

Закрытое Акционерное Общество
«Корпорация ОРЕЛНЕФТЬ»

**Технико-экономическое обоснование
инвестиционного проекта
(Банковское ТЭО)**

**ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА
НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРОДУКТОВ И ТОВАРНЫХ
МАСЕЛ В ОРЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ**



Москва 2012

1.РЕЗЮМЕ ПРОЕКТА.	3
1.1 Цель.....	3
1.2 МЕСТО РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА, СТРОИТЕЛЬНАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА.	4
1.3 ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ ПРОДУКЦИЯ:	6
1.4 ПОТРЕБНОСТИ В ФИНАНСИРОВАНИИ.....	6
1.5 ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ.	7
1.6 НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ БАЗА И МЕТОДОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНОВА АНАЛИЗА.	7
2. МАРКЕТИНГОВОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ РЫНКА НЕФТЕПРОДУКТОВ.	8
2.1 СОСТОЯНИЕ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ И МИРА.	9
2.2 ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ И ЕЁ РАЗМЕЩЕНИЕ.	11
2.3 ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ	21
2.4 ПОСТАВЩИКИ НЕФТИ.....	22
2.5. ВЛИЯНИЕ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ НА ЭКОЛОГИЧЕСКУЮ СИТУАЦИЮ В РФ.....	24
3. ОПИСАНИЕ ПРОЕКТА ПО РЕАЛИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА В ОРЛОВСКОЙ ОБЛ.	26
3.1 ОПИСАНИЕ ОРЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ.	26
РАСПОЛОЖЕНИЕ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА.....	29
3.2 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПАНИИ ЗАО «КОРПОРАЦИЯ ОРЕЛНЕФТЬ».	30
3.3 ЭТАПЫ СТРОИТЕЛЬСТВА И ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ ПРОЕКТА.	36
4. ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ТЕХНОЛОГИИ	40
4.1 ПЕРВИЧНАЯ ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ.....	42
4.2 ВТОРИЧНАЯ ПЕРЕГОНКА БЕНЗИНА.....	45
4.3 ДРУГИЕ ПРОЦЕССЫ ПРОИЗВОДСТВА БЕНЗИНА	50
4.4 ПРОДУКТЫ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ.	53
5. ФИНАНСОВЫЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТА	60
5.1 ОБЪЁМ, ЦЕНА И СТРУКТУРА ВЫРУЧКИ ПО ВИДАМ ПРОДУКЦИИ.....	60
5.3 АНАЛИЗ ЗАТРАТ ТЕКУЩЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРОЕКТА.....	63
5.4 СРОКИ ОКУПАЕМОСТИ ПРОЕКТА.....	68
5.5 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ	69
6. ВЫВОДЫ.	71

1.Резюме проекта.

ЗАО «Корпорация ОРЕЛНЕФТЬ», при поддержке Правительства Орловской области, согласно Распоряжению Коллегии №456-Р от 15.12.2008г., реализует проект по строительству НПЗ по производству нефтехимической продуктов и товарных масел в Орловской области на основе современных технологий. Проект был включен в план социально-экономического развития области, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации.

Также, на сегодняшний день, между ЗАО «Корпорация «ОРЕЛНЕФТЬ» и Правительством Орловской области, подписано Соглашение от 15.07.2011 г. о сотрудничестве и взаимодействии, на основании которого Администрация Верховского р-на Орловской области, в пределах своих полномочий, обязуется осуществлять поддержку и стимулирование данного инвестиционного проекта, а также, рассматривать возможность предоставления мер государственной поддержки в соответствии с Законом Орловской области от 06.10.2009 г. №969-ОЗ «О государственной поддержке инвестиционной деятельности в Орловской области».

1.1 Цель.

ЗАО "Корпорация ОРЕЛНЕФТЬ" планирует разместить на территории земельного участка, находящегося по адресу: Орловская область, Верховский р-н, Туровский с/с, территория ТиВ «Победа», общей площадью 598,18 Га, нефтеперерабатывающий завод по производству нефтехимических продуктов и товарных масел мощностью переработки 4 млн. тонн в год. В Орловской области, как и в других областях, ежегодно увеличивается количество автотранспорта, но, не смотря на прохождения через территорию области нефтепровода «Дружба», в области нет нефтеперерабатывающих предприятий в связи с чем топливо закупается с НПЗ соседних областей (Рязанская, Московская), что негативно отражается на расходах бюджета области. Поставка сырья планируется по нефтепроводу «Дружба», вывоз готовой продукции для нужд Орловской области – автотранспортом, для нужд соседних областей – авто и железнодорожным

транспортом, для экспортных поставок – железнодорожный транспорт либо по нефтепроводу.

1.2 Место реализации проекта, строительная и экологическая оценка.

Для строительства нефтеперерабатывающего завода Правительством Орловской области, а именно Главой Администрации Верховского района Орловской области – Гладских Виктором Алексеевичем., выделен земельный участок площадью 598,18 га , на основании Акта выбора земельного участка от 15.07.2011 г.

ЗАО «Корпорация «ОРЕЛНЕФТЬ» приняла на себя обязательства по аренде вышеуказанного земельного участка сроком на 49 лет, на основании подписанного договора уступки прав и обязанностей аренды земельного участка №4/2011 от 12.07.2011 г., который на данный момент находится в процессе выкупа и оформления в собственность ЗАО «Корпорация «ОРЕЛНЕФТЬ».

Участок расположен в Верховском районе Орловской области на расстоянии 5 км от районного центра Верховье, зарегистрированный под следующими кадастровыми номерами:

№№	Кадастровый номер	Площадь кв.м.	Кадастровый паспорт
1	57:19:0020103:399	763 990	57:19/02-08-0840
2	57:19:0020103:396	1 482 665	57:19/02-08-0830
3	57:19:0020103:409	274 872	57:19/02-08-0860
4	57:19:0020103:406	192 660	57:19/02-08-0853
5	57:19:0020103:407	114 874	57:19/02-08-0855
6	57:19:0020103:400	979 780	57:19/02-08-0842
7	57:19:0020103:394	1 432 335	57:19/02-08-0825
8	57:19:0020103:395	740 581	57:19/02-08-0828

При выборе участка учитывались следующие факторы:

1. соблюдение санитарных норм для предприятий данной категории (не менее 1 км от жилых строений, не менее 200 м от естественных водоемов);

2. приближение к железной дороге (расстояние до узловой железнодорожной станции не более 5 км);

3. непосредственная близость к высоковольтной линии электропередач с возможностью подключения и строительства трансформаторной подстанции;

4. расстояние до распределительной насосной станции «Верховье» нефтепровода «Дружба» - 1 км.

Выбор мощности завода до 4 млн. тонн нефти в год, в том числе определен экологическими нормами земельного участка и естественных водоемов (для увеличения мощности необходимо строительство дамбы и дополнительные согласования).

Для реализации проекта по строительству НПЗ на данном участке проделаны следующие работы:

- проведена экологическая экспертиза;
- совместно с ООО «Международный консорциум РИФИН» проведена разработка концепции строительства НПЗ;
- разработан планово-картографический материал района строительства НПЗ;
- проведены сходы с населением района, на которых получено одобрение на строительство НПЗ;
- проведены все необходимые предпроектные согласования, зафиксированные на картографическом плане в масштабе 1:1000;
- получено заключение ГИП «ВНИПИ Нефть»;
- совместно с ГИП «ВНИПИ Нефть» разработаны техническое задание и технические условия.

В данном ТЭО приведены расчеты и описание комплекса решений по созданию будущего производства, включая различные виды планирования; анализ рынка нефтепродуктов и финансовую оценку проекта.

1.3 Предполагаемая продукция:

Благодаря современному оборудованию и технологиям, которые будут использоваться на заводе глубина переработки сырой нефти составит 96,5 %.

Выпуск светлых нефтепродуктов будет соответствовать стандарту ЕВРО – 5.

Ниже представлены виды нефтепродуктов, получаемые в процессе переработки 4 000 тыс. тонн сырой нефти, построенным заводом.

Таблица 1. Виды и объемы продукции, планируемой к выпуску на НПЗ.

Виды продукции	Объемы продукции	% выхода
Бензины	1300 тыс. тонн/год	32,5%
Дизельное топливо	1500 тыс. тонн/год	37,50%
Керосин	380 тыс. тонн/год	9,50%
Сжиженный газ	200 тыс. тонн/год	5%
Кокс	180 тыс. тонн/год	4,50%
Сухого газа	120 тыс. тонн/год	3%
Товарные масла	100 тыс. тонн/год	2,50%
Битум	95 тыс. тонн/год	2,38%
Полипропилен	80 тыс. тонн/год	2%
Сера	25 тыс. тонн/год	0,62%
Потери	20 тыс. тонн/год	0,50%

1.4 Потребности в финансировании.

Стоимость капитальных вложений в проект составит 150 млрд. рублей, из которых 68 млрд. руб. планируется потратить на инвестиции в здания и сооружения, 72 млрд. рублей на оборудование и другие активы. Также, с началом запуска завода, потребуется порядка 9 млрд. рублей инвестиций в оборотный

капитал. Финансирование планируется за счет собственных средств акционеров, кредитов Банков, инвестиций западных и Российских компаний.

1.5 Финансовые результаты.

Финансовые результаты разработанного ТЭО, говорят об экономической целесообразности и эффективности создаваемого производства. Срок окупаемости капиталовложений с момента начала финансирования составит 13 лет, а с момента ввода завода в эксплуатацию – 8 лет. Подробные расчеты представлены в Главе 5 ТЭО.

1.6 Нормативно-методическая база и методологическая основа анализа.

Для финансовой оценки проекта произведены следующие расчеты:

- прогноз предполагаемых доходов, составленный на основании текущего состояния рынка нефтепереработки;
- анализ предполагаемых производственных затрат;
- анализ интегральных показателей эффективности проекта: внутренняя норма доходности (ВНД, IRR); чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV) и другие показатели.

2. Маркетинговое исследование рынка нефтепродуктов.

Значение нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности в экономическом развитии России чрезвычайно велико, что обусловлено не только высокой степенью концентрации значительного объема мировых ресурсов нефти на территории страны. Результаты деятельности нефтяной отрасли являются основной базой для формирования платежного баланса, поддержания курса национальной валюты, имеют ключевое значение для преодоления кризисных явлений. В 2010 году 44% доходов бюджета России и 20% внутреннего валового продукта сформировано нефтегазовой отраслью; дефицит бюджета без учета нефтегазовых доходов и внешних заимствований за последние 10 лет вырос с 1,7% ВВП в 2000 году до 13,7% ВВП в 2010 году. Численность занятых на предприятиях нефтяной промышленности и обслуживающих ее отраслей превышает 16% общего количества занятых в России.

Неопределенность на мировом рынке энергоносителей, нестабильность и низкая эффективность государственного регулирования нефтегазовой отрасли в России препятствуют притоку инвестиций; отказ от налоговых льгот, отсутствие системы дифференцированного подхода к объектам недропользования различного качества, стимулирующего рост эффективности нефтедобычи на разрабатываемых месторождениях, повышают экономические риски.

Стратегическими задачами развития нефтяной отрасли Российской Федерации является поддержание уровня добычи нефти, обеспечивающего максимальный экономический эффект и бюджетные поступления, развитие нефтепереработки и транспортной инфраструктуры для обеспечения внутренней и экспортной потребности в нефти и нефтепродуктах. Таким образом, от показателей развития российской энергетики зависят не только перспективы социально-экономического развития государства, но и возможность обеспечения стабильности на мировом рынке энергоресурсов, и прежде всего, на рынке Европы.

Основными проблемами средне- и долгосрочного развития нефтегазовых компаний являются нерациональное недропользование, несоответствие условий и показателей воспроизводства минерально-сырьевой базы задачам развития добычи нефти, а также особенности налогообложения, не обеспечивающие достаточных стимулов углубления переработки сырья, проведения геологоразведочных работ, разработки трудноизвлекаемых и низкокачественных запасов месторождений.

Важным фактором активизации инвестиционной деятельности в нефтяной отрасли России является демонополизация, поскольку в ряде случаев препятствия для реализации инвестиционных проектов государственного масштаба или значительное их удорожание создают крупнейшие компании в сфере добычи, транспортировки или переработки нефтегазового сырья. Дальнейшее развитие отрасли требует создания сбалансированной системы стимулов и ограничений, способствующей оптимальному сочетанию частных и государственных интересов развития сектора.

Стратегическими задачами развития нефтяной отрасли РФ и решения проблемы дефицита бюджета является поддержание уровня добычи нефти, обеспечивающего максимальный экономический эффект и бюджетные поступления, развитие нефтепереработки и транспортной инфраструктуры для обеспечения внутренней и экспортной потребности в нефти и нефтепродуктах.

Таким образом, от показателей развития российской энергетики зависят не только перспективы социально-экономического развития государства, но и возможность обеспечения стабильности на мировом рынке энергоресурсов.

2.1 Состояние нефтяной отрасли России и мира.

Основные мировые запасы нефти – более 56% или 102 млрд. тонн – сконцентрированы на Ближнем Востоке. Прирост доказанных мировых запасов нефти в 2010 г. по сравнению с 1990 г. был преимущественно обусловлен ростом

показателей Южной и Центральной Америки (в 2,9 раза) и Африки (в 2,2 раза), в то время как запасы в Европе и Евразии выросли на 60%.

Россия входит в первую десятку стран с крупнейшими запасами нефти, уступая только странам Ближнего Востока и Венесуэле. Самыми богатыми запасами нефти располагают: Саудовская Аравия, Венесуэла, Иран, Ирак, Кувейт, Объединенные Арабские Эмираты. Совокупный объем их запасов составляет 67% мирового объема. Россия по данному показателю занимает 7 место в мире – 5,6% мировых запасов.

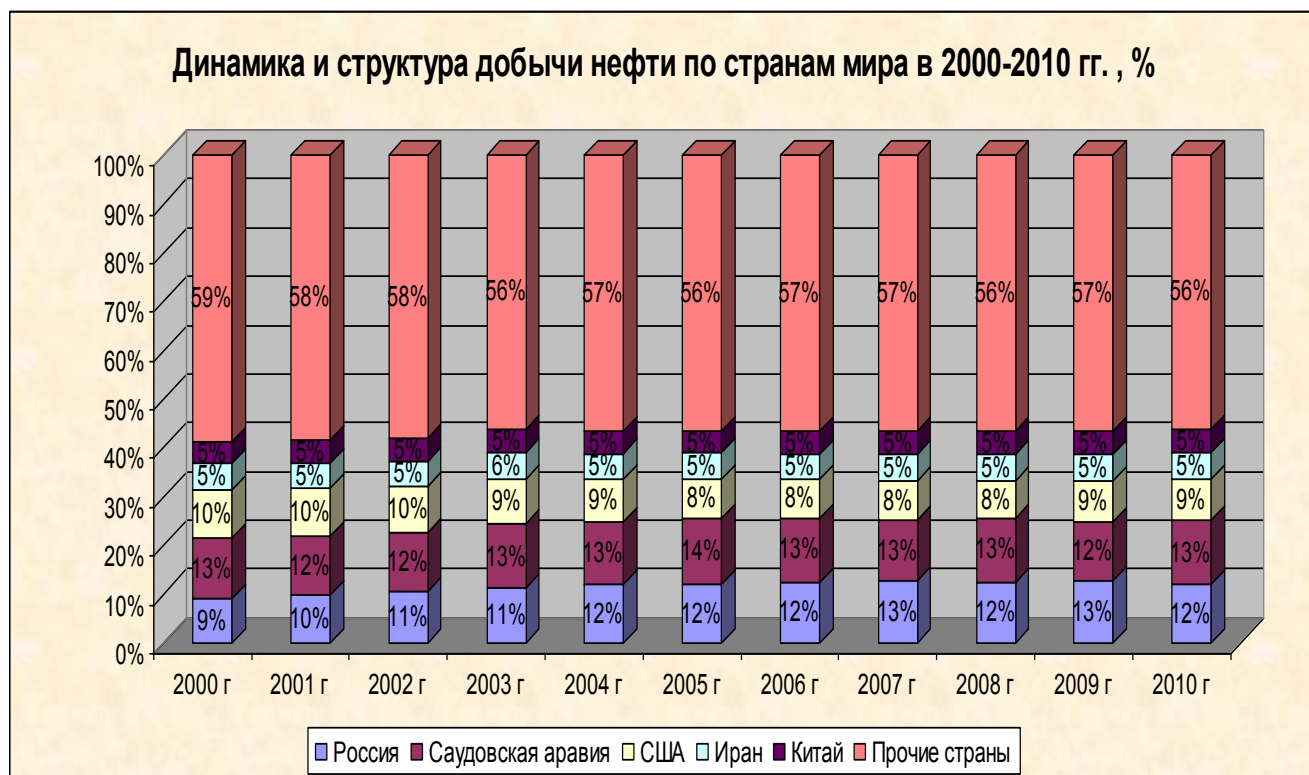
Разработка подготовленных запасов, в том числе на уникальных месторождениях, затрудняется из-за целого ряда проблем: сложных геолого-экономических условий, удаленности от инфраструктуры, высоких экологических рисков в отдельных регионах отсутствия технологий извлечения высоковязких нефтей, нерентабельности ввода в разработку новых участков в современной системе налогообложения.

Приоритетным направлением государственной политики в сфере нефтяной отрасли России является создание стимулов для освоения новых крупных месторождений нефти в России и развитие системы её транспортировки.

По объему добычи нефти Россия по итогам 2009 г. вышла на 1 место в мире – 494,2 млн. тонн, однако в 2010 г. вновь уступила первенство Саудовской Аравии.

В 2000-2010 г. добыча нефти в России росла (за исключением кризисного 2008г. наблюдался спад на 0,4%), за рассматриваемый период увеличился в 1,5 раза. Динамика мировой добычи нефти представлена в Диаграмме 1.

Диаграмма 1. Динамика добычи нефти по странам мира в %.



2.2 Особенности нефтеперерабатывающей промышленности России и её размещение.

Нефтеперерабатывающая отрасль представляет собой совокупность производств, основанных на переработке нефти, её фракций и нефтяных газов в промышленные нефтепродукты и сырьевые полупродукты для нефтехимии, основного органического и микробиологического синтеза. Нефтеперерабатывающая отрасль является стратегически важной для экономики страны.

Россия занимает 3 место в мире по первичной переработке сырьевой нефти с долей 6,3% мировой переработки.

Нефтеперерабатывающая отрасль России существенно отстает в своем развитии от промышленно развитых стран мира. Основными проблемами отрасли

являются: недопустимо низкая глубина переработки нефти, низкое качество выпускаемых нефтепродуктов, отсталая структура производства, высокая степень износа основных фондов, высокий уровень энергопотребления. Российские нефтеперерабатывающие предприятия отличаются низким уровнем конверсии нефтяного сырья в более ценные продукты переработки. В среднем по РФ выход основных моторных топлив (автобензин, дизельное топливо) значительно уступает показателям нефтепереработки в промышленно развитых странах, а доля выработки топочного мазута наиболее высока.

Из-за слабого развитого внутреннего рынка нефтепродуктов и низкого качества нефтепродуктов, поступающих на внешний рынок, российские НПЗ загружены на 75-80%, в то время как для мировой нефтепереработки сегодня из-за огромного спроса и высоких цен на нефтепродукты характерна загрузка мощностей в ряде стран, близкая к 100%.

Размещение предприятий нефтеперерабатывающей промышленности зависит от размеров потребления нефтепродуктов в разных районах, техники переработки и транспортировки нефти, территориальных соотношений между ресурсами и местами потребления жидкого топлива.

Добытая из недр земли нефть содержит большое количество песка, солей и воды. Нефть нужно очистить, поэтому она сначала поступает на нефтеочистительные заводы, которые строят обычно в районах ее добычи. Затем очищенная нефть поступает на нефтеперерабатывающие заводы, которые строятся в районах потребления нефтепродуктов.

Нефтеперерабатывающая промышленность вырабатывает нефтепродукты (мазут, бензин, керосин, дизельное топливо, смазочные масла и пр.), которые непосредственно используются потребителями. Технический прогресс в транспортировке нефти привел к отрыву нефтеперерабатывающей промышленности от нефтедобывающей. Переработка нефти чаще сосредотачивается в районах массового потребления нефтепродуктов.

Между тем приближение нефтеперерабатывающей промышленности к местам потребления нефтепродуктов имеет ряд преимуществ, связанных с ее транспортировкой и хранением:

- транспортировка нефти всегда экономичнее перевозки ее многочисленных производных;
- для транспортировки нефти могут быть широко использованы трубопроводы, которые, помимо сырой нефти, осуществляют перекачку светлых продуктов;
- хранение сырой нефти обходится дешевле, чем нефтепродуктов;
- потребитель получает возможность одновременно использовать сырую нефть, поступающую из разных районов.

Нефтепереработка в разных районах страны находится в зависимости не только от качества исходной сырой нефти, но и от того, какие виды топлива в местных условиях оказываются наиболее эффективными.

Нефтеперерабатывающие заводы разместились на трассах нефтепроводов (Лисичанск, Кременчуг, Мозырь, Новополоцк, Павлодар), на водных путях и в морских портах (Батуми, Красноводск), куда сейчас проложены трубопроводы. Поэтому удельный вес районов добычи нефти в ее переработке резко сокращается. В них сосредоточена еще значительная часть нефтеперерабатывающих заводов (Баку, Аттынау, Фергана, Дрогобыч, Надворная, Долина), идет интенсивная их реконструкция и зачастую расширение. Новых заводов в районах добычи нефти уже не строят.

В настоящее время в странах СНГ работают 46 нефтеперерабатывающих заводов общей мощностью 10 млн. бар./день, которые в основном располагают установками первичной переработки нефти. Доля термических и каталитических процессов невелика и составляет приблизительно 40% от мощностей атмосферной перегонки нефти.

Таблица 2. Количество нефтеперерабатывающих заводов в странах СНГ и их общая мощность.

Страна	Число заводов	Мощность заводов, млн. бар/день
Россия	27	6,4
Украина	7	1,2
Казахстан	3	0,4
Азербайджан	2	0,4
Беларусь	2	0,8
Туркменистан	2	0,2
Узбекистан	1	0,2
Грузия	1	0,1

Нефть не используется в первоначальном виде, поэтому нефтеперерабатывающие заводы - основной ее потребитель. Они располагаются во всех районах страны, т.к. выгоднее транспортировать сырую нефть, чем продукты ее переработки, которые необходимы во всех отраслях народного хозяйства.

Из 27 НПЗ, расположенных на территории России, 9 было пущено в эксплуатацию до Второй Мировой войны, ещё 5 заводов построены до 1950 г., ещё 10 заводов – до 1960 г. включительно. Таким образом, 15 нефтеперерабатывающих заводов из 27 функционируют более 60 лет. Это говорит об изношенности нефтеперерабатывающих мощностей. Самым старым НПЗ является Менделеевский, расположенный в г. Ярославле, а самым молодым – Нижнекамский, первый этап строительства которого завершён в 2006 г. Последний завод в период существования Советского Союза на территории нынешней РФ был построен в 1981 г. (Ачинский НПЗ).

Таблица 3. Год запуска и возраст российских НПЗ.

Города	Год пуска	Возраст завода в
Ярославль (НПЗ им. Менделеева)	1879	132
Ярославль (ЯНОС)	1927	84
Ухта	1933	78
Саратов	1934	77
Орск	1935	76
Хабаровск	1936	75
Москва	1938	73
Уфа, НПЗ	1938	73
Грозный	1940	71
Комсомольск	1942	69
Самара	1943	68
Новокуйбышев	1946	65
Краснодар	1948	63
Туапсе	1949	62
Уфа, НУ НПЗ	1951	60
Салават	1952	59
Омск	1955	56
Ангарск	1955	56
Кстово	1956	55
Волгоград	1957	54
Уфа, НХ	1957	54
Пермь	1958	53
Сызрань	1959	52
Рязань	1960	51
Кириши	1966	45
Ачинск	1981	30
Нижнекамск	2006	5

Как видно из представленной информации, практически все действующие нефтеперерабатывающие заводы нуждаются в модернизации и переоснащении, что не может не отражаться на экономике страны в целом. При наличии больших запасов нефтяных ресурсов России, мы не можем использовать их эффективно, имея относительно небольшое количество НПЗ, которые в свою очередь устарели и требуют обновления.

Значительной проблемой нефтеперерабатывающей промышленности России является высокая степень износа основных фондов, составляющая до 80%, а также использование устаревших энергоемких и экономически несовершенных технологий. В результате данная отрасль характеризуется высоким уровнем энергопотребления, что негативно отражается на экономической эффективности переработки нефти. Удельный расход энергоресурсов на действующих российских НПЗ в 2-3 раза превышает зарубежные аналоги.

В результате нефтеперерабатывающая промышленность приобрела ряд специфических черт: устаревание НПЗ, низкая глубина переработки нефти, низкая загрузка производственных мощностей, дефицит мощностей по вторичной переработке нефти, слабое использование современных технологических процессов.

Факторы, препятствующие технологическим инновациям:

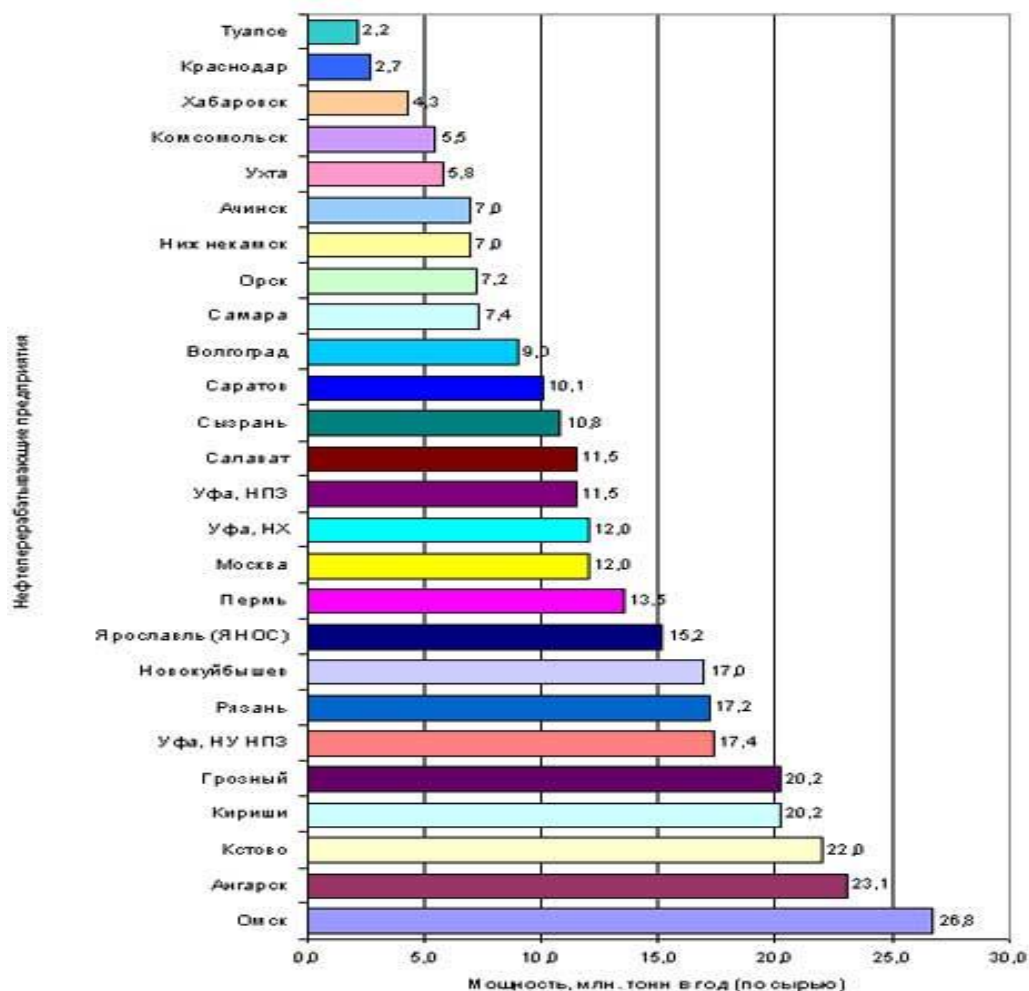
- низкий уровень научно-технического потенциала отрасли;
- недостаток собственных денежных средств;
- высокая стоимость инновационных разработок;
- недостаток финансовой поддержки государства.

В связи с этим, для выпуска конкурентоспособной продукции необходимо направить основные усилия в:

- увеличение глубины переработки нефти;
- модернизацию основных фондов;
- внедрение инновационных технологий;
- оптимизацию цепей поставок и модернизацию логистического оборудования;
- усиление позиций нефтеперерабатывающих производств в формировании эффективных направлений развития ВИНК.

Ниже представлена сортировка отечественных НПЗ по возрастанию мощности.

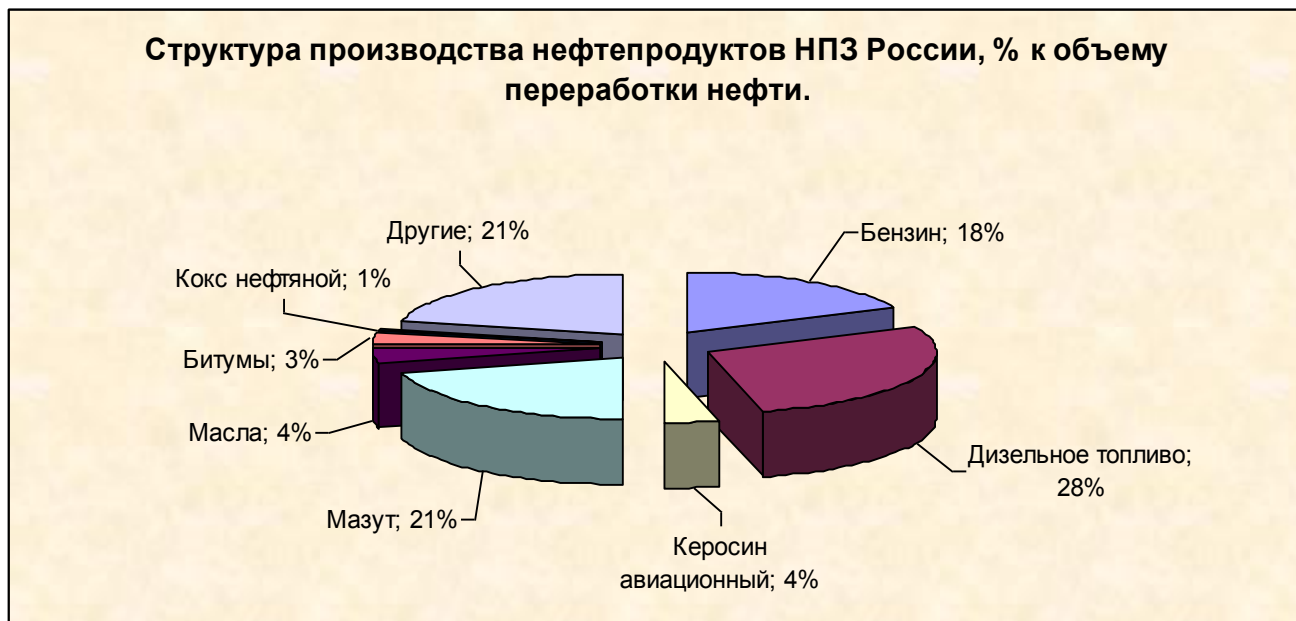
Диаграмма 2. Мощности российских НПЗ.



Одним из основных показателей эффективной работы НПЗ является глубина переработки нефти. Так по данным Минэкономразвития России глубина переработки нефти в РФ в 2010г. составила 71,2% против 71,9% в 2009г, тогда как в развитых странах этот показатель равен 90%. Значительная часть попутных компонентов, таких как растворенный газ, на российских НПЗ не извлекается. Минэнерго предлагает законодательно закрепить уровень глубины переработки нефти на российских предприятиях — он должен быть не менее 89% для более эффективного использования природных ресурсов и обеспечения населения потребности в нефтепродуктах. Правительственная программа совершенствования нефтеперерабатывающей отрасли страны предусматривает, что глубина переработки нефти до 1 января 2013 года будет не менее 83%, а спустя два года — к январю 2015-го — достигнет как минимум 87%. При этом Минэнерго предлагает законодательно закрепить государственные преференции для тех, кто план перевыполнит. Так, государство предоставит преимущества, «которые обеспечивают более выгодные условия деятельности, путем передачи государственного и муниципального имущества, иных объектов гражданских прав либо путем предоставления имущественных льгот» для НПЗ, у которых глубина переработки нефти более 92%, производство светлых нефтепродуктов — более 77%.

Структура производства нефтепродуктов в России в 2010 г. по продуктам переработки представлена в Диаграмме 3.

Диаграмма 3. Производство нефтепродуктов в России в % к объему переработки нефти.

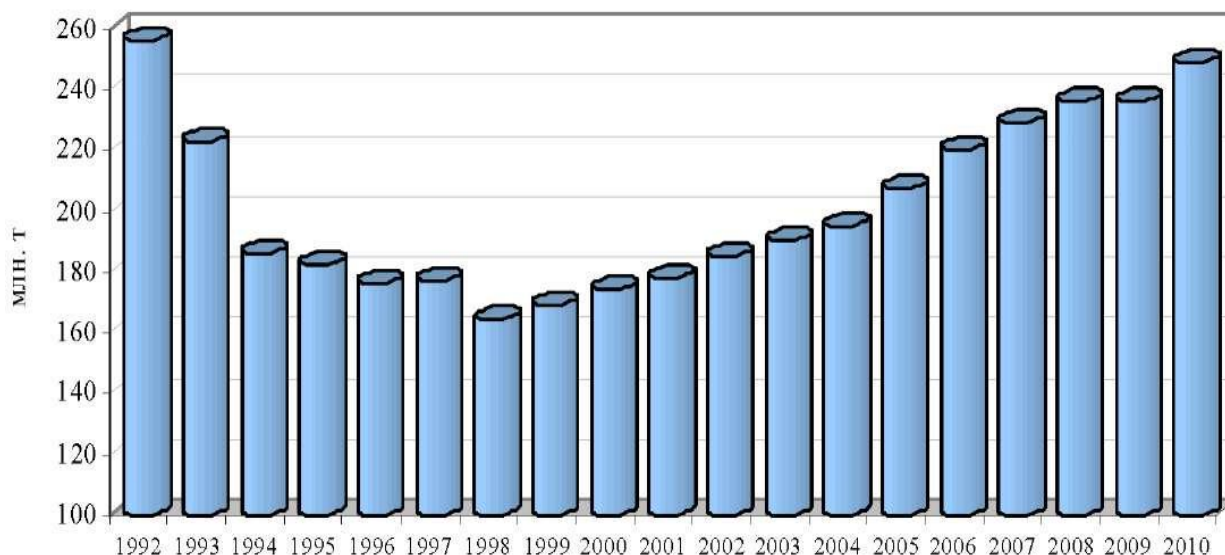


После спада в 2009 году российская нефтепереработка возобновила рост производства в 2010 году. По объемам производства нефтеперерабатывающая отрасль вышла на рекордный уровень по всем группам продукции (первичная переработка, производство бензина, дизельного топлива и топочного мазута).

Рост производства в отрасли обусловлен увеличением спроса на внешнем рынке, а также существенным увеличением экспорта российского мазута и дизельного топлива.

Диаграмма 4.

Первичная переработка нефти



Наибольшие темпы роста отмечены в производстве мазута. Это связано с тем, что росли поставки мазута как на внутренний рынок, так и на внешний. То же самое можно сказать о дизельном топливе. Вместе с тем рост производства автомобильного бензина был сравнительно небольшим, так как его экспортные поставки в 2010 году снижались.

Доля переработки нефти в объеме ее добычи возросла до 49.4% против 47.8% за соответствующий период прошлого года.

Ниже представлена диаграмма, информирующая об объемах реализации нефтепродуктов по видам с 2002 по 2010 г.

Диаграмма 5.



2.3 Транспортировка нефти

В настоящее время большая часть нефти перекачивается по нефтепроводам и их доля в транспортировке продолжает расти. В состав нефтепроводов входят трубопроводы, насосные станции и нефтехранилища. Скорость движения нефти по нефтепроводам - 10-12 км/ч. Стандартный диаметр труб - 12 тыс. мм. Производительность в год - 90 млн. тонн нефти. По эффективности с нефтепроводами могут соперничать только морские перевозки танкерами. Кроме того, они менее опасны в пожарном отношении и резко снижают потери при транспортировке (доставке).

Трубопроводы — наиболее эффективное средство транспортировки нефти (исключая морские перевозки танкерами). Пропускная способность нефтепровода диаметром 1220 мм составляет 80—90 млн. т в год при скорости движения потока нефти 10—121 км/час.

Приближение нефтеперерабатывающей промышленности к местам потребления нефтепродуктов имеет ряд преимуществ:

1) резко сокращаются перевозки мазута, масел и других вязких нефтепродуктов независимо от того, каким образом поступает сырая нефть к потребителям — по водным путям, железным дорогам или трубопроводам;

2) транспортировка сырой нефти всегда экономичнее перевозки ее многочисленных производных;

3) для транспортировки сырой нефти могут быть широко использованы трубопроводы, которые помимо нее осуществляют перекачку только светлых продуктов;

4) хранение сырой нефти обходится дешевле, чем хранение нефтепродуктов;

5) потребитель получает возможность одновременно использовать сырую нефть, поступающую из разных районов;

6) размещение переработки нефти приобретает повсеместный характер;

С целью значительного сокращения транспортных расходов должно совершенствоваться размещение нефтеперерабатывающих предприятий и расширяться строительство нефтепродуктопроводов.

2.4 Поставщики нефти.

На российском рынке нефтедобычи работают 240 компаний, при этом порядка 90% добычи нефти в стране обеспечивают 10 крупных холдингов, которые представляют собой вертикально–интегрированные нефтяные компании (ВИНК). Под вертикальной интеграцией понимают объединение на финансово-экономической основе различных технологически взаимосвязанных производств. В нефтяном секторе в ВИНК входят предприятия, относящиеся к последовательным стадиям технологического процесса: разведка и добыча нефти — транспортировка — переработка — нефтехимия — сбыт нефтепродуктов и нефтехимикатов. Вертикальная интеграция подразумевает наличие в составе холдинга одновременно добывающих, перерабатывающих и сбытовых подразделений.

В РФ можно выделить три группы существующих холдингов:

- государственные (где доля государственной собственности составляет 100% в Уставном капитале, например, АО «Транснефть»);
- частично государственные (доля госсобственности составляет значительную часть: 38—51%, например Роснефть);
- новые холдинги, созданные без участия государства. Все без исключения нефтяные холдинги в России созданы на базе

государственных приватизированных предприятий. К категории новых АО могут быть отнесены только дочерние предприятия, созданные самим холдингом.

Крупнейшими российскими нефтяными компаниями являются: Роснефть, ЛУКОЙЛ, Газпром нефть, Сургутнефтегаз, ТНК-ВР, РуссНефть, Башнефть. Данные компании входят в перечень системообразующих организаций, имеющих стратегическое значение для национальной экономики, утвержденный правительственной комиссией по повышению устойчивости развития российской экономики.

На основании проведенного анализа, можно сделать вывод, что, несмотря на то, что Россия является одной из ведущих мировых держав по запасам стратегически важного полезного ископаемого – нефти, эффективность использования данного природного ресурса с точки зрения готового продукта для внутренних потребностей страны чрезвычайно мала. В первую очередь это связано с возрастом имеющихся нефтеперерабатывающих заводов, производственные мощности и технологии которых значительно устарели, требуют модернизации и, следовательно, дополнительных инвестиций, а значит, не могут в полном объеме удовлетворить потребности населения в нефтепродуктах. Также, следует уделить особое внимание глубине переработки сырой нефти в России (71%-72%), которая далека от стандартов данного показателя развитых стран (90%).

Строительство НПЗ в Орловской области, перерабатывающего 4 000 тыс. тонн нефти в год, позволит не только обеспечивать прилегающие области нефтепродуктами, тем самым сокращая бюджетные расходы на транспортировку, но и приблизиться к мировым стандартам эффективности использования уникального природного ресурса – нефти. Строительство рассматриваемого завода можно назвать высокоэффективным проектом.

2.5. Влияние нефтепереработки на экологическую ситуацию в РФ.

Производство и потребление нефтепродуктов является одной из ключевых сфер российской экономики, нуждающихся в экологизации. Целенаправленная работа в этой отрасли позволит существенным образом сократить масштабы вредных выбросов и потребления энергии, что благоприятно скажется на здоровье россиян, общем состоянии окружающей среды, и повысит устойчивость российской экономики за счет увеличения доли продукции с высокой добавленной стоимостью.

Государственная политика в сфере нефтепереработки до недавнего времени способствовала ориентации российских НПЗ на производство низкокачественных нефтепродуктов.

Из-за сложившейся специфики нелогооблажения наибольшую рентабельность (около 30%) имеют НПЗ с простой перегонкой, выпускающие низкосортное топливо, а наименьшую (чуть более 10%) – предприятия со сложными техническими процессами нефтепереработки и нефтехимии. Отметим, что в мировой нефтепереработке эта картина представлена с точностью до наоборот. Установленная ставка экспортной пошлины в среднем почти в 2 раза выше для бензина, чем для мазута.

Как следствие, бензин российского производства неконкурентоспособен на высокоплатёжеспособных зарубежных рынках, и Россия, наряду с сырой нефтью, экспортирует в Европу в основном дизельное топливо и мазут. На развитых рынках российские нефтепродукты проходят вторичную переработку и только после её прохождения поступают в сферу конечного потребления.

Для экологизации российской нефтепереработки требуются как использование инструментов госрегулирования, так и запуск рыночных механизмов экологизации конечного спроса. В комплексе эти меры создадут необходимый стимул для необходимых инвестиций в модернизацию существующих и строительство новых современных НПЗ в России.

Данное технико-экономическое исследование представляет проект строительства экономически эффективного, высокотехнологичного НПЗ с глубиной переработки 96,5%.

3. Описание проекта по реализации строительства нефтеперерабатывающего завода в Орловской обл.

Целью создания общества ЗАО «Корпорация «ОРЕЛНЕФТЬ» является строительство нефтеперерабатывающего завода в г. Орел, Орловской области, для удовлетворения потребностей по потреблению продуктов нефтехимической переработки (бензин, керосин, дизельное топливо, мазут битум и пр.) как самостоятельно Орловской областью, так и близлежащих городов и областей, таких как: Липецкая обл., Тамбовская обл., Курская обл., Воронежская обл., Тульская обл., Брянская обл., Белгородская обл. На данный момент указанные населенные пункты расходуют на транспортировку нефтепродуктов неоправданные средства из областного бюджета, затраты на которые возможно сократить за счет строительства НПЗ в Орловской области.

3.1 Описание Орловской области.

Орловская область находится в юго-западной части Европейской территории России, в центре Среднерусской возвышенности, в южной части Центрального экономического района. В северном направлении область граничит с Калужской и Тульской областями, в западном – с Брянской, в южном – с Курской и в восточном – с Липецкой областями. Протяженность территории с севера на юг более 150 км, с запада на восток – свыше 200 км. Площадь территории – 24,7 тыс. кв. км, население – 838 тыс. человек на конец 2010 года. Из них в городских поселениях проживает чуть более 60 %, остальные – жители сельской местности.

Промышленность: основные отрасли промышленности области - машиностроение (30% объёма производства), пищевая промышленность (более 25% с мукомольной) и промышленность строительных материалов (13%). Кроме Орла, где сосредоточена большая часть предприятий, отдельные заводы есть в Ливнах и Мценске, а также в малых городах. Чёрная металлургия высоких переделов (7%) возникла во второй половине XX века благодаря удобному

транспортному положению. Нефтеперерабатывающих предприятий на территории Орловской области и прилегающих областях – нет.

Карта Орловской области.



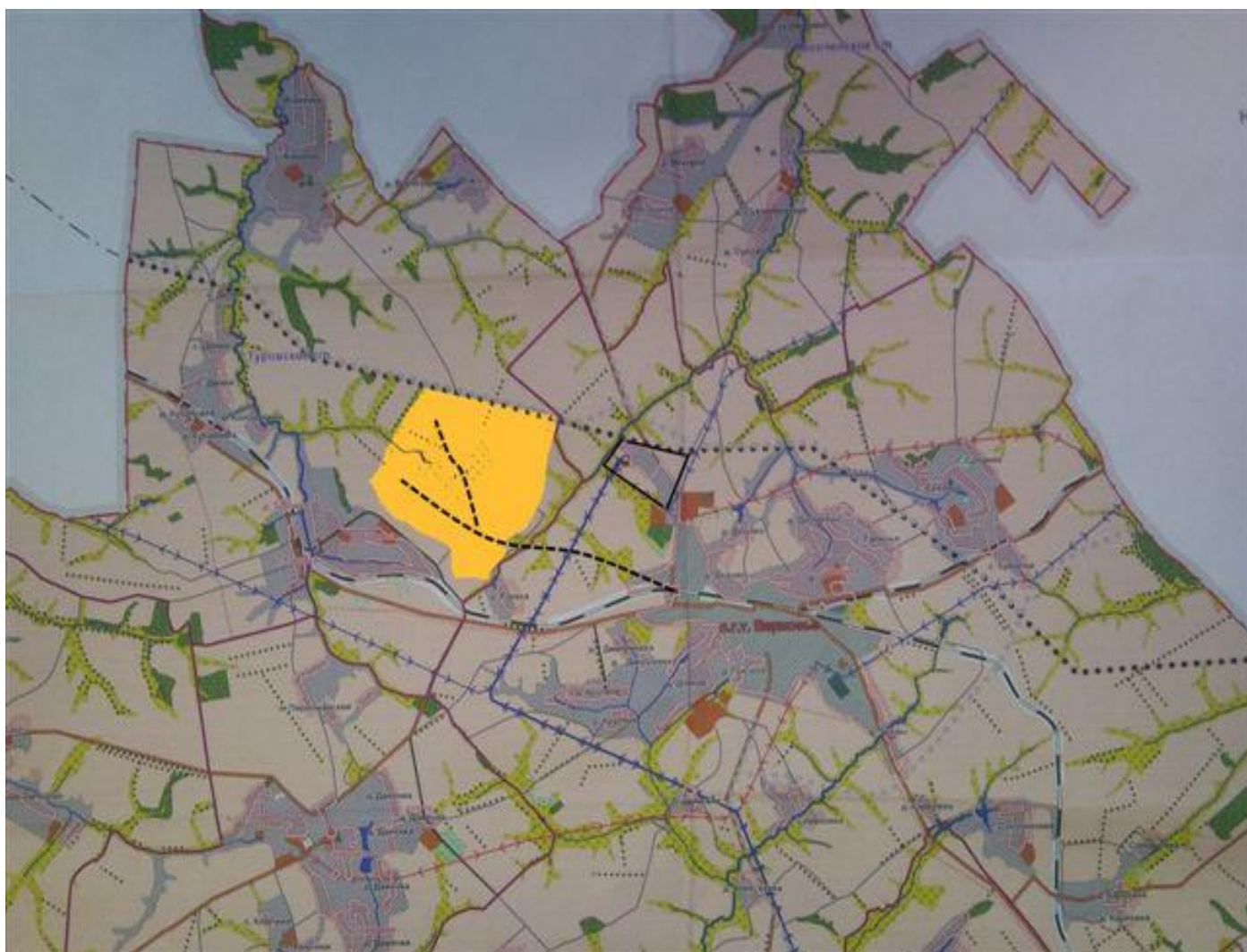
Карта Верховского района Орловской области



На территории Орловской области проходит крупнейший нефтепровод «Дружба» (общая протяженность около 6000 км.), - крупнейшая система трубопроводов в мире. Нефтепровод имеет большое экономическое значение, его сооружение создаёт условия для значительного, увеличения ввоза нефти в целях рационализации структуры топливно-энергетического баланса и создания сырьевой базы для развития нефтехимической промышленности теми странами, в которых собственная нефтедобыча либо не удовлетворяет внутренних потребностей (Польша, Чехословакия, Венгрия), либо практически отсутствует (Германия).

Географическое размещение трубопровода позволит реализовать проект по строительству НПЗ в Орловской области.

Расположение земельного участка



На карте пунктиром обозначена планируемая к строительству железнодорожная ветка, прилегающая к заводу.

Сплошной линией выделена перекачивающая станция нефтепровода «Дружба»

3.2 Информация о компании ЗАО «Корпорация ОРЕЛНЕФТЬ».

Фирменное наименование	«Корпорация ОРЕЛНЕФТЬ»
Правовая форма	Закрытое акционерное общество
Юридический адрес (государство)	302028 Россия, г. Орел, ул. Полесская, д. 2
Регистрационный номер (identification number)	1095753000012
Дата регистрации	12.01.2009 г.
Главные виды деятельности - реальный бизнес	Глубокая переработка нефти
Уставный капитал	100 000 руб.
Лица, действующие от имени организации	Удод Сергей Иванович – Председатель Совета директоров; Гаврилов Алексей Павлович – Генеральный директор.
Органы управления и члены	Совет директоров: Удод Сергей Иванович – Председатель; Толкачева Лиана Александровна Гаврилов Алексей Павлович; Королев Николай Николаевич; Вельковский Эфим Николаевич.
Реальный собственник (физические лица)	Удод Сергей Иванович и пр.; Гаврилов Алексей Павлович и пр.

ЗАО «Корпорация ОРЕЛНЕФТЬ» планирует с помощью привлеченных заинтересованных инвесторов реализовать строительство нефтеперерабатывающего завода на имеющейся площадке в Верховском р-не Орловской обл. На данный момент в рамках проекта заключены следующее соглашения:

- 12.07.2011 г. при поддержке Губернатора области Козлова А.П., и кураторстве Почетного Председателя Совета Федераций Федерального Собрания Российской Федерации – представителя от исполнительного органа государственной власти Орловской области Строева Е.С., подписан договор

уступки прав и обязанностей аренды земельного участка №4/2011 от 12.07.2011 г., на основании которого, к ЗАО «Корпорация «ОРЕЛНЕФТЬ» переходит право долгосрочной аренды (49 лет) земельного участка для строительства НПЗ общей площадью 598,18 Га, соответствующего всем экологическим требованиям для застройки комплекса. В настоящее время компания выкупает данный земельный участок для оформления его в собственность. По состоянию на март 2012 г. уже выкуплено 15% указанного земельного массива и до конца 2012 года планируется полное оформление земли в собственность ЗАО «Корпорация «ОРЕЛНЕФТЬ».

- 15.07.2011 г. подписано Соглашение о сотрудничестве и взаимодействии Правительства Орловской области и ЗАО «Корпорация «ОРЕЛНЕФТЬ», которое предполагает осуществление поддержки со стороны Правительства и стимулирование реализации данного инвестиционного проекта по строительству НПЗ, возможность предоставления мер государственной поддержки в соответствии с Законом Орловской области от 06.10.2009 г. №969-ОЗ «О государственной поддержке инвестиционной деятельности в Орловской области».

- 22.09.2011 г. подписан контракт № ORL/09/11 от 22.09.2011 с поставщиком нефтеперерабатывающего оборудования – ARVELIA LIMITED, который предполагает полное оснащение завода производственными мощностями, включая трубопровод, кабели, смазочные материалы, спец. оборудование, программное обеспечение, полный пакет технической документации, а также шеф монтаж оборудования, пусконаладочные работы и сопутствующие услуги при строительстве НПЗ. Общая стоимость контракта составляет 3, 678 млрд. долларов США. В настоящее время проплаченная часть работ по данному контракту на сумму более 10 млн. долларов США.

- 20.01.2012 г. на основании распоряжения №1-р Министерства Российской Федерации, ЗАО «Корпорация ОРЕЛНЕФТЬ» внесено в реестр проектируемых, строящихся и введенных в эксплуатацию нефтеперерабатывающих заводов в Российской Федерации. (см. п.46 указанного реестра).

Реестр проектируемых, строящихся и введенных в эксплуатацию нефтеперерабатывающих заводов в Российской Федерации.

№ записи	Полное наименование НПЗ	Фактический/ планируемый адрес расположения НПЗ	Перечень выпускаемой/ планируемой к выпуску продукции	Основание и дата внесения в реестр	Статус НПЗ (введен в эксплуатацию, строящийся, проектируемый)
1	Открытое акционерное общество "ТАНЕКО"	Республика Татарстан, г. Нижнекамск, Промзона	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, печное топливо, сера, бензол, смазочные масла.	Распоряжение Минэнерго России о внесении изменений № 28-р от 29 ноября 2011г.	введен в эксплуатацию
2	Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ – Волгограднефтепереработка"	г.Волгоград, ул.40 лет ВЛКСМ, 55	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, печное топливо, сера, смазочные масла.	Распоряжение Минэнерго России № 4-р от 03 мая 2011г.	введен в эксплуатацию
3	Закрытое акционерное общество "Антипинский нефтеперерабатывающий завод"	г.Тюмень, ул.6 км.Старого Тобольского тракта 20	Дизельное топливо, мазут топочный, топливо технологическое Э-2	Распоряжение Минэнерго России № 6-р от 16 мая 2011г.	введен в эксплуатацию
4	Закрытое акционерное общество "НефтеХимСервис" - Яйский нефтеперерабатывающий завод	Кемеровская область, Яйский район	Дизельное топливо, стабильный бензин, вакуумный газойль, кокс нефтяной, сера товарная.	Распоряжение Минэнерго России № 6-р от 16 мая 2011г.	строящийся
5	Общество с ограниченной ответственностью "Волховский нефтеперерабатывающий завод"	Ленинградская обл., г.Волхов, ул.Шумская, д.1	Дизельное топливо, реактивное топливо ТС-1, вакуумный газойль, судовое топливо, сера товарная.	Распоряжение Минэнерго России № 7-р от 10 июня 2011г.	строящийся
6	Открытое акционерное общество "Газпром нефтехим Салават"	Башкортостан, г.Салават, ул.Молодогвардейцев, д.30	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, битумы нефтяные, сера техническая, толуол нефтяной.	Распоряжение Минэнерго России № 9-р от 14 июля 2011г.	введен в эксплуатацию
7	Общество с ограниченной ответственностью "Енисей"	Республика Коми, п.Усадор, ул.Клубная	Дизельное топливо, мазут топочный.	Распоряжение Минэнерго России № 13-р от 28 июля 2011г.	строящийся
8	Общество с ограниченной ответственностью "Каргапольский завод нефрасов"	Курганская обл., Каргапольский р-н, р.п. Красный Октябрь, пер.Нефтебазовский, д. 1	Дизельное топливо, мазут топочный.	Распоряжение Минэнерго России № 15-р от 04 августа 2011г.	введен в эксплуатацию
9	Открытое акционерное общество "Славнефть- Ярославнефтеоргсинтез"	г. Ярославль, Московский пр-т, д. 130	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, нефтебитумы, сера, серная кислота, бензол, толуол, смазочные масла.	Распоряжение Минэнерго России № 18-р от 26 августа 2011г.	введен в эксплуатацию

10	Открытое акционерное общество "Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод"	г. Самара, ул. Грозненская, д. 25	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, нефтебитумы, сжиженные газы, сера.	Распоряжение Минэнерго России № 18-р от 26 августа 2011г.	введен в эксплуатацию
11	Открытое акционерное общество "Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод"	Самарская обл., г. Новокуйбышевск, ул. Осипенко, д. 12, стр. 1	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, реактивное топливо, нефтебитумы, серная кислота, кокс нефтяной.	Распоряжение Минэнерго России № 18-р от 26 августа 2011г.	введен в эксплуатацию
12	Открытое акционерное общество "Сызранский нефтеперерабатывающий завод"	Самарская обл., г. Сызрань, ул. Астраханская, д. 1	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, нефтебитумы, серная кислота, сжиженные газы.	Распоряжение Минэнерго России № 18-р от 26 августа 2011г.	введен в эксплуатацию
13	Общество с ограниченной ответственностью "РН-Туапсинский нефтеперерабатывающий завод"	Краснодарский край, г. Туапсе, ул. Сочинская, д. 1	Бензин автомобильный, топливо дизельное, реактивное топливо, сера, сжиженные газы, кокс анодный.	Распоряжение Минэнерго России № 18-р от 26 августа 2011г.	строящийся
14	Открытое акционерное общество "Ангарская нефтехимическая компания"	Иркутская обл., г. Ангарск	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, нефтебитумы, серная кислота, кокс нефтяной, смазочные масла.	Распоряжение Минэнерго России № 18-р от 26 августа 2011г.	введен в эксплуатацию
15	Открытое акционерное общество "Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании"	Красноярский край, Большеулуйский р-н, промзона НПЗ	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, сера, сжиженные газы.	Распоряжение Минэнерго России № 18-р от 26 августа 2011г.	введен в эксплуатацию
16	Общество с ограниченной ответственностью "РН-Комсомольский нефтеперерабатывающий завод"	Хабаровский край, г. Комсомольск-на-Амуре, ул. Ленинградская, д. 115	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, легкое судовое топливо, сжиженные газы.	Распоряжение Минэнерго России № 18-р от 26 августа 2011г.	введен в эксплуатацию
17	Общество с ограниченной ответственностью "Производственное объединение "Киришинефтеоргсинтез"	Ленинградская обл., г. Кириши, шоссе Энтузиастов, д. 1	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, нефтебитумы, сера, серная кислота, бензол, толуол, ксилолы.	Распоряжение Минэнерго России № 19-р от 01 сентября 2011г.	введен в эксплуатацию
18	Открытое акционерное общество «Газпромнефть – Московский НПЗ»	г. Москва, Капотня, 2-й квартал, д. 1	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, нефтебитумы, сера, сжиженные газы.	Распоряжение Минэнерго России о внесении изменений № 31-р от 23 декабря 2011г.	введен в эксплуатацию
19	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ - Пермнефтеоргсинтез»	г. Пермь, ул. Промышленная, д. 84	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, нефтебитумы, сера, серная кислота, кокс нефтяной, бензол, толуол, смазочные масла.	Распоряжение Минэнерго России № 20-р от 09 сентября 2011г.	введен в эксплуатацию

20	Открытое акционерное общество «ТАИФ-НК»	г.Нижнекамск, промзона	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, реактивное топливо, нефтебитумы, сера, сжиженные газы, МТБЭ, ТАМЭ.	Распоряжение Минэнерго России № 20-р от 09 сентября 2011г.	введен в эксплуатацию
21	Открытое акционерное общество «Уфимский нефтеперерабатывающий завод»	Республика Башкортостан, г. Уфа, ул.Ульяновых, д. 74	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, сера, сжиженные газы.	Распоряжение Минэнерго России № 21-р от 20 сентября 2011г.	введен в эксплуатацию
22	Открытое акционерное общество «Ново-Уфимский нефтеперерабатывающий завод»	Республика Башкортостан, г. Уфа	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, реактивное топливо, нефтебитумы, кокс нефтяной, сера, сжиженные газы, смазочные масла.	Распоряжение Минэнерго России № 21-р от 20 сентября 2011г.	введен в эксплуатацию
23	Открытое акционерное общество «Уфанефтехим»	Республика Башкортостан, г. Уфа	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, нефтебитумы, кокс нефтяной, сера, сжиженные газы, бензол, толуол, ксилолы.	Распоряжение Минэнерго России № 21-р от 20 сентября 2011г.	введен в эксплуатацию
24	Открытое акционерное общество «Газпромнефть-Омский НПЗ»	г. Омск, проспект Губкина, д. 1	Бензин автомобильный, топливо дизельное, судовое топливо, авиакеросин, нефтебитумы, сера, серная кислота, бензол, ксилолы.	Распоряжение Минэнерго России № 21-р от 20 сентября 2011г.	введен в эксплуатацию
25	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ – Ухтанефтепереработка»	Республика Коми, г.Ухта, ул. Заводская, д. 11	Бензин автомобильный, топливо дизельное, авиакеросин, мазут топочный, нефтебитумы, сера.	Распоряжение Минэнерго России № 22-р от 22 сентября 2011г.	введен в эксплуатацию
26	Открытое акционерное общество «Хабаровский нефтеперерабатывающий завод»	г. Хабаровск, ул.Металлистов, д. 17	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, судовое топливо, авиакеросин, нефтебитумы.	Распоряжение Минэнерго России № 22-р от 22 сентября 2011г.	введен в эксплуатацию
27	Открытое акционерное общество «Саратовский нефтеперерабатывающий завод»	г. Саратов, ул. Брянская, д. 1	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, нефтебитумы, сера.	Распоряжение Минэнерго России № 22-р от 22 сентября 2011г.	введен в эксплуатацию
28	Закрытое акционерное общество «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»	г. Рязань, район Южный Промузел, д. 8	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, нефтебитумы, серная кислота, бензол.	Распоряжение Минэнерго России № 22-р от 22 сентября 2011г.	введен в эксплуатацию
29	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ – Нижегороднефтеоргсинтез»	Нижегородская обл., г.Кстово, промзона	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, нефтебитумы, сера, серная кислота, смазочные масла.	Распоряжение Минэнерго России № 23-р от 18 октября 2011г.	введен в эксплуатацию

30	Общество с ограниченной ответственностью «Нефтеперерабатывающая компания «Катализ»	Иркутская обл., г.Ангарск, промзона	Дизельное топливо, нефтяной растворитель, мазут топочный.	Распоряжение Минэнерго России № 23-р от 18 октября 2011г.	введен в эксплуатацию
31	Общество с ограниченной ответственностью «ЭКОАЛЪЯНС М»	Ульяновская обл., Новоспасский р-н, с.Свирино	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, авиакеросин, сжиженные газы.	Распоряжение Минэнерго России № 23-р от 18 октября 2011г.	проектируемый
32	Открытое акционерное общество «Орскнефтеоргсинтез»	Оренбургская обл., г.Орск, ул. Гончарова, 1А	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, реактивное топливо, нефтебитумы, смазочные масла.	Распоряжение Минэнерго России № 24-р от 18 октября 2011г.	введен в эксплуатацию
33	Общество с ограниченной ответственностью «Афипский нефтеперерабатывающий завод»	Краснодарский край, Северский р-н, пос.Афипский	Дизельное топливо, мазут топочный, авиакеросин.	Распоряжение Минэнерго России № 24-р от 18 октября 2011г.	введен в эксплуатацию
34	Общество с ограниченной ответственностью «Ильский нефтеперерабатывающий завод»	Краснодарский край, Северский р-н, пос.Ильский, 55 км автодороги Краснодар-Новороссийск	Дизельное топливо, мазут топочный.	Распоряжение Минэнерго России № 24-р от 18 октября 2011г.	введен в эксплуатацию
35	Открытое акционерное общество «Новошахтинский завод нефтепродуктов»	Ростовская обл., Красносулинский р-н, с.п.Киселевское, 882 км+700м автомагистрали М-19 «Новошахтинск – майский»	Судовое топливо, мазут топочный.	Распоряжение Минэнерго России № 24-р от 18 октября 2011г.	введен в эксплуатацию
36	Закрытое акционерное общество «ВСП Крутогорский нефтеперерабатывающий завод»	г. Омск, мкр. Крутая горка, Промплощадка, 1	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, парафины, сжиженные газы.	Распоряжение Минэнерго России № 25-р от 18 октября 2011г.	проектируемый
37	Общество с ограниченной ответственностью «Томскнефтепереработка»	Томская обл., Томский р-н, с.Семилужки, ул.Нефтепровод, 2	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный.	Распоряжение Минэнерго России № 25-р от 18 октября 2011г.	проектируемый
38	Общество с ограниченной ответственностью «Итатский нефтеперерабатывающий завод»	Кемеровская обл., Тяжинский р-н, пгт. Итатский, ул. Горького, 1	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный.	Распоряжение Минэнерго России № 25-р от 18 октября 2011г.	проектируемый
39	Общество с ограниченной ответственностью «Марийский нефтеперегонный завод»	Республика Марий Эл, Оршанский р-н, с.Табашино	Авиакеросин, мазут топочный, судовое топливо, топливо технологическое Э-4.	Распоряжение Минэнерго России № 26-р от 28 октября 2011г.	введен в эксплуатацию
40	Закрытое акционерное общество «Краснодарский нефтеперерабатывающий завод – КраснодарЭкоНефть»	г. Краснодар, ул.Захарова, д.2	Авиакеросин, дизельное топливо, мазут топочный.	Распоряжение Минэнерго России № 26-р от 28 октября 2011г.	введен в эксплуатацию
41	Общество с ограниченной ответственностью «Анжерская нефтегазовая компания»	Кемеровская обл., Яйский р-н, пос. Безлесный, в 150 м. к северо-востоку от Анжерской ЛПДС	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут топочный, кокс нефтяной, сжиженные газы.	Распоряжение Минэнерго России № 26-р от 28 октября 2011г.	проектируемый

42	Общество с ограниченной ответственностью «Трансбункер-Ванино»	Хабаровский край, п. Ванино	Авиакеросин, топливо дизельное, судовое топливо, сера товарная, сжиженные газы.	Распоряжение Минэнерго России № 30-р от 21 декабря 2011г.	проектируемый
43	Закрытое акционерное общество Производственная компания «ДИТЭКО»	Иркутская обл., Ангарский р-н, автодорога Новосибирск – Иркутск, 1855 км, стр. 5	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут, сжиженные газы.	Распоряжение Минэнерго России № 32-р от 23 декабря 2011г.	проектируемый
44	Закрытое акционерное общество «СибРосьПереработка»	Ленинградская обл., Гатчинский р-н, вблизи дер. Малые Колпаны, участок № 1А	Бензин автомобильный, топливо дизельное, мазут, сжиженные газы.	Распоряжение Минэнерго России № 32-р от 23 декабря 2011г.	проектируемый
45	Закрытое акционерное общество «Торжокский топливно-энергетический комплекс»	Тверская обл., Торжокский р-н, дер. Чуриково	Бензин автомобильный, топливо дизельное, дорожные битумы, сера, сжиженные газы.	Распоряжение Минэнерго России № 1-р от 20 января 2012г.	проектируемый
46	Закрытое акционерное общество «Корпорация ОРЕЛНЕФТЬ»	Орловская обл., Верховский р-н, Туровский с/с	Бензин автомобильный, авиакеросин, топливо дизельное, битумы, сера, кокс, товарные масла, сжиженные газы.	Распоряжение Минэнерго России № 1-р от 20 января 2012г.	проектируемый

3.3 Этапы строительства и инвестиционные затраты проекта.

Финансирование объекта планируется вести поэтапно, а именно срок предполагаемого строительства определен в течение 5 лет. Ниже представлен предполагаемый график финансирования:

1 этап – начальное финансирование предполагает затраты в размере **3 млрд. руб.** и включает в себя следующее:

- ✓ выкуп права аренды земельного участка и перевод его разрешенного использования в земли промышленного назначения;
- ✓ проведение геологических и геодезических изысканий;
- ✓ проведение тендера по подбору проектных организаций;
- ✓ подготовка и согласование предпроектных работ;
- ✓ определение перечня технологического перерабатывающего оборудования (**перечень определен, а также, подписан контракт на поставку документации на технологическое оборудование, поставки и шеф-монтаж оборудования и оказание**

сопутствующих услуг при строительстве НПЗ в Орловской обл.);

- ✓ подготовка строительной площадки: ограждение, защита территории от стока поверхностных вод, прокладка временных коммуникаций и дорог, выемка плодородного слоя грунта, устройство временных бытовых, складских помещений и пр.;
- ✓ «нулевой» цикл строительства завода: разбивка и рытье траншей, котлованов, установка ограждений, разбивка железобетонных конструкций и оснований и пр.;

2 этап – предполагаемая сумма финансирования на данном этапе **20 млрд. руб.**, которая включает в себя:

- ✓ подготовка и составление генерального плана строительства НПЗ, с утверждением его в соответствующих органах;
- ✓ проведение общехозяйственных работ, связанных с возведением фундаментов, технических помещений и сооружений, монтаж строительных конструкций и пр.;
- ✓ закупка и монтаж трубопроводов и резервуарного парка;
- ✓ монтаж железнодорожных подъездных путей и сливо-наливных эстакад.

3 этап – предполагаемая сумма финансирования составляет порядка **40 млрд. руб.**, которая включает следующие работы:

- ✓ окончательная постройка объектов;
- ✓ составление полного проекта строительства НПЗ;
- ✓ экспертиза проекта в профильных учреждениях РФ и западных инжиниринговых компаниях;
- ✓ проведение тендера по подбору подрядных организаций;
- ✓ постройка строительных объектов.

4 этап - предполагаемая сумма финансирования составляет порядка **40 млрд. руб.**, которая предполагает подбор, закупку и поставку технологического и вспомогательного оборудования.

5 этап – предполагаемая сумма финансирования **37 млрд. руб.**, которая предполагает шефмонтаж и монтаж производственного оборудования, пусконаладочные работы.

Таким образом, общий размер инвестиционного потока составляет 140 млрд., руб., который распределен на срок 60 мес., согласно этапам проведения строительства НПЗ.

Построившийся завод планируется ввести в эксплуатацию в 2016 г., мощность нефтехимического комплекса по переработке сырой нефти будет составлять 4 000 тыс. тонн в год. Результатом деятельности завода будут являться следующие нефтепродукты: автомобильные бензины (АИ 92,95,98) стандарта ЕВРО 5, дизельное топливо стандарта ЕВРО 5, строительные и дорожные битумы, масла в ассортименте и пр., которые будут обеспечивать потребность в нефтепродуктах не только Орловской обл., но и прилегающих областей, что позволит значительно сократить расходование бюджетных средств области на транспортировку продуктов. Также, следует отметить, что следуя Правительственной программе совершенствования нефтеперерабатывающей отрасли России, которая предусматривает законодательное закрепление увеличения глубины переработки к началу 2015 г. как минимум до 87%, глубина переработки сырой нефти на заводе в Орловской обл. составит не менее 96,5%.

3.4 Источники финансирования проекта.

Для реализации инвестиционного проекта по строительству нефтеперерабатывающего завода в Орловской обл., планируется привлечение нескольких источников внешнего финансирования, а именно заемных средств в виде кредитов коммерческих банков, займов и инвестиций зарубежных или иностранных компаний.

1. кредитная линия от российского банка в размере 3 млрд. руб., сроком на 2 года с единовременным погашением процентов и основного долга в конце срока пользования средствами. В виде предполагаемого обеспечения возможно поручительство Центрального НИИ Специального машиностроения, поручительства третьих лиц, залог недвижимости.

2. собственные средства акционеров ЗАО «Корпорация «ОРЕЛНЕФТЬ»;

3. привлечение иностранного капитала в лице обозначенных партнеров:

- ✓ China Trade International Petrochemical and Logistics (Hong Kong) Ltd (производители и поставщики технологического оборудования с возможностью предоставления отсрочки платежа сроком на 10 лет);
- ✓ Французский фонд, финансирующий строительство автодороги Москва – С. Петербург;
- ✓ LG International Corporations (производители и поставщики технологического оборудования с возможностью предоставления отсрочки платежа сроком на 10 лет);
- ✓ CZMT Groupe AG (производители и поставщики технологического оборудования с возможностью предоставления товарного кредита, а также монтажа и пуско-наладочных работ).

Оформление договорных отношений с указанными партнерами будет произведено после получения технических условий по врезке в нефтепровод «Дружба».

4. Используемые технологии

Процесс переработки нефти можно разделить на 3 основных этапа:

1. Разделение нефтяного сырья на фракции, различающиеся по интервалам температур кипения (первичная переработка);
2. Переработка полученных фракций путем химических превращений, содержащихся в них углеводородов и выработка компонентов товарных нефтепродуктов (вторичная переработка);
3. Смешение компонентов с вовлечением, при необходимости, различных присадок, с получением товарных нефтепродуктов с заданными показателями качества (товарное производство).

Продукцией НПЗ являются моторные и котельные топлива, сжиженные газы, различные виды сырья для нефтехимических производств, а также, в зависимости от технологической схемы предприятия - смазочные, гидравлические и иные масла, битумы, нефтяные коксы, парафины. Исходя из набора технологических процессов, на НПЗ может быть получено от 5 до более, чем 40 позиций товарных нефтепродуктов.

Нефтепереработка - непрерывное производство, период работы производств между капитальными ремонтами на современных заводах составляет до 3-х лет. Функциональной единицей НПЗ является технологическая установка - производственный объект с набором оборудования, позволяющего осуществить полный цикл того или иного технологического процесса.

В данном материале кратко описаны основные технологические процессы топливного производства - получения моторных и котельных топлив, а также кокса.

Принятое на завод сырьё поступает в соответствующие емкости товарно-сырьевой базы (рис.1), связанной трубопроводами со всеми технологическими установками НПЗ. Количество поступившей нефти определяется по данным приборного учёта, или путём замеров в сырьевых емкостях.

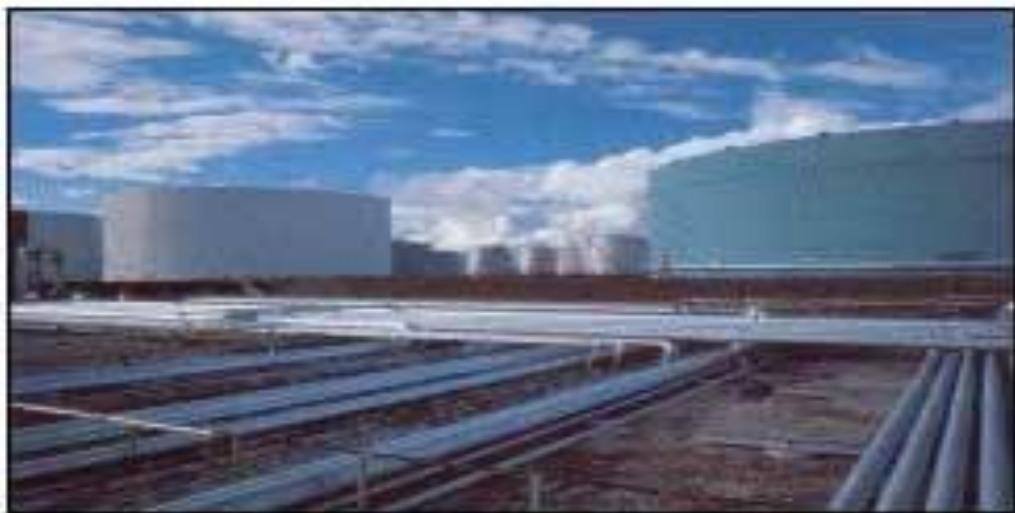


Рис.1. Товарно-сырьевая база

Подготовка нефти к переработке (электрообессоливание)

Сырая нефть содержит соли, вызывающие сильную коррозию технологического оборудования. Для их удаления нефть, поступающая из сырьевых емкостей, смешивается с водой, в которой соли растворяются, и поступает на ЭЛОУ - электрообессоливающую установку (рис.2). Процесс обессоливания осуществляется в электродегидраторах - цилиндрических аппаратах со смонтированными внутри электродами. Под воздействием тока высокого напряжения (25 кВ и более), смесь воды и нефти (эмульсия) разрушается, вода собирается внизу аппарата и откачивается. Для более эффективного разрушения эмульсии, в сырьё вводятся специальные вещества - деэмульгаторы. Температура процесса - 100-120°C.



Рис.2. Электрообессоливающая установка фирмы Aker Kvaerner

4.1 Первичная переработка нефти

Обессоленная нефть с ЭЛОУ поступает на установку атмосферно-вакуумной перегонки нефти, которая на российских НПЗ обозначается аббревиатурой АВТ - атмосферно-вакуумная трубчатка. Такое название обусловлено тем, что нагрев сырья перед разделением его на фракции, осуществляется в змеевиках трубчатых печей (рис.3) за счет тепла сжигания топлива и тепла дымовых газов.



Рис. 3. Установка вакуумной перегонки. На переднем плане - трубчатая печь (жёлтого цвета)

АВТ разделена на два блока - атмосферной и вакуумной перегонки.

Атмосферная перегонка (рис. 4,5) предназначена для отбора светлых нефтяных фракций - бензиновой, керосиновой и дизельных, выкипающих до 360°C, потенциальный выход которых составляет 45-60% на нефть. Остаток атмосферной перегонки - мазут.



Рис. 4. Установка ЭЛОУ-АВТ-6. В центре - атмосферная колонна (показаны точки отбора фракций), справа - вакуумная.



Рис. 5. Установки вторичной перегонки бензина и атмосферной перегонки (слева направо).

Процесс заключается в разделении нагретой в печи нефти на отдельные фракции в ректификационной колонне - цилиндрическом вертикальном аппарате, внутри которого расположены контактные устройства (тарелки), через которые пары движутся вверх, а жидкость - вниз. Ректификационные колонны различных размеров и конфигураций применяются практически на всех установках

нефтеперерабатывающего производства, количество тарелок в них варьируется от 20 до 60. Предусматривается подвод тепла в нижнюю часть колонны и отвод тепла с верхней части колонны, в связи с чем, температура в аппарате постепенно снижается от низа к верху. В результате сверху колонны отводится бензиновая фракция в виде паров, а пары керосиновой и дизельных фракций конденсируются в соответствующих частях колонны и выводятся, мазут остаётся жидким и откачивается с низа колонны.

Вакуумная перегонка (рис. 6,7) предназначена для отбора от мазута масляных дистиллятов на НПЗ топливно-масляного профиля, или широкой масляной фракции (вакуумного газойля) на НПЗ топливного профиля. Остатком вакуумной перегонки является гудрон.



Рис. 6. Установка вакуумной перегонки мощностью 1,5 млн. тонн в год.

Необходимость отбора масляных фракций под вакуумом обусловлена тем, что при температуре свыше 380°C начинается термическое разложение углеводородов (крекинг), а конец кипения вакуумного газойля - 520°C и более. Поэтому перегонку ведут при остаточном давлении 40-60 мм рт. ст., что позволяет снизить максимальную температуру в аппарате до $360\text{-}380^{\circ}\text{C}$.

Разряжение в колонне создается при помощи соответствующего оборудования, ключевыми аппаратами являются паровые или жидкостные эжекторы (рис.7).



Рис. 7. Вакуумсоздающая аппаратура.

4.2 Вторичная перегонка бензина.

Получаемая на атмосферном блоке бензиновая фракция содержит газы (в основном пропан и бутан) в объёме, превышающем требования по качеству, и не может использоваться ни в качестве компонента автобензина, ни в качестве товарного прямогонного бензина. Кроме того, процессы нефтепереработки, направленные на повышение октанового числа бензина и производства ароматических углеводородов в качестве сырья используют узкие бензиновые фракции. Этим обусловлено включение в технологическую схему переработки нефти данного процесса (рис. 8), при котором от бензиновой фракции отгоняются сжиженные газы, и осуществляется её разгонка на 2-5 узких фракций на соответствующем количестве колонн.

Продукты первичной переработки нефти охлаждаются в теплообменниках, в которых отдают тепло поступающему на переработку холодному сырью, за счет чего осуществляется экономия технологического топлива, в водяных и

воздушных холодильниках и выводятся с производства. Аналогичная схема теплообмена используется и на других установках НПЗ.

Современные установки первичной переработки зачастую являются комбинированными и могут включать в себя вышеперечисленные процессы в различной конфигурации. Мощность таких установок составляет от 3 до 6 млн. тонн по сырой нефти в год.

На заводах сооружается несколько установок первичной переработки во избежание полной остановки завода при выводе одной из установок в ремонт.

На рисунке ниже приведены стадии переработки нефти и газа.

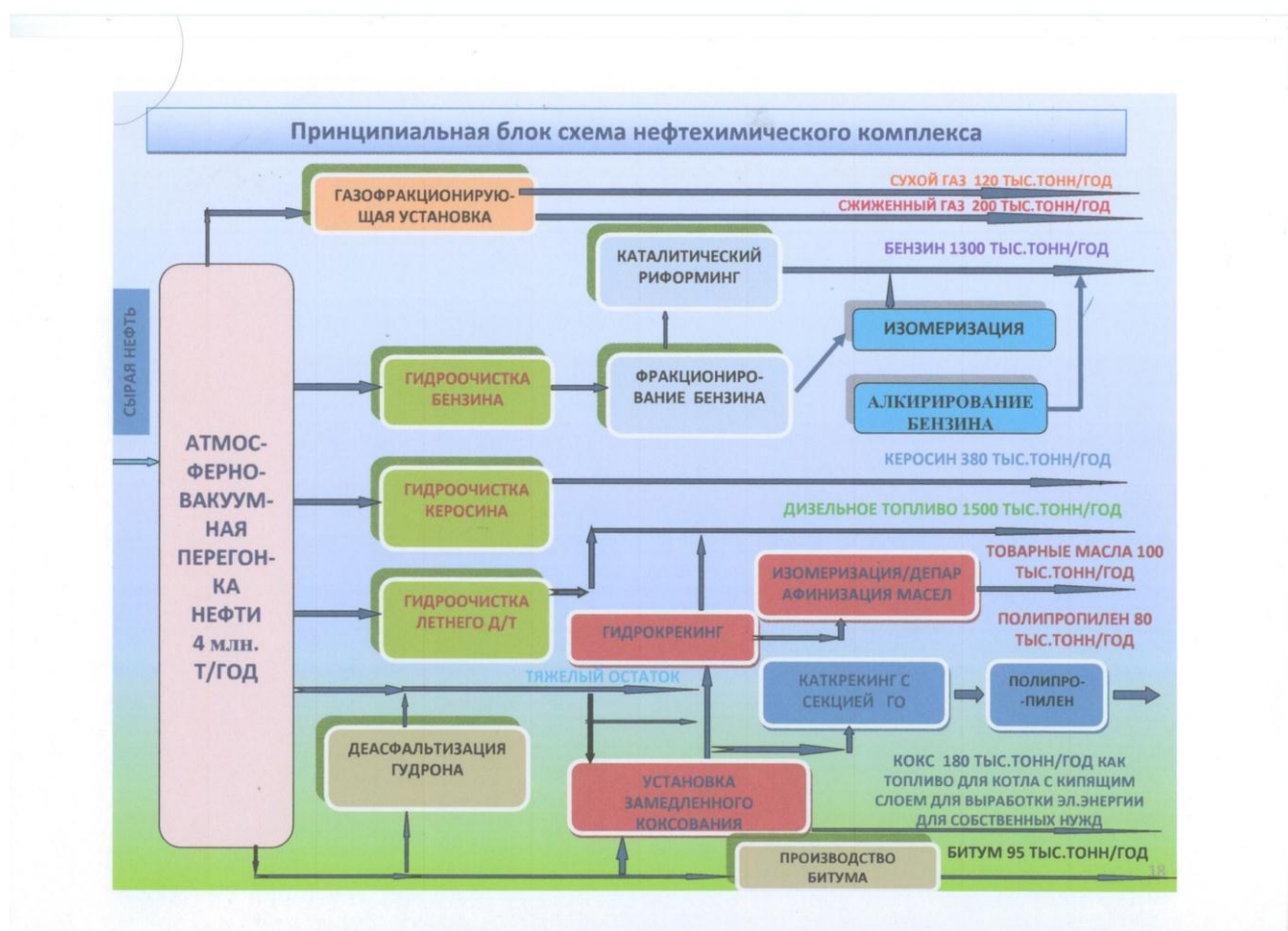


Рис. 8. Стадии переработки нефти и газа

Термический Крекинг.

Склонность к дополнительному разложению более тяжелых фракций сырых нефтей при нагреве выше определенной температуры привела к очень важному успеху в использовании крекинг-процесса. Когда происходит разложение

высококипящих фракций нефти, углерод-углеродные связи разрушаются, водород отрывается от молекул углеводородов и тем самым получается более широкий спектр продуктов по сравнению с составом первоначальной сырой нефти. Например, дистилляты, кипящие в интервале температур 290–400° С, в результате крекинга дают газы, бензин и тяжелые смолоподобные остаточные продукты. Крекинг-процесс позволяет увеличить выход бензина из сырой нефти путем деструкции более тяжелых дистиллятов и остатков, образовавшихся в результате первичной перегонки.

Выход кокса определяется природой перерабатываемого сырья и степенью рециклизации наиболее тяжелых фракций.

Как правило, из исходного крекируемого объема образуется примерно 15–25% лигроина и 35–50% газойля (т.е. легкого дизельного топлива) наряду с крекинг-газами и коксом. Последний используется в основном как топливо, исключая образующиеся специальные виды кокса (один из них является продуктом обжига и используется при производстве углеродных электродов). Коксование до сих пор пользуется популярностью главным образом как процесс подготовки исходного материала для каталитического крекинга.

Каталитический Крекинг.

Катализатор – это вещество, которое ускоряет протекание химических реакций без изменения сути самих реакций. Каталитическими свойствами обладают многие вещества, включая металлы, их оксиды, различные соли.

Процесс Гудри. Исследования Э.Гудри огнеупорных глин как катализаторов привели к созданию в 1936 эффективного катализатора на основе алюмосиликатов для крекинг-процесса.

Среднекипящие дистилляты нефти в этом процессе нагревались и переводились в парообразное состояние; для увеличения скорости реакций расщепления, т.е. крекинг-процесса, и изменения характера реакций эти пары пропускались через слой катализатора. Реакции происходили при умеренных температурах 430–480° С и атмосферном давлении в отличие от процессов

термического крекинга, где используются высокие давления. Процесс Гудри был первым каталитическим крекинг-процессом, успешно реализованным в промышленных масштабах.

Целью большинства крекинг-процессов является достижение оптимального выхода бензина. При крекинге происходят распад тяжелых молекул, а также сложные процессы синтеза и перестройки структуры молекул углеводородов. Влияние разных катализаторов различно. Некоторые из них, такие, как оксиды хрома и молибден, ускоряют реакцию дегидрогенизации (отщепление водорода). Глины и специальные алюмосиликатные составы, используемые в промышленном каталитическом крекинге, способствуют ускоренному разрыву углерод-углеродных связей больше, чем отрыву водорода. Они также способствуют изомеризации линейных молекул в разветвленные. Эти составы замедляют полимеризацию (см. ниже) и образование дегтя и асфальта, так что нефти не просто деструктурируются, а обогащаются полезными компонентами.

Риформинг.

Риформинг – это процесс преобразования линейных и нециклических углеводородов в бензолподобные ароматические молекулы. Ароматические углеводороды имеют более высокое октановое число, чем молекулы других углеводородов, и поэтому они предпочтительней для производства современного высокооктанового бензина.

При термическом риформинге, как и при каталитическом крекинге, основная цель состоит в превращении низкооктановых бензиновых компонентов в более высокооктановые. Процесс обычно применяется к парафиновым фракциям прямой перегонки, кипящим в пределах 95–205° С. Более легкие фракции редко подходят для таких превращений.

Существуют два основных вида риформинга – термический и каталитический. В первом соответствующие фракции первичной перегонки нефти превращаются в высокооктановый бензин только под воздействием высокой температуры; во втором преобразование исходного продукта происходит при

одновременном воздействии как высокой температуры, так и катализаторов. Более старый и менее эффективный термический риформинг используется кое-где до сих пор, но в развитых странах почти все установки термического риформинга заменены на установки каталитического риформинга.

Если бензин является предпочтительным продуктом, то почти весь риформинг осуществляется на платиновых катализаторах, нанесенных на алюминийоксидный или алюмосиликатный носитель.

Большинство установок риформинга – это установки с неподвижным слоем. (Процесс каталитического риформинга, в котором используется стационарный катализатор, называется платформингом.) Но под действием давления ок. 50 атм (при получении бензина с умеренным октановым числом) активность платинового катализатора сохраняется примерно в течение месяца. Установки, в которых используется один реактор, приходится останавливать на несколько суток для регенерации катализатора. В других установках используется несколько реакторов с одним добавочным, где проводится необходимая регенерация. Жизнь платинового катализатора сокращается при наличии серы, азота, свинца и других «ядов». Там, где эти компоненты представляют проблему, обычно до входа в реактор проводят предварительную обработку смеси водородом (т.н. гидроочистка, когда до подачи в реактор нефтяных потоков – бензинов прямой перегонки – их пропускают через водородсодержащие газы, которые связывают вредные компоненты и снижают их содержание до допустимых пределов). Некоторые реакторы с неподвижным слоем заменяются на реакторы с непрерывной регенерацией катализатора. В этих условиях катализатор перемещается через реактор и непрерывно регенерируется.

Реакции, в результате которых при каталитическом риформинге повышается октановое число, включают:

- 1) дегидрирование нафтенов и их превращение в соответствующие ароматические соединения;
- 2) превращение линейных парафиновых углеводородов в их разветвленные изомеры;

- 3) гидрокрекинг тяжелых парафиновых углеводородов в легкие высокооктановые фракции;
- 4) образование ароматических углеводородов из тяжелых парафиновых путем отщепления водорода.

Большинство богатых водородом газов, выделяющихся в этих установках, используются при гидрокрекинге и т.п.

4.3 Другие процессы производства бензина

Кроме крекинга и риформинга существует несколько других важных процессов производства бензина. Первым из них, который стал экономически выгодным в промышленных масштабах, был процесс полимеризации, который позволил получить жидкие бензиновые фракции из олефинов, присутствующих в крекинг-газах.

Полимеризация. Полимеризация пропилена – олефина, содержащего три атома углерода, и бутилена – олефина с четырьмя атомами углерода в молекуле дает жидкий продукт, который кипит в тех же пределах, что и бензин, и имеет октановое число от 80 до 82. Нефтеперерабатывающие заводы, использующие процессы полимеризации, обычно работают на фракциях крекинг-газов, содержащих олефины с тремя и четырьмя атомами углерода.

Алкилирование. В этом процессе изобутан и газообразные олефины реагируют под действием катализаторов и образуют жидкие изопарафины, имеющие октановое число, близкое к таковому у изооктана. Вместо полимеризации изобутилена в изооктен и затем гидрогенизации его в изооктан, в данном процессе изобутан реагирует с изобутиленом и образуется непосредственно изооктан.

Все процессы алкилирования для производства моторных топлив производятся с использованием в качестве катализаторов либо серной, либо фтороводородной кислоты при температуре сначала 0–15° С, а затем 20–40° С.

Изомеризация.

Другой важный путь получения высокооктанового сырья для добавления в моторное топливо – это процесс изомеризации с использованием хлорида алюминия и других подобных катализаторов.

Изомеризация используется для повышения октанового числа природного бензина и нафтенов с прямолинейными цепями. Улучшение антидетонационных свойств происходит в результате превращения нормальных пентана и гексана в изопентан и изогексан. Процессы изомеризации приобретают важное значение, особенно в тех странах, где каталитический крекинг с целью повышения выхода бензина проводится в относительно незначительных объемах. При дополнительном этилировании, т.е. введении тетраэтилсвинца, изомеры имеют октановые числа от 94 до 107 (в настоящее время от этого способа отказались ввиду токсичности образующихся летучих алкилсвинцовых соединений, загрязняющих природную среду).

Гидрокрекинг.

Ранние работы по получению жидкого топлива из углей путем гидрирования под высоким давлением (процесс Бергуса) проводились главным образом в Германии с использованием весьма сильных катализаторов, таких, как оксиды молибдена, которые либо нечувствительны к присутствию серы, либо в значительной степени сохраняют свою активность после прошедшей сульфатизации. Для этого были необходимы следующие параметры: давление до 280 атм, температура ок. 450° С и катализатор.

Давления, используемые в современных процессах гидрокрекинга, составляют от примерно 70 атм для превращения сырой нефти в сжиженный нефтяной газ (LP-газ) до более чем 175 атм, когда происходят полное коксование и с высоким выходом превращение парообразной нефти в бензин и реактивное топливо. Процессы проводят с неподвижными слоями (реже в кипящем слое) катализатора. Процесс в кипящем слое применяется исключительно для нефтяных остатков – мазута, гудрона. В других процессах также использовались остаточное

топливо, но в основном – высококипящие нефтяные фракции, а кроме того, легкокипящие и среднестиллятные прямогонные фракции. Катализаторами в этих процессах служат сульфидированные никель-алюминиевые, кобальт-молибден-алюминиевые, вольфрамовые материалы и благородные металлы, такие, как платина и палладий, на алюмосиликатной основе.

Там, где гидрокрекинг сочетается с каталитическим крекингом и коксованием, не менее 75–80% сырья превращается в бензин и реактивное топливо. Выработка бензина и реактивных топлив может легко изменяться в зависимости от сезонных потребностей. При высоком расходе водорода выход продукции на 20–30% выше, чем количество сырья, загружаемого в установку. С некоторыми катализаторами установка работает эффективно от двух до трех лет без регенерации.

Необходимость уменьшения загрязнения воздуха обуславливает значительное увеличение использования процессов гидрирования для десульфатизации дистиллятов и остаточных топлив. Процессы гидрокрекинга, предназначенные главным образом для удаления серы при невысоких требованиях к выходу продукции, известны как «гидроочистка».

Газообразные легкие фракции, прежде всего, проходят через вакуумную установку для сжижения, затем полученный на этой стадии газойль проходит десульфуризацию гидроочисткой, прежде чем вновь смешивается с некоторыми вакуумными остатками и другими низкосернистыми легкими фракциями сырой нефти.

Очистка легких продуктов

Гидроочистка в настоящее время – наиболее распространенный метод гидрогенизации олефинов и повышения качества легких продуктов за счет удаления серы и других примесей. По экономическим причинам, а также из-за проблем, связанных с примесями воздуха и воды, применяются и другие методы, например использование сульфида свинца в качестве катализатора в регенеративных растворителях и предварительное рафинирование с применением

высоковольтных электропечей для лучшего отделения очищающего реагента от получаемого продукта.

4.4 Продукты нефтепереработки.

Масла и смазки

Нефтяная промышленность поставляет масла и смазки, различающихся по вязкости от жидких, почти как вода, до консистенции патоки. Как и в случае с другими нефтяными фракциями и продуктами, появились новые методы их производства – экстракция и деасфальтизация растворителями и др.

Экстракция растворителями. К промышленным растворителям относятся хлорекс, фурфурол (побочный продукт переработки овсяной шелухи), нитробензол, фенолы, метилэтилкетоны и пр. Экстракция растворителями осуществляется обычно в режиме противотока (поток масел идет в одном направлении, а растворителя – в противоположном), что позволяет проводить более выборочное растворение и более глубокую очистку. При еще более избирательной процедуре колонна наполняется пористой средой (выполненной, например, в виде перфорированных пластин).

Сжиженный пропан. Эффективность обработки смазочных масел повышается при использовании сжиженного пропана под давлением. Этот парафиновый углеводород (т. кип. -42°C) практически не оказывает растворяющего действия на асфальты и очень слабо растворяет твердые парафины при низких температурах. Тем не менее, регулируя и подбирая температуру и соотношения растворитель/масла, можно успешно удалять асфальт и твердые парафины.

Депарафинизация растворителями. Депарафинизация растворителями – важный этап производства смазочных масел. Депарафинизация неочищенных или очистка смазочных масел дает разнообразные продукты – от светлых веретенных масел до тяжелых вакуумных смазок и товарных парафинов. Наиболее широко

используются для депарафинизации смеси метилэтилкетона и толуола или бензола и ацетона.

Крекинг-Газ.

Вторичные газообразные продукты получаются из нефти в результате различных процессов крекинга. Тяжелые фракции при крекинге дают бензин, а бензиновые фракции умеренно крекируются с увеличением октанового числа. Газы, получающиеся при этих процессах, могут составлять 2–10% (масс.) от крекируемой нефти; они заметно отличаются от природных нефтяных газов. Главная их особенность – наличие олефинов, которые полностью отсутствуют в природных газах. В газах высокотемпературного крекинга может содержаться 50% олефинов, включая этилен, пропилен и бутилены. Как правило, олефины составляют более 10–25%. Крекинг-газы обычно содержат также небольшое количество водорода. Температура крекинга 540° С или выше при невысоком давлении благоприятна для образования этилена, а более умеренные температуры 455–480° С и высокое давление – для образования меньшего количества этилена и пропорционально большего количества пропилена и бутиленов.

Бензин.

Бензин – самый важный продукт переработки нефти; из сырой нефти производится до 50% бензина. Эта величина включает природный бензин, бензин крекинг-процесса, продукты полимеризации, сжиженные нефтяные газы и все продукты, используемые в качестве промышленных моторных топлив. Каждому процессу переработки нефти предъявляются требования по количеству и качеству производимого бензина.

Состав. Промышленный бензин представляет собой смесь углеводородов в интервале т. кип. 30–200° С. Некоторые бутаны, кипящие при температуре ниже 38° С, имеют высокое давление паров. Углеводороды в бензине включают многие изопарафины, а также ароматические углеводороды и нафтены, а в бензинах,

полученных при крекинге, содержится от 15 до 25% олефинов. Октановое число углеводородов снижается в следующем порядке: изопарафины > ароматические > олефины > нафтены > н-парафины. Имеются различия между компонентами каждой из этих групп, зависящие от структуры молекул и точки кипения. Различные компоненты дают свой вклад в октановое число бензиновых смесей.

Крекинг-бензины содержат значительный процент тех компонентов, при смешении которых образуется моторное топливо. Однако их прямое использование во многих странах законодательно ограничивается, поскольку они содержат заметное количество олефинов, а именно олефины являются одной из главных причин образования фотохимического смога.

Классификация бензинов. Бензины классифицируются по разным основаниям, включая интервалы температур кипения, октановое число, содержание серы.

Интервалы температур кипения. Большинство бензинов кипит в интервале 30–200° С. 50%-ная точка, т.е. температура, при которой кипит половина компонентов смеси и которая определяет состав смеси во время прогрева двигателя, а частично и при разгоне транспортного средства, располагается в пределах 98–104° С. Высокое содержание низкокипящих компонентов, таких, как бутаны и пентаны, обуславливает исключительно высокое давление паров и в теплое время является причиной образования паровых пробок, когда газовые пузырьки препятствуют течению топлива по узким трубам двигателей и тепловых установок. В то же время недостаток низкокипящих компонентов служит причиной трудностей запуска двигателя зимой. 90%-ная точка кипения бензина определяет время прогрева двигателя и эффективность использования топлива.

Октановое число. Октановое число – наиболее важная характеристика бензина. Оно обычно определяется в одноцилиндровой стационарной установке, снабженной различными приборами для регистрации склонности к детонации. Нормальный гептан (семь атомов углерода в линейной цепи) детонирует очень легко; для него принято нулевое октановое число. Изооктан (восемь атомов углерода в разветвленной цепи) не детонирует до тех пор, пока не будут

достигнуты экстремальные условия давления, температуры и нагрузки; для него произвольно установлено октановое число 100. При испытании бензина с неизвестными детонационными свойствами его сравнивают со смесью гептана и изооктана, имеющей такую же способность к детонации, как и испытуемый бензин; октановое число бензина – это процентное содержание изооктана в такой смеси. Октановое число, определенное таким образом, не всегда соответствует характеристике в многоцилиндровом двигателе в дорожных условиях при изменяющихся скоростях, нагрузках и ускорениях.

В нефтяной промышленности используются два метода, делающие это сравнение более реальным, – моторный метод и исследовательский метод. Октановое число определяется как среднее из двух таких определений.

Присадки. Практически все бензины содержат различные присадки, в том числе ингибиторы смолообразования и небольшое количество красителя. Законодательством многих промышленно развитых стран существенно снижен допустимый уровень соединений свинца в бензине (этилированный бензин, т.е. содержащий добавки тетраэтилсвинца, повышающие октановое число бензина, составляет менее 20% от всего бензина, вырабатываемого в США).

Керосин.

Керосин – это легчайшее и наиболее летучее жидкое топочное топливо. Первоначально керосин использовался только для освещения, теперь он употребляется как топливо в пекарнях, отопительных и нагревательных приборах, оборудовании ферм, а также как компонент моторного топлива. Хороший керосин должен иметь особый цвет (приблизительно 250–300 мм по шкале Штаммера для нефтепродуктов), достаточную вязкость для устойчивой и равномерной пропитки фитиля, должен гореть ясным высоким пламенем без копоти или отложения твердых углистых осадков на фитиле, копоти в дымоходах и на ламповом стекле. Безопасность керосина при использовании в осветительных лампах определяется стандартным тестом на вспышку. Керосин медленно нагревают в небольшой стеклянной или металлической чашке и к поверхности периодически прикасаются

пламенем до тех пор, пока не появится небольшой дымок, соответствующий точке воспламенения.

Другие продукты.

Дизельное топливо. Промежуточные нефтяные дистилляты, кипящие при температурах выше, чем керосин, но ниже, чем смазочные масла, представляют собой горючее для средне- и высокоскоростных дизельных двигателей.

Цетановое число. Дизельные топлива оцениваются их цетановым числом – это реальное измерение легкости воспламенения под действием температуры и давления, а не способности горения. При этом топливо сравнивается со смесью цетана – парафинового углеводорода с 16-ю атомами углерода, который легко воспламеняется под давлением, и α -метилнафталина, который не возгорается. Процент цетана в смеси, показывающий ту же воспламеняемость, что и дизельное топливо в стандартных условиях испытания, называется цетановым числом. Парафиновые топлива более подходят для дизельных двигателей, поскольку они легко воспламеняются под давлением без дополнительной искры зажигания. Однако в связи с возрастающей потребностью в дистиллятах прямой перегонки для других целей, кроме получения дизельного топлива, увеличивается использование тяжелых дистиллятов с более низким цетановым числом, получаемых при каталитическом крекинге. Повышение надежности воспламенения низкокачественных дизельных топлив, улучшение воспламеняемости, более известное как увеличение цетанового числа, достигается добавлением специальных масел. Они включают такие компоненты, как органические оксиды и пероксиды. Небольшие добавки амилнитрата удовлетворительно улучшают качество топлив.

Реактивные топлива. Реактивные нефтяные топлива могут быть керосиновые либо нафтеновые. Они состоят главным образом из бензина прямой перегонки или керосина в топливах керосинового типа либо топливах №1 нафтенного типа.

Топливо для отопления зданий. Использование легких дистиллятов в качестве бытового топлива постоянно возрастает, так как они удобнее и чище по сравнению, например, с углем. Конкуренцию им составляют природный газ и электричество.

Мазут. Большинство промышленных котельных и тепловых электростанций используют в качестве топлив черные вязкие остаточные продукты переработки нефти – топочный мазут. В большинстве случаев это продукты крекинга, хотя имеются и продукты прямой перегонки.

Парафиновые воски являются главным средством для защиты оборудования от действия воды. Все они имеют водяно-белый цвет и температуру плавления в пределах 50–95° С. Микрокристаллические воски используются как изоляция в самых разнообразных отраслях, таких, как электротехническая промышленность и промышленность средств связи, а также при печати, гравировке и т.д. Вазелин, состоящий из тяжелых нефтяных остатков и парафиновых восков, производится фильтрованием цилиндрических дистиллятов и применяется в технике (в качестве антикоррозионной смазки и др.) и медицине (главным образом для изготовления мазей).

Химические продукты из нефти.

Получение нефтепродуктов путем фракционирования. Нефтяная промышленность – это главный производитель химикатов. Ее первые успехи в разделении индивидуальных углеводородов были достигнуты при фракционировании природного газа и природного бензина. Первыми компонентами, выделенными таким путем, были метан, этан, пропан, нормальный бутан, изобутан и пентины. Соответствующим образом спроектированные ректификационные колонны дают возможность выделять из крекинг-газов небольшие фракции с узким диапазоном температур кипения, которые служат первичным сырьем для химического производства, – это углеводороды, имеющие от одного до пяти атомов углерода (как парафины, так и олефины).

Химические продукты, получаемые окислением природного газа. Большое число химикатов производится в промышленных количествах путем окисления природного газа. Они включают метиловый (древесный) спирт, этиловый (пищевой) спирт, пропиловый спирт (с тремя атомами углерода), формальдегид, ацетон, метилэтилкетон, муравьиную кислоту, уксусную кислоту. Из этих компонентов, первично содержащих кислород, производятся многие другие продукты, хорошо известные в органической химии.

Химические продукты, получаемые из олефинов. Олефины в крекинг-газах и низкокипящих фракциях нефтей легко реагируют с хлором, хлороводородной кислотой, серной кислотой и другими реагентами, образуя новые исходные вещества для дальнейшей переработки и производства большого числа химических продуктов. Из этого сырья производятся фреоны, гликоли, глицерин, каучук, пластмассы, инсектициды, спирты и моющие средства.

Химические продукты, получаемые с помощью других процессов. Аммиак синтезируется из водорода, получаемого при крекинге природного газа, и азота, извлекаемого дистилляцией из сжиженного воздуха. Азотная кислота и нитрат аммония, используемые для производства удобрений и взрывчатых веществ, также получают из аммиака.

5. Финансовый анализ проекта

5.1 Объём, цена и структура выручки по видам продукции.

Запуск завода и производство нефтепродуктов начинается с шестого года реализации проекта, а именно в 2016 г. В первый год работы завода загрузка составит 70 % от общей мощности завода. Далее мощности завода будут использованы на 100 %. Загрузка мощностей завода, предполагаемые отпускные цены на продукцию, а также плановая выручка по годам представлены ниже.

Диаграмма 6. Структура выручки по видам продукции.

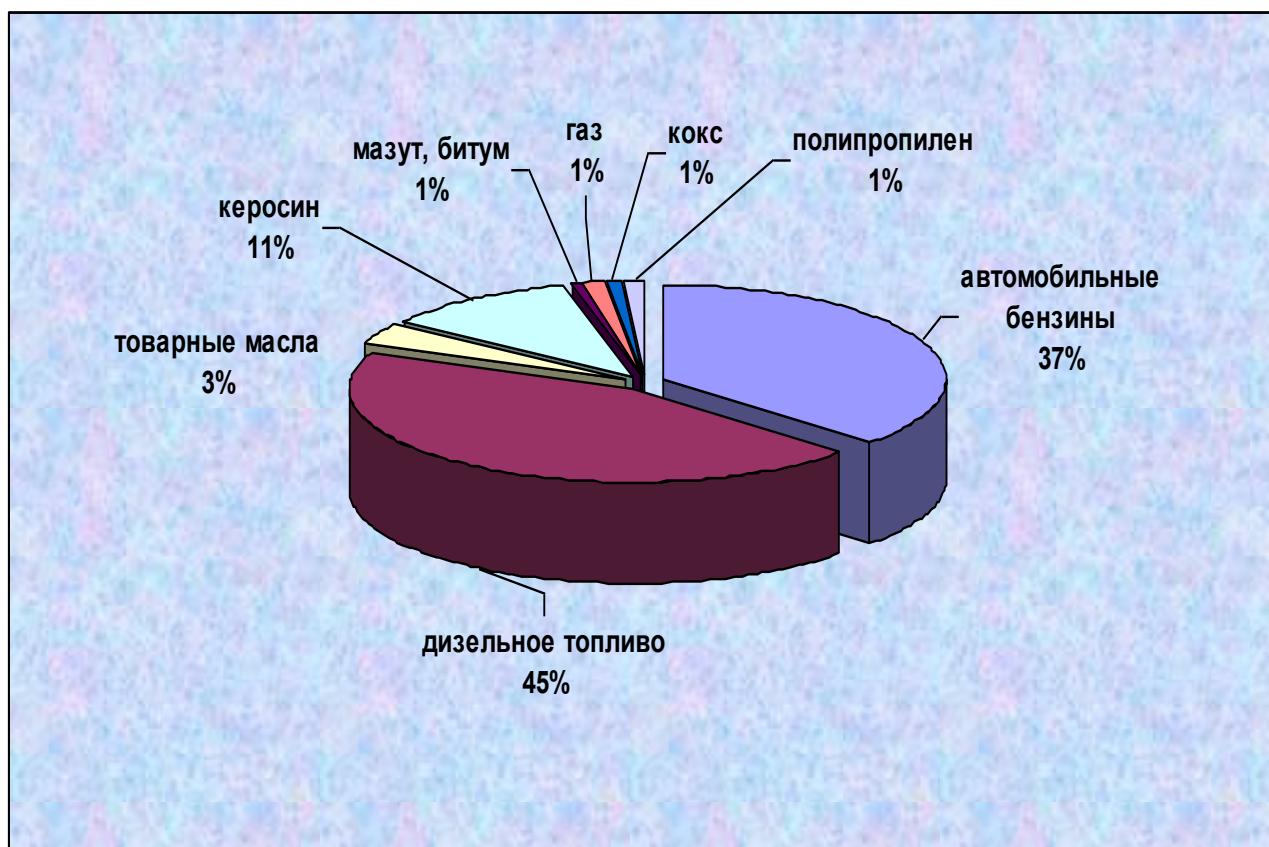


Таблица 4. План реализации продукции и объемы реализации по годам.

[illegible][illegible]

Таблица 5. Цены реализации продукции и доходы от продаж.

[illegible][illegible]

5.3 Анализ затрат текущей деятельности проекта.

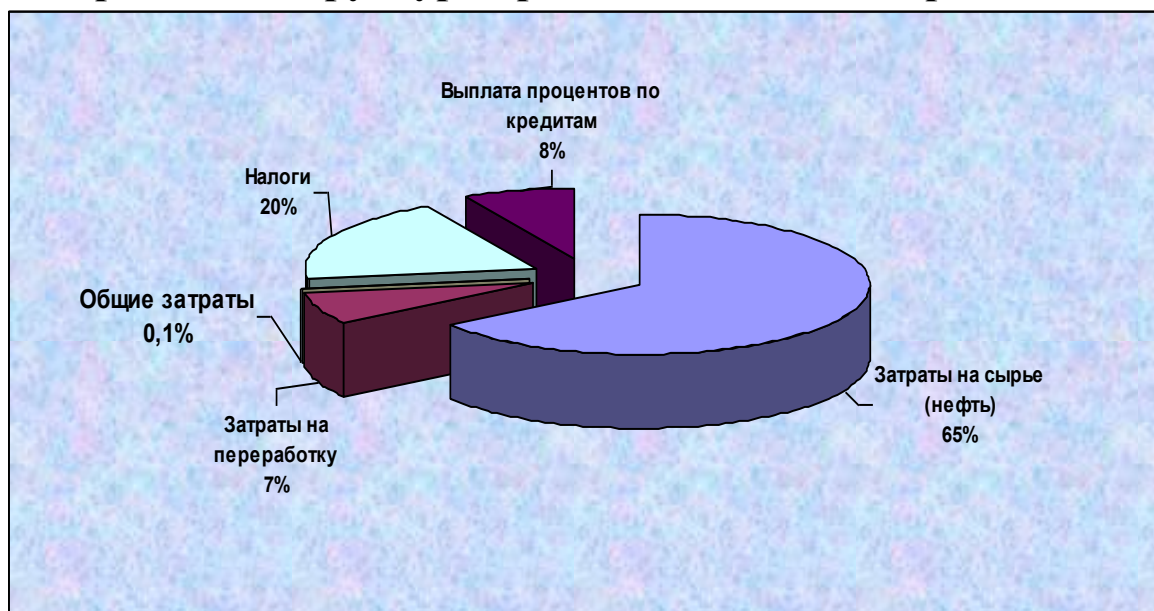
График структуры затрат представлен в Диаграмме 5, из которой следует, что основной статьей затрат является затраты на сырье (65% в структуре затрат). Стоимость нефти по представленным расчетам и состоянию рынка на сегодняшний день составляет 13,5 тыс. руб. за тонну.

Следующая статья по объему затрачиваемых средств - налоги, которые включают акцизы, налог на прибыль, НДС и прочие налоги (20 % в структуре затрат).

Благодаря предполагаемому высоко технологичному и современному оборудованию, себестоимость переработки нефти составит 1,5 тыс. руб. на тонну сырой нефти, что составляет 7 % в общей структуре затрат

Также, одной из наиболее затратной статьи, является выплата процентов по привлеченным кредитам, которая составляет 8 % в структуре затрат. Данный показатель может быть изменен в зависимости от процентной ставки стоимости привлекаемых ресурсов.

Диаграмма 7. Структура производственных затрат.



Ниже представлены отчеты о планируемой деятельности нефтеперерабатывающего завода: отчет о прибылях и убытках, отчет о движении денежных средств, баланс предприятия.

Таблица 6. Отчет о прибылях и убытках.

ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год	11 год	12 год	13 год	14 год	15 год	16 год	ИТОГО
Выручка (нетто)	0	0	0	0	0	51 142 172	73 060 246	73 060 246	73 060 246	73 060 246	73 060 246	73 060 246	73 060 246	73 060 246	73 060 246	73 060 246	781 744 630
- Себестоимость проданных тс	0	0	0	0	0	44 209 661	60 623 611	60 623 611	60 623 611	60 623 611	60 623 611	60 623 611	60 623 611	60 623 611	60 623 611	54 521 916	644 344 075
материалы и комплектующие	0	0	0	0	0	35 194 576	50 277 966	50 277 966	50 277 966	50 277 966	50 277 966	50 277 966	50 277 966	50 277 966	50 277 966	50 277 966	537 974 237
производственные расходы	0	0	0	0	0	32 034	32 034	32 034	32 034	32 034	32 034	32 034	32 034	32 034	32 034	32 034	352 373
амортизация	0	0	0	0	0	8 983 051	10 313 611	10 313 611	10 313 611	10 313 611	10 313 611	10 313 611	10 313 611	10 313 611	10 313 611	4 211 916	106 017 464
- Административные расходы	0	0	0	0	0	4 661	4 661	4 661	4 661	4 661	4 661	4 661	4 661	4 661	4 661	4 661	51 271
Прибыль (убыток) от продаж	0	0	0	0	0	6 927 850	12 431 974	12 431 974	12 431 974	12 431 974	12 431 974	12 431 974	12 431 974	12 431 974	12 431 974	18 533 669	137 349 284
- Проценты к уплате	0	360 000	0	0	0	9 825 200	8 635 200	7 865 200	7 025 200	6 045 200	5 065 200	4 015 200	2 895 200	1 705 200	515 200	0	53 952 000
Прибыль до налогообложени	0	-360 000	0	0	0	-2 897 350	3 796 774	4 566 774	5 406 774	6 386 774	7 366 774	8 416 774	9 536 774	10 726 774	11 916 774	18 533 669	83 397 284
- Налог на прибыль	0	0	0	0	0	0	531 548	639 348	952 548	1 277 355	1 473 355	1 683 355	1 907 355	2 145 355	2 383 355	3 706 734	16 700 307
Чистая прибыль (убыток)	0	-360 000	0	0	0	-2 897 350	3 265 226	3 927 426	4 454 226	5 109 419	5 893 419	6 733 419	7 629 419	8 581 419	9 533 419	14 826 935	66 696 977
= нераспределенная прибыль	0	-360 000	0	0	0	-2 897 350	3 265 226	3 927 426	4 454 226	5 109 419	5 893 419	6 733 419	7 629 419	8 581 419	9 533 419	14 826 935	66 696 977
то же, нарастающим итогом	0	-360 000	-360 000	-360 000	-360 000	-3 257 350	7 876	3 935 301	8 389 527	13 498 946	19 392 366	26 125 785	33 755 204	42 336 623	51 870 042	66 696 977	

Таблица 7. Отчет о движении денежных средств.

тыс. руб.																	
ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год	11 год	12 год	13 год	14 год	15 год	16 год	ИТОГО
Поступления от продаж						69 041 000	98 630 000	98 630 000	98 630 000	98 630 000	98 630 000	98 630 000	98 630 000	98 630 000	98 630 000	98 630 000	1 055 341 000
Затраты на материалы и комплектующие						-41 529 600	-59 328 000	-59 328 000	-59 328 000	-59 328 000	-59 328 000	-59 328 000	-59 328 000	-59 328 000	-59 328 000	-59 328 000	-634 809 600
Общие затраты						-43 300	-43 300	-43 300	-43 300	-43 300	-43 300	-43 300	-43 300	-43 300	-43 300	-43 300	-476 300
Налоги						9 798 733	-17 044 664	-17 152 464	-17 465 663	-17 790 470	-17 986 470	-18 196 470	-18 420 470	-18 658 470	-18 896 470	-20 219 849	-172 032 726
Выплата процентов по кредитам		-360 000				-11 155 760	-9 965 760	-9 195 760	-8 355 760	-7 375 760	-6 395 760	-5 345 760	-4 225 760	-3 035 760	-1 845 760		-67 257 600
Денежные потоки от операционной деятельности		-360 000				26 111 073	12 248 276	12 910 476	13 437 277	14 092 470	14 876 470	15 716 470	16 612 470	17 564 470	18 516 470	19 038 851	180 764 774
Инвестиции в здания и сооружения	-3 000 000	-15 000 000	-20 000 000	-20 000 000	-10 000 000												-68 000 000
Инвестиции в оборудование и другие активы		-5 000 000	-20 000 000	-20 000 000	-27 000 000												-72 000 000
Инвестиции в оборотный капитал						-8 900 181	-1 135 259	26 950	78 300	81 202	49 000	52 500	56 000	59 500	59 500	330 845	-9 241 643
Денежные потоки от инвестиционной деятельности	-3 000 000	-20 000 000	-40 000 000	-40 000 000	-37 000 000	-8 900 181	-1 135 259	26 950	78 300	81 202	49 000	52 500	56 000	59 500	59 500	330 845	-149 241 643
Поступления кредитов	3 000 000	23 360 000	40 000 000	40 000 000	37 000 000												143 360 000
Возврат кредитов		-3 000 000				-17 000 000	-11 000 000	-12 000 000	-14 000 000	-14 000 000	-15 000 000	-16 000 000	-17 000 000	-17 000 000	-7 360 000		-143 360 000
Денежные потоки от финансовой деятельности	3 000 000	20 360 000	40 000 000	40 000 000	37 000 000	-17 000 000	-11 000 000	-12 000 000	-14 000 000	-14 000 000	-15 000 000	-16 000 000	-17 000 000	-17 000 000	-7 360 000		
Суммарный денежный поток за период						210 893	113 018	937 426	-484 423	173 672	-74 530	-231 030	-331 530	623 970	11 215 970	19 369 696	31 523 131
Денежные средства на конец периода						210 893	323 910	1 261 336	776 913	950 585	876 055	645 025	313 495	937 465	12 153 435	31 523 131	

Таблица 8. Баланс.

тыс. руб.																
БАЛАНС	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год	11 год	12 год	13 год	14 год	15 год	16 год
Деньги	0	0	0	0	0	8 294 512	11 868 329	12 805 756	12 321 333	12 495 005	12 420 475	12 189 444	11 857 914	12 481 884	23 697 854	43 067 550
Дебиторская задолженность	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Авансы уплаченные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Готовая продукция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Незавершенное производство	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Материалы и комплектующие	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС на приобретенные товары	457 627	3 508 475	9 610 169	15 711 864	21 355 932	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы будущих периодов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие оборотные активы																
Суммарные оборотные активы	457 627	3 508 475	9 610 169	15 711 864	21 355 932	8 294 512	11 868 329	12 805 756	12 321 333	12 495 005	12 420 475	12 189 444	11 857 914	12 481 884	23 697 854	43 067 550
Постоянные активы	0	0	0	0	0	122 966 617	112 653 006	102 339 395	92 025 784	81 712 174	71 398 563	61 084 952	50 771 341	40 457 730	30 144 119	25 932 203
здания и сооружения	0	0	0	0	0	54 745 763	51 864 407	48 983 051	46 101 695	43 220 339	40 338 983	37 457 627	34 576 271	31 694 915	28 813 559	25 932 203
оборудование и прочие активы	0	0	0	0	0	68 220 854	60 788 599	53 356 344	45 924 089	38 491 835	31 059 580	23 627 325	16 195 070	8 762 815	1 330 560	0
Незавершенные капиталовложения	2 542 373	19 491 525	55 025 031	93 358 536	131 949 668	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Суммарные внеоборотные активы	2 542 373	19 491 525	55 025 031	93 358 536	131 949 668	122 966 617	112 653 006	102 339 395	92 025 784	81 712 174	71 398 563	61 084 952	50 771 341	40 457 730	30 144 119	25 932 203
= ИТОГО АКТИВОВ	3 000 000	23 000 000	64 635 200	109 070 400	153 305 600	131 261 129	124 521 336	115 145 151	104 347 117	94 207 178	83 819 037	73 274 396	62 629 255	52 939 615	53 841 974	68 999 753
Кредиторская задолженность	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
за поставленные товары	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
за постоянные активы	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчеты с бюджетом	0	0	0	0	0	-816 561	1 508 980	1 535 930	1 614 230	1 695 432	1 744 432	1 796 932	1 852 932	1 912 432	1 971 932	2 302 776
Расчеты с персоналом	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Авансы покупателей	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Краткосрочные кредиты	3 000 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие краткосрочные обязательства	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Суммарные краткосрочные обязательства	3 000 000	0	0	0	0	-816 561	1 508 980	1 535 930	1 614 230	1 695 432	1 744 432	1 796 932	1 852 932	1 912 432	1 971 932	2 302 776
Долгосрочные обязательства	0	23 360 000	64 995 200	109 430 400	153 665 600	135 335 040	123 004 480	109 673 920	94 343 360	79 012 800	62 682 240	45 351 680	27 021 120	8 690 560	0	0
Акционерный капитал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нераспределенная прибыль	0	-360 000	-360 000	-360 000	-360 000	-3 257 350	7 876	3 935 301	8 389 527	13 498 946	19 392 366	26 125 785	33 755 204	42 336 623	51 870 042	66 696 977
Прочие источники финансирования	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Суммарный собственный капитал	0	-360 000	-360 000	-360 000	-360 000	-3 257 350	7 876	3 935 301	8 389 527	13 498 946	19 392 366	26 125 785	33 755 204	42 336 623	51 870 042	66 696 977
= ИТОГО ПАССИВОВ	3 000 000	23 000 000	64 635 200	109 070 400	153 305 600	131 261 129	124 521 336	115 145 151	104 347 117	94 207 178	83 819 037	73 274 396	62 629 255	52 939 615	53 841 974	68 999 753

Таблица 9. Кредиты.

тыс. руб.																		
КРЕДИТЫ		1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год	11 год	12 год	13 год	14 год	15 год	16 год	ИТОГО
Кредит 1																		
Годовая процентная ставка	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	
Поступление денег от кредита		3 000 000																3 000 000
Погашение основного долга			3 000 000															3 000 000
Выплаченные проценты			360 000															360 000
Задолженность на конец текущего периода		3 000 000																
Кредит 2																		
Годовая процентная ставка	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	
Отсрочка выплаты процентов	3																	
Поступление денег от кредита		23 360 000	40 000 000	40 000 000	37 000 000													140 360 000
Погашение основного долга							17 000 000	11 000 000	12 000 000	14 000 000	14 000 000	15 000 000	16 000 000	17 000 000	17 000 000	7 360 000		140 360 000
Выплаченные проценты							11 155 760	9 965 760	9 195 760	8 355 760	7 375 760	6 395 760	5 345 760	4 225 760	3 035 760	1 845 760		66 897 600
Задолженность на конец текущего периода		23 360 000	63 360 000	103 360 000	140 360 000	123 360 000	112 360 000	100 360 000	86 360 000	72 360 000	57 360 000	41 360 000	24 360 000	7 360 000				
проценты начисленные			1 635 200	4 435 200	7 235 200	9 825 200	8 635 200	7 865 200	7 025 200	6 045 200	5 065 200	4 015 200	2 895 200	1 705 200	515 200			66 897 600
задолженность по процентам			1 635 200	6 070 400	13 305 600	11 975 040	10 644 480	9 313 920	7 983 360	6 652 800	5 322 240	3 991 680	2 661 120	1 330 560				
погашение задолженности по процентам						1 330 560	1 330 560	1 330 560	1 330 560	1 330 560	1 330 560	1 330 560	1 330 560	1 330 560	1 330 560			13 305 600
= Итого: Поступления от кредитов		3 000 000	23 360 000	40 000 000	40 000 000	37 000 000												143 360 000
= Итого: Погашение кредитов			3 000 000				17 000 000	11 000 000	12 000 000	14 000 000	14 000 000	15 000 000	16 000 000	17 000 000	17 000 000	7 360 000		143 360 000
= Итого: Выплата процентов			360 000				11 155 760	9 965 760	9 195 760	8 355 760	7 375 760	6 395 760	5 345 760	4 225 760	3 035 760	1 845 760		67 257 600
Справка: Остаток средств на счете							210 893	323 910	1 261 336	776 913	950 585	876 055	645 025	313 495	937 465	12 153 435	31 523 131	

5.4 Сроки окупаемости проекта.

Проект по реализации строительства нефтеперерабатывающего завода в Орловской области, является уникальным в своем роде. Как неоднократно упоминалось, глубина переработки сырой нефти составит не менее 96,5%, что выше мировых стандартов на 6,5%. Применение высоких технологий и привлечение высококвалифицированного менеджмента позволит реализовать строительство завода в относительно короткие сроки. Как видно на представленной графике, срок окупаемости капиталовложений проекта с момента начала финансирования составит 13 лет, а с момента ввода завода в эксплуатацию – 8 лет. При прогнозе эффективности инвестиций использовался один из инструментов анализа - дисконтируемый срок окупаемости проекта, который позволяет дать оценку ликвидности проекта и оценить риск капиталовложений.

График 1. Сроки окупаемости проекта.



5.5 Эффективность инвестиций

Оценка эффективности проекта, прежде всего, необходима для руководства и менеджмента компании в качестве инструмента поддержки принятия решений в процессе управления проектами и компании в целом.

На сегодняшний день, для оценки эффективности реализации проекта по строительству НПЗ в Орловской обл., составлен инвестиционный проект, предполагающий прогнозы размеров доходности, затрат, сроков строительства и окупаемости вложений. Прогноз экономической эффективности деятельности НПЗ в Орловской обл., составлен на основании нижеперечисленных показателей, представленных в Таблице 8:

1. Период расчета интегральный показателей – 16 лет.
2. Дисконтируемый период окупаемости инвестиций после ввода завода в эксплуатацию (DPB) – 13 лет.
3. Период окупаемости инвестиций после ввода завода в эксплуатацию – 8 лет.
4. Ставка дисконтирования, принимаемая к расчетам – 15% годовых.
5. Чистый приведенный доход за прогнозируемый период (NPV) – 41,74 млрд. руб.
6. Внутренняя норма рентабельности проекта (IRR) – 20,1%.
7. Модифицированная внутренняя норма рентабельности (MIRR) – 17,2%.

Вышепредставленные показатели предполагают следующие характеристики объекта предполагаемого строительства:

- срок строительства завода – 5 лет;
- процент загрузки, начиная со 2 года функционирования завода, согласно потребности в нефтепродуктах регионов – 100%;
- проектная мощность НПЗ – 4 млн. тонн сырой нефти в год;
- рентабельность продаж – от 5% до 16% за весь прогнозируемый период;
- глубина переработки сырой нефти – 96,5%.

Таблица 10. Эффективность инвестиций

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ																тыс. руб.
	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год	11 год	12 год	13 год	14 год	15 год	16 год
Учитываемые денежные потоки проекта:																
Денежные потоки от операционной деятельности		-360 000				26 111 073	12 248 276	12 910 476	13 437 277	14 092 470	14 876 470	15 716 470	16 612 470	17 564 470	18 516 470	19 038 851
за исключением процентов по кредитам		360 000				11 155 760	9 965 760	9 195 760	8 355 760	7 375 760	6 395 760	5 345 760	4 225 760	3 035 760	1 845 760	
Денежные потоки от инвестиционной деятельности	-3 000 000	-20 000 000	-40 000 000	-40 000 000	-37 000 000	-8 900 181	-1 135 259	26 950	78 300	81 202	49 000	52 500	56 000	59 500	59 500	330 845
Дисконтированный чистый денежный поток	-2 869 565	-18 298 677	-35 006 164	-33 484 157	-29 626 200	21 725 869	15 442 206	15 509 675	14 659 830	13 816 062	13 075 417	12 385 789	11 723 556	11 087 981	10 483 715	21 114 321
Дисконтированный поток нарастающим итогом	-2 869 565	-21 168 242	-56 174 406	-89 658 563	-119 284 763	-97 558 894	-82 116 688	-66 607 013	-51 947 183	-38 131 121	-25 055 704	-12 669 916	-946 360	10 141 621	20 625 336	41 739 657
Простой срок окупаемости	9															
недисконтированный поток нарастающим итогом	-3 300 000	-27 500 000	-80 740 000	-139 304 000	-198 892 870	-148 639 615	-107 563 041	-60 118 590	-8 547 121	47 346 555	108 178 512	174 445 580	246 578 128	325 033 419	410 340 053	607 919 860
Чистая приведенная стоимость (NPV)	41 739 657															
Дисконтированный срок окупаемости (PBP)	13															
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	20,1%															
Норма доходности полных инвестиционных затрат	46,7%															
инвестиции	3 000 000	20 000 000	40 000 000	40 000 000	37 000 000	8 900 181	1 135 259	-26 950	-78 300	-81 202	-49 000	-52 500	-56 000	-59 500	-59 500	-330 845
дисконтированная стоимость инвестиций	2 608 696	15 122 873	26 300 649	22 870 130	18 395 539	3 847 794	426 786	-8 810	-22 258	-20 072	-10 532	-9 813	-9 102	-8 409	-7 312	-35 356
Модифицированная IRR (MIRR)	17,2%															
Средневзвешенная стоимость капитала	15%															
Ставка дисконтирования инвестиционных затрат	15%															

6. Выводы.

Представленное ТЭО предполагает строительство высокоэффективного нефтеперерабатывающего завода, в Орловской области, способного конкурировать на мировых рынках по ассортименту и качеству товарных нефтепродуктов, а также для удовлетворения растущего внутреннего спроса на экологически чистые, высококачественные моторные топлива.

Строительство завода предполагается осуществить на земельном участке, общей площадью 598,18 га, находящемся в Верховском районе Орловской области. На территории Орловской области проходит крупнейший нефтепровод «Дружба» (общая протяженность около 6000 км.), - крупнейшая система трубопроводов в мире, который позволит обеспечить бесперебойную работу завода.



Выгодное географическое расположение выбранного участка под строительство НПЗ позволяет не только обеспечить гарантированное снабжение предприятия сырьем, но и организовать полномасштабную транспортно - логистическую инфраструктуру для отгрузки товарной продукции водным, железнодорожным и автомобильным транспортом.

С целью обеспечения долгосрочной конкурентоспособности предприятия планируется выбор самой современной технологической конфигурации НПЗ, направленной на производство «корзины нефтепродуктов» европейского качества с высокой добавленной стоимостью и экспортным потенциалом, удовлетворяющим международным стандартам качества Евро-5, с ожидаемой глубиной переработки нефти более 96,5% и максимальным показателем отбора светлых нефтепродуктов. Для этого предполагается использовать лучший мировой опыт в области разработки новейших технологий.

В результате реализации проекта Орловская область получит:

- высокотехнологичное современное предприятие конкурентоспособное на мировом рынке, производящее «корзину нефтепродуктов» европейского качества, с высокой добавленной стоимостью и экспортным потенциалом, удовлетворяющих современным требованиям рынка и экологическим стандартам;
- высококачественные нефтепродукты, отвечающие передовым европейским экологическим нормам по доступным ценам;
- новые рабочие места на заводе и сопутствующих инфраструктурах – более 10 000;
- ежегодные налоговые платежи – 18 млрд. руб.;
- развитие смежных отраслей (нефтедобыча, нефтехимия) и инфраструктуры области, химической науки региона;
- создание благоприятных условий для привлечения инвестиций Орловской области.

Таким образом, можно сделать вывод, что строительство нефтеперерабатывающего завода в Орловской области мощностью 4 млн. тонн в год является высокоэффективным и экономически целесообразным проектом.