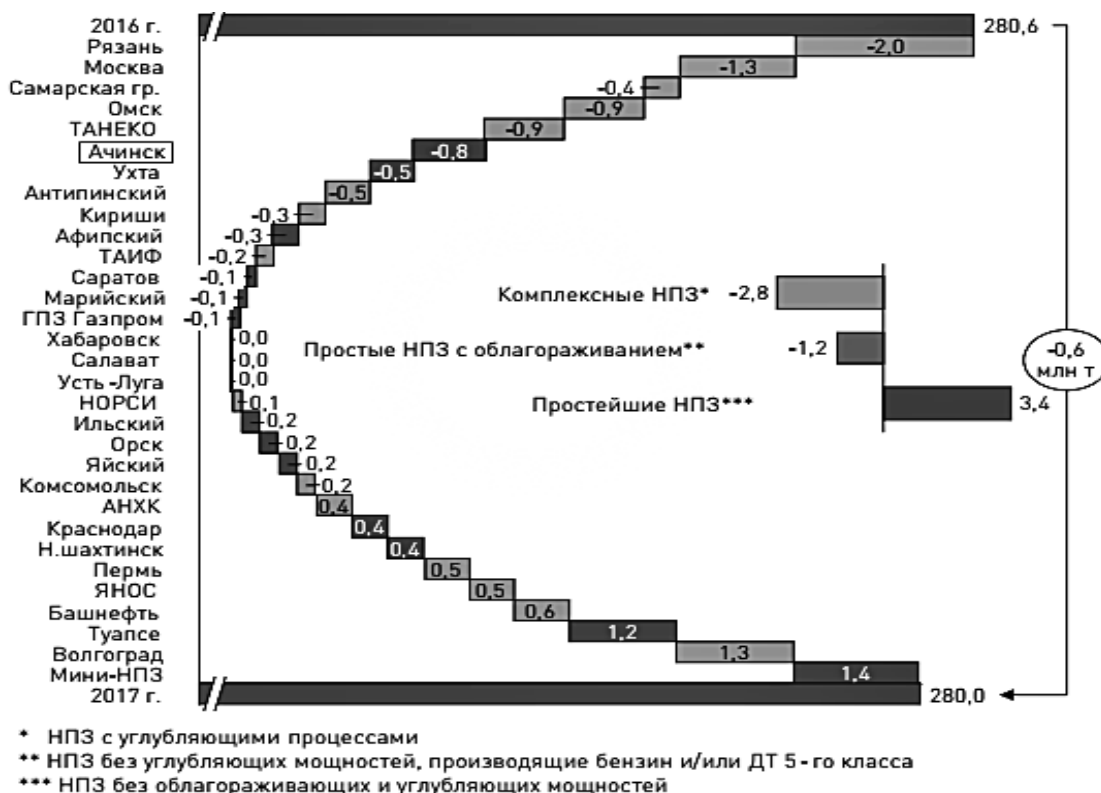


Рисунок 1 – Изменение объемов переработки нефти в России в 2017 г. по сравнению с 2016 г. (в млн тонн)

Объем первичной переработки нефти на НПЗ по всей территории Российской Федерации по окончании 2017 года составляет 280,0 млн тонн, что на 1,8%, меньше аналогичного показателя 2016 года. На период 2018 года Министерство энергетики Российской Федерации устанавливает значение показателя на уровне 275-278 млн тонн, в 2019 году – 273-278 млн тонн. [37]

При уменьшении загрузки комплексного НПЗ, увеличивается покрытие первичной переработки вторичными процессами, что приводит к улучшению структуры нефтепродуктовой корзины.

В 2017 году в группу НПЗ с углубляющими мощностями входило двадцать одно предприятие с суммарной переработкой 205 млн тонн. На простых заводах, которые не имеют в своем составе углубляющих процессов, но выпускающих товарные нефтепродукты 5-го экологического класса за счет наличия установок облагораживания (в частности, на Ухтинском НПЗ), переработка снизилась на 1,2 млн тонн, что также связано с оптимизацией производства. Всего в группу таких НПЗ входят шесть крупных предприятий и некоторые мини-НПЗ и заводы по переработке конденсата, обладающие малообъемными установками облагораживания. Суммарный объем переработки на них составил 26 млн тонн.

На технологически простейших НПЗ, переработка выросла на 3,4 млн тонн. Они, как правило, осуществляют только атмосферную перегонку – разделение нефти или газового конденсата на фракции. На некоторых заводах есть другие установки – вакуумная дистилляции, висбрекинг и так далее. Практически все такого рода НПЗ, нарастившие объемы переработки в 2017 году, используют в качестве сырья легкую малосернистую (содержание серы менее 0,6%, плотность не выше 0,85 г/см³) западносибирскую нефть или газовый конденсат и расположены в основном вблизи границ (Туапсинский, Новошахтинский, Краснодарский и Ильский НПЗ, Усть-Луга) [44].

Благодаря высокому выходу светлых нефтепродуктов и хорошей логистике такие предприятия оказались наименее чувствительны к изменению внешнеэкономических условий.

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.

В рамках своей компетенции, Минэнерго России предложил ряд системных мер в стимулировании инвестиций на развитие вторичных процессов переработки и выхода светлых нефтепродуктов, а также на увеличение глубины переработки нефти, чтобы достичь качественной технологии российской нефтепереработки [37].

Административные меры предполагают закрепление обязательств за нефтяными компаниями по выполнению планов модернизации нефтеперерабатывающих мощностей. Еще в июле 2012 года было заключено соглашение со всеми ведущими нефтяными компаниями России [8].

Комплексная модернизация перерабатывающей отрасли осуществляется в рамках Четырехстороннего соглашения, подписанного в 2011 году между нефтяными компаниями, ФАС России, Ростехнадзором и Росстандартом. В 2017 году было завершено строительство двенадцати установок вторичной переработки нефти [8].

Нефтяные компании осуществляют реконструкцию и модернизацию действующих и строительство новых установок, таких как гидроочистку топлив, изомеризацию, каталитический крекинг, алкилирование, гидрокрекинг в связи с вводом в действие в Российской Федерации нового технического регламента [8] на нефтепродукты. Целью является установление обязательных требований к применению и исполнению к выпускаемым моторным топливам, что позволит улучшить качество нефтепродуктов. В Соглашении говорится о том, что выпуск в обращении автомобильного бензина и дизельного топлива экологического класса К4 должно произойти на территории РФ до 31 декабря 2015 года [6], следовательно, с начала 2016 года в РФ должно выпускаться топливо только высшего экологического класса – К5.

За период с 2011 по 2016 гг. на НПЗ по всей территории Российской Федерации введено в эксплуатацию и модернизировано в общем количестве 70 установок вторичной переработки нефти, в 2017 году – 8 установок. Соглашением предусмотрена реконструкция и строительство

до 2020 года – 99 установок неглубокой переработки сырья с процессами, повышающими качество моторного топлива, и 37 установок глубокой переработки [5].

Имеется большой ряд применения технологий и катализаторов, которые способны за короткий срок времени заменить импортные. Многие технологии находятся на высокой стадии готовности с точки зрения промышленной реализации [43].

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, к 2027 году компания должна ввести оставшиеся 20 установок (от двух отказалась) [47].

Необходимо отметить, что государство активно финансирует отечественные научные институты, развивает систему грантов и федеральных целевых программ, тем самым повышая уровень и научные возможности институтов и делая их более энергоэффективными партнерами по НИОКР для нефтяных компаний [45].

Базовым условием разработки системы мер, направленных на развитие нефтеперерабатывающего сектора является разработка сценарного прогноза, отражающего возможные варианты его развития в средне- и долгосрочной перспективе с учетом воздействующих факторов [1].

Сценарный подход используется в различных государственных, отраслевых и корпоративных стратегических документах. Ярким примером таких документов на государственном уровне служит Прогноз долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 г., Долгосрочный прогноз научно-технологического развития до 2030 г., Стратегия 2020: Новая модель роста – новая социальная политика и т. д. На уровне отраслей, сценарии развития рассматриваются в таких документах, как Энергетическая стратегия России на период до 2030 г., проект Энергетической стратегии России на

период до 2035 г., Генеральная схема развития нефтяной отрасли на период до 2020 г. и др. [1] Такие крупные корпорации, как ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «ЛУКОЙЛ» сами разрабатывают стратегии развития на средне- и долгосрочную перспективы.

В Прогнозе долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 г. указаны следующие недостатки нефтеперерабатывающего сектора нефтяной промышленности: износ основных производственных фондов, низкая глубина переработки нефти и неэффективность территориальной структуры имеющихся перерабатывающих мощностей.

Развитие нефтеперерабатывающей промышленности будет характеризоваться ростом мощностей деструктивных процессов; ростом мощностей облагораживающих процессов, повышением доли мощностей вторичных процессов по отношению к первичной переработке нефти; ростом производства светлых нефтепродуктов и снижением производства мазута топочного [2]. В документе рассматриваются различные варианты развития нефтеперерабатывающего сектора, отличающиеся объемами переработанной нефти, программами вводимых мощностей, а также учитываются реконструкции, модернизации и строительство новых НПЗ.

Если обратиться к отрасли нефтепереработки в проекте Энергетической стратегии России до 2035 г. (ЭС-2035), можно наткнуться на то, что данному виду отрасли необходима модернизация и развитие на базе передовых технологий, преимущественно отечественного производства, обеспечивая повышение глубины переработки нефти с 72 до 90% с производством моторных топлив высших экологических классов и увеличения выхода светлых нефтепродуктов с 60% до 73–74% при снижении объемов нефти, направляемых на переработку, до 277 млн тонн в 2020 году и до 240 млн тонн к 2035 году [3].

Для этого проводится модернизация и оптимизация мощностей нефтеперерабатывающих производств, в том числе на основе закрытия экономически неэффективных мощностей, а также развитие отечественных технологий глубокой переработки «тяжелой» нефти, стимулирование

технических мероприятий, направленных на увеличение числа процессов глубокой переработки нефтяных остатков на отечественных НПЗ [3].

Корпоративные стратегии определяют основные направления и ориентиры долгосрочного развития, утверждаются которые советом директоров.

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

На сегодняшний день такая нефтяная компания как ПАО «НК «Роснефть» позиционирует себя в качестве крупнейшей нефтегазовой корпорации России, которая стремится не только к достижению высоких производственных и финансовых результатов, но и к созданию в стране процветания улучшения качества и условий жизни ее граждан [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].

По итогам 2016 года, в компании увеличился объем инвестиций, включая финансирование совместных проектов, – до 738 млрд руб., эта сумма выше показателя 2015 года на 17%. На 2017 год объем инвестиционной программы запланирован на уровне 1,1 трлн руб. [14]

Лидер российской неэфтепереработки является ПАО «НК «Роснефть». Непрерывное развитие сектора нефтепереработки является одной из важнейших стратегических задач предприятия. Основной целью «Роснефти» в этой области является увеличение объемов реализации качественной продукции с высокой добавленной стоимостью напрямую конечному

потребителю. Для достижения этой цели, происходит модернизация и расширение нефтеперерабатывающих мощностей и сбытовых сетей [12].

Одним из важнейших результативных действий в повышении потенциала собственного нефтесервисного подразделения в 2016 году является покупка АО «Таргин» – крупного нефтесервисного холдинга [14]. Основными направлениями деятельности которого являются бурение, капитальный и текущий ремонт скважин, проектирование, производство и модернизация нефтепромыслового оборудования, а также транспортно-логистические услуги.

В результате сделки, парк буровых установок компании увеличился на 19%, а количество собственных бригад по ремонту скважин – на 30%. В целом доля внутреннего сервиса в ПАО «НК «Роснефть» по бурению скважин выросла до 60%, ремонту – до 40%. Кроме того, приобретение нефтесервисного предприятия дополнительно повысит экономическую эффективность добычных проектов «Башнефти», что в результате усилит совокупный эффект от совершенной инвестиции [14].

Одним из результатов международного развития НПЗ стало подписание Соглашения в октябре 2016 о приобретении 49% акций индийской компании «Essar Oil Limited», владеющей НПЗ в городе Вадианар. По завершении сделки «Роснефть» получила долю в этом НПЗ, мощность которого составляет 20 млн тонн в год, глубина переработки – более 95% [14].

Также увеличились доли в крупных НПЗ в Германии по результатам завершённой сделки в 2016 году с BP Plc (до мая 2001 года – British Petroleum). По окончании сделки, компанией получен контроль над более чем 12% нефтеперерабатывающих мощностей с общим объемом переработки 12,5 млн тонн в год. Таким образом, компания становится третьей по величине нефтеперерабатывающей компаний на немецком рынке, и теперь приступает к развитию собственного бизнеса в стране в рамках нового дочернего предприятия «Rosneft Deutschland». Благодаря логистическим преимуществам, ПАО «НК «Роснефть» сможет эффективно осуществлять собственную операционную деятельность в Германии, а доступ к конечным потребителям

позволит максимизировать маржинальность реализации нефтепродуктов собственного производства [14].

Еще одним международным событием служит заключение Соглашения с лидером нефтегазового сектора в Индонезии «РТ Pertamina» о создании совместного предприятия по проектированию и строительству НПЗ на острове Ява в городе Тубан. Для сохранения уникальной природы острова, компанией еще на подготовительном этапе проводилось исследование экологических и социальных воздействий. В результате проведенных действий, принят ряд стратегических решений по минимизации экологических и социальных рисков [14].

В состав нефтеперерабатывающего и нефтехимического блоков компании на конец 2016 года входит 13 крупных НПЗ, расположенных в ключевых регионах России, три нефтехимических, четыре газоперерабатывающих предприятия (с учетом активов ПАО АНК «Башнефть» и доли в ОАО «Славнефть-ЯНОС»), а также два завода по производству катализаторов и одно сервисное предприятие [12]. Также компания владеет долями в нескольких мини-НПЗ. Благодаря приобретенному контрольному пакету акций предприятия ПАО АНК «Башнефть», мощность по переработке объединенной компании увеличилась на 20% по итогам 2016 года [14]. Суммарная проектная мощность основных нефтеперерабатывающих предприятий компании составляет 118,3 млн тонн нефти в год [39]. Общий объем нефтепереработки увеличился по итогам 2016 года с 84,7 до 87,5 млн тонн. Распределение проектной мощности нефтеперерабатывающих заводов ПАО «НК «Роснефть» приведено ниже в таблице 2.

Таблица 2 – Распределение проектной мощности нефтеперерабатывающих заводов ПАО «НК «Роснефть»

Название нефтеперерабатывающего завода	Проектная мощность на конец 2016 года, млн тонн	Объем переработки, млн тонн	Выход светлых нефтепродуктов, %
Туапсинский НПЗ	12,0	9,8	49,3
Ачинский НПЗ	7,5	7,1	55,9

Ангарская НХК	10,2	9,2	64,2
Комсомольский НПЗ	8,0	6,2	59,4
Рязанская НПК	18,8	15,3	56,6

Продолжение таблицы 2

Название нефтеперерабатывающего завода	Проектная мощность на конец 2016 года, млн тонн	Объем переработки, млн тонн	Выход светлых нефтепродуктов, %
Саратовский НПЗ	7,0	5,9	50,7
Самарская группа НПЗ, в том числе:	24,1	19,5	55,9
Новокуйбышевский НПЗ	8,8	7,1	55,4
Куйбышевский НПЗ	6,8	6,1	53,6
Сызранский НПЗ	8,5	6,3	58,7
ЕНПЗ «Башнефть» (по итогам 12 мес. 2016 г.)	23,2	18,3	67,4
Мини-НПЗ	5,4	1,9	-
НПЗ СП ROG*	12,5	12,7	79,1
Мозырский НПЗ*	-	2,07	-

* в доле ПАО «НК «Роснефть»

Компания по-прежнему успешно реализует программу модернизации дочерних обществ – НПЗ в России: в 2016 году завершено строительство и произведен запуск установки каталитического крекинга, а также установки производства метил-третбутилового эфира на Куйбышевском НПЗ, что обеспечит потребность предприятия в высокооктановых компонентах для автобензинов за счет их производства собственными мощностями и увеличит выпуск качественных моторных топлив. Кроме того, введены в эксплуатацию установка регенерации катализаторов на Новокуйбышевском заводе катализаторов и установка короткоциклового адсорбции на Сызранском НПЗ [14].

Компания «Роснефть» осуществляет самую масштабную программу модернизации в РФ: свыше 30 проектов строительства, реконструкции установок вторичной переработки мощностью более 40 млн тонн в год [12]. На нефтеперерабатывающих заводах реализуется программа модернизации, предполагающая значительное повышение глубины переработки и качества производимых нефтепродуктов (все моторные топлива будут соответствовать европейскому экологическому классу – Евро-5) [12].

Модернизация нефтеперерабатывающих заводов ПАО «НК «Роснефть» и их статус выполнения приведен на рисунке 2.

	Рязанская НПК	Ангарская НХК	Новокуйбышевский НПЗ	Сызранский НПЗ	Куйбышевский НПЗ	Комсомольский НПЗ	Туапсинский НПЗ	Ачинский НПЗ	Саратовский НПЗ	Уфимская группа НПЗ	Эффект на выпуск нефтепродуктов
Первичная переработка	●		●				●		●		Объем переработки
Вакуумный блок	●							●			Глубина переработки
Изомеризация	●	●	●	●	●		●	●	●		Бензин «Евро-5»
Каталитический крекинг				●	●						Выход светлых
Гидроочистка	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	Топливо «Евро-5»
Риформинг		●	●	●	●	●	●				Бензин «Евро-5»
Алкилирование		●			●					●	Бензин «Евро-5»
Коксование*			●			●	●	●		●	Глубина переработки
Гидрокрекинг	●		●			●	●	●		●	Выход светлых
МТБЭ	●	●		●	●						Бензин «Евро-5»

* замедленное коксование или флексикокинг

- Завершено строительство
- Реконструкция завершена
- Завершение в 2017 г. и далее
- Реконструкция будет завершена в 2017 г. и далее

Рисунок 2 – Модернизация нефтеперерабатывающих заводов ПАО «НК «Роснефть»: статус выполнения

Мощность проектов модернизации [39]:

- первичная переработка – 12,0 млн тонн/год;
- конверсионные процессы – 23,6 млн тонн/год;
- облагораживающие процессы – 35,9 млн тонн/год.

Одновременно инвестиционная деятельность в компании на 2017 год запланирована таким образом, чтобы обеспечить плановое введение в разработку высокоэффективных проектов в сегментах «Разведка и добыча» и «Нефтепереработка и нефтехимия». А также выполнение обязательств по долгосрочным контрактам и осуществлению мероприятий, направленных на увеличение глубины переработки нефти и объемов производства светлых нефтепродуктов [14].

В рамках проводимой компанией программы в 2016 году по импортозамещению в Ачинском НПЗ на установках гидроочистки керосиновой фракции и каталитического риформинга Рязанской НПК осуществлен переход на катализаторы производства Ангарского завода катализаторов и органического синтеза [12].

В соответствии с тем, что в течение ряда лет ПАО «НК «Роснефть» последовательно осуществляет программу модернизации НПЗ, включая реконструкцию мощностей Комсомольского нефтеперерабатывающего завода, строительство нового Туапсинского НПЗ, реконструкцию и модернизацию Ачинского НПЗ и Ангарской НХК и заводов Самарской группы, это позволяет улучшить качество выпускаемой продукции и повысить ее конкурентоспособность [12].

2 Методологический подход к оценке инвестиционных проектов в нефтеперерабатывающей отрасли

2.1 Методика оценки эффективности инвестиционных проектов

В составе эффективного управления инвестиционными проектами приоритетные позиции принадлежат процедуре, связанной с предварительным оцениванием их целесообразности и эффективности, осуществляемой с системных позиций, в соответствии с которыми в действия процесса комплексной оценки эффективности инициируемых проектов вовлекаются интересы всех участников процесса инвестирования [27].

Инвестиционный проект (далее – ИП) связан с мероприятиями, нацеленными на достижение определенных целей (экономических, социальных, экологических и др.) и требующими для осуществления использования капитальных ресурсов. Поэтому важными оценочными категориями предстают связанные с проектами затраты и результаты всех видов, определение и сопоставление которых составляют ядро процедур оценки ИП [27].

Со стороны государства осуществляется правовое регулирование в нормативно-правовых актах. В настоящее время в России существует Федеральный закон N39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений», принятый 15 июля 1998 года. Настоящий Федеральный закон определяет правовые и экономические основы инвестиционной деятельности, осуществляемой в форме капитальных вложений, на территории Российской Федерации, а также устанавливает гарантии равной защиты прав, интересов и имущества субъектов инвестиционной деятельности, осуществляемой в форме капитальных вложений, независимо от форм собственности [2]. Федеральный закон периодически претерпевает изменения, последнее дополнение внесено 27 июля 2017 года.

В системе принципов оценки эффективности ИП могут быть выделены три структурные группы – это методологические, методические и операционные принципы.

К первой группе относятся наиболее общие, относящиеся к концептуальной стороне дела и мало зависящие от специфики рассматриваемого проекта. Методические принципы связаны непосредственно со спецификой, экономической и финансовой привлекательностью рассматриваемого проекта. Последняя группа принципов предназначена для облегчения процесса оценки эффективности проекта с информационно-вычислительной точки зрения.

Основные элементы описанной системы принципов оценки эффективности ИП приведены в таблице 12 [27].

Таблица 12 – Основные элементы системы принципов оценки эффективности ИП

Методологические	Методические	Операционные
<ul style="list-style-type: none"> – результативность; – адекватность проекта, состава; – объективность инвесторов; – корректность; – системность; – комплексность; – ограниченность ресурсов; – неограниченность потребностей. 	<ul style="list-style-type: none"> – специфичность; – несовпадение интересов участников; – динамичность процессов; – неравноценность несинхронных затрат и результатов; – согласованность; – ограниченная управляемость; – неполнота информации; – структура капитала. 	<ul style="list-style-type: none"> – моделирование; – компьютерная поддержка; – интерактивный режим; – симплификация.

Различают следующие два этапа концептуальной схемы оценки эффективности ИП:

- эффективность проекта в целом;
- эффективность участия в проекте.

Концептуальная схема оценки эффективности ИП представлена на рисунке 3 [29].

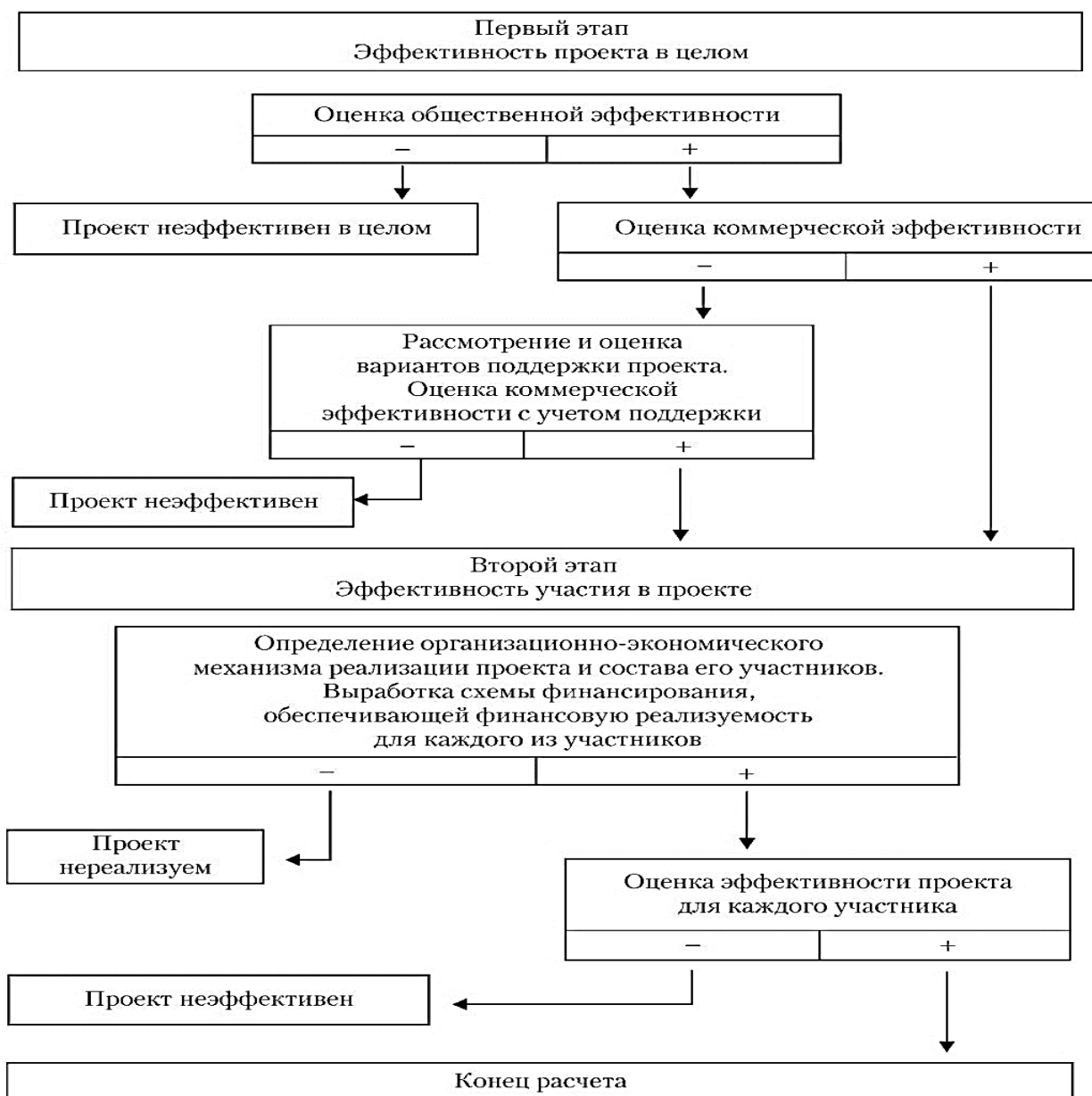


Рисунок 3 – Концептуальная схема оценки эффективности инвестиционных проектов

Задачей первого этапа является определение эффективности проекта в целом, исходя из предположения, что он будет профинансирован целиком за счет собственных источников, то есть без привлечения кредита. Данный подход позволяет представить эффективность технико-технологических и организационных решений, заложенных в проекте. Такая характеристика проекта необходима для его презентации и важна для привлечения

потенциальных инвесторов к участию в его реализации [29]. Оценка подразделяется на следующие виды:

- общественная эффективность проекта;
- коммерческая эффективность проекта.

Для общественно значимых проектов, в первую очередь оценивают их общественную эффективность. При неудовлетворительной общественной эффективности такие проекты обычно не имеют реализации, и они не могут претендовать на государственную поддержку. Если же их общественная эффективность оказывается достаточной, оценивается коммерческая эффективность [29].

При недостаточной коммерческой эффективности общественно значимого проекта рекомендуется рассмотреть возможность применения различных форм его поддержки, которые позволили бы повысить коммерческую эффективность до приемлемого уровня. Обычно коммерческая эффективность определяется тогда, когда разработчик проекта еще не владеет информацией об источниках финансирования. Если же они известны, то оценку коммерческой эффективности из состава проектных расчетов можно исключить [29].

Если в целом проект является достаточно привлекательным, переходят ко второму этапу оценки.

Второй этап оценки эффективности начинается с проверки финансовой реализуемости проекта в соответствии с разработанной схемой его финансирования. Далее оценивается коммерческая эффективность участия в проекте каждого из участников. В зависимости от специфики анализируемого проекта рассчитываются показатели бюджетной, региональной, отраслевой эффективности, а также эффективность участия в проекте отдельных акционеров и предприятий [29].

В основу оценок эффективности ИП положены следующие основные принципы, применимые к любым проектам, независимо от их технических, технологических, финансовых, отраслевых или региональных особенностей:

– рассмотрение проекта на протяжении всего жизненного цикла (расчетного периода) – от проведения прединвестиционных исследований до прекращения проекта;

– моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период с учетом возможности использования различных валют;

– сопоставимость условий сравнения различных проектов;

– принцип положительности и максимума эффекта;

– учет фактора времени;

– учет только предстоящих затрат и поступлений;

– сравнение «с проектом» и «без проекта»;

– учет всех наиболее существенных последствий проекта (последствия реализации как экономические, так и внеэкономические);

– учет наличия разных участников проекта, несовпадения их интересов и различных оценок стоимости капитала, выражающихся в индивидуальных значениях нормы дисконта;

– многоэтапность оценки (обоснование инвестиций, технико-экономическое обоснование (ТЭО), выбор схемы финансирования, экономический мониторинг);

– учет влияния на эффективность ИП потребности в оборотном капитале, необходимом для функционирования создаваемых в ходе реализации проекта производственных фондов;

– учет влияния инфляции (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта) и возможности использования при реализации проекта нескольких валют;

– учет (в количественной форме) влияния неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта [28].

Оценка эффективности ИП должна осуществляться на стадиях:

- разработки инвестиционного предложения и декларации о намерениях;

- разработки «Обоснования инвестиций»;

- разработки технико-экономического обоснования проекта;

- осуществления ИП.

Принципы оценки эффективности ИП одинаковы на всех стадиях. Оценка может различаться по видам рассматриваемой эффективности, а также по набору исходных данных и степени подробности их описания.

Объем исходной информации зависит от стадии проектирования, на которой производится оценка эффективности.

На каждой из стадий исходными сведениями выступают:

- цель проекта;

- характер производства, общие сведения о применяемой технологии, вид производимой продукции (работ, услуг);

- условия начала и завершения реализации проекта, продолжительность расчетного периода;

- сведения об экономическом окружении.

На этапе предложения инвестиционного проекта, сведения должны включать четыре составляющие, которыми являются продолжительность строительства, объем капиталовложений, выручка и производственные издержки по годам реализации проекта.

Все данные могут приводиться в текущих ценах и определяться экспертно или по аналогам.

На стадии обоснования инвестиций, сведения о проекте должны включать (с приведением обосновывающих расчетов):

- объем инвестиций с распределением по времени и по технологической структуре;

- сведения о выручке от реализации продукции с распределением по времени, видам продукции и рынкам сбыта (внутренний и зарубежный);

– сведения о производственных издержках с распределением по времени и видам затрат [28].

Оценка эффективности проектов проводится согласно системе взаимосвязанных показателей [29]:

- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма дохода;
- индексы доходности дисконтированных инвестиций;
- простой и дисконтированный сроки окупаемости.

Эффективность ИП оценивается в течение расчетного периода, охватывающего временной интервал от начала проекта до его прекращения. Началом расчетного периода может служить дата вложения денежных средств в проектно-изыскательские работы [28].

Прекращением реализации проекта может служить:

- исчерпание сырьевых запасов и других ресурсов;
- прекращение производства в связи с изменением требований (норм, стандартов) к производимой продукции, технологии производства;
- прекращение потребности рынка в продукции в связи с ее моральным устареванием или потерей конкурентоспособности;
- износ основной (определяющей) части производственных фондов;
- другие причины, установленные в задании на разработку проекта.

Как любая финансовая операция, в проекте наблюдается движение денежных потоков, которые обычно состоят из потоков от отдельных видов деятельности:

- инвестиционной;
- операционной;
- финансовой (учитываются только на втором этапе оценки проекта).

Денежный поток от инвестиционной деятельности:

– оттоки – капитальные вложения, затраты на пусконаладочные работы и ликвидационные затраты в конце проекта – затраты на увеличение оборотного капитала и средства, вложенные в дополнительные фонды;

– притоки – продажа активов в течение и по окончании проекта, поступления за счет уменьшения оборотного капитала.

Денежный поток от операционной деятельности:

– к притокам относятся выручка от реализации, прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

– к оттокам – производственные издержки, налоги.

Денежный поток от финансовой деятельности:

– притоки – вложения собственного (акционерного) капитала и привлеченных средств: субсидий и дотаций, заемных средств, в том числе и за счет выпуска предприятием собственных долговых ценных бумаг;

– оттоки – затраты на возврат и обслуживание займов и выпущенных предприятием долговых ценных бумаг (в полном объеме независимо от того, были они включены в притоки или в дополнительные фонды), а также при необходимости – на выплату дивидендов по акциям предприятия [28].

Положительное решение по инвестиционному проекту принимается не только на основании рассчитанных показателей оценки эффективности, принято обращать внимание на дополнительный эффект в смежных отраслях хозяйства, а также социальные и экологические последствия.

Сам по себе, экологический аспект относится к внешним эффектам, и в методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов экологического анализа отсутствуют требования учета, несмотря на то что для обеспечения устойчивого развития разработчики и заказчики проектов обязаны обозначить основные аспекты жизнедеятельности – экономические, экологические и социальные [28].

2.2 Особенности оценки эффективности инвестиционных проектов в нефтеперерабатывающей отрасли

Нефтеперерабатывающая промышленность имеет своего рода особенности при оценке эффективности инвестиционных проектов такие, как район размещения предприятия, его мощность переработки, технологическая схема и глубина переработки нефти. В целом разработка и оценка проектов в нефтеперерабатывающей отрасли сводится к алгоритму аналогично другим отраслям.

Нефтеперерабатывающая отрасль в выборе схемы переработки нефти зависит от структуры ее потребления – соотношения между отдельными нефтепродуктами в общем потреблении по конкретному региону.

Существуют районы с большим потреблением бензинов и керосинов, или же с преимущественным потреблением дизельного топлива. Наибольший удельный вес занимают процессы риформинга и связанного с ним производства водорода, если рассматривать технологическую схему, второе место занимают процессы гидрокрекинга, термоконтактного крекинга [21].

В необходимости повышения глубины и эффективности переработки сырья, внедрения других технологически-совершенных процессов, сокращения энергетических расходов, повышения качества продукции нуждается любой нефтеперерабатывающий комплекс, ставящий перед собой задачу непрерывной работы производства.

При разработке технологической части вновь вводимых мощностей нефтепереработки или реконструкции существующих, учитываются [21]:

- качество сырья;
- принципиальные технологические решения по схеме предприятия;
- технологическая блок схема с основными потоками;
- состав, назначение, мощность и загрузка технологических установок.

В начале приводится перечень, состав, назначение, мощность и загрузка новых, реконструируемых и выводимых из эксплуатации установок.

Некоторые действующие заводы имеют развитую вспомогательную производственную структуру, мощности которой значительно превышают потребность существующих технологических установок и могут обеспечить значительно большую производительность. Если НПЗ располагает резервными площадями, он имеет благоприятные перспективы для строительства и ввода в эксплуатацию процессов, облагораживающих продукты первичной переработки нефти и углубляющих эти процессы [29].

После любой разработки мероприятий реконструкции и модернизации, составляется товарный материальный баланс. Именно на основании товарного материального баланса составляется проектная мощность строящегося объекта, который разрабатывается по отдельным расчетным периодам.

Пример оформления товарного материального баланса приведен в приложении Е [21].

Обязательной частью разработки технических решений в проектах нефтепереработки является оценка качества товарной продукции.

Выработка технических решений содержит несколько разделов. Наиболее значимым является раздел оценки обеспечения ресурсами, включая потребность в [21]:

- сырье;
- вспомогательных материалах;
- катализаторах.

С экономической точки зрения наиболее целесообразным является строительство процессов облагораживания прямогонных топлив с их доведением до современных требований.

Раздел «Основные технологические решения» включает в себя описание схем возможных технологических процессов; обоснование целесообразности приобретения существующей технологии или ее разработки путем проведения научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР).

Обоснование и описание выбранной технологии на основе сравнения возможных вариантов технологических процессов по уровню их

экономической эффективности, технической безопасности, потребления ресурсов, а также степени вероятности возникновения аварийных ситуаций и риска для инвесторов и персонала, и определить порядок и стоимость приобретения выбранной технологии. Необходимо выбрать и обосновать основное технологическое оборудование, определить инвестиционные и производственные издержки по его приобретению и эксплуатационному обслуживанию.

Раздел «Обеспечение предприятия ресурсами» позволяет определить потребность предприятия в воде, топливных, энергетических и сырьевых ресурсах, исходя из принятых технологий и оборудования.

Заключительным этапом выработки технических решений проекта является контроль и автоматизация технологических процессов, куда входят:

- краткое описание объекта автоматизации;
- принципиальные решения по контролю и автоматизации;
- технические средства контроля и автоматики;
- пункт управления;
- снабжение электроэнергией и сжатым воздухом.

Назначение раздела «Основные строительные решения» – обоснование выбранной схемы генерального плана, транспортных и инженерных сетей и коммуникаций, а также решений по строительству основных и вспомогательных зданий и сооружений в соответствии с принятой принципиальной технологической схемой и другими факторами.

Раздел «Финансовая и экономическая оценка» определяется на основе обобщения исходных материалов. Задачами раздела являются:

- определение общих инвестиционных и производственных издержек;
- оценить привлекательность ИП с точки зрения коммерческих интересов инвесторов;
- выявление финансовой состоятельности проекта;
- оценка риска инвестиций и разработка мероприятий по его профилактике и минимизации возможных потерь;

– дать заключение о социально-экономической целесообразности осуществления инвестиций;

– обоснование целесообразности участия в реализации ИП заинтересованных предприятий, банков, российских и иностранных инвесторов, федеральных и региональных органов государственного управления.

Инвестиционная деятельность предприятия нефтеперерабатывающей отрасли подчинена долгосрочным целям его развития, поэтому она должна осуществляться в соответствии с разработанной инвестиционной политикой.

Инвестиционная политика предприятия представляет собой совокупность обязательных к соблюдению общих положений, принципов и методических подходов в сфере управления инвестициями, а также является частью общей финансовой стратегии предприятия [31].

Контроль инвестиций в ПАО «НК «Роснефть» своего рода неотъемлемая часть финансовой и управленческой отчетности. В компании пристальное наблюдение исполнения инвестиционной программы и эффективности ее реализации осуществляется в разрезе основных бизнес-сегментов и проектов [12].

В компании также непрерывно совершенствуется система управления рисками и внутреннего контроля (СУРиВК) в соответствии с требованиями российского законодательства, рекомендациями Кодекса корпоративного управления Банка России и лучшими международными практиками [14]. Система позволяет своевременно выявлять, оценивать и реагировать на риски.

В конце 2016 года в компании создан Комитет по управлению рисками, представляющий собой коллегиальный консультативный орган. В его компетенцию входит выработка согласованной позиции по вопросам, связанным с управлением рисками в компании.

В периметр системы управления рисками по окончании 2016 года и проведенных мероприятий в этой области, включены еще пять ключевых Обществ Группы ПАО «НК «Роснефть», включая ПАО АНК «Башнефть».

По-прежнему в компании успешно работает институт работы с экспертами по рискам, который включает более 80 сотрудников из разных структурных подразделений управления компании. Эксперты оказывают содействие в выявлении и оценке рисков, подготовке отчетности по рискам, координации работы с Обществами Группы [14].

Классификация рисков в компании предусматривает следующее деление [14]:

- отраслевые риски;
- страновые и региональные риски;
- финансовые риски;
- правовые риски.

Первая группа рисков включает в себя следующие подвиды рисков, связанных с [14]:

– ценами на сырую нефть, газ и нефтепродукты – в следствии падения цен на нефть, газ и нефтепродукты, результаты деятельности и финансовое положение имеют неблагоприятные последствия (минимизация риска происходит в случае снижения цены или возникновения ценовой разницы на внутреннем и международном рынках, компания может перераспределять имеющиеся товарные потоки, а также управлять операционными и капитальными затратами);

– зависимостью от монопольных поставщиков услуг по транспортировке нефти, газа и нефтепродуктов, и их тарифов – «Роснефть» зависит от монопольных поставщиков услуг по транспортировке нефти и нефтепродуктов и не имеет контроля над инфраструктурой, которую они эксплуатируют, и платежами, которые они взимают (в зависимости от степени влияния данного риска, принимаются решения по изменению транспортных потоков,

оптимизации плана поставок продукции компании через магистральную нефте- и газопроводную систему России);

– географическими и климатическими условиями – в основном регионы деятельности «Роснефти» имеют устойчивый климат и не подвержены природным катаклизмам и стихийным бедствиям;

– реализацией добываемого газа – основной фактор, который может негативно повлиять на реализацию газа – невыборка газа потребителями;

– фактическим размером запасов – «Роснефть» является мировым лидером по объему запасов нефти и обладает огромной ресурсной базой, и это сводит риски снижения нефтедобычи в результате пересмотра объема запасов в будущем к минимуму;

– конкуренцией – компания занимает одно из лидирующих мест в отрасли, как в России, так и в мире, что существенно улучшает ее позиции в конкурентной борьбе. Она обладает существенным портфелем новых проектов для поддержания и улучшения своей позиции в конкурентной борьбе в будущем

(к наиболее действенным мерам по реагированию на риски обострения конкуренции на внешнем рынке сырой нефти и нефтепродуктов относится географическая диверсификация, позволяющая перераспределять потоки сбываемой продукции из одного региона в другой);

– областью промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды – в компании функционирует система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды, которая объединяет ресурсы и процедуры, необходимые как для предупреждения, так и для реагирования на опасные события.

Вторая группа рисков включает риски, связанные со страной и регионами деятельности. В случае возникновения таких рисков, компания предпримет все возможные меры по ограничению их негативного влияния.

В случае отрицательного влияния страновых и региональных изменений на свою деятельность, в компании осуществляются следующие мероприятия, направляемые на поддержание деятельности:

- осуществление всех возможных действий, направленных на поддержание проектов, которые уже разрабатываются;
- осуществление тесного взаимодействия с исполнительными органами власти Российской Федерации, субъектов Российской Федерации, а также муниципальными органами власти;
- оптимизация и ограничение затрат.

Среди основных рисков, которым подвержена компания, необходимо выделять финансовые риски, к которым относятся: валютный, процентный, кредитный риски, а также риск ликвидности [39].

Значительную часть валовой выручки ПАО «НК «Роснефть» формируют экспортные операции по реализации нефти и нефтепродуктов. Фактором валютного риска являются колебания обменных курсов валют к рублю, воздействующие на результат финансово-хозяйственной деятельности [14].

В структуре валютной выручки и обязательств присутствуют механизмы естественного хеджирования, где разнонаправленные факторы компенсируют друг друга, уменьшая влияние факторов валютного риска на результат финансово-хозяйственной деятельности компании [14].

Деятельность компании подвержена кредитному риску, связанному с возможным неисполнением контрагентами своих финансовых обязательств перед ПАО «НК «Роснефть». В рамках комплексного подхода по управлению кредитными рисками в компании проводится мониторинг финансового состояния контрагентов на основе анализа их финансовой отчетности [14].

Проявление риска ликвидности является следствием реализации других рисков по профилю деятельности компании, поэтому меры по управлению ценовым, валютным и процентным рисками являются также и мерами по управлению риском ликвидности [14].

К правовым рискам, которым подвержена деятельность компании, относятся риски, связанные с изменением валютного регулирования, налогового законодательства, таможенного регулирования, антимонопольного законодательства и законодательства в области закупочной деятельности и с текущими судебными процессами, в которых участвует компания. Кроме того, правовые риски лежат в сфере нормативного регулирования недропользования, землепользования и градостроительных отношений и связанных с ними рисков изменения законодательства в области охраны окружающей среды и промышленной безопасности. ПАО «НК «Роснефть» осуществляет регулярный мониторинг изменений законодательства, решений, принимаемых высшими судами, а также оценивает тенденции правоприменительной практики.

При возникновении сложностей правоприменения, носящих системный характер, ПАО «НК «Роснефть» выступает с предложениями по совершенствованию действующего законодательства, обращается к органам государственной власти за получением разъяснений и рекомендаций по применению отдельных норм.

Компания учитывает санкции ЕС и США в своей деятельности и на постоянной основе осуществляет их мониторинг для минимизации негативных эффектов.

Компания периодически актуализирует систему управления рисками и внутреннего контроля, определяя цели, задачи и устанавливая ключевые мероприятия, которые содействуют достижению стратегических целей компании в этой области развития.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе по обоснованию инвестиционного проекта технического перевооружения изучены современное состояние, основные направления модернизации и оценки эффективности инвестиционных проектов в нефтеперерабатывающей отрасли, а также нормативные документы Стратегии развития нефтеперерабатывающей отрасли. Все поставленные задачи выполнены в полном объеме.

Рассматривая основные направления развития нефтеперерабатывающей отрасли, в дальнейшем необходимо завершение процесса модернизации и реконструкции нефтеперерабатывающих производственных комплексов, обеспечивая увеличение глубины нефтепереработки с 71,9 до 89-90% с производством моторных топлив, соответствующих высшему экологическому классу ЕВРО-5 и увеличение выхода светлых нефтепродуктов с 58 до 73-74% при снижении объемов перерабатываемой нефти. Развитие необходимо отечественным технологиям глубокой переработки нефти, техническим мероприятиям, направленных на увеличение числа процессов глубокой переработки нефтяных остатков на отечественных нефтеперерабатывающих заводах, государственная поддержка материально-технической базы российских институтов в интересах активизации науно-технической и инновационной деятельности в отрасли.

После рассмотрения положения развития нефтеперерабатывающей промышленности, проведена финансовая оценка по основным направлениям экономической и производственной деятельности объекта исследования, как участника инвестиционного проекта. Разработан и обоснован инвестиционный проект по оптимизации производства дизельного топлива и авиакеросина путем реконструкции секций С300/1 и С300/2 установки ЛК6-Ус АО «Ачинский НПЗ ВНК».

Оценка финансовой деятельности АО «АНПЗ ВНК» характеризуется тем, что основные производственно-хозяйственные показатели находятся на

стабильном уровне развития. Рост показателей в 2015 году связан с остановкой работы после чрезвычайного события, произошедшем на предприятии 15 июня 2014 года на комбинированной установке ЛК-6Ус секции С-400 (газофракционирующая секция). С 2015 года все средства Ачинского НПЗ направляясь на реализацию комплексной программы модернизации завода, в том числе на строительство комплекса гидрокрекинга-гидроочистки.

Финансовое состояние предприятия оценивается как неустойчивое, однако, существует возможность восстановления платежеспособности за счет пополнения источников собственных средств. Так для совершенствования производственно-экономических показателей деятельности предприятия, предлагаются различные стратегические проекты для поддержания действующих мощностей и восстановления работы комбинированной установки ЛК-6Ус.

Далее в работе описана методология оценки эффективности инвестиционных проектов в нефтеперерабатывающей отрасли. Нефтеперерабатывающая промышленность имеет своего рода особенности при оценке – это район размещения предприятия, его мощность переработки, технологическая схема и глубина переработки нефти. В целом разработка и оценка проектов в нефтеперерабатывающей отрасли сводится к алгоритму аналогично другим отраслям.

Если говорить о инвестиционном проекте технического перевооружения, он разработан и обоснован в следующей последней главе настоящей работы. Проект направлен на оптимизацию производства зимнего дизельного топлива и авиакеросина, соответствующих высшим экологическим стандартам.

Основные решения предлагаемого инвестиционного проекта следующие:

- замена существующей каталитической системы секции 300/1 комбинированной установки ЛК-6Ус на катализатор гидроочистки (такая схема позволит увеличить выход целевого продукта, гидроочищенной дизельной фракции на 7,64% масс., с содержанием сернистых соединений не более 10 мг/кг, что соответствует стандарту ЕВРО-5;

- модернизация установки гидроочистки керосина с использованием технологии изодепарафинизации позволит получать зимнее дизельное топливо класса 4, соответствующего рекомендациям ГОСТ 52368-2005

- отказаться от депрессорно-диспергирующей присадки и сократить использование цетаноповышающей присадки;

- направление прямогонной керосиновой фракции на компаундирование авиакеросина ТС-1, что позволит увеличить выпуск товарного авиакеросина на 379 680 тонн в год.

На основании оценки коммерческой эффективности проекта, чистый дисконтированный доход при ставке, равной 15,25% и жизненном цикле инвестиций 9 лет, равен 3 069,75, дисконтированный срок окупаемости проекта равен 4,95 лет. Предлагаемый проект позволит в дальнейшем экономить существенные финансовые ресурсы предприятия и повысить эффективность производства.

Анализ чувствительности инвестиционного проекта показал, что наибольшее влияние на показатели оценки проекта оказывают объем и цена зимнего дизельного топлива Евро Класс 4 вид III. При снижении этих факторов на 10%, чистый дисконтированный доход покажет отрицательную величину, тогда проект будет убыточным. Такое же произойдет и при снижении объема или цены авиакеросина ТС-1 на 20%. В проекте капитальные вложения имеют большой запас прочности, который позволит компенсировать высокий риск при снижении объемов получаемой продукции. Изменение таких факторов, как эксплуатационные затраты и норма дисконта не вызовет пассивного положения для проекта.

Осуществление инвестиционного проекта технического перевооружения для АО «Ачинский НПЗ ВНК» является прибыльным, проект позволит значительно увеличить глубину переработки нефти и повысить качество производимых нефтепродуктов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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>.

2. 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 «Консультант Плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

3. 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>.

4. 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>.

5. 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>.

6. 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>.

7. 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>.

8. 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/>.

9. ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009) Топливо дизельное зимнее ЕВРО. Технические условия. – Дата введения 01.01.2015. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 21 с.

10. ГОСТ Р 55475-2013 Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинизированное. Технические условия. – Дата введения 01.07.2014. – Москва : Стандартинформ, 2013. – 32 с.

11. ГОСТ Р 52368-2005 (EN 590:2009) Национальный стандарт Российской Федерации. Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия. – Дата введения 01.07.2006. – Москва : Стандартинформ, 2009. – 35 с.

12. Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» [Электронный ресурс] // Годовой отчет 2016 «Роснефть. На благо России». – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2016.pdf.

13. Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» [Электронный ресурс] // Годовой отчет 2015 «Стабильность. Технологии. Развитие». – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2015.pdf.

14. Отчет в области устойчивого развития ПАО «НК «Роснефть» [Электронный ресурс] // Отчет в области устойчивого развития 2016 «Роснефть. На благо России». – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/RN_SR_2016_RU.pdf.

15. 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.

16. АО «Ачинский НПЗ ВНК» Оперативно-тактическая характеристика организации. – Дата введения 15.05.2015. – Ачинск, 2016. – 17 с.
17. 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.
18. Технологический регламент комбинированной установки ЛК-6Ус АО «АНПЗ ВНК». Секция 300/1 – Гидроочистка дизельного топлива, совмещенная с процессом депарафинизации. – Самара, 2011. – 156 с.
19. Технологический регламент комбинированной установки ЛК-6Ус АО «АНПЗ ВНК» Секция 300/2 – Гидроочистка керосина. – Самара, 2011. – 168 с.
20. Агабеков, В. Е. Нефть и газ: технологии и продукты переработки / В.Е. Агабеков, В.К. Косяков. – Ростов-на-Дону : Феникс, 2014. – 458 с.
21. 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.
22. Солодухина, И. В. Энергия развития: Ачинский НПЗ – 30 лет / И.В. Солодухина, О.В. Астапенко, Л.А. Малярова. – Красноярск, 2012. – 138 с.
23. Управление проектами : учебник / Л.Г. Матвеева [и др.] – Ростов-на-Дону : Феникс, 2009. – 422 с.
24. 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, 2011. – 495 с.
25. Чеглакова, С. Г. Анализ финансовой отчетности: учебное пособие для вузов / С.Г. Чеглакова. – Москва : Дело и Сервис, 2013. – 288 с.
26. 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.

27. Березной, А. В. Сценарии развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической отрасли / А.В. Березной, А.А. Еделькина // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2014. – №10. – С. 12-16.
28. Григорьев, Л. М. Перспективы когенерации / Л.М. Григорьев [и др.] // Энергетический бюллетень. – 2018. – №59. – С. 8-10.
29. Герасимов, Д. Н. Катализаторы на основе цеолита ZSM-23 в процессе изодепарафинизации масляного сырья / Д.Н. Герасимов, В.В. Фадеев, А.Н. Логинова // Катализ в промышленности. – 2013. – №1 – С. 26-34.
30. 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.
31. Зинина, Н. Д. Исследование влияния углеводородного состава дизельных топлив на их низкотемпературные свойства / Н.Д. Зинина, А.В. Шеянова, В.И. Фаерман, Д.Ф. Гришин // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2015. – №10.– С.14-19.
32. Золотухина, Т. В. Оценка эффективности проекта модернизации нефтеперерабатывающего предприятия / Т.В. Золотухина // Экономика и предпринимательство. – 2014. – №5-2. –С.450-454.
33. Зуйков, А. В. Особенности производства малосернистого дизельного топлива с низким содержанием полициклических ароматических углеводородов / А.В. Зуйков [и др.] // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. – №1. – С. 11-15.
34. Касюк, Ю. М. Опыт модернизации производства дизельного топлива с улучшенными низкотемпературными характеристиками / Ю.М. Касюк, О.А. Дружинин, Д.А. Мельчаков, С.В. Хандархаев // Технологии нефти и газа. – 2013. – №3 [62] – С. 3-8.
35. Кисилева, Т. П. Каталитическая депарафинизация: состояние и перспективы. Часть 1 / Т.П. Кисилева, Р.Р. Алиев, О.М. Посохова, М.И. Целютина // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2016. – №1 – С. 3-8.

36. 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.

37. Лебедев, Б. Л. Производство зимнего дизельного топлива в России / Б.Л. Лебедев, И.П. Афанасьев, А.В. Ишмурзин // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2015. – №4. – С. 19-27.

38. Непомнящий, Е. Г. Экономическая оценка инвестиций: учебное пособие // Е.Г. Непомнящий – Таганрог: Издательство ТРТУ, 2011. – 292 с.

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

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

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

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

43. Официальный сайт Федеральной Таможенной службы Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.customs.ru/index.php>.

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

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

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

47. Выгон, Г. В. Нефтепереработка и сбыт: часть 2. Нефтяная отрасль России: итоги 2016 г. и перспективы на 2017-2018 гг. / Г.В. Выгон [и др.] // Пресс-центр VYGON.Consulting. – Июль, 2017. – С. 6-23.

48. 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>.

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

50. 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.

51. 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>.

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

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

54. 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.

55. 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>.

56. Ежедневная деловая газета «Ведомости» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/>.

57. Новости России и мира «ТАСС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tass.ru/>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Бухгалтерский баланс АО «АНПЗ ВНК» на 31 декабря 2016 года

Бухгалтерский баланс на 31 декабря 2016 года		Форма по ОКУД Дата (число, месяц, год)		Коды		
Организация Акционерное общество «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании»		31 12 2016		0710001		
Идентификационный номер налогоплательщика		по ОКПО		0577206		
Вид экономической деятельности		ИНН		2443000518		
Организационно-правовая форма/форма собственности		по ОКВЭД		23.20		
Единица измерения: тыс. руб.		по ОКОВ/ОКФС		12247 16		
Местонахождение (адрес)		по ОКЕИ		384 (3866)		
662110, Российская Федерация, Красноярский край, Большеулуйский район, Прогноза НПЗ						
Повсе- ния	Наименование показателя	код строки	На 31 декабря 20 16, г.	На 31 декабря 20 15, г.	На 31 декабря 20 14, г.	
АКТИВ						
I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ						
Раздел 6	Нематериальные активы	1110	7 767	1 416	1 524	
Раздел 5	Основные средства	1150	61 797 599	57 390 864	50 806 843	
Раздел 10	Финансовые вложения	1170	7 384	7 384	7 384	
Раздел 21	Отложенные налоговые активы	1180	73 388	71 149	80 414	
Раздел 8	Прочие внеоборотные активы	1190	1 461 740	3 173 395	1 676 113	
	Итого по разделу I	1100	63 347 878	60 644 208	52 572 278	
II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ						
Раздел 9	Запасы	1210	2 784 474	2 495 811	2 427 670	
	Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	21 023	46 042	104 484	
Раздел 14	Дебиторская задолженность	1230	4 629 905	6 180 139	4 574 691	
Раздел 13	Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	573	667	342	
	Прочие оборотные активы	1260	2 838	1 641	1 365	
	Итого по разделу II	1200	7 438 813	8 724 300	7 108 552	
	БАЛАНС	1600	70 786 691	69 368 508	59 680 830	
ПАССИВ						
III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ						
Раздел 19	Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	366	366	366	
Раздел 19	Переоценка внеоборотных активов	1340	1 589 554	1 595 281	1 600 649	
Раздел 19	Добавочный капитал (без переоценки)	1350	85 777	85 777	85 774	
Раздел 19	Резервный капитал	1360	18	18	18	
Раздел 20	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	20 472 642	35 556 393	26 262 802	
	Итого по разделу III	1300	22 148 357	37 237 835	27 949 609	
IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА						
Раздел 16	Заемные средства	1410	31 479 514	18 052 342	25 771 490	
Раздел 21	Отложенные налоговые обязательства	1420	1 228 600	1 209 728	1 161 952	
	Прочие обязательства	1450	0	0	0	
	Итого по разделу IV	1400	32 708 114	19 262 070	26 933 442	
V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА						
Раздел 14	Заемные средства	1510	9 708 323	9 725 682	0	
Раздел 14	Кредиторская задолженность	1520	5 775 374	2 748 267	4 421 454	
Раздел 24	Оценочные обязательства	1540	446 523	394 654	376 325	
	Итого по разделу V	1500	15 930 220	12 868 603	4 797 779	
	БАЛАНС	1700	70 786 691	69 368 508	59 680 830	



А.А. Давыдов
главный бухгалтер

И.И. Восток
главный бухгалтер

И.И. Восток
главный бухгалтер

И.И. Восток
главный бухгалтер

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Отчет о финансовых результатах АО «АНПЗ ВНК» за 2016 год

ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное)

Отчет о финансовых результатах АО «АНПЗ ВНК» за 2015 год

Отчет о финансовых результатах
За 20 15 г.

Организация Акционерное общество "Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании" Идентификационный номер налогоплательщика Вид экономической деятельности <u>нефтепереработка</u> Организационно-правовая форма/форма собственности <u>акционерное общество/частная</u>	Форма по ОКУД _____ Дата (число, месяц, год) _____ по ОКТО _____ ИНН _____ по ОКВЭД _____ по ОКФС/ОКФС _____ по ОКЕИ _____	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td colspan="3">Коды</td></tr> <tr><td>0710002</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>31</td><td>12</td><td>2015</td></tr> <tr><td colspan="3">05747206</td></tr> <tr><td colspan="3">2443000518</td></tr> <tr><td colspan="3">23.20</td></tr> <tr><td>1 22 47</td><td></td><td>16</td></tr> <tr><td colspan="3">384 (385)</td></tr> </table>	Коды			0710002			31	12	2015	05747206			2443000518			23.20			1 22 47		16	384 (385)		
Коды																										
0710002																										
31	12	2015																								
05747206																										
2443000518																										
23.20																										
1 22 47		16																								
384 (385)																										
Единица измерения: тыс. руб. Местонахождение (адрес) 662110 Российская Федерация, Красноярский край, Большеулуйский район, Промзона НПЗ																										

Пояснения	Наименование показателя	Код строки	За янв.-дек. 20 15 г.	За янв.-дек. 20 14 г.
	Выручка	2110	15 294 299	11 761 590
	Себестоимость продаж	2120	(8 012 784)	(4 883 344)
	Расходы, связанные с разведкой и оценкой запасов нефти	2130	()	()
	Валовая прибыль (убыток)	2100	7 281 515	6 878 246
	Коммерческие расходы	2210	(3 778)	(9 666)
	Общехозяйственные и административные расходы	2220	(765 232)	(909 890)
	Прибыль (убыток) от продаж	2200	6 512 505	5 958 690
	Доходы от участия в других организациях	2310		
	Проценты к получению	2320	30	18
	Проценты к уплате	2330	(1 357)	(34 801)
	Доходы от изменения справедливой стоимости	2333	()	()
	Расходы от изменения справедливой стоимости	2334	()	()
	Прочие доходы	2340	5 950 848	579 787
	Прочие расходы	2350	(782 540)	(3 038 790)
	Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	11 679 484	3 454 914
	Текущий налог на прибыль	2410	(2 345 652)	(706 949)
	в т.ч. постоянные налоговые активы (обязательства)	2421	(66 895)	(48 933)
	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	(47 777)	(64 533)
	Изменение отложенных налоговых активов	2450	(9 265)	28 720
	Прочее	2460		
	Налог на прибыль прошлых лет	2461	11 436	9 876
	Налог на вмененный доход	2464		
	Перераспределение налога на прибыль внутри КГН	2465		
	Чистая прибыль (убыток)	2400	9 288 226	2 732 028

Наименование показателя	Код строки	За янв.-дек. 20 15 г.	За янв.-дек. 20 14 г.
СПРАВОЧНО			
Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2510		
Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2520		
Совокупный финансовый результат периода	2500	9 288 226	2 732 028
Базовая прибыль (убыток) на акцию	2800	1 393 234	409 804
Разводненная прибыль (убыток) на акцию	2910		

Руководитель _____ <small>(подпись)</small> " 15 " Января 20 16 г.	А. А. Демакин <small>(расшифровка подписи)</small>	Главный бухгалтер по док. № 7501 от 01.04.2015г. Н. Н. Бытмина <small>(подпись)</small> <small>(расшифровка подписи)</small>
--	---	--

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(обязательное)

Сравнительный аналитический баланс АО «АНПЗ ВНК»

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(обязательное)

Анализ финансовой устойчивости АО «АНПЗ ВНК»

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(рекомендуемое)

Оформление товарного материального баланса

Таблица Е.1 – Товарный материальный баланс

Наименование потока	Единицы измерения	
	тыс. тонн/год	% масс.
Сырье:		
1. Нефть сырая		
2. Присадки для бензина		
3. Присадки для дизельного топлива		
4. Фракция ТАМЭ от ОАО «А»		
5. Фракция МТБЭ от ОАО «А»		
6. Фракция бутан-бутиленовая возвратная от ОАО «А»		
7. Сухой газ от ОАО «Б»		
8. Пропановая фракция от ОАО «Б»		
9. Возврат тяжелых масел от ОАО «Б»		
Итого сырья:		
Продукция:		
10. Фракция бутан-бутиленовая марки А ТУ-0272-027-00151638-99		
11. Сжиженный газ для автомобильной марки ПА ГОСТ Р 52087-2003		
12. Товарный бензины (98, 95, 92), в том числе:		
13. Бензин АИ-98		
14. Бензин АИ-95		
15. Бензин АИ-92		
16. Реактивное топливо		
17. Дизельное топливо ($S \leq 0,005$ % масс.)		
18. Топочный мазут М100 вид V ($S=2,48$ % масс.)		
19. Битум дорожный + строительный		
20. Фракция пропан-пропиленовая на ОАО «Б»		
21. Фракция бутан-бутиленовая на ОАО «А»		
22. Фракция нк-70С на ОАО «А»		
23. Сера		
Итого продукции:		
24. Топливный газ на собственные нужды		
25. Кокс выжигаемый (Г-43-107 С-200)		
26. Технологические потери		
Итого:		

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

(рекомендуемое)

Принципиальная схема установки гидроочистки дизельного топлива, совмещенная с процессом депарафинизации

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

(рекомендуемое)

Принципиальная схема модернизированной установки гидроочистки керосина

ПРИЛОЖЕНИЕ И
(обязательное)

Изменение результирующих критериев инвестиционного проекта по факторам в абсолютных величинах

ПРИЛОЖЕНИЕ К
(обязательное)

Группировка результирующих критериев инвестиционного проекта по факторам

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

(обязательное)

Группировка результирующих критериев инвестиционного проекта по факторам

