

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт управления бизнес–процессами и экономики

Экономика и организация предприятий энергетического
и транспортного комплексов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Е. В. Кашина
подпись

« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

**РАЗРАБОТКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПО ОПТИМИЗАЦИИ
ПРОИЗВОДСТВА (НА ПРИМЕРЕ ДОЧЕРНЕГО ОБЩЕСТВА ОАО «НК
РОСНЕФТЬ» АО «АНПЗ ВНК»**

Пояснительная записка

Руководитель	_____	канд.экон. наук., доцент	<u>М. В. Зубова</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>О.А. Литвинова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>Е. В. Бочарова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка инвестиционного проекта по оптимизации производства (на примере дочернего общества ОАО «НК Роснефть» АО «АНПЗ ВНК» содержит 137 страниц текстового документа, 16 рисунков, 34 таблицы, 7 формул, 12 приложений, 50 использованных источников.

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА, СТРАТЕГИЯ, МОДЕРНИЗАЦИЯ, ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПРОЕКТ, ИНВЕСТИЦИИ, ЗИМНЕЕ ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО, ГИДРООЧИСТКА, ИЗОДЕПАРАФИНАЗАЦИЯ, ОЦЕНКА.

Цель – разработка инвестиционного проекта по оптимизации на примере дочернего общества ОАО «НК «Роснефть» АО «АНПЗ ВНК».

Задачи:

- рассмотреть основные направления модернизации нефтеперерабатывающей отрасли;
- проанализировать производственно-хозяйственную и финансовую деятельность предприятия АО «АНПЗ ВНК»;
- рассмотреть методологию оценки эффективности инвестиционных проектов 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 проектных рисков различными методами.

Актуальность разработки инвестиционного проекта обуславливается дефицитом качественного зимнего дизельного топлива для холодного и арктического климата, а также необходимость внедрения отечественных технологий нефтепереработки.

В результате был разработан инвестиционный проект, проведена его оценка коммерческой эффективности и анализ проектных рисков двумя методами.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Стратегическое направление модернизации нефтеперерабатывающей отрасли.....	6
1.1 Стратегия развития нефтеперерабатывающей отрасли.....	6
1.2 Характеристика АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании».....	17
2 Методология оценки эффективности инвестиционных проектов в нефтеперерабатывающей отрасли.....	43
2.1 Методика оценки эффективности инвестиционных проектов.....	43
2.2 Особенности оценки эффективности инвестиционных проектов на предприятиях нефтеперерабатывающей отрасли.....	56
3 Оптимизация производства дизельного топлива и авиакеросина путем реконструкции секций С300/1 и С300/2 установки ЛК6-Ус АО «АНПЗ ВНК».....	63
3.1 Техническое описание проекта.....	63
3.2 Финансовое описание проекта	80
3.3 Оценка проектных рисков	91
Заключение.....	103
Список использованных источников.....	106
Приложения А – Н.....	112 - 137

ВВЕДЕНИЕ

Российская нефтеперерабатывающая промышленность сталкивается с рядом серьезных проблем, среди которых наиболее важными являются:

- низкая глубина переработки нефти в сравнении с нефтеперерабатывающими заводами развитых стран;
- недостаточно высокое качество выпускаемых нефтепродуктов (особенно по экологическим характеристикам), что делает их не конкурентноспособными на мировом рынке;
- значительный износ основных фондов (более 80% против 60-70% в остальных областях топливно-энергетического комплекса России);
- высокий уровень энергопотребления.

В современной экономической ситуации, связанной со снижением цен на нефть и применением санкций в отношении России, для нефтепереработки наблюдается приостановки 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.

В соответствие со 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 ДТ, а также авиакеросина. Это связано с необходимостью преодоления отставания социального сектора и превращение регионов России в территорию комфортного проживания и успешного ведения бизнеса [5].

Однако существующие технологии не позволяют эффективно выпускать зимнее и арктическое дизельное топливо.

Поэтому в выпускной квалификационной работе предлагается подобрать оптимальную технологию для производства зимнего дизельного топлива, соответствующего стандарту ЕВРО-5 [1] и рекомендациям нормативных документов для регионов России с холодным и арктическим климатом [10,11].

Цель работы – разработка инвестиционного проекта по оптимизации на примере дочернего общества ОАО «НК «Роснефть» АО «АНПЗ ВНК».

Для реализации поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- рассмотреть основные направления модернизации нефтеперерабатывающей отрасли;
- проанализировать производственно-хозяйственную и финансовую деятельность предприятия АО «АНПЗ ВНК»;
- рассмотреть методологию оценки эффективности инвестиционных проектов 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 проектных рисков различными методами.

1 Стратегическое направление модернизации нефтеперерабатывающей отрасли

1.1 Стратегия развития нефтеперерабатывающей отрасли

Нефтяной комплекс является одним из ключевых элементов экономики России: от эффективности его функционирования зависит успех решения государственных, социальных и экономических проблем. Любые значительные изменения в нефтяной отрасли ведут к таким же глобальным изменениям во всех сферах общественной жизни. Среди основных задач развития нефтяной отрасли это повышение энергоэффективности, модернизация оборудования и применение инновационных разработок на всех этапах производственной цепочки - от геологоразведочных работ до нефтепереработки и транспортировки. В связи с этим необходимы значительные объемы инвестиций, и вопросы их привлечения становятся весьма актуальными [49].

Инвестиции в модернизацию нефтеперерабатывающих мощностей в 2013 г. – 269 млрд.руб., что значительно выше чем в 2012 и 2011 гг. – 178 и 96 млрд. руб. соответственно [39].

Но эти инвестиции в разы уступают капитальным вложениям вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) в нефтяную добычу: в 2013 г. они составили 900 млрд. руб. (в 2011 г. – 861,4, 2011 г. 726,6 млрд. руб.) [39] Несмотря на существенные инвестиции, которые требует нефтеперерабатывающий сектор для удовлетворения растущего спроса, поставок более чистой конечной продукции, сектор разведки и добычи продолжит потреблять большую часть инвестиций, направленных в нефтяной сектор [39].

Основной проблемой нефтяной промышленности в России – высокая зависимость от мировых цен на нефть. Их влияние существенно выше на эффективность нефтедобычи, чем на нефтепереработку, что находит свое отражение при выборе эффективных направлений развития ВИНК [39]. К тому

же на фоне негативной динамики мировых цен на нефть и в условиях действующих западных финансовых и технологических санкций, направленных именно на российский нефтяной сектор, в отрасли нарушен привычный инвестиционный механизм (получение кредитов западных банков под новые инвестиционные проекты) и ограничены технологические возможности ее развития. Поэтому отрасль в своем инвестиционном развитии вынуждена ориентироваться только на собственные средства, объем которых уменьшается со снижением мировой цены на нефть. Как следствие в российской нефтяной отрасли неизбежны падение инвестиций и пересмотр средне- и долгосрочных планов развития, как на отраслевом уровне, так и на уровне отдельных нефтяных компаний [46].

Нефтепереработка России на сегодняшний день является одной из ключевых отраслей промышленности, сохраняя за собой третье место по объемам перерабатываемого сырья [42].

В стране действуют 28 крупных и свыше 200 средних и мелких нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), общая мощность которых составляет больше 290 млн. тонн. Многие НПЗ появились в период предыдущих технологических укладов развития. Из 28 крупных НПЗ восемь заводов были запущены в эксплуатацию в период 1911-1944 гг., еще шесть – в период 1945-1965 гг. В этот период было пущено в работу более половины заводов, действующих на сегодня в стране. Последний по срокам ввода в эксплуатацию крупный НПЗ (Ачинский) начал свою работу в 1982 г. В настоящий момент промышленные установки, построенные в советское время перерабатывают более 90% нефти [39]. Нефтеперерабатывающая промышленность России в значительной степени консолидирована. Около 90% мощностей по нефтепереработке контролируется крупнейшими нефтегазовыми компаниями (ВИНК) [39].

На развитие нефтепереработки оказывают влияние такие факторы, как утяжеление сырья, ухудшение его качеств, изменение состава, что приводит к необходимости разработки и применения новых технологий [42].

Отечественный сектор нефтепереработки значительно отстает в своем развитии от ведущих промышленных мировых держав. Среди основных проблем сектора можно выделить следующее: низкая глубина нефтепереработки, невысокое качество конечной продукции, отсталая производственная структура, высокий уровень износа основных фондов, оборудования, высокий уровень энергопотребления, большая потребность в мазуте (котельного топлива для промышленности и коммунально-бытовых нужд), недостаточность инвестиций в развитие [39].

В России в 2014 г. было переработано около 290 млн. тонн нефти, что на 6,0% больше, чем в 2013 г. [50]. Несмотря на такие высокие показатели, наблюдается существенное отставание по степени использования нефти, о чем свидетельствует низкий уровень конверсии нефтяного сырья в более ценные продукты переработки. Средний показатель глубины переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах России составляет в 2014 г. – 72,3% [50], в 2013 г. 71,5% (для сравнения в 2012 г. - 71,2%, 2011 г. - 70,9%) [39]. Только на пяти российских НПЗ глубина переработки нефти составляет более 80 %, из них только на двух превышает уровень в 90%. Это Омский НПЗ и Уфанефтехим, принадлежащие ОАО “Газпром нефть” и ОАО “Башнефть”. 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% [49]. Отставание отрасли от развитых стран связано, прежде всего, с крайне невысокой долей вторичных процессов – 17% (на европейских НПЗ – 45-50%, в США – 55%) [42].

Технический уровень большинства НПЗ России не соответствует передовому мировому уровню. Основной проблемой, после низкой глубины переработки, остаются отсталая структура производства – минимум вторичных процессов, и недостаточный уровень процессов, улучшающих качество получаемых продуктов [48]. Так, суммарная загрузка вторичных процессов в 2015 г. составила 57% от первичной переработки, в то время как в странах Западной Европы этот показатель превышает 100%, а в США – 165%. Это

приводит к тому, что глубина нефтепереработки практически не растет, несмотря на увеличение объемных показателей переработки нефти [48].

Также нефтегазохимический комплекс России характеризуется высокой степенью износа основных фондов (до 80 %), что является ключевым сдерживающим фактором при реализации задачи модернизации экономики, поскольку изношенное оборудование не может способствовать осуществлению технологического прорыва и обеспечивать производство качественной конкурентоспособной продукции, отвечающей мировым стандартам, в первую очередь экологическим требованиям. Структура выпуска нефтеперерабатывающих заводов объясняется тем, что большинство заводов и технологических процессов было создано в годы СССР, когда данная отрасль была ориентирована на основного потребителя моторных топлив - грузовой транспорт, поэтому в налаживании процессов углубленной переработки практически не было необходимости [49].

В развитых странах работают сложные НПЗ, выпускающие бензин на основе каталитического крекинга и средние дистилляты на основе термической обработки и гидрокрекинга. В России процесс вакуумной перегонки дополняют каталитическим риформингом для производства бензина и базовой гидроочисткой для производства дизельного топлива. При этом большинство НПЗ работают уже по 40-50 лет. Это связано с невысоким уровнем инновационной активности предприятий, использование устаревших технологий и отсутствие современных технологических установок. В связи с этим различается и ассортимент выпускаемых нефтепродуктов: Выход основных видов моторного топлива (автомобильного бензина и дизельного топлива) ниже показателей промышленно развитых стран, а доля выработки топочного мазута наиболее высока.

Данные по количеству произведенных нефтепродуктов в России представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Производство основных нефтепродуктов в России в 2014 г. [50]

Показатели в млн. т.

Наименование нефтепродукта	Всего произведено	В том числе		% к 2013 г.
		внутреннее потребление	экспорт	
Бензин	38,3	35,7	2,6	-1,0
Керосин	10,9	9,9	1,0	+5,4
Дизельное топливо	77,3	33,2	44,1	+7,4
Котельное топливо	80,9	25,8	55,1	+1,9

Следует также отметить, что на долю класса 5 в 2014 г. пришлось 68% выпущенного бензина и 56% дизельного топлива. Существенно увеличилось производство керосина, возрос выпуск дизельного топлива [50].

Для преодоления отставания российских НПЗ от западных нефтяными компаниями реализуются программы модернизации НПЗ, обеспечивающих достижение показателей, заложенных в государственных документах. Ведь формирование конкурентоспособного сектора – наиболее важная задача российской промышленной политики.

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 Таможенного союза [1] на нефтепродукты. Цель его – установление обязательных для применения и исполнения требований к выпускаемым топливам, что позволит улучшить качество нефтепродуктов. С учетом принятых изменений сказано, что выпуск в обращение и обращение автомобильного бензина и дизельного топлива экологического класса К4 возможен на территории РФ по 1 июля 2016 года [1], следовательно после этой даты РФ должно выпускаться топливо только высшего экологического класса (К5).

Постоянное ужесточение требований и норм к качеству продуктов переработки нефти и газа требует опережающего развития технологий для их

производства. Особенно важным становится вопрос развития отечественных технологий нефтепереработки с прицелом на максимальное импортозамещение [42]. К сожалению, основная масса технологий, запланированных к реализации и реализуемых на российских предприятиях, принадлежит зарубежным компаниям. В условиях санкций планы реализации таких проектов будет необходимо пересматривать. Текущая работа НПЗ также зависит от зарубежных поставок запчастей, катализаторов, компонентов [50]. В то же время российские исследовательские организации ведут активные разработки в этой области [42]. Имеется целый ряд технологий и катализаторов, способных в короткое время заменить импортные. Многие технологии находятся на высокой стадии готовности с точки зрения промышленной реализации [50].

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 [36].

В целях качественного развития российской нефтепереработки Минэнерго России в рамках своей компетенции разработало ряд системных мер для стимулирования инвестиций на развитие вторичных процессов переработки нефти и производства светлых нефтепродуктов, увеличение глубины переработки нефти [49]. Для реализации указанных мер в 2011 году были заключены четырехсторонние соглашения между нефтяными компаниями, ФАС России, Ростехнадзором и Ростехрегулированием, по модернизации НПЗ для перехода на производство нефтепродуктов более высокого качества. Предполагается строительство и модернизации до 2020 г. 124-х установок [43].

Стимулом модернизации НПЗ со стороны Правительства является введение новых экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты. В октябре 2014 года Госдума приняла законопроект, вносящий комплексные изменения в налоговое законодательство, в рамках которых реализуется «большой налоговый маневр» (БНМ) в нефтяной сфере. Внесены изменения,

направленные на реализацию БНМ, предусматривающие поэтапное (в течение 3 лет) снижение размера вывозных таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты (в 1,7 раза за 3 года на нефть, и в 1,7-5 раз на нефтепродукты в зависимости от вида нефтепродуктов), сокращение ставок акциза на нефтепродукты (в 2,2 раза за 3 года) и одновременное увеличение НДС на нефть (в 1,7 раза). Отказ от взимания экспортных пошлин в пользу налога, взимаемого при добыче, повысит стабильность и предсказуемость доходов федерального бюджета, а также повысит энергоэффективность отрасли [6]. Например, предусматривается повышение расчетного коэффициента пошлины с 2016 г. на мазут и отработанные нефтепродукты до 0,82, а с 2017 г. до 1,00 и уменьшение расчетных коэффициентов на светлые нефтепродукты (для товарных бензинов составит 0,61 с 2016 г. и 0,3 с 2017 г., для дизельного топлива 0,4 и 0,3 соответственно с 2016 г. и 2017 г.) [3].

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 [28].

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. Крупные корпорации, например ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Лукойл» разрабатывают собственные стратегии развития на средне- и долгосрочную перспективу [28].

В Прогнозе долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 г. указаны такие недостатки нефтеперерабатывающего сектора как 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 [8]. В указанном документе рассматриваются различные варианты развития нефтеперерабатывающей промышленности, которые отличаются объемами переработанной нефти, программами вводимых мощностей, и учитывают реконструкции, модернизации и строительство новых НПЗ.

Рассматривая проект Энергетической стратегии России до 2035 г. нефтеперерабатывающей отрасли необходима модернизация и развитие на базе передовых технологий преимущественно отечественного производства, обеспечивающая повышение глубины переработки нефти с 72 до 90 % с производством моторных топлив высших экологических классов и увеличение выхода светлых нефтепродуктов 58% до 73–74% при снижении объемов нефти, направляемых на переработку, до 277 млн. т. в 2020 году и до 240 млн. т. к 2035 году [7]. 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 [7].

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

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

Являясь одной из крупнейших российских компаний, нефтяная компания ОАО «НК «Роснефть», стремится достичь не только высоких производственных и финансовых показателей, но и внести вклад в развитие и процветание страны, в улучшение качества и условий жизни ее граждан [44].

В стратегии развития компании до 2030 миссией предприятия является эффективная реализация энергетического потенциала России, обеспечение энергобезопасности и бережное отношение к природным ресурсам [12].

ОАО «НК «Роснефть» планирует продолжить вносить и в долгосрочной перспективе существенный вклад в развитие страны, главным образом, за счет реализации масштабных проектов по добыче нефти и газа, переработке, а также надежного снабжения потребителей энергоресурсами [12].

ОАО «НК «Роснефть» — лидер российской нефтепереработки. 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 компания активно модернизирует и расширяет свои нефтеперерабатывающие мощности и сбытовую сеть [44].

В состав компании входят 9 основных нефтеперерабатывающих заводов в ключевых регионах: Комсомольский, Туапсинский, Куйбышевский, Новокуйбышевский, Сызранский, Ачинский, Саратовский НПЗ, Рязанская нефтеперерабатывающая и Ангарская нефтехимическая компании. Компании принадлежит 50%-ная доля в ОАО «Славнефть-ЯНОС» и 95% ЧАО «ЛИНИК» (Украина) [44]. Также компания владеет долями в нескольких мини-НПЗ. Суммарная проектная мощность основных нефтеперерабатывающих предприятий на территории России составляет 95,1 млн. т. нефти в год [44]. Распределение проектной мощности НПЗ приведено в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Нефтеперерабатывающие мощности ОАО «НК «Роснефть» в 2014 г.

НПЗ	Проектная мощность на конец года, млн. т.	Объем переработки, млн. т.	Выход светлых, %
Туапсинский НПЗ	12,0	8,6	50,6
Ачинский НПЗ	7,5	5,1	55,8
Ангарская НХК	10,2	10,0	62,4
Комсомольский НПЗ	8,0	7,6	58,7
Рязанская НПК	18,8	16,5	55,1
Саратовский НПЗ	7,0	7,1	43,7
Славнефть-ЯНОС*	7,5	7,7	53,0
Самарская группа НПЗ:	24,1	22,1	55,3
Новокуйбышевский НПЗ	8,8	8,2	55,5
Куйбышевский НПЗ	6,8	6,7	54,8
Сызранский НПЗ	8,5	7,1	55,6
Мини-НПЗ	5,4	1,9	—
ЛИНИК	8,0		
НПЗ СП ROG*	11,5	10,5	74,9
Мозырский НПЗ*	—	2,7	—

* В доле ОАО «НК «Роснефть»

«Роснефть» осуществляет самую масштабную программу модернизации в РФ: свыше 30 проектов строительства, реконструкции установок вторичной переработки мощностью более 40 млн. т. 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) [44]. Статус выполнения программы по заводам приведен в приложении А.

Мощность проектов модернизации [12]:

- первичная переработка – 12,0 млн.т./год;
- конверсионные процессы – 23,6 млн.т./год;

– облагораживающие процессы – 35,9 млн.т./год.

Одновременно в компании успешно осуществляется ряд комплексных мероприятий, направленных на увеличение глубины переработки, повышение экологической безопасности, реализацию программы повышения операционной эффективности. Объем переработки сырья в целом по НПЗ Российской Федерации достиг уровня 86,6 млн. т. Фактический показатель глубины переработки на российских НПЗ составляет 65,25%.

Товарной продукции на российских НПЗ за 2014 г. произведено 83,9 млн. т., из них топлива стандартов Евро-4, -5 — на 3 млн. т. больше, чем в 2013 г.

Таким образом, высокие стандарты качества производимой продукции — один из ключевых приоритетов деятельности ОАО «НК «Роснефть» в области нефтепереработки [12].

Анализ состояния и перспектив социально-экономического развития России и ситуации на мировых энергетических рынках показывает, что нефтеперерабатывающий сектор России сталкивается со сложным комплексом внутренних проблем и неординарных внешних вызовов [7].

Решение этих проблем требует преодоления сложившихся институциональных барьеров и разработки мер государственной энергетической политики, направленной на построение целостной и внутренне сбалансированной системы государственного регулирования отрасли.

Для дальнейшего развития отрасли необходимо завершение модернизации и дальнейшая оптимизация мощностей нефтеперерабатывающих производств, развитие отечественных технологий глубокой переработки «тяжелой» нефти; стимулирование технических мероприятий, направленных на увеличение числа процессов глубокой переработки нефтяных остатков на отечественных НПЗ, повышение качественных характеристик моторных топлив, государственная поддержка развития нефтяных компаний и научных институтов в интересах активизации научно-технической и инновационной деятельности в отрасли [7].

2 Методология оценки эффективности 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 орбиту процесса комплексной оценки эффективности инициируемых проектов вовлекаются интересы всех участников процесса инвестирования [24].

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 [24].

В системе принципов оценки эффективности ИП могут быть выделены три структурные группы:

- методологические принципы, т.е. наиболее общие, относящиеся к концептуальной стороне дела и мало зависящие от специфики рассматриваемого проекта;
- методические принципы, которые непосредственно связаны с проектом, его спецификой, экономической и финансовой привлекательностью проекта;
- операциональные принципы, то есть те, которые облегчают процесс оценки эффективности проекта с информационно-вычислительной точки зрения.

Наиболее важные элементы структуры описанной системы принципов приведены в таблице 2.1 [24].

Таблица 2.1 – Принципы оценки эффективности ИП

Принципы оценки эффективности инвестиционных проектов		
Методологические	Методические	Операциональные
<ul style="list-style-type: none"> – результативность; – адекватность проекта, состава; – субъективность 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.

Рекомендуется оценивать следующие виды эффективности:

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

На основе выделения двух видов эффективности проектов рекомендуется проводить оценку в два этапа. Концептуальная схема оценки эффективности показана на рисунок 2.1 [21].



Рисунок 2.1 - Концептуальная схема оценки эффективности проекта

Задачей первого этапа является определение эффективности проекта в целом исходя из предположения, что он будет профинансирован целиком за счет собственных источников, т.е. без привлечения кредитов. 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 [21]. Оценка включает в себя:

- общественную эффективность проекта;
- коммерческую эффективность проекта.

Для общественно значимых проектов в первую очередь оценивают их общественную эффективность. При неудовлетворительной общественной эффективности такие проекты не рекомендуются к реализации и не могут претендовать на государственную поддержку. Если же их общественная эффективность оказывается достаточной, оценивается коммерческая эффективность [21].

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 коммерческую эффективность определяют, когда разработчик проекта еще не владеет информацией об источниках финансирования. Если же они известны, то оценку коммерческой эффективности из состава проектных расчетов можно исключить [21].

Если проекта в целом является достаточно привлекательным, то переходят ко второму этапу.

Второй этап оценки осуществляется после рассмотрения вариантов возможных схем финансирования и связанных с этим затрат, распределения прибыли и т.д. На этом этапе определяются финансовая реализуемость и эффективность участия в проекте инвесторов, государства [21].

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

- рассмотрение проекта на протяжении всего его 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 (вариантов проекта);

- принцип положительности и максимума эффекта. Для того чтобы ИП был признан эффективным, необходимо, чтобы эффект реализации порождающего его проекта был положительным; при сравнении альтернативных ИП предпочтение должно отдаваться проекту с наибольшим значением эффекта;

- учет фактора времени. При оценке эффективности проекта должны учитываться различные аспекты фактора времени, в том числе динамичность (изменение во времени) параметров проекта и его экономического окружения; разрывы во времени между производством продукции или поступлением ресурсов и их оплатой; неравноценность разновременных затрат и / или результатов (предпочтительность более ранних результатов и более поздних затрат);

- учет только предстоящих затрат и поступлений. При расчетах показателей эффективности должны учитываться только предстоящие в ходе осуществления проекта затраты и поступления, включая затраты, связанные с привлечением ранее созданных производственных фондов, а также предстоящие потери, непосредственно вызванные осуществлением проекта. Ранее созданные ресурсы, используемые в проекте, оцениваются не затратами

на их создание, а альтернативной стоимостью, отражающей максимальное значение упущенной выгоды, связанной с их наилучшим возможным альтернативным использованием.

- сравнение «с проектом» и «без проекта». Оценка эффективности ИП должна производиться сопоставлением ситуаций не «до проекта» и «после проекта», а «без проекта» и «с проектом»;

- учет всех наиболее существенных последствий проекта. При определении эффективности ИП должны учитываться все последствия его реализации, как непосредственно 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. На различных стадиях разработки и осуществления проекта (обоснование инвестиций, ТЭО, выбор схемы финансирования, экономический мониторинг) его эффективность определяется заново, с различной глубиной проработки;

- 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 [22].

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 всех стадиях исходные сведения должны включать:

- 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 стадии инвестиционного предложения сведения о проекте должны включать:

- продолжительность строительства;
- объем капиталовложений;
- выручку по годам реализации проекта;
- производственные издержки по годам реализации проекта.

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

На стадии обоснования инвестиций, предшествующего ТЭО, 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 [22].

Общие сведения о проекте должны включать:

- характер проектируемого производства, состав производимой продукции (работ, услуг);

- сведения о размещении производства;
- информацию об особенностях технологических процессов, о характере потребляемых ресурсов, системе реализации производимой продукции.

Эффективность ИП оценивается в течение расчетного периода, охватывающего временной интервал от начала проекта до его прекращения. Начало расчетного периода рекомендуется определять в задании на расчет эффективности ИП, например как дату начала вложения средств в проектно - изыскательские работы [22].

Прекращение реализации проекта может быть следствием:

- истощения сырьевых запасов и других ресурсов;
- прекращения производства в связи с изменением требований (норм, стандартов) к производимой продукции, технологии производства или условиям труда на этом производстве;
- прекращения потребности рынка в продукции в связи с ее моральным устареванием или потерей конкурентоспособности;
- износа основной (определяющей) части производственных фондов;
- других причин, установленных в задании на разработку проекта.

При необходимости в конце расчетного периода предусматривается ликвидация сооруженных объектов [22].

Проект, как и любая финансовая операция, порождает денежные потоки (потоки реальных денег). Денежный поток (далее – ДП) обычно состоит из потоков от отдельных видов деятельности:

- инвестиционной;
- операционной;
- финансовой.

Для денежного потока от инвестиционной деятельности:

- к оттокам относятся капитальные вложения, затраты на пусконаладочные работы, ликвидационные затраты в конце проекта, затраты на увеличение оборотного капитала и средства, вложенные в дополнительные фонды;

- к притокам - продажа активов в течение и по окончании проекта, поступления за счет уменьшения оборотного капитала.

Для денежного потока от операционной деятельности:

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

- к оттокам - производственные издержки, налоги.

Для денежного потока от финансовой деятельности:

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

- к оттокам - 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 [22].

Денежные потоки от финансовой деятельности учитываются только на этапе оценки эффективности участия в проекте. Алгоритм расчета денежного потока и показателей эффективности приведен в приложение Е [21].

Наряду с денежным потоком при оценке ИП используется также накопленный денежный поток - поток, характеристики которого: накопленный приток, накопленный отток и накопленное сальдо (накопленный эффект) определяются на каждом шаге расчетного периода как сумма соответствующих характеристик денежного потока за данный и все предшествующие шаги.

Дисконтированием денежных потоков называется приведение их разновременных (относящихся к разным шагам расчета) значений к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения и обозначается через t .

Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта.

Дисконтирование денежного потока на m -м шаге осуществляется путем

умножения его значения на коэффициент дисконтирования α_m , рассчитываемый по формуле (2.1):

$$\alpha_m = \frac{1}{(1+E)^{t_m-t^0}}, \quad (2.1)$$

где E - норма дисконта, выражаемая в долях единицы или в процентах в год;

t_m - момент окончания m -го шага.

Норма дисконта является экзогенно задаваемым основным экономическим нормативом, используемым при оценке эффективности ИП [22].

Оценку эффективности проектов рекомендуется проводить по системе взаимосвязанных показателей [21]:

- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма дохода;
- индексы доходности;
- срок окупаемости;

Чистый доход проекта (ЧД, NV) характеризует превышение денежных поступлений над суммарными расходами. Чистый доход рассчитывается по формуле (2.2):

$$\text{ЧД} = \sum_{i=1}^T \text{ДП}_i \quad (2.2)$$

где ЧД - чистый доход проекта;

T – период расчета.

Важнейшим показателем эффективности проекта является чистый дисконтированный доход (другие названия - интегральный экономический

эффект, чистая текущая стоимость, *Net Present Value*, ЧДД, *NPV*) - накопленный дисконтированный эффект за расчетный период. Расчет производится по следующей формуле (2.3):

$$\text{ЧДД} = \sum_{i=1}^T \text{ДП}_i \cdot \alpha_m, \quad (2.3)$$

ЧД и ЧДД характеризуют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта соответственно без учета и с учетом неравноценности эффектов (а также затрат, результатов), относящихся к различным моментам времени.

Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы ЧДД проекта был положительным; при сравнении альтернативных проектов предпочтение должно отдаваться проекту с большим значением ЧДД.

Внутренняя норма доходности (другие названия - ВНД, внутренняя норма дисконта, внутренняя норма прибыли, внутренний коэффициент эффективности, *Internal Rate of Return*, *IRR*). Внутренняя норма доходности - это норма доходности инвестиций, при которой текущая стоимость притоков равна текущей стоимости оттоков реальных денег. Другими словами, внутренняя норма доходности соответствует ставке дисконта, при которой чистый дисконтированный доход равен нулю. Это означает, что ВНД равна максимальному проценту, который можно платить за финансовые ресурсы, идущие на инвестирование, при эксплуатации проекта на бесприбыльно-безубыточном уровне.

В наиболее распространенном случае ИП, начинающихся с инвестиционных затрат и имеющих положительный ЧД, внутренней нормой доходности называется положительное число E_B , если:

- при норме дисконта $E = E_B$ чистый дисконтированный доход проекта обращается в 0,

- это число единственное.

Если расчет ЧДД инвестиционного проекта определяет абсолютную эффективность при некоторой заданной норме дисконта, то ВНД проекта показывает относительную его эффективность и которая затем сравнивается с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал.

Практическое применение данного метода осложнено, если в распоряжении аналитика нет специализированного финансового калькулятора. В этом случае применяется метод последовательных итераций с использованием табулированных значений дисконтирующих множителей.

Также определение ВНД производится на основе решения следующего уравнения (2.4)

$$\sum_{i=1}^T \frac{ДП_i}{(1+ВНД)^{i-1}} = 0, \quad (2.4)$$

где *ВНД* – внутренняя норма доходности проекта, доли единицы или %.

В более общем случае ВНД называется такое положительное число $E_с$, что при норме дисконта $E = E_с$ чистый дисконтированный доход проекта обращается в 0, при всех больших значениях E - отрицателен, при всех меньших значениях E - положителен. Если не выполнено, хотя бы одно из этих условий, считается, что ВНД не существует.

Для оценки эффективности ИП значение ВНД необходимо сопоставлять с нормой дисконта E . Инвестиционные проекты, у которых $ВНД > E$, имеют положительный ЧДД и поэтому эффективны. Проекты, у которых $ВНД < E$, имеют отрицательный ЧДД и потому неэффективны.

Индексы доходности характеризуют относительную «отдачу проекта» на вложенные в проект средства. Они могут рассчитываться как для дисконтированных, так и для не дисконтированных денежных потоков.

Индекс доходности дисконтированных инвестиций (*DPI*, ИДД) - отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы

элементов денежного потока от инвестиционной деятельности. ИДД равен увеличенному на единицу отношению ЧДД к накопленному дисконтированному объему инвестиций. ИДИ определяется по формуле (2.5):

$$ИДИ = \left(\frac{ЧДД}{\sum_{i=1}^T \frac{I_i}{(1+E_n)^{i-1}}} \right) + 1 \quad (2.5)$$

где *ИДИ* – индекс доходности инвестиций, доли единицы.

При расчете могут учитываться либо все капиталовложения за расчетный период, включая вложения в замещение выбывающих основных фондов, либо только первоначальные капиталовложения, осуществляемые до ввода предприятия в эксплуатацию (соответствующие показатели будут, конечно, иметь различные значения).

Индексы доходности превышают 1, если и только если для этого потока ЧД положителен.

Индексы доходности дисконтированных инвестиций превышают 1, если и только если для этого потока ЧДД положителен.

В отличие от чистого дисконтированного дохода индекс доходности является относительным показателем: он характеризует уровень доходов на единицу затрат, т.е. эффективность вложений - чем больше значение этого показателя, тем выше отдача каждого рубля, инвестированного в данный проект.

Индекс доходности дисконтированных затрат (ИДДЗ) - отношение суммы дисконтированных денежных потоков к сумме дисконтированных денежных оттоков.

Значение индекса доходности больше единицы указывает на эффективность проекта, так как это отношение означает, что ЧДД положителен. Проекты, характеризующиеся более высоким ИДД, эффективнее, чем проекты с меньшим значением индекса доходности.

Срок окупаемости проекта характеризует период, за пределами которого накопленный чистых доход становится положительным и в дальнейшем остается неотрицательным.. Срок окупаемости рассчитывается без учета дисконтирования (*PP*) и с учетом дисконтирования (*DPP*). Срок окупаемости с учетом дисконтирования может быть определен из равенства (2.6):

$$\sum_{i=1}^{T_{ок}} \frac{ДП_i}{(1+E_n)^{i-1}} = 0, \quad (2.6)$$

где $T_{ок}$ – срок окупаемости проекта, лет.

В оценке инвестиционных проектов критерии *PP* и *DPP* могут использоваться двояко:

- а) проект принимается, если окупаемость имеет место;
- б) проект принимается только в том случае, если срок окупаемости не превышает установленного в компании некоторого лимита.

2.2 Особенности оценки эффективности инвестиционных проектов на предприятиях нефтеперерабатывающей отрасли

Разработка и оценка проектов в нефтеперерабатывающей промышленности в основном проводится также как и в других отраслях. Вместе с тем эта отрасль имеет и свои особенности, среди которых район размещения предприятия, его мощность, технологическая схема и глубина переработки нефти. Некоторые действующие заводы имеют развитую вспомогательную производственную структуру, мощности которой значительно превышают потребность существующих технологических установок и могут обеспечить значительно большую производительность. Располагая резервными площадями, НПЗ имеет благоприятные перспективы для строительства и ввода в эксплуатацию процессов, облагораживающих продукты первичной переработки нефти и углубляющих процесс [21].

Необходимость повышения эффективности переработки сырья, внедрения более совершенных процессов, сокращение энергетических расходов, улучшение экологической обстановки, расширение ассортимента, повышение качества продукции ставят задачу непрерывной реконструкции производства.

При разработке технологической части вновь вводимых мощностей нефтепереработки или реконструкции существующих учитываются:

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

Сначала приводится перечень, состав, назначение, мощность и загрузка новых, реконструируемых существующих и выводимых из эксплуатации установок.

После разработки мероприятий реконструкции и модернизации составляется товарный материальный баланс.

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

Выработка технических решений содержит несколько разделов. Важным разделом является оценка обеспечения ресурсами, включая потребность:

- в сырье;
- во вспомогательных материалах;
- в катализаторах.

Раздела «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. 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 проекта «Основные строительные решения» - обоснование выбранной схемы генплана, транспортных и инженерных сетей и коммуникаций, а также строительных решений 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:

- определить общие инвестиционные и производственные издержки;
- оценить привлекательность ИП с точки зрения коммерческих интересов инвесторов;
- выявить финансовую состоятельность проекта;
- оценить риск инвестиций и разработать мероприятия по его профилактике и минимизации возможных потерь;
- дать заключение о социально-экономической целесообразности осуществления инвестиций;

– обосновать целесообразность участие 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 [38].

Политика ОАО «НК «Роснефть» разрабатывается с учетом ее стратегии развития и направлена на ее поддержку и на содействие реализации стратегической цели – войти в число крупнейших энергетических корпораций мира, стать лидером отрасли по производственным и финансовым показателям при условии строгого соблюдения высоких стандартов экологической и промышленной безопасности, социальной ответственности и корпоративного управления [13].

Для реализации поставленных целей в ОАО «НК «Роснефть» создана политика по управлению инвестициями [14], которая описывает общие подходы и принципы, определяющие порядок принятия инвестиционных решений и позволяющие добиваться максимального эффекта при реализации проектов.

Задачами Политики являются [14]:

- формализация общих подходов к управлению инвестициями в соответствии со стратегией компании;
- установление основных принципов, на основе которых обеспечивается устойчивый рост стоимости компании за счет реализации проектов с высокой отдачей на вложенный капитал;

– определение основных рисков, возникающих в процессе реализации проектов;

установление единой терминологии в сфере управления инвестициями.

Объектами управления инвестициями являются:

- бизнес-проект;
- инвестиционная программа;
- инвестиционный портфель.

Бизнес-проект (проект) – комплекс мероприятий, направленных на достижение целей, требующий финансовых, трудовых или иных ресурсов со стороны компании, реализуемый в рамках определенного графика и имеющий соответствующее обоснование.

Проекты группируются в инвестиционные программы по техническому или географическому принципу.

Инвестиционный портфель представляет собой реестр проектов и инвестиционных программ, объединенных с целью эффективного управления и для достижения стратегии компании. Инвестиционные программы и проекты в портфеле не обязательно являются взаимозависимыми или напрямую связанными [14].

На рисунке 2.2 изображен: один – инвестиционный портфель, две инвестиционные программы и семь бизнес-проектов.



Рисунок 2.2 – Графическое отображение иерархии объектов управления инвестициями

В целях достижения поставленных целей и успешного решения соответствующих задач управление инвестициями строиться на следующих принципах [14]:

- наличие инвестиционного решения по каждому проекту или инвестиционной программе;
- стандартное оформление: все документы должны представляться в стандартизованном виде;
- открытие финансирования любого проекта предусматривает использование «режима двух ключей»: выделение финансирования на реализацию проекта происходит только при наличии одобрения со стороны уполномоченного инвестиционного органа и наличии соответствующих средств в утвержденном или скорректированном бизнес-плане;
- полномочия и ответственность лиц, принимающих решения по проектам, должны соответствовать их значимости: система принятия инвестиционных решений предусматривает наличие иерархии органов, уполномоченных принимать решения по проектам и инвестиционным программам, в зависимости от их капиталоемкости и стратегической важности;
- наличие экспертизы: по каждому проекту проводится тщательная экспертиза (функциональная, техническая, экономическая, методологическая и на соответствие стратегии компании) перед его рассмотрением соответствующими органами принятия решений;
- персонализация ответственности в течение жизненного цикла проекта: для каждого проекта должен быть определен куратор, который несет персональную ответственность за цели и результаты, заказчик проекта, отвечающий за достижение целей, и руководитель проекта, отвечающий за получение результатов проекта в установленных ограничениях по срокам, бюджету, качеству и уровню риска;
- мониторинг и контроль за реализацией проекта на всех этапах его жизненного цикла;

– этапизация реализации проектов: в целях повышения качества управления проектами они должны предусматривать этапы разработки и реализации.

Процесс «управления инвестициями» в ОАО «НК «Роснефть» включает в себя 7 процессов, которые представлены в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Процессы «управления инвестициями»

Процесс	Подпроцессы, входящие в состав основного процесса
1 Идентификация и классификация	<ul style="list-style-type: none"> - определение проектов, соответствующих целям компании; - классификация проектов; - структурирование проектов, формирование инвестиционных программ.
2 Оценка и оформление	<ul style="list-style-type: none"> - технико-экономическая оценка проекта или инвестиционной программы; - подготовка модели экономического расчета для проекта или инвестиционной программы.
3 Экспертиза	<ul style="list-style-type: none"> - согласование проекта или инвестиционной программы.
4 Одобрение	<ul style="list-style-type: none"> - согласование проекта или инвестиционной программы на инвестиционном комитете ОАО «НК «Роснефть» или его профильном подкомитете.
5 Утверждение	<ul style="list-style-type: none"> - принятие инвестиционного решения уполномоченным инвестиционным органом по проекту или инвестиционной программе.
6 Мониторинг и контроль в течение жизненного цикла проекта	<ul style="list-style-type: none"> - мониторинг и контроль изменений в проекте или инвестиционной программе на всех этапах; - оценка влияния изменений на достижение целей проекта или инвестиционной программы, в сравнении с планом, в т. ч. анализ и оценка факторов, влияющих на оптимизацию или удорожание проекта; - инициирование дополнительного одобрения и утверждения при критических отклонениях.
7 Послепроектный мониторинг	<ul style="list-style-type: none"> - сбор фактических значений производственных показателей.; - план-факт анализ ключевых показателей эффективности; - подготовка извлеченных уроков и мероприятий по реагированию на отклонения; - формирование базы знаний

Политика ОАО «НК «Роснефть» по управлению инвестициями описывает общие подходы и принципы, определяющие порядок принятия инвестиционных решений, позволяет добиваться максимального эффекта при реализации проектов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Цель выпускной квалификационной работы – разработка инвестиционного проекта по оптимизации на примере дочернего общества ОАО «НК «Роснефть» АО «АНПЗ ВНК».

Для достижения указанной цели перед работой был поставлен ряд задач.

В первой главе, рассматривая основные направления развития нефтеперерабатывающей отрасли, выявлено, что для дальнейшего развития отрасли необходимо завершение модернизации и дальнейшая оптимизация мощностей нефтеперерабатывающих производств, обеспечивающих повышение глубины переработки нефти с 72 до 90 % с производством моторных топлив высших экологических классов и увеличение выхода светлых нефтепродуктов 58% до 73–74% при снижении объемов перерабатываемой нефти. Также нуждаются в развитии отечественные технологии глубокой переработки нефти, стимулирование технических мероприятий, направленных на увеличение числа процессов глубокой переработки нефтяных остатков на отечественных НПЗ, повышение качественных характеристик моторных топлив, государственная поддержка развития нефтяных компаний и научных институтов в интересах активизации научно-технической и инновационной деятельности в отрасли

Анализ производственно-хозяйственной деятельности предприятия АО «АНПЗ ВНК» показал, что основные производственно-хозяйственные показатели стабильны. Снижение показателей за 2014 г. связано с чрезвычайным событием, произошедшим на заводе 15 июня 2014 г. на С-400 установке ЛК-6Ус, а также значительный рост активов предприятия за счет привлечения заемных средств в связи с проведением восстановительных работ и увеличения стоимости незавершенного капитального строительства.

В целом финансовое состояние оценивается как неустойчивое, однако возможность восстановления платежеспособности за счет пополнения источников собственных средств и увеличения собственных оборотных средств сохраняется.

Во второй главе была рассмотрена методология оценки эффективности инвестиционных проектов в отрасли.

В третьей главе была проведена оценка коммерческой эффективности проекта по оптимизации производства дизельного топлива и авиакеросина путем реконструкции секций С300/1 и С300/2 установки ЛК6-Ус АО «АНПЗ ВНК».

В данном проекте предложены следующие решения:

– замена существующей каталитической системы секции 300/1 установки ЛК-6Ус на катализатор гидроочистки. Данное решение 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 приложения Г 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 анализа коммерческой эффективности чистый дисконтированный доход проекта при ставке дисконта 20% и жизненном цикле инвестиций 8 лет равен 3503,22 млн. руб., дисконтированный срок окупаемости составит 3,29 года. В дальнейшем, предложенное решение позволит экономить значительные финансовые ресурсы предприятия и повысить эффективность производства в целом.

Также в третьей главе был проведен анализ проектных рисков двумя методами.

Анализ чувствительности показал, что наибольшее влияние на показатели оказывает объем и цена на зимнее дизельное топливо Евро Класс 4 вид III. При снижении этих показателей на 10%, *NPV* становится отрицательным, а проект

убыточным. То же самое произойдет при снижении объема или цены на авиакеросин ТС-1 на 20%. Капитальные затраты проекта имеют большой запас прочности. Это обстоятельство позволяет компенсировать высокий риск при снижении объемов получаемой продукции. Для проекта не опасно существенное изменение ставки дисконта и эксплуатационных затрат.

В анализе безубыточности моделировались изменение наиболее чувствительных параметров и выявлено, что проект останется безубыточным при увеличении капитальных затрат на 195,72%, снижении объем получаемого зимнего дизельного топлива снизится на 8,96%, а объем авиакеросина ТС-1 на 18,97%. Это означает, что инвестиционный проект имеет большой резерв безопасности.

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

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 02.12.2015. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – 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 28.12.2013. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – 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 30.11.2015. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – 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 06.07.2015. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

5 Стратегия социально-экономического развития Сибири до 2020 года [Электронный ресурс] : распоряжение Правительства РФ от 05.07.2010 №1120-р ред. от 11.02.2015. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

6 Основные направления налоговой политики Российской Федерации на 2016 год и плановый период 2017 и 2018 годов [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

7 Проект Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

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

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

10 ГОСТ Р 55475-2013 Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинизированное. Технические условия. – Введ. 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. – Введ. 01.07.2006. – Москва : Стандартинформ, 2009. – 35 с.

12 Годовой отчет ОАО «НК «Роснефть» за 2014 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rosneft.ru/docs/report/2014/2014/strategy.html>.

13 Политика компании в области устойчивого развития ОАО «НК «Роснефть» №ПЗ-01, версия 1.00. – Введ. 16.11.2009. – Москва, 2009. – 17 с.

14 Политика компании по управлению инвестициями ОАО «НК «Роснефть» № ПЗ-03 П-01, версия 1.00. – Введ. 11.04.14. – Москва, 2014. – 33 с.

15 Годовой отчет ОАО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании» за 2013 год. – Ачинск, 2014. – 35 с.

16 Годовой отчет ОАО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании» за 2014 год. – Ачинск, 2015. – 33 с.

17 Предварительный технико-экономический расчет по проектам перспективного развития ОАО «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 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция) : офиц. текст. – Москва : Экономика, 2000. – 82 с.

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

24 Управление проектами : учебник / Л.Г. Матвеева [и др.] – Ростов-на-Дону : Феникс, 2009. – 422 с.

25 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.

26 Чеглакова, С.Г. Анализ финансовой отчетности: учебное пособие для вузов / С.Г. Чеглакова. – Москва : Дело и Сервис, 2013. – 288 с.

27 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.

28 Березной, А.В. Сценарии развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической отрасли / А.В. Березной, А.А. Еделькина // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2014. – №10. – С. 12-16.

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 / Зуйков А.В. [и др.] // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. – №1. – С. 11-15.

34 Касюк, Ю.М.. Опыт модернизации производства дизельного топлива с улучшенными низкотемпературными характеристиками / Касюк Ю.М., Дружинин О.А., Мельчаков Д.А., Хандархаев С.В. // 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 Поротова, Т.В. Методические основы оценки эффективности инвестиционного проекта / Т.В. Поротова // Экономика и предпринимательство. – 2015. – №10-1. – С. 1170-1173.

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

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

41 Хавкин, В. Совершенствование производства дизельного топлива / В. Хавкин, Л. Гуляева, Н. Виноградова, Б. Винокуров // Oil&Gas Journal Russia. – 2011. – №4. – С. 62-64.

42 Хаджиев, С.Н. Перспективные технологии для нефтепереработки и нефтехимии / С.Н. Хаджиев, В.М.Капустин, А.Л. Максимов // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2014. – №9. – С. 3-10.

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

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

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

46 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>.

47 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>.

48 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/neftegazohimicheskiy-kompleks-rossiyskoj-federatsii-problemy-i-perspektivy-razvitiya>.

49 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.

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

Модернизация НПЗ: статус выполнения

	Рязанская НПК	Ангарская НКК	Новокуйбышевский НПЗ	Сызранский НПЗ	Куйбышевский НПЗ	Комсомольский НПЗ	Туапсинский НПЗ	Ачинский НПЗ	Эффект на выпуск нефтепродуктов
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.



Завершение в 2015–2016 гг.



Завершение в 2017 г. и далее



Реконструкция

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(обязательное)

Бухгалтерский баланс АО «АНПЗ ВНК» на 31 декабря 2014 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(обязательное)

Отчет о финансовых результатах за 2014 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(обязательное)

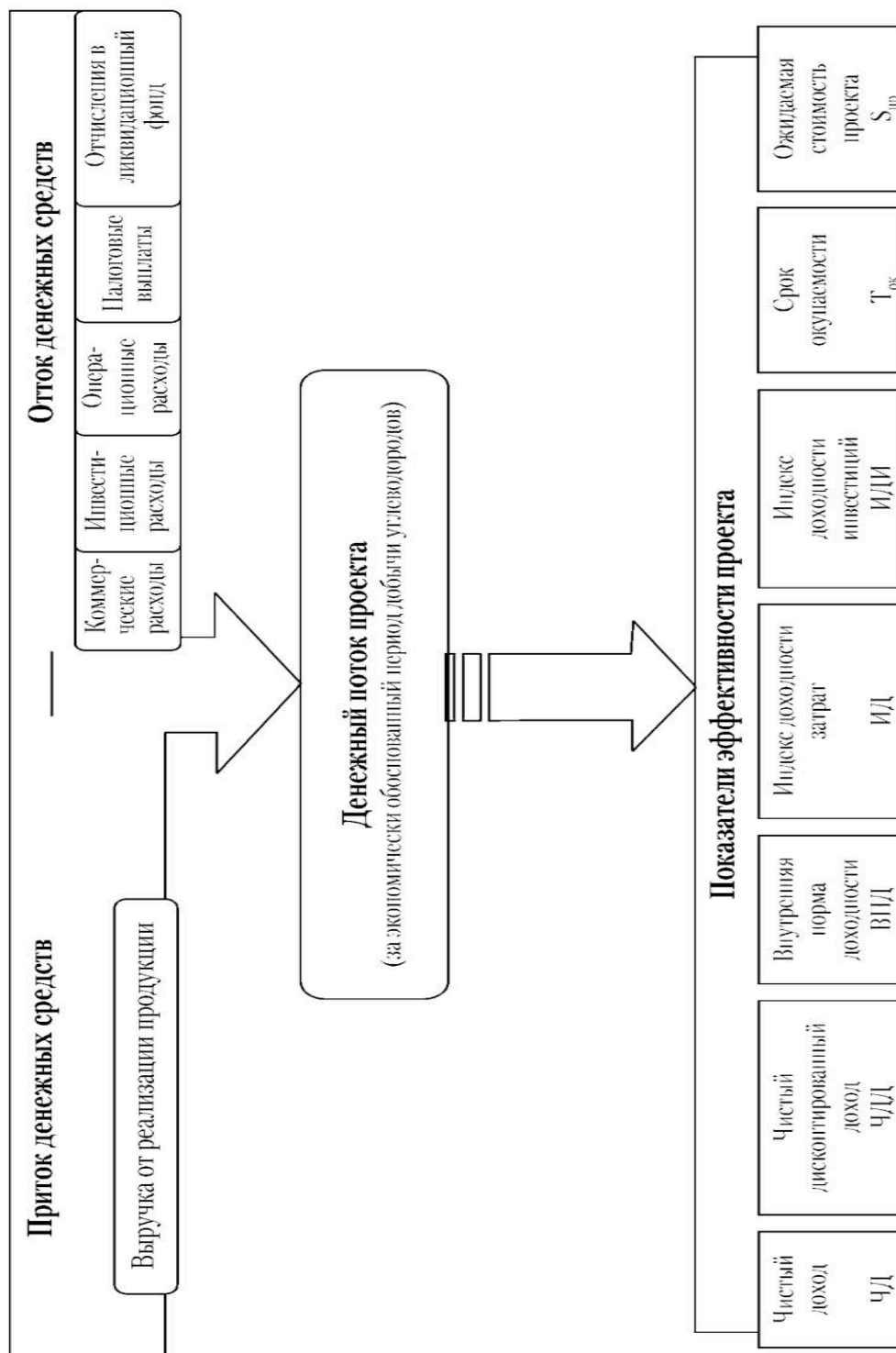
Сравнительный аналитический баланс АО «АНПЗ ВНК»

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(справочное)

Оценка стоимости чистых активов

ПРИЛОЖЕНИЕ Е (справочное)

Алгоритм расчета денежного потока и показателей эффективности



ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
(справочное)

**Принципиальная схема установки гидроочистки дизельного топлива,
совмещенная с процессом депарафинизации**

ПРИЛОЖЕНИЕ И
(обязательное)

**Принципиальная схема модернизированной установки гидроочистки
керосина**

ПРИЛОЖЕНИЕ К

(обязательное)

Расчет чистого дохода и чистого дисконтированного дохода проекта

(показатели в млн.руб.)

ПРИЛОЖЕНИЕ Л
(обязательное)

**Изменение результирующих критериев по факторам в абсолютных
величинах**

ПРИЛОЖЕНИЕ М
(обязательное)

**Изменение результирующих критериев по факторам в абсолютных
величинах**

ПРИЛОЖЕНИЕ Н
(обязательное)

**Изменение результирующих критериев по факторам в относительных
величинах**