

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт электронного обучения
Направление подготовки химическая технология природных энергоносителей и
углеродных материалов
Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|-----------------------------------------------------------------------------------|
| Расчет процессов промышленной подготовки нефти Крапивинского месторождения |

УДК 622.276.8.001.5

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------|---------|------|
| 3-5201 | Самсонов А.А. | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Мойзес О.Е. | к.т.н | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Рыжакина Т.Г. | к.э.н | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Антоневич О.А. | к.б.н | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Зав. кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------|------------|---------------------------|---------|------|
| | Юрьев Е.М. | к.т.н. | | |

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Институт природных ресурсов
 Направление подготовки химическая технология природных энергоносителей и
 углеродных материалов
 Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

Юрьев Е.М.

____ (Подпись) ____ (Дата) ____ (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

| Группа | ФИО |
|---------------|----------------------------------------|
| 3-5201 | Самсонову Андрею Александровичу |

Тема работы:

| | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------------------|----|
| Расчет процессов промышленной подготовки нефти Крапивинского месторождения | | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | 1778/с 3.03.2016 | от |

| | |
|------------------------------------------|-----------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 6.06.2016 |
|------------------------------------------|-----------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p align="center">Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p> | <p>1. Технологическая схема УПН Крапивинского месторождения, производительность, составы материальных потоков, физико-химические характеристики нефти.</p> |
| <p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной</i></p> | <p>1. Литературный обзор. Теоретические основы процессов подготовки нефти.</p> <p>2. Объекты и методы исследований. Технология УПН Крапивинского месторождения</p> |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p> | <p>Математическое моделирование 3. Расчеты и аналитика. Обработка и анализ экспериментальных данных. Проведение исследований влияния технологических параметров на процесс подготовки нефти Крапивинского месторождения с применением моделирующей системы 4. Социальная ответственность 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> |
| <p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p> | <p>Технологическая схема -1лист Результаты исследований (4 листа) Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение -1 лист</p> |
| <p align="center">Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p> | |
| <p align="center">Раздел</p> | <p align="center">Консультант</p> |
| <p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> | <p align="center">Рыжакина Татьяна Гавриловна</p> |
| <p>Социальная ответственность</p> | <p align="center">Антоневич Ольга Алексеевна</p> |
| <p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p> | <p align="center">14.03.2016 г.</p> |

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------------------------------|---------------------------------------------|--------------------------------------|---------|------|
| <p align="center">Доцент кафедры ХТТ и ХК</p> | <p align="center">Мойзес Ольга Ефимовна</p> | <p align="center">к.т.н., доцент</p> | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|------------------------------|-----------------------------------------------------|---------|------|
| <p align="center">3-5201</p> | <p align="center">Самсонов Андрей Александрович</p> | | |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| | |
|---------------|-------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-5201 | Самсонов Андрей Александрович |

| | | | |
|----------------------------|--------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|
| Институт | Неразрушающего контроля | Кафедра | ХТТ и ХК |
| Уровень образования | Специалитет | Направление/специальность | Химическая технология топлива |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | <i>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.</i> |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | |
| 3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> | |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i> | <i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта</i> |
| 2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i> | <i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i> |
| 3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i> | <i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ</i> |
| 4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i> | <i>Проведение оценки экономической эффективности расчета технологии упр Крапивинская.</i> |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

| |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Сегментирование рынка</i> 2. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i> 3. <i>Матрица SWOT</i> 4. <i>График проведения и бюджет НТИ</i> 5. <i>Расчёт чистого денежного потока</i> 6. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i> |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

| | |
|-------------------------------------------------------------|--|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |
|-------------------------------------------------------------|--|

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|-----------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент | Рыжакина Татьяна Гавриловна | Кандидат экономических наук | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 3-5201 | Самсонов Андрей Александрович | | |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|--------|---------------|
| Группа | ФИО |
| 3-5201 | Самсонов А.А. |

| | | | |
|---------------------|--------------------------------|---------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|
| Институт | Институт электронного обучения | Кафедра | Химической технологии топлива и кибернетики |
| Уровень образования | Специалитет | Направление/специальность | 240403 Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов |

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | Установка подготовки нефти «Крапивинского н.м.р.» |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). | <p>1.1 <i>повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны (ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ); повышенный уровень шума на рабочем месте (ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ);</i></p> <p>1.2 <i>Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 12.1.005-88 ССБ; Гигиеническими требованиями к микроклимату производственных помещений СанПиН 2.2.4.548-96.</i></p> <p>1.3. <i>–электробезопасность – статическое электричество (специальная одежда антиэлектростатическая; средства защиты рук антиэлектростатическая; специальная обувь антиэлектростатическая; предохранительные приспособления антиэлектростатические (браслеты и кольца));</i></p> <p>- <i>пожаровзрывобезопасность (причины: отступление от норм установленного технологического режима эксплуатации; разгерметизация фланцев трубопроводов или аппаратов с нефтепродуктами; неисправность средств сигнализации и блокировки технологического процесса; несоблюдение инструкций по промышленной безопасности и противопожарных правил. Средства пожаротушения: ручные порошковые огнетушители ОП-5, ОП-10, ОП-50, углекислотные огнетушители ОУ-6, пожарные ящики с песком в комплекте пожарные рукава).</i></p> |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. | <p><i>Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы): Среди загрязнений воздушной среды выбросами УПН основными являются углеводороды и сернистый газ. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы): Нефти и нефтепродукты, сбрасываемые со сточными водами: сырая нефть, мазут. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы): Накапливаются такие выбросы, как углеводороды, нефти оксиды азота, серы, фенол, аммиак, а также тяжелые металлы, вымываемые снегом из атмосферы. Почва загрязняется нефтепродуктами и выбросами этих предприятий в радиусе до 3-х км, и глубиной до 60-80 см.</i></p> |
| <p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. | <ul style="list-style-type: none"> - Пожары, взрывы, угроза взрывов; - Пожаровзрывоопасность веществ и материалов; - Меры: 1. строгое соблюдение норм технологического режима - порядка и правил ведения технологических процессов на всех составляющих установки; обязательное выполнение обслуживающим персоналом производственных инструкций, правил по производственной безопасности, пожарной и газовой безопасности, бесперебойное снабжение установки сырьём, паром, водой, электроэнергией, воздухом КИП, азотом; выполнение всего комплекса технических и организационных мероприятий по поддержанию на высоком уровне пожаровзрывобезопасности всего технологического оборудования, технической надёжности КИП и обеспечивающих систем; высокий уровень профессиональной подготовки промышленно-производственного персонала; постоянная готовность сил и средств к локализации аварий и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций; - Во всех помещениях на производстве предусмотрена пожарная сигнализация. Сигналы от датчиков пожарной сигнализации подаются на щиты управления. В качестве датчиков используются пожарные извещатели взрывозащищенные. Для тушения пожаров или возгораний на установке применяются следующие средства |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | <p>пожаротушения: ручные порошковые огнетушители ОП-5, ОП-10, ОП-50; углекислотные огнетушители ОУ-6; пожарные ящики с песком в комплекте; пожарные рукава.</p> <p>На территории установки установлены пожарные щиты, укомплектованные огнетушителями ОП-5, ОП-10, ОУ-6, кошмой, лопатами.</p> |
| <p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | <p>1) Согласно статье 224 ТК РФ у сотрудников, которые заняты на работах во вредных или опасных условиях, продолжительность рабочего времени сокращается на 4 часа в неделю .</p> <p>2) Компоновка оборудования, зданий и сооружений выполнена в соответствии с действующими «Ведомственными указаниями проектирования предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности» (ВУПП-88) .</p> |

| | |
|-------------------------------------------------------------|--|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | |
|-------------------------------------------------------------|--|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Антоневич О.А. | к.б.н | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------|---------|------|
| 3-5201 | Самсонов А.А. | | |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 93 с., 22 рис., 37 табл., 52 источника, 1 приложение.

Ключевые слова: Подготовка нефти, сепаратор, деэмульгатор, обезвоживание, каплеобразование, обессоливание, математическое моделирование

Объект исследования – процессы подготовки нефти УПН «Крапивинская».

Целью данной работы является:

- Изучение и анализ технологии промысловой подготовки нефти Крапивинского месторождения;
- Обработка экспериментальных данных УПН Крапивинское;
- Проведение исследований влияния технологических параметров на процессы каплеобразования и отстаивания с применением моделирующей системы промысловой подготовки нефти, разработанной на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики.

В ходе работы выполнен анализ технологии подготовки нефти Приобского месторождения. Рассчитаны показатели процессов каплеобразования и отстаивания с применением моделирующей системы промысловой подготовки нефти, проведены исследования влияния технологических параметров на процессы разрушения водонефтяных эмульсий.

Область применения: на основании анализа проведенных исследований могут быть даны рекомендации по эффективному проведению процессов подготовки нефти, результаты исследований могут быть применены в практике работ установок промысловой подготовки нефти, а также в учебном процессе.

Экономическая эффективность - данный инвестиционный проект считается выгодным, так как NPV является положительной величиной. Дисконтированный срок окупаемости проекта (РРдск) составил 4,8 года.

В будущем планируется исследование процессов и поиск эффективных режимов при промысловой подготовке нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- БДР — блок дозирования реагента.
ГВС — газоздушная среда.
ГПС — генератор пены сетчатый.
ГС — газовый сепаратор.
ЕА — емкость аварийная.
ИТР — инженерно-технические работники.
ИП — извещатель пожарный.
КЕО — коэффициент естественной освещенности.
КИПиА — контрольно-измерительные приборы и аппаратура.
КСУ — концевая сепарационная установка.
ЛВЖ — легковоспламеняющиеся жидкости.
ММ — мобильная мотопомпа.
МС — моделирующая система.
НГСВ — нефтегазовый сепаратор со сбросом воды.
НПБ — нормы противопожарной безопасности.
НПН — насосная перекачки нефти.
ОП — огнетушитель порошковый.
ОУ — огнетушитель углекислотный.
ПДВ — предельно допустимые выбросы.
ПДК — предельно допустимая концентрация.
ПКП — приемно-контролирующий прибор.
ПЛВА — план ликвидации возможных аварий.
РВС — резервуар вертикальный стальной.
СанПиН — санитарные правила и нормы.
СЗЗ — санитарно-защитная зона.
СИЗ — средства индивидуальной защиты.
СРД — сосуд, работающий под давлением.
СН — санитарные нормы.
СНиП — строительные нормы и правила.
УДХ — установка дозирования химического реагента.
УПН — установка подготовки нефти.
УПСВ — установка предварительного сброса воды.
ЦППД — цех поддержания пластового давления

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 12 |
| 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР..... | 13 |
| 1.1 Процессы подготовки нефти..... | 13 |
| 1.2 Теоритические основы процесса сепарации | 16 |
| 1.3 Оборудование процесса сепарации..... | 18 |
| 1.4 Механизм образования и разрушения водонефтяных эмульсий..... | 24 |
| 1.5 Основные способы разрушения эмульсий..... | 28 |
| 1.6 Теоретические основы каплеобразования..... | 31 |
| 1.7 Теоретические основы процесса отстаивания..... | 34 |
| 1.8 Устройство отстойников..... | 35 |
| 2. ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ..... | 37 |
| 3. РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА..... | 37 |
| 3.1 Обработка и анализ экспериментальных данных..... | 32 |
| 3.2 Исследование влияния технологических параметров на процессы промышленной подготовки нефти с применением моделирующей системы... | 35 |
| 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ..... | 57 |
| 4.1 Предпроектный анализ..... | 57 |
| 4.2 Инициализация проекта..... | 59 |
| 4.3 Планирование управления научно-техническим проектом..... | 63 |
| 4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.... | 70 |
| 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ..... | 71 |
| 5.1 Производственная безопасность..... | 58 |
| 5.2 Экологическая безопасность..... | 87 |
| 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях..... | 89 |
| 5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..... | 85 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... | 93 |
| Список используемых источников..... | 34 |
| Приложение А..... | 35 |

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в связи с совершенствованием технологии переработки нефти и необходимости в уменьшении затрат на ее транспортировку все большую роль играет качество ее подготовки, поэтому процессы подготовки нефтей на промыслах занимают особое место. Для отделения пластовой воды от нефти на месторождениях создаются установки предварительного сброса воды (УПСВ) и установки подготовки нефти (УПН).

Актуальность проблемы промысловой подготовки нефти обусловлена рядом причин:

- затраты на перекачку водонефтяной эмульсии до установок переработки значительно превышают затраты на перекачку обезвоженной нефти;
- вредное воздействие солей и механических примесей приводит к усилению коррозии технологических трубопроводов;
- вредное действие воды, солей и механических примесей нефти на технологическую аппаратуру нефтеперерабатывающих заводов приводит к уменьшению их срока службы и сокращению межремонтных пробегов;
- соли, содержащиеся в пластовой воде, остающиеся в первичных нефтепродуктах, являются причиной отравления дорогостоящих катализаторов.

Эффективность работы установок подготовки и первичной переработки нефти во многом определяет технико-экономические показатели производства в целом.

Широкое внедрение процессов обезвоживания и обессоливания на нефтепромыслах и нефтеперерабатывающих заводах с использованием специального оборудования, аппаратуры и новых технологических процессов подготовки нефти является важным шагом улучшения качества нефтепродуктов.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Процессы подготовки нефти

Нефть, извлекаемая на поверхность земли из скважин, называется «сырой», поскольку в ней содержится пластовая вода с растворенными солями, газы органического (от CH_4 до C_4H_{10}) и неорганического (H_2S , CO_2) происхождения, а также механические примеси (песок, глина, известняк). В среднем на каждую тонну добытой нефти приходится 50-100 м³ попутного газа, 200-300 кг воды.

В задачу промышленной подготовки нефти входит отделение от нефти основной части этих примесей до требований ГОСТа на нефть, готовую к переработке. Основная масса товарной нефти, подготавливаемой на центральных пунктах сбора (ЦПС), сдается потребителю с содержанием воды до 0,5% и хлористых солей до 100 мг/л в соответствии с ГОСТ 51858-2002 [1].

Подготовка нефти и попутных нефтяных газов состоит из ряда процессов: сепарация, предварительное и окончательное обезвоживание, обессоливание и стабилизация нефти, очистка и осушка газов, переработка образующихся жидких углеводородных фракций.

С целью типизации и унификации объектов сбора, транспорта и подготовки нефти, воды и газа необходимо выделить следующие основные параметры, определяющие технологические решения при разработке объектов:

- физико-химические свойства исходного сырья;
- количество получаемых продуктов;
- способы добычи, сбора и подготовки нефти и газа;
- конструктивно-технологическая база объектов;
- типовые режимы и балансы работы объектов.

Каждый из этих признаков может зависеть еще от ряда других основных требований к самим процессам, таким как:

- отдельный сбор обводненной и безводной нефти;
- отдельный сбор сернистой и не сернистой нефти;
- работа с предварительным сбором воды и без него;
- работа с подогревом и без обогрева нефти;
- проведение только обезвоживания;
- проведение обезвоживания и обессоливания;
- различные варианты подготовки сопутствующих газов.

Для получения товарной нефти и нефтяного газа, а также пластовой воды, которую можно было бы снова возвращать в пласт, применяют специальные технологические установки.

Технологические установки подготовки нефти, газа и воды — это комплекс блочного автоматизированного оборудования и аппаратов, в которых последовательно и непрерывно происходят процессы обезвоживания и обессоливания нефти, осушка (от водяных паров) и очистка (от сероводорода и углекислого газа) нефтяного газа, а также очистка пластовой сточной воды от капелек нефти, механических примесей, железа, сероводорода, углекислого газа и кислорода.

Одной из разновидностей применяемых систем сбора и подготовки нефти и газа является участковая однетрубная система сбора. В результате анализа существующих в различных районах нашей страны систем сбора, транспортирования и подготовки нефти была предложена единая система промышленного оборудования, в основу которой было положено применение технологии однетрубного транспорта газонефтяной смеси от устьев скважин до центральных промышленных сооружений.

Исследования, выполненные институтом БашНИПИнефть совместно с ЦНИПР НГДУ «Туймазанефть», показали, что в случае сбора высокообводненных нефтей при однетрубной системе сбора возникают эксплуатационные осложнения, связанные с тем, что возрастание объемов попутно добываемой с нефтью воды приводило к перегрузке сборных

трубопроводов, снижению их коррозионной надежности и сроков эксплуатации. Увеличивались энергозатраты на встречные перекачки пластовой воды в нефтесборные пункты и обратно на месторождения для закачки в нефтяные пласты. Возрастают затраты тепловой энергии и дорогостоящих химических реагентов на транспорт и подготовку высокообводненной нефти.

Заключительным звеном в каждой системе сбора нефти и газа являются центральные пункты сбора (ЦПС). ЦПС — это технологический объект, конечной продукцией которого является товарная нефть, поставляемая нефтеперерабатывающим предприятиям в соответствии с ГОСТ 51858-2002. В состав основных сооружений ЦПС входят установки подготовки нефти (УПН), установки по очистке подтоварной воды — очистные сооружения (ОС), резервуарный парк (РП), коммерческий узел учета товарной нефти (УУН) и воды (УУВ).

Типизация перечисленных параметров для нефтей различных месторождений позволяет принять унифицированные технологические решения при проектировании нефтепромысловых объектов и разрабатывать и выпускать серийную аппаратуру и оборудование. В зависимости от методов и стадии разработки месторождения, а также его энергетических ресурсов, расположения отдельных месторождений относительно ЦПС могут применяться различные варианты унифицированных схем сбора и подготовки нефти.

Для разработки унифицированных схем установок подготовки нефти необходимо определить их структурные основные составляющие или наиболее типичные узлы при различных технологических режимах: сепарация, приготовление и дозировка реагента, предварительное обезвоживание, перекачка эмульсии, регенерация теплоты, обезвоживание и обессоливание нефти, горячая или вакуумная сепарация. Каждый из перечисленных узлов имеет определенное самостоятельное значение.

Технология процессов первичной подготовки нефти и оборудование должны быть оптимальными на протяжении всего цикла с учетом динамики этой системы, технологичности изготовления, надежности функционирования, ремонтоспособности оборудования и т.д. Показатели работы установки подготовки нефти (УПН) определяют качество продукции, передаваемой научно-техническому отделу (НТО) или на экспорт. Поэтому совершенствование технологии первичной подготовки нефти, повышение производительности, улучшение качества получаемых продуктов является насущной проблемой и исследование данных процессов должно осуществляться довольно широко [2].

1.2 Теоретические основы процесса сепарации

Нефть, извлекаемая из земных недр, содержит значительное количество легких углеводородов C_1-C_4 . Большая часть этих углеводородов может быть потеряна при хранении и транспортировании нефти. Чтобы ликвидировать потери газов, а вместе с ними и легких бензиновых фракций, предотвратить загрязнение атмосферы, необходимо максимально извлечь углеводороды C_1-C_4 из нефти перед тем, как отправить ее на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ). Процесс удаления легких углеводородов из нефти и нефтяных фракций называется *стабилизацией*. Стабилизация нефти проводится с применением процессов сепарации.

В условиях нефтяного пласта при высоком давлении газы растворены в нефти. При подъеме нефти на земную поверхность давление падает и растворенный газ выделяется. Важно в этот момент уловить его [3].

Сепарация газа по своей сущности является сочетанием физических и массообменных процессов, протекающих между газовой и жидкой фазой, которые содержат большое количество компонентов, т.е. является сложным многокомпонентным процессом. Считают, что в процессе сепарации:

- достигается состояние равновесия;
- происходит однократное испарение компонентов смеси.

Условие фазового равновесия характеризуется законом Рауля-Дальтона

$$Py_i = x_i p_i \quad . \quad (1.1)$$

гласящему, что парциальное давление i -го компонента в паровой фазе (Py_i) равно парциальному давлению того же компонента в жидкой фазе ($x_i p_i$). В уравнении (1) P — общее давление смеси; p_i — давление насыщенного пара i -го компонента над жидкостью в чистом виде.

Отношение мольной доли i -го компонента в газовой фазе к мольной доле того же компонента в жидкой фазе при данных термобарических условиях характеризует константу фазового равновесия i -го компонента

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} = f(P, t).$$

Уравнение равновесия (1.1) в этом случае примет вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} K_i = \frac{p_i}{P} = \frac{y_i}{x_i}, \\ \sum_{i=1}^{i=n} \frac{y_i}{K_i} = \sum_{i=1}^{i=n} x_i K_i = 1 \end{array} \right. \quad . \quad (1.2)$$

Из уравнений (1.1) и (1.2) следует, что распределение углеводородов между фазами двухфазной равновесной системы при данной температуре протекает в соответствии с парциальным давлением паров углеводородов и их мольными концентрациями. При нарушении равновесия в системе, вызванного изменением термобарических условий, начинается перераспределение углеводородов между фазами, которое продолжается до тех пор, пока снова не восстановится равновесное состояние данной системы.

Определение количества и состава газового и жидкостного потоков добываемой продукции газовых и газоконденсатных месторождений является одной из важнейших задач. Подобный расчет проводят на основании уравнения материального баланса для i -го компонента системы:

$$F \cdot u_i = G \cdot y_i + L \cdot x_i \quad , \quad (1.3)$$

где u_i, x_i, y_i — мольные доли i -го компонента в исходном сырье и полученных жидкой и паровой фазах соответственно; F, G, L — количество исходного сырья, газовой и жидкой фазы соответственно кг/час.

С учетом (1.2) уравнение материального баланса (1.3) принимает вид уравнения для расчета частичного однократного испарения многокомпонентной системы:

$$x_i = \frac{u_i}{1 + e(K_i - 1)}, \quad (1.4)$$

где $e = \frac{G}{F}$ — молярная доля пара (доля отгона) в конце процесса однократного испарения.

Расчет количества и состава материальных потоков производится по уравнениям (1.2) и (1.4). Контролем правильности решения является выполнение условий:

$$\sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n y_i = 1 \quad . \quad (1.5)$$

1.3 Оборудование процесса сепарации

Существует несколько схем отделения газа от нефти на промысле, различающихся условиями перемещения нефти и газа. Схемы первой группы характеризуются тем, что газ отделяют от нефти на кратчайшем расстоянии от скважины. После отделения газа к центральным пунктам сбора перемещается только нефть. Пример подобной схемы отделения газа от нефти приводится на рис. 1 а.

Газонефтяная смесь из скважины поступает, в сепаратор С-1, оборудованный устройствами для предотвращения уноса нефти с газом. Из С-1 газ поступает в газосборный коллектор, а нефть — в мерник Е-1. По газосборному коллектору попутный газ передается для дальнейшей обработки на газобензиновые заводы.

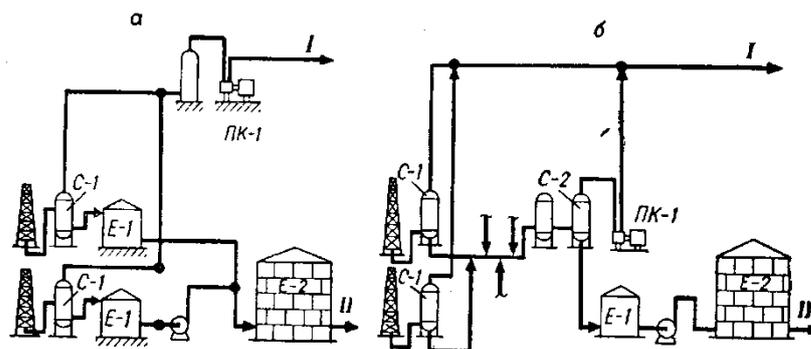


Рисунок 1 – Схемы отделения газа от нефти на нефтепромысле с одноступенчатой (а) и многоступенчатой сепарацией (б): *I* – газ на газобензиновый завод; *II* – нефть.

К узлу подключения подводят большое количество скважин одного или нескольких нефтяных месторождений находящихся на не большом расстоянии. Так как давление, при котором происходит сепарация, невысокое (1-2 атм), для подачи газа на газобензиновые заводы используют компрессора ЛК-1 для его сжатия.

Нефть из ёмкости E-1 поступает на нефтесборный пункт, где её обезвоживают до нормативных значений.

Данная схема отличается простотой, и не обеспечивает достаточной сепарации попутного газа. При использовании такой схемы сепарации в нефти остается большое количества попутного газа (30-60%).

Газ, попадая вместе с нефтью в мерные ёмкости E-1 и PBC нефтесборных пунктов, степени улетучивается в атмосферу.

Значительно большей эффективностью обладают многоступенчатые сепарационные системы (рис. 1 б).

На устьях нефтяных скважин поддерживают высокое давление. В непосредственной близости от скважины устанавливают газосепаратор первой ступени сепарации C-1, с давлением 6-7 атм. Донного давления достаточно, что бы доставить газ на газобензиновый завод. Из газосепаратора первой ступени нефть вместе с оставшимся в ней растворенным газом самотеком поступает на центральный пункт сбора. Здесь во едино собираются потоки от большого числа скважин. За счет снижения давления

на центральном пункте сбора происходит выделение растворенного газа в нефти на второй ступени сепарации С-2. Компрессорами, полученный в результате сепарации газ, перекачивают на завод [2.3].

Преимущества многоступенчатой схемы сепарации:

- более глубокая сепарация газа от нефти;
- сокращение уноса капельной жидкости с газом;
- уменьшение затрат на электроэнергию.

Самым распространенным видом аппаратуры в объектах промышленного сбора, подготовки нефти и газа к транспорту являются сепараторы. Предназначены эти аппараты для отделения газа от жидкости, жидкости от газа, а в некоторых случаях оба процесса могут сопровождаться разделением жидких фаз, отличающихся своими плотностями (нефть-вода, бензин-вода).

В системах подготовки нефти и газа сепараторы используются:

- на ступенях концевой, горячей и вакуумной сепарации, а также в качестве специальных секций или встроенных узлов в аппаратах, совмещающих нагрев, обезвоживание и обессоливание нефти с ее сепарацией;
 - перед компрессорными машинами и после них для уменьшения содержания капельной жидкости и механических примесей в поступающем и выходящем газах;
 - после узлов низкотемпературной конденсации для отделения газа от образовавшегося конденсата, а при положительных температурах и от углеводородного конденсата, и от воды;
 - после колонн различного назначения для отделения верхнего продукта;
 - внутри колонн для предотвращения механического уноса жидкой фазы (отстойники).

В зависимости от места расположения и назначения к сепараторам предъявляются следующие основные требования:

- достижение равновесия фаз жидкость-газ;
- максимальное отделение от нефти газовой фазы и механических примесей;
- очистка уходящего газа от капельной жидкости;
- предотвращение образования пены или разрушение ее;
- снижение влияния пульсации газонефтяного потока;
- четкое разделение жидких фаз (многофазные разделители).

По характеру действующих сил сепараторы делятся на следующие:

- *гравитационные*, разделение фаз, в которых происходит за счет разности плотностей жидкости, газа и твердых частиц газа;
- *насадочные*, в которых фазы разделяются за счет силы тяжести и инерции;
- *центробежные*, разделение в которых происходит за счет центробежных и инерционных сил .

Существует большое количество сепараторов различных по внутреннему устройству, но все они, преимущественно, состоят из нескольких основных секций:

Основная сепарационная секция

Главная задача секции отделение основной части жидкости (нефти, газового конденсата, воды) от входящего газожидкостного потока. Известно, что сепарация газа от нефти начинается при снижении давления последней до давления насыщения и ниже. Происходит это как в пласте, так и в системах сбора нефти. Выделившийся газ стремится в сторону пониженного давления, а затем в сепаратор. Двигаясь в сторону пониженного давления, газ в виде пузырьков, расширяющихся и соединяющихся в более крупные, увлекает нефть и в то же время опережает ее. Процесс этот продолжается до входа в сепаратор. Перед входом в сепаратор продукция скважин всегда состоит из двух фаз — жидкой и газовой. Соотношение между объемами фаз зависит от содержания легких углеводородов в нефти, давления,

поддерживаемого в сепараторе, и давления насыщения нефти в пластовых условиях. В газонефтяном сепараторе, происходит два основных процесса: отделение выделяемого свободного газа и выделение из нефти свободного и растворенного в ней газа. Так как выделение основной массы свободного газа из нефти закончилось перед входом в сепаратор, то может оказаться эффективным предварительный отбор газа из газожидкостного потока и отдельный вход в сепаратор.

Осадительная секция.

В этой секции происходит дополнительное выделение пузырьков газа из нефти. В газовых сепараторах жидкость в данной секции отделяется под действием гравитационных сил, а газ движется в сосуде с относительно низкой скоростью. В газовых сепараторах некоторых конструкций для снижения турбулентности применяют различные устройства – пластины, цилиндрические и полуцилиндрические поверхности.

В газонефтяных сепараторах для интенсификации процесса выделения свободного и растворенного газа из нефти применяют наклонно расположенные плоскости. При этом поток нефти должен плавно, без брызг, сливаться в нижнюю часть сепаратора.

Секция сбора жидкости

Служит для отбора жидкости, из которой почти полностью в предыдущих секциях выделяется газ при температуре и давлении в сепараторе. Однако некоторое количество газа в нем имеется. Для сепараторов, в которых разделяются газ и легкие углеводороды, содержащиеся жидкой фазе, объем данной секции выбирают так, чтобы он позволил удержать отсепарировавшуюся жидкость в течение времени, необходимого для выхода пузырька газа на поверхность и вторичного попадания в газовый поток.

Влагоуловительная секция

Расположена в верхней части газового сепаратора и служит для улавливания частиц жидкости, унесенных потоком газа. В данной секции

монтируются конструкции из твердых поверхностей, состоящих из швеллеров, жалюзи, проволочной сетки.

Наиболее используемыми на нефтяных месторождениях стали горизонтальные сепараторы, обладающие большей пропускной способностью при одном и том же объеме аппарата, значительно лучшим качеством сепарации и более простым обслуживанием при проведении технического освидетельствования. Сейчас производят два основных вида нефтегазосепараторов НГС и УБС. [4]

Так же заводами производятся трехфазные сепараторы типа НГСВ, в которых предусмотрен сброс подтоварной воды .

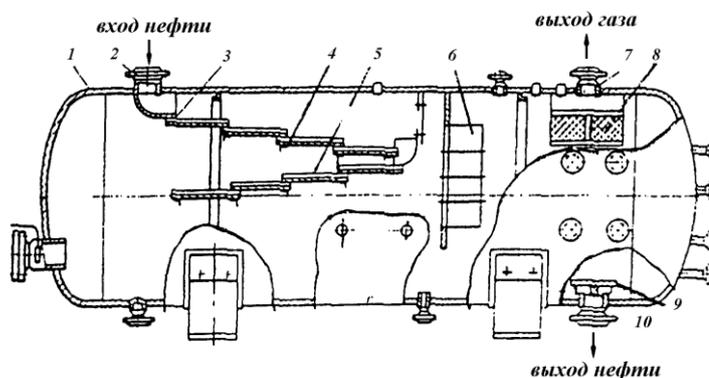


Рисунок 2 –Нефтегазовый сепаратор типа НГС

Сепаратор типа НГС (рис. 2) состоит из горизонтальной емкости 1, оснащенной патрубками для входа продукции 2, для выхода нефти 10 и газа 7. Внутри емкости, непосредственно у патрубка, для входа нефтегазовой смеси смонтированы распределительное устройство 3 и наклонные желоба (дефлекторы) 4 и 5. Возле патрубка, через который осуществляется выход газа, установлены горизонтальный 8 и вертикальный 6 сетчатые отбойники. Кроме того, аппарат снабжен штуцерами и муфтами для монтажа приборов сигнализации и автоматического регулирования режима работы.

Газонефтяная смесь поступает в аппарат через входной патрубок 3, изменяет свое, направление на 90° , и при помощи распределительного устройства нефть вместе с остаточным газом направляется сначала в верхние наклонные желоба 4, а затем в нижние 5. Отделившийся из нефти газ проходит сначала вертикальный каплеотбойник 6, а затем горизонтальный 8.

Эти каплеотбойники осуществляют тонкую очистку газа от капельной жидкости (эффективность свыше 99%), что позволяет отказаться от установки дополнительного сепаратора газа. Выделившийся в сепараторе газ через патрубок 7, задвижку и регулирующий клапан (на рис.1 не показаны) поступает в газосборную сеть. В указанных цифрах первая цифра обозначает рабочее давление, вторая цифра — диаметр сепаратора (в мм).

Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней секции сбора жидкости сепаратора, через выходной патрубок 10 направляется на следующую ступень сепарации или, в случае использования аппарата на последней ступени, в резервуар. Для устранения возможности воронкообразования и попадания газа в выкидную линию над патрубком выхода нефти устанавливается диск 9.

1.4 Механизм образования и разрушения водонефтяных эмульсий

При эксплуатации нефтяных месторождений количество попутно добываемой воды увеличивается. Так например на начальной стадии эксплуатации обводненность нефти может быть 5-10%, а при длительной эксплуатации это значение может достигать более 90%.

Под нефтяной эмульсией понимают мелкодисперсную механическую смесь нефти и воды, образование которой происходит в призабойной зоне скважины, ее стволе и поверхностном оборудовании [5].

Различают два вида нефтяных эмульсий: вода в нефти и нефть в воде. Наиболее часто встречаемой на промысле является эмульсия тип вода в нефти.

Для образования водонефтяной эмульсии недостаточно только перемешивания двух несмешивающихся жидкостей, необходимо наличие в нефти особых веществ — природных эмульгаторов. Такие природные эмульгаторы в том или ином количестве всегда содержатся в пластовой нефти. В их состав входит несколько классов природных веществ — компонентов продукции нефтяной скважины (табл. 1.1). К ним относятся

асфальтены, смолы, нефтерастворимые органические кислоты и другие мельчайшие механические примеси [5].

Природные эмульгаторы понижают поверхностное натяжение системы вода-нефть и поэтому являются поверхностно-активными веществами (естественные ПАВ).

Естественные ПАВ адсорбируются поверхностным слоем, т.е. сосредотачиваются в поверхностном слое в большей концентрации, чем в основном объеме раствора.

Таблица 1.1 — Компоненты продукции нефтяной скважины

| Класс веществ | Наименование веществ | Характер воздействия на водонефтяную систему |
|-------------------------------------|-------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| С высокой поверхностной активностью | Нафтенные и жирные кислоты, низшие смолы | Диспергирование системы и создание неструктурированных молекулярных слоев на поверхности раздела фаз |
| С низкой поверхностной активностью | Асфальтены, асфальтеновые кислоты и ангидриды, высшие смолы | Стабилизация эмульсии структурированием поверхностных слоев |
| Твердые, минеральные и органические | — | Агрегируются с глобулами воды; формирование прочного «бронированного» слоя |

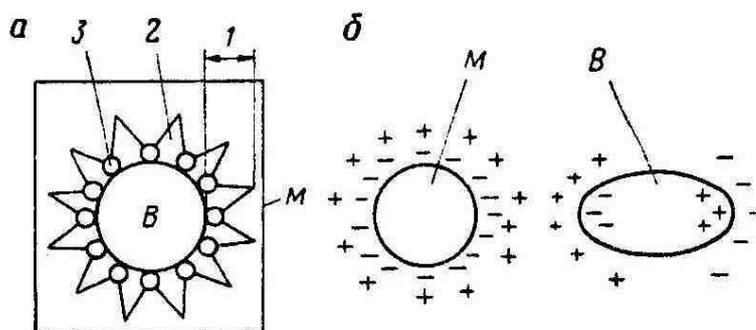


Рисунок 1 - Образование нефтяной эмульсии (а) и происхождение двойного электрического заряда (б) 1 — толщина «бронированного» слоя; 2, 3 — эмульгирующие вещества (естественные ПАВ)

Для интерпретации явлений адсорбции естественных ПАВ на границе вода-нефть определяют зависимость между избытком или недостатком адсорбированного вещества в поверхностном слое Γ , концентрацией ПАВ в растворе c и поверхностным натяжением σ на этой границе:

$$\tilde{A} = -\frac{c}{RT} \frac{d\sigma}{dc} . \quad (1.6)$$

Если поверхностное натяжение системы σ уменьшается с увеличением концентрации c , т.е. $\frac{d\sigma}{dc} < 0$, то $\Gamma > 0$ и концентрация ПАВ в поверхностном слое больше, чем во всем объеме.

Понижение поверхностного натяжения растворов обусловлено тем, что притяжение растворенных молекул ПАВ к молекулам растворителя меньше, чем взаимное притяжение самих молекул растворителя. При таком соотношении молекулярных сил молекулы растворенного вещества (т. е. ПАВ) выталкиваются из объема на поверхность раздела (капли), т.е. происходит адсорбция, что вызывает понижение свободной поверхностной энергии или поверхностного натяжения. С увеличением концентрации ПАВ в растворе адсорбционный слой уплотняется, что сопровождается понижением поверхностного натяжения. Устойчивость эмульсий типа В/Н, стабилизированных естественными ПАВ, объясняется ориентацией молекул эмульгатора (рис. 2) [9].

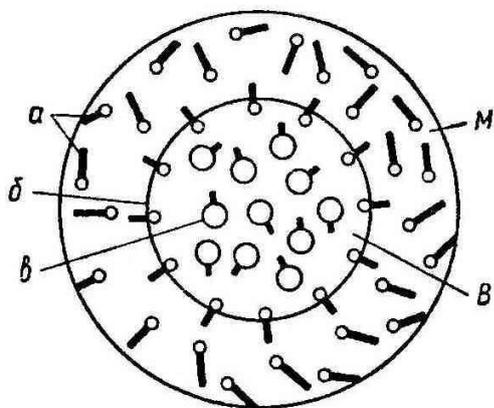


Рисунок 2 – Поведение различно сбалансированных дифильных молекул эмульгатора.

Его дифильные молекулы ориентированы на межфазной поверхности так, что углеводородные участки направлены в дисперсионную среду (нефть), а полярные гидратированные группы — в дисперсную фазу (воду).

Эмульгирующее действие как ионогенных, так и неионогенных естественных ПАВ тем эффективнее, чем лучше сбалансированы полярные и неполярные части молекул эмульгатора между обеими фазами эмульсии. Это означает, что дифильная молекула эмульгатора обладает сродством как с

полярными, так и с неполярными средами. Только при этом условии молекулы эмульгатора не будут растворяться преимущественно в какой-нибудь одной из фаз и будут находиться на межфазной поверхности. Так, эмульгаторы, в молекуле которых действие полярной части преобладает над неполярной и которые лучше растворяются в воде образуют эмульсии типа «нефть в воде» (прямые), и наоборот — эмульгаторы, у которых действие неполярной группы молекулы преобладает над полярной, способствуют образованию эмульсии типа «вода в нефти» (обратные, см. рис. 3) [6].

При перемешивании нефти с водой на границе раздела фаз образуются мелкие капли воды, под действием природного эмульгатора, на поверхности этих капель возникает бронирующая оболочка, препятствующая слиянию капель в более крупные.

Вследствие образования эмульгирующей пленки начинается процесс старения эмульсии. Под этим процессом понимают укрепление бронирующей оболочки с течением времени.

Процесс старения эмульсии может протекать быстро или медленно от нескольких часов до 3-4 дней. Обычно первоначально этот процесс идет очень интенсивно, но по мере насыщения поверхностного слоя глобул эмульгаторами замедляется или даже прекращается. По истечении определенного времени пленки вокруг глобул воды становятся очень прочными и трудно поддаются разрушению.

В зависимости от размера капелек воды и степени старения нефтяные эмульсии разделяются на легкорасслаивающиеся, средней стойкости и стойкие.

На рис. 3 показан вид таких эмульсий под микроскопом.

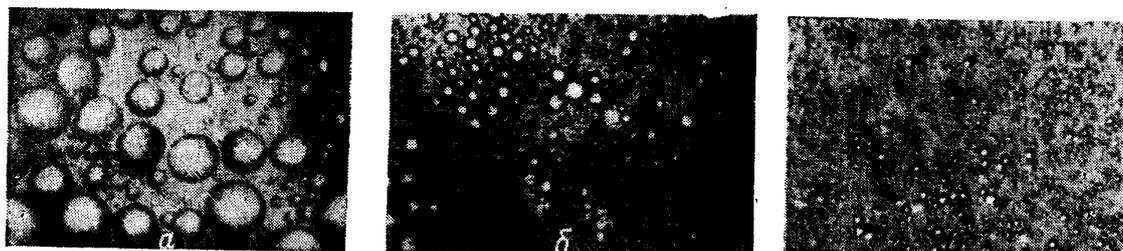


Рисунок 3 — Вид нефтяных эмульсий под микроскопом: *а* — легко расслаивающаяся эмульсия с преобладанием крупных капель воды; *б* — эмульсия средней стойкости с преобладанием капель воды среднего размера; *в* — стойкая эмульсия с преобладанием мельчайших капель воды

В легко расслаивающихся эмульсиях обычно большинство глобул крупные – размером от 50 до 100 мкм (рис. 3.а), в то время как стойкие эмульсии содержат в основном мелкие глобулы размерами от 0,1 до 20 мкм (рис. 3.в). Эмульсии средней стойкости занимают промежуточное положение (рис. 3.б). Кроме отмеченных выше условий на стойкость водонефтяных эмульсий влияют и некоторые другие факторы: температура, содержание парафина, условия образования эмульсии, количество и состав эмульгированной воды и др.

1.5 Основные способы разрушения нефтяных эмульсий

В любом случае процесс разрушения нефтяной эмульсии включает:

- Первый этап — соударение диспергированных частиц;
- Второй этап — слияние их в крупные глобулы, коалесценция;
- Третий этап — выпадение крупных частиц и формирование сплошных отдельных слоев нефти и воды.

Существует значительное количество методов разрушения нефтяных эмульсий. Наиболее эффективной следует считать такую технологическую схему обезвоживания нефти, в которой реализуется наиболее полный набор интенсифицирующих факторов при наименьших материальных затратах в течение отведенного для этих целей технологического времени.

Процессы разрушения нефтяных эмульсий предполагают последовательное осуществление следующих операций :

- сближение и флокуляция капель (комплексное воздействие силы тяжести, турбулентных пульсаций; введение в поток больших объёмов воды);
- разрушение бронирующих оболочек (комплексное воздействие тепла, реагента, эффекта дробления и слияния капель; усреднение их

содержимого), осуществляемого в турбулентном режиме при движении по трубопроводам или в других аппаратах в течение заданного времени;

– коагуляция капель диспергированной воды до размеров, достаточных для дальнейшего их слияния под действием силы тяжести и затем осаждения укрупненных глобул на дно деэмульсационного аппарата.

Основные методы разрушения нефтяных эмульсий:

1. Механическое обезвоживание:

а) гравитационное отстаивание — применяется к свежим, легко разрушимым эмульсиям. Сырая нефть, подвергаемая обезвоживанию, вводится в аппарат при помощи распределительного трубопровода (маточника). Вода осаждается в нижней части резервуара, а нефть собирается в верхней. Отстаивание осуществляется при спокойном (неподвижном) состоянии нефти. Расслаивание воды и нефти происходит вследствие разности плотностей компонентов эмульсии ;

б) центрифугирование — отделение механических примесей нефти под воздействием центробежных сил; в промышленности применяется редко;

2. Термическое обезвоживание.

Одним из современных способов обезвоживания нефти является термическая или тепловая обработка, которая заключается в том, что нефть, подвергаемую обезвоживанию, перед отстаиванием нагревают. Нагрев вызывает разрушение эмульсии воды в нефти и способствует коалесценции мелких капель воды в более крупные. Кроме того, в результате нагревания понижается вязкость нефти, что способствует ускорению выделения воды из нефти при отстаивании.

3. Химическое обезвоживание.

Разрушение эмульсий достигается путём применения поверхностно-активных веществ — деэмульгаторов. Эффективность химического обезвоживания нефти в значительной степени зависит от вида применяемого реагента. Выбор эффективного реагента, в свою очередь, зависит от вида

водонефтяной эмульсии, подвергаемой разрушению, и других ее особенностей нефти.

Процесс использования реагентов – деэмульгаторов состоит в том, что реагент вводится в эмульсию, подвергаемую разрушению, и перемешивается с ней, после чего создаются условия для выделения воды из нефти путем отстаивания.

4. Электрический способ обезвоживания и обессоливания.

Такой способ включает в себя две операции: введение в частично обезвоженную нефть промывной воды для растворения солей и превращения нефти в эмульсию; разрушение образовавшейся эмульсии в электрическом поле. При попадании нефтяной эмульсии в переменное электрическое поле частицы воды, сильнее реагирующие на поле чем нефть, начинают колебаться, сталкиваясь друг с другом, что приводит к их объединению, укрупнению и более быстрому расслоению с нефтью.

В настоящее время на практике широко применяются комбинированные методы деэмульсации.

- термохимический (отстаивание + обработка химическим реагентом + воздействие тепла);
- термоэлектрохимический (отстаивание + обработка химическим реагентом + воздействие электрического поля + воздействие тепла);
- трубная деэмульсация (воздействие химических реагентов + воздействие турбулентных пульсаций движущегося потока + динамическое отстаивание);
- пенная деэмульсация (обработка реагентом + воздействие тепла + воздействие энергии расширяющегося газа + эффект контакта с дренажной водой).

Основными факторами, влияющими на эффективность разделения эмульсий, являются: плотность жидкостей, составляющих эмульсию (различие плотностей фаз эмульсий является основной причиной, вызывающей их гравитационное разделение); вязкость жидкостей,

составляющих эмульсию (этот фактор оказывает значительное влияние на эффективность обезвоживания нефти); диаметр частиц дисперсной фазы (так как скорость падения капли дисперсной фазы возрастает пропорционально квадрату ее диаметра); площадь поверхности отстаивания [7].

1.6 Теоретические основы процесса каплеобразования

Разрушение эмульсии типа «вода в нефти» с помощью деэмульгаторов в процессе каплеобразования условно можно разбить на две стадии:

- распределение деэмульгатора по всему объему нефтяной (сплошной фазы) — массообменная секция;
- проникновение реагента в защитные слои на каплях воды («брони»), их разрушение и агрегирование мелких капель воды до максимального размера — коалесцирующая секция.

Введенный в том или ином виде (концентрированном или разбавленном) деэмульгатор должен быть равномерно распределен в объеме внешней фазы (нефти). Разрушение оболочек, защищающих капельки пластовой воды от слияния и осаждения, наступит в тот момент, когда с капелек воды, содержащих деэмульгатор, он тем или иным способом перейдет на эти оболочки.

Переход деэмульгатора из нефтяной фазы на поверхностные слои происходит при соприкосновении капель воды, содержащих деэмульгатор, с каплями пластовой воды, т.е. за счет интенсивной турбулизации потока.

В этом случае незначительное количество деэмульгатора, попавшего на «бронь» капелек воды, разрушает «бронь», и капельки воды коалесцируют. На рис. 4 схематично показано перемешивание нефтяной эмульсии с раствором реагента-деэмульгатора.

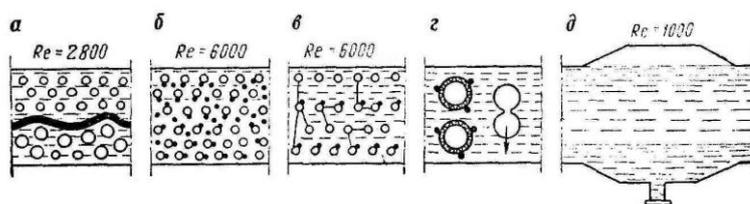


Рисунок 4 — Движение нефтяной эмульсии с ПАВ по сборному коллектору

На рис. 4, *а* представлена схема потока нефтяной эмульсии и ввода в этот поток ПАВ при слабой турбулентности. На рис. 4, *б* представлен поток эмульсии с ПАВ развитой турбулентности. Рис. 4, *в* схематично показано взаимодействие капель, содержащих реагент *A* или не содержащих его при перемешивании. На рис. 4, *г* — схема распределения мизерных капелек эффективного ПАВ, прилипших к защитным оболочкам дисперсной фазы, и момент их разрушения. На рис. 4, *д* — расширительная камера, в которой происходит значительное снижение скорости фаз разрушенной эмульсии и вывод пластовой воды за пределы камеры.

Из приведенных схем (рис. 4) видно, что основной процесс разрушения эмульсии в процессе каплеобразования обусловливается интенсивностью перемешивания раствора ПАВ со сплошной фазой (дисперсионной средой) и прилипанием капелек ПАВ к «бронированным» поверхностям дисперсной фазы, в результате чего эти «брони» разрушаются, происходит слияние капелек воды и высаживание их в дренаж (рис. 4, *г*).

Таким образом, неотъемлемым условием эффективного разрушения эмульсий с помощью реагентов-деэмульгаторов, в особенности водорастворимых, является диспергирование двух жидких фаз: пластовой воды и водного раствора поверхностно-активного вещества. И чем тоньше дисперсия, тем больше межфазная поверхность и, следовательно, тем быстрее протекает массопередача. При определении оптимальной степени перемешивания всегда нужно учитывать не только требование эффективности массопередачи, но необходимость быстрого разделения фаз.

Расчет массообменной секции.

В результате расчета массообменной секции необходимо выяснить время и длину, достаточные для равномерного перемешивания реагента в эмульсии.

Определяется объемная скорость потока, м³/с:

$$v = \frac{G}{3600 \cdot \rho} \quad , \quad (1.7)$$

где G — расход смеси на выходе из блока сепарации, кг/час; ρ — плотность эмульсии на выходе из блока сепарации, кг/м³.

Рассчитывается линейная скорость потока, м/с:

$$u = \frac{4 \cdot v}{\pi \cdot D^2} \quad , \quad (1.8)$$

где D — диаметр трубопровода, м.

Время, достаточное для равномерного распределения реагента в смеси:

$$t = f(C, W, u) \quad , \quad (1.9)$$

где C — концентрация деэмульгатора, % мас.; W — обводненность нефти на входе в каплеобразователь, % мас.

Длина массообменной секции определяется по формуле:

$$L_{i \text{ \textit{ан}}} = u \cdot t \quad . \quad (1.10)$$

Расчет коалесцирующей секции.

Объемная и линейная скорости потока в коалесцирующей секции определяются по формулам (1.7) и (1.8) соответственно.

Основным результатом расчета данной секции является значение максимального диаметра капли, которая еще может существовать в смеси при данных условиях:

$$d_{max} = f(\mu_i, \mu_a, \rho_i, u, \sigma) \quad , \quad (1.11)$$

где μ_n, μ_v — вязкости нефти и воды соответственно, Па·с; ρ_n — плотность нефти, кг/м³; σ — поверхностное натяжение, Н/м.

Поверхностное натяжение зависит от концентрации вводимого в поток эмульсии деэмульгатора. Эффективность деэмульгатора характеризуется его способностью снижать межфазное натяжение на границе раздела жидкостей. В свою очередь, поверхностное натяжение является одной из главных величин, влияющих на полноту протекания процесса коалесценции.

Время, необходимое для слияния капель воды до размера d_{max} , определяется как функция следующих параметров:

$$t = f(W, u, d_{max}) \quad (1.12).$$

Длина коалесцирующей секции определяется аналогично по формуле (1.10) [6, 7].

1.7 Теоретические основы процесса отстаивания

Предварительно разгазированную и разрушенную нефтяную эмульсию обычно направляют в резервуары-отстойники окончательного разделения фаз. Здесь реализуется третий заключительный этап разрушения водонефтяных эмульсий, а именно выпадение крупных частиц и формирование сплошных отдельных слоев нефти и воды.

Применительно к водонефтяным эмульсиям скорость всего процесса разложения эмульсии лимитируется скоростью слияния диспергированных частиц.

Темп осаждения слившихся частиц и выделение сплошных фаз нефти и воды зависят от размеров глобул, вязкости дисперсионной среды и разности плотностей воды и нефти: скорость выпадения растет с ростом размеров частиц воды и разности плотностей и падает с ростом вязкости нефти.

Вместе с выделившейся пластовой водой из нефти удаляется основная масса минеральных солей, содержащихся в пластовой воде. Таким образом достигается обессоливание нефти.

Скорость процесса разделения водонефтяных эмульсий в отстойнике определяется осаждением взвешенных капель и их коалесценцией. Доминирующим является гидродинамический эффект, обусловленный гравитационными силами, т.е. разностью плотностей фаз и скоростью потока.

Так, частицы воды, диаметром d , объемом $\pi d^3/6$ и плотностью ρ_e подвергаются в слое дисперсной фазы (нефти), имеющей плотность ρ_n , действию силы тяжести:

$$F = \frac{\pi d^3}{6} (\rho_a - \rho_i) g \quad (1.13)$$

Сила сопротивления среды при свободном оседании частицы можно представить в виде:

$$R = \xi \frac{\rho_i v_{\dot{z}}^2}{2} \frac{\pi d^2}{4}, \quad (1.14)$$

где ξ — коэффициент сопротивления среды, являющийся функцией Re ; $v_{\dot{z}}$ — линейная скорость частицы.

Скорость оседания частиц описывается законом Стокса:

$$v_{\dot{z}} = \frac{d^2 (\rho_a - \rho_i) g}{18 \mu_i}. \quad (1.15)$$

Для реальных условий, когда необходимо учитывать свойства дисперсной фазы и воздействие частиц друг на друга, скорость осаждения описывается по закону:

$$v = \frac{2r^2 (\rho_a - \rho_i) g}{3\mu_i} \frac{\mu_a + \mu_i}{3\mu_a + 2\mu_i}. \quad (1.16)$$

1.8 Устройство отстойников

В процессах обезвоживания и обессоливания оборудованием является аппарат для разделения водонефтяной эмульсии. По конструкционным особенностям отстойную аппаратуру можно разделить на три основных группы:

- **резервуары-отстойники** представляют собой емкости различных размеров, предназначенные для накопления, кратковременного хранения, и учета «сырой» и товарной нефти;
- **гравитационные отстойники** (цилиндрические и сферические, горизонтальные и вертикальные);
- **трехфазные сепараторы** предназначены для сепарации газа от нефти и сброса основной части пластовой воды при высокой обводненности продукции скважин.

Наибольшее распространение при промышленной подготовке нефти нашли горизонтальные отстойники с вертикальным направлением потоков.

Рассмотрим устройство отстойника типа ОГ с распределительным коллектором (рис. 5).

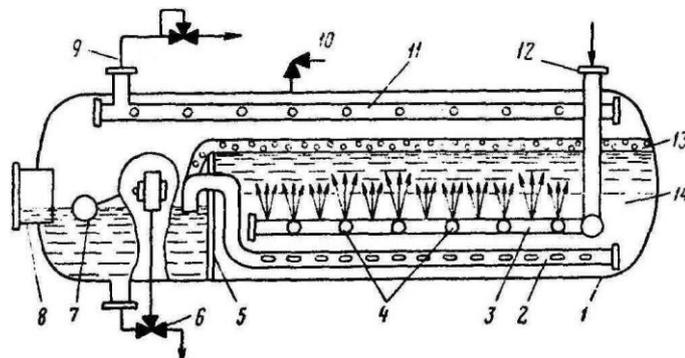


Рисунок 5 — Отстойник с распределительным коллектором типа ОГ. 1 — корпус отстойника; 2 — перфорированная труба для подачи воды из правой секции в левую; 3 — распределительный коллектор с отверстиями для подачи эмульсии; 4 — отводы с отверстиями; 5 — перегородка; 6 — исполнительный механизм; 7 — межфазный уровнемер (поплавок); 8 — люк-лаз; 9 — нефтяная линия; 10 — предохранительный клапан; 11 — перфорированный сборный коллектор для нефти; 12 — стояк для подачи эмульсии; 13 — эмульсионный слой; 14 — водяная «подушка»

Как правило, в отстойник поступает разрушенная нефтяная эмульсия, но не отдельными потоками нефти и воды, а в виде их смеси, прошедшей каплеобразователь. Указанная смесь по стояку, 12 поступает в распределительный коллектор 3 и в отводы с отверстиями, из которых она должна выходить равномерными струями по всему сечению отстойника.

При выходе смеси нефти с водой из распределительного коллектора и отводов происходит подъем капель нефти к верхней образующей отстойника, а вода оседает в дренаж и по перфорированной трубе 2 перетекает в секцию отстойного аппарата. С помощью межфазного поплавка 7 и исполнительного механизма 6 вода сбрасывается за пределы отстойника.

При подъеме капелек нефти через водяную «подушку» 14 на границе раздела фаз образуется, как правило, эмульсионный, слой 15. Скопившаяся в верхней части отстойника чистая нефть по перфорированному сборному коллектору 11 и нефтяной линии 9 выводится за пределы отстойника. [8]

2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования в данной работе явилась установка промышленной подготовки нефти месторождения «Крапивинское», принципиальная схема которой представлена на рис.7

Описание технологии УПН «Крапивинская».

Газожидкостная смесь со скважин северного и южного блоков Крапивинского нефтяного месторождения поступает на узел подключения Установки подготовки нефти (УПН). Для более эффективного протекания процесса отстоя воды используется ввод в обводненную нефть деэмульгаторов. Деэмульгатор дозируется в начало входного трубопровода ДУ-300 (узел подключения УПН).

Далее по двум параллельным трубопроводам Ду 300 газожидкостная смесь поступает на первую ступень сепарации в нефтегазоводоразделители (НГВР V-125м³) С-1/1, С-1/2, в которых процесс обезвоживания совмещен с процессом отделения свободного газа, выделяющегося из нефти.

Выделившийся газ из сепараторов С-1/1, С-1/2 поступает в газосепаратор ГС-1 (V-16м³), где происходит отделение газа от капельной жидкости. Из ГС-1 часть газа поступает в газосепаратор ГС-2 (V-8м³), где происходит выделения остаточной капельной жидкости перед потреблением его на собственные нужды (котельная, путевой подогреватель ПП-1.6 Газотурбинная электростанция (ГТЭС) «Игол»), а часть газа на дежурные горелки факела высокого и низкого давления. Остальной газ из ГС-1 транспортируется на ГТЭС Двуреченскую.

Газожидкостная смесь в сепарационном отсеке С-1/1 и С-1/2 разделяется на газ и водонефтяную эмульсию, которая поступает в отстойный отсек. Частично обезвоженная нефть с содержанием воды до 30 % выводится из отсека через трубопровод в С-2/1(НГС), а пластовая вода отводится на очистные сооружения – резервуар вертикальный стальной РВС-3000 № 14.2.

Нефть, прошедшая предварительное обезвоживание на 1-й ступени сепарации направляется в сепаратор горячей ступени сепарации С-2/1 (V-50м³), где в результате падения давления происходит дегазация нефти. Отвод газа осуществляется на факел высокого давления.

Далее из сепаратора С-2/1, жидкость для глубокого обезвоживания нефти поступает в отстойники нефти ОН-1/1, ОН-1/2 (V-100м³), где обезвоживается до остаточного содержания воды в нефти в пределах 0,5%. Пластовая вода отводится на очистные сооружения – резервуар вертикальный стальной РВС-3000 № 14.2.

Из отстойников нефти ОН-1/1, ОН-1/2 частично дегазированная нефть поступает на концевую сепарационную установку поз. КСУ-1/1, КСУ-1/2 (V-100м³), представляющие собой два параллельно работающих сепаратора.

Газ, с сепараторов КСУ-1/1 и КСУ-1/2 отводится на факел низкого давления. Сепараторы КСУ установлены на высотной отметке 12 метров и предназначены для окончательной дегазации нефти и доведения ее до товарных кондиций по давлению насыщенных паров (ДНП).

На выходе из КСУ-1/1, КСУ-1/2 поток поступает в технологический резервуар РВС-5000 №15.1, где происходит резервуарная подготовка нефти. После расслоения нефти и воды в процессе отстоя, нефть из верхнего слоя (отметки +7000 мм) самотеком подается на прием насосов внешней перекачки ЦНС 300/240. Далее через СИКНС и в напорный нефтепровод ДУ-600 «Крапивинское - УПН Пионерный».

Подтоварная вода с РВС-3000 №№ 14.1, 14.2. отводится на БКНС. [10]

Методом исследования является метод математического моделирования. Все исследования проводились с применением моделирующей системы (МС) технологии промышленной подготовки нефти, разработанной на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики ТПУ [14, 17-20].

Она состоит из блоков основных процессов (сепарация, каплеобразование, отстаивание), блока физико-химических свойств и блока управляющих параметров, взаимосвязь которых показана на рис. 6.



Рисунок 6 — Основные блоки МС

Модели основных процессов подготовки нефти основаны на физико-химических закономерностях процессов подготовки нефти, а также включают в себя эмпирические зависимости [18–20]. Математическое описание процесса отстаивания основывается на известных законах осаждения капель воды под действием сил тяжести:

$$V_{ос.} = \frac{\rho_v}{18} \frac{D_0^2}{\mu_n} \left(1 - \frac{\rho_n}{\rho_v} \right) g,$$

где ρ_n, ρ_v – плотность капли воды и нефти, кг/м³;

D_0 – диаметр капли, м;

g – ускорение силы тяжести, м/с²;

μ_n – динамическая вязкость нефти (Па·с).

Диаметр капли в математической модели рассчитывается по методике Тронова:

$$d_{\max} = 43,3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0,7\mu_v \cdot u^{0,7} \cdot \sigma^{0,8}}{u^{2,4} \cdot Re^{0,1} \cdot \nu_{см}^{0,1} \cdot \rho_n \cdot \mu_n^{0,5}}$$

где d_{max} – максимальный размер устойчивых капель;

σ – поверхностное натяжение;

μ_v, μ_n – динамическая вязкость воды и нефти соответственно;

u – средняя объемная скорость потока;

$\gamma_{см}$ – кинематическая вязкость смеси;

ρ_n – плотность нефти.

[15,16]

Принципиальная схема УПН «Крапивинского н.м»

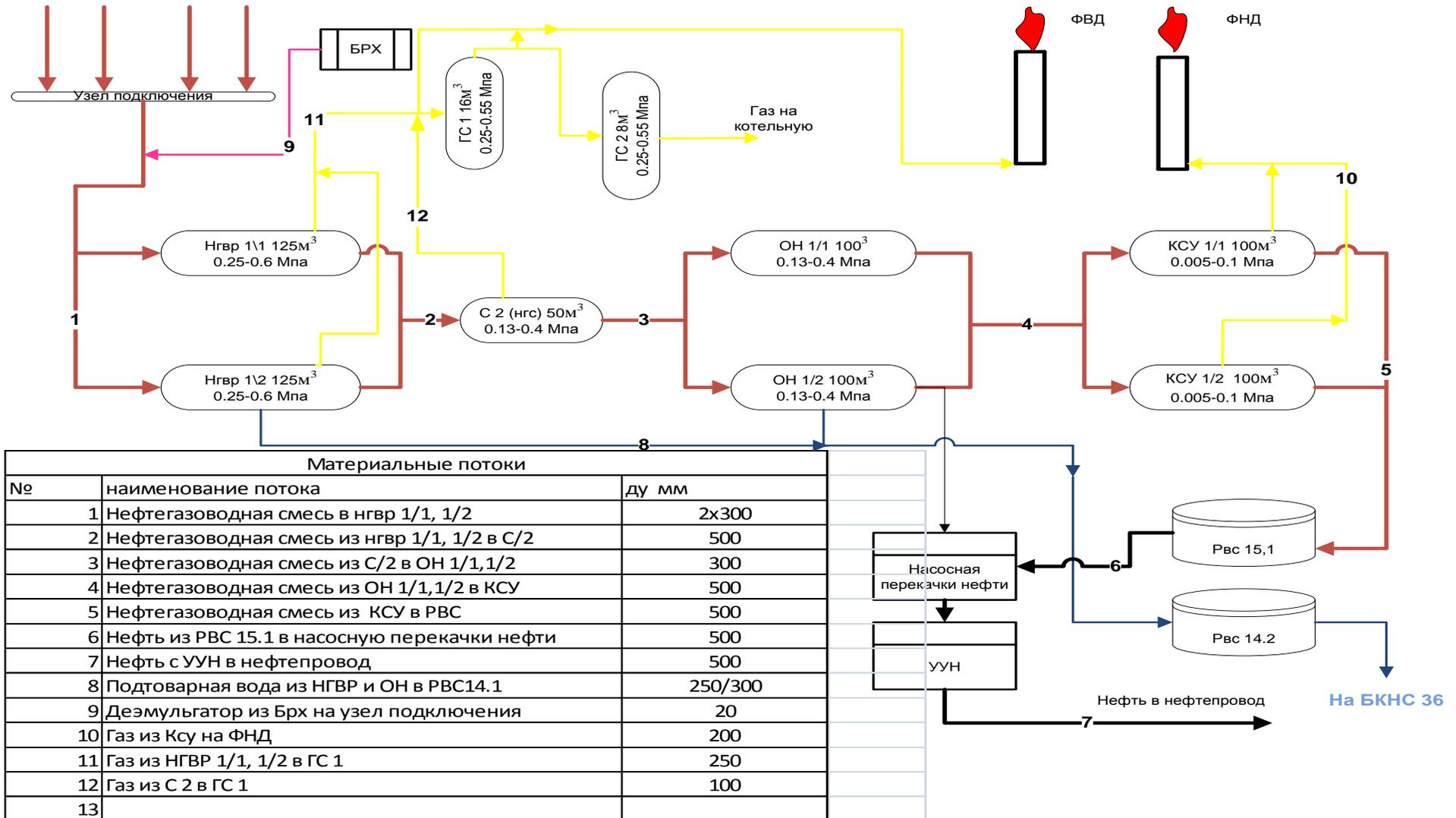


Рисунок 7.— Технологическая схема УПН

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

4.1 Предпроектный анализ

1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, *сегмент рынка* – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

В данной работе продуктом и целевым рынком являются:

продукт: товарная нефть;

целевой рынок: предприятия нефтепереработки (НПЗ)

1.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий-конкурентов в области подготовки нефти: ПАО «Газпромнефть» и ОАО «Сургутнефтегаз».

В таблице 4.1 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области.

Таблица 4.1 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

| Критерии оценки | Вес критерия | Баллы | | | Конкурентоспособность | | |
|-----------------|--------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------------|-----------------|-----------------|
| | | Б _ф | Б _{к1} | Б _{к2} | К _ф | К _{к1} | К _{к2} |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---------------------------------------------------------|----------|---|---|---|-------------|-------------|-------------|
| Технические критерии оценки ресурсоэффективности | | | | | | | |
| 1. Количество выхода продукта | 0,17 | 4 | 5 | 3 | 0,68 | 0,85 | 0,51 |
| 2. Качество продукта | 0,09 | 5 | 4 | 3 | 0,45 | 0,36 | 0,27 |
| 3. Энергоемкость процессов | 0,05 | 4 | 5 | 3 | 0,2 | 0,25 | 0,15 |
| 4. Надежность моделирования | 0,15 | 5 | 4 | 4 | 0,75 | 0,6 | 0,6 |
| 5. Безопасность | 0,17 | 4 | 4 | 4 | 0,68 | 0,68 | 0,68 |
| 6. Качество интеллектуального интерфейса | 0,06 | 5 | 4 | 4 | 0,3 | 0,24 | 0,24 |
| Экономические критерии оценки эффективности | | | | | | | |
| 7. Цена | 0,07 | 5 | 4 | 4 | 0,35 | 0,28 | 0,28 |
| 8. Конкурентоспособность продукта | 0,04 | 5 | 4 | 4 | 0,2 | 0,16 | 0,16 |
| 9. Уровень проникновения на рынок | 0,04 | 4 | 5 | 5 | 0,16 | 0,2 | 0,2 |
| 10. Предполагаемый срок эксплуатации | 0,06 | 5 | 4 | 3 | 0,3 | 0,24 | 0,18 |
| 11. Срок выхода на рынок | 0,05 | 5 | 5 | 4 | 0,25 | 0,25 | 0,2 |
| 12. Финансирование научной разработки | 0,05 | 4 | 3 | 5 | 0,2 | 0,15 | 0,25 |
| Итого | 1 | | | | 4,52 | 4,26 | 3,72 |

Б_ф – продукт проведенной исследовательской работы;

Б_{к1} – ПАО «Газпромнефть»;

Б_{к2} – ОАО «Сургутнефтегаз».

В ходе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено, что разработка является конкурентоспособной как по техническим критериям, так и с экономической точки зрения..

1.3. SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Матрица SWOT

| | | |
|--|--------------------------------|-------------------------------|
| | Сильные стороны научно- | Слабые стороны научно- |
|--|--------------------------------|-------------------------------|

| | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | <p>исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Систематическое повышение уровня квалификации. 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. 3. Наличие постоянных поставщиков (Зап. Сибирь и Сахалин). 4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам. 5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов. | <p>исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. 2. Устаревшее оборудование. 3. Высокая степень износа оборудования. 4. Повышение цен у поставщиков. 5. Высокий уровень цен на выпускаемую продукцию. |
| <p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Спрос на выпуск нефтепродуктов в России, некоторых странах АТР достаточно высок и имеет устойчивую тенденцию к увеличению. 2. Малое количество посредников на территории Дальнего Востока. 3. Небольшое количество конкурентов на территории Дальнего Востока. 4. Высокое качество поставляемых ресурсов. | <p>Сильные стороны и возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Эффективное использование ресурсов производства. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков). 3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции. | <p>Слабые стороны и возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта. 3. Модернизация оборудования. 4. Внедрение технологии 5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений |
| <p>Угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Увеличение уровня налогов. 2. Повышение требований к качеству продукции. 3. Несвоевременные поставки сырья и оборудования. | <p>Сильные стороны и угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Применение оптимальной налоговой политики. 2. Внедрение менеджмента качества. 3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений. | <p>Слабые стороны и угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений. |

1.4. Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Степень готовности научной разработки к коммерциализации и уровень собственных знаний для ее проведения заполняется в специальной форме (таблица 3).

Таблица 4.3 - Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

| № п/п | Наименование | Степень проработанности научного проекта | Уровень имеющихся знаний у разработчика |
|-------|-----------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|-----------------------------------------|
| 1. | Определен имеющийся научно-технический задел | 4 | 4 |
| 2. | Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела | 4 | 3 |
| 3. | Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке | 4 | 4 |
| 4. | Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок | 4 | 3 |
| 5. | Определены авторы и осуществлена охрана их прав | 2 | 2 |
| 6. | Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности | 2 | 2 |
| 7. | Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта | 2 | 3 |
| 8. | Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки | 1 | 1 |
| 9. | Определены пути продвижения научной разработки на рынок | 3 | 2 |
| 10. | Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки | 3 | 3 |
| 11. | Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок | 1 | 2 |
| 12. | Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот | 1 | 1 |
| 13. | Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки | 1 | 2 |
| 14. | Имеется команда для коммерциализации научной разработки | 2 | 2 |

| | | | |
|----|-------------------------------------------------|----|----|
| 15 | Проработан механизм реализации научного проекта | 2 | 2 |
| | ИТОГО БАЛЛОВ | 36 | 36 |

По результатам оценки можно сказать, что данная разработка считается средней перспективности. [24]

2. Инициация проекта

Группа процессов инициации состоит из процессов, которые выполняются для определения нового проекта или новой фазы существующего. В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы.

Заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта указаны в таблице 4.4

Таблица 4.4 - Заинтересованные стороны проекта

| Заинтересованные стороны проекта | Ожидания заинтересованных сторон |
|----------------------------------|----------------------------------|
| Нефтеперерабатывающие заводы | Нефть товарная ГОСТ 51858-2002 |

В таблице 4.5 представлена информация о иерархии целей проекта и критериях достижения целей. Цели проекта включают цели в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Таблица 4.5 - Цели и результат проекта

| | |
|---------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|
| Цели проекта: | Получение товарной нефти при помощи компьютерной модулирующей системы |
| Ожидаемые результаты проекта: | Получение результатов по работе с математической моделью |
| Критерии приемки результата проекта: | Адекватность результатов |
| Требования к результату проекта: | Требование: |
| | Стандартизация готового продукта |

2.1. Организационная структура проекта

На данном этапе работы необходимо решить следующие вопросы: кто будет входить в рабочую группу данного проекта, определить роль каждого участника в данном проекте, а также прописать функции, выполняемые каждым из участников и их трудозатраты в проекте.

Эта информация представлена в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Рабочая группа проекта

| № п/п | ФИО, основное место работы, должность | Роль в проекте | Функции | Трудозатраты, час. |
|--------|------------------------------------------------------------------|----------------|----------------------------------|--------------------|
| 1 | Мойзес Ольга Ефимовна, НИ ТПУ, кафедра ХТТ и ХК, доцент, к.т.н. | Руководитель | Координация деятельности проекта | 250 |
| 2 | Самсонов Андрей Александрович, НИ ТПУ, кафедра ХТТ и ХК, студент | Исполнитель | Выполнение ВКР | 620 |
| ИТОГО: | | | | 870 |

2.2. Ограничения и допущения проекта.

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта» - параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованных в рамках данного проекта (таблица 4.7).

Таблица 4.7 - Ограничения проекта

| Фактор | Ограничения/ допущения |
|---------------------------------------------------|------------------------|
| 3.1. Бюджет проекта | 4811326,68 руб. |
| 3.1.1. Источник финансирования | ОАО «Томскнефть» ВНК |
| 3.2. Сроки проекта: | 11.01.16-25.05.16 |
| 3.2.1. Дата утверждения плана управления проектом | 11.01.16 |
| 3.2.2. Дата завершения проекта | 25.05.16 |

3. Планирование управления научно-техническим проектом

3.1. План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевой графики проекта.

Линейный график представлен в виде таблицы (таблица 4.8).

Таблица 4.8 - Календарный план проекта

| Название | Длительность, дни | Дата начала работ | Дата окончания работ | Состав участников |
|-------------------------------------------------------|-------------------|-------------------|----------------------|--------------------------------------------------------|
| Изучение литературы, составление литературного обзора | 40 | 11.01.16 | 29.02.16 | Самсонов Андрей Александрович |
| Расчет на математической модели | 31 | 01.03.16 | 31.03.16 | Самсонов Андрей Александрович |
| Обсуждение полученных результатов | 14 | 01.04.16 | 15.04.16 | Самсонов Андрей Александрович Мойзес Ольга Ефимовна |
| Оформление выводов | 18 | 20.04.16 | 02.05.16 | Самсонов Андрей Александрович Мойзес Ольга Ефимовна |
| Оформление пояснительной записки | 21 | 03.05.16 | 24.05.16 | Самсонов Андрей Александрович Мойзес Ольга Ефимовна |
| Итого: | 124 | 11.01.16 | 25.05.16 | |

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (таблица 4.9).

Таблица 4.9 - Календарный план-график проведения НИОКР по теме

| Вид работ | Исполнитель | T _к | Продолжительность выполнения работ |
|-----------|-------------|----------------|------------------------------------|
|-----------|-------------|----------------|------------------------------------|

| | и | кал ,дн. | янв | | февр | | | март | | | апрель | | | май | | | |
|-------------------------------------------------------|-----------------------|-------------|-----|---|------|---|---|------|---|---|--------|---|---|-----|---|---|--|
| | | | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | |
| Изучение литературы, составление литературного обзора | Студент | 40 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Расчет на математической модели | Студент | 31 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Обсуждение полученных результатов | Студент, руководитель | 14 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Оформление выводов | Студент, руководитель | 18 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Оформление пояснительной записки | Студент, руководитель | 21 | | | | | | | | | | | | | | | |

3.2. Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения.

В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям, представленным в таблице (таблица 4.10).

Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты
(за вычетом отходов)

Таблица 4.10 - Группировка затрат по статьям

| Затраты по статьям | | | | | |
|------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|---------------------------|---------------------------------|--------------------------------|------------------------------|
| Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты | Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ | Основная заработная плата | Дополнительная заработная плата | Отчисления на социальные нужды | Итого плановая себестоимость |
| 1)4581150 | 94000 | 92718,5 | 12032,78 | 31425,4 | 4811326,68 |
| 2)142318010 | 5750000 | 92718,5 | 12032,78 | 28387,5 | 148204186,68 |
| 3) 37514730 | 5750000 | 92718,5 | 12032,78 | 28387,5 | 43400906,68 |

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов). [24]

Результаты по данной статье указаны в таблице 4.11.

Таблица 4.11 - Материальные затраты.

| Наименование | Ед.изм. | Количество тонн | | | Цена за ед., т.руб | | | Затраты на материалы, (Зм), т.руб. | | |
|---------------|---------|-----------------|----------|---------|--------------------|---------|---------|------------------------------------|-------------|-------------|
| | | УПН | Аналог 1 | Аналог2 | УПН | Аналог1 | Аналог2 | УПН | Аналог 1 | Аналог 2 |
| Деэмульгатор | т | 48 | 103 | 96 | 90 | 90 | 90 | 4320 | 9270 | 8640 |
| Стол | шт | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 6 | 9 | 9 |
| Компьютер | Шт | 1 | 1 | 1 | 30 | 50 | 40 | 30 | 40 | 50 |
| Монитор | шт | 1 | 3 | 3 | 5 | 7 | 7 | 5 | 21 | 21 |
| Стул | шт | 1 | 1 | 1 | 2 | 7 | 8 | 2 | 7 | 8 |
| Итого: | | | | | | | | 4363 | 9347 | 8728 |

Аналог 1 – ПАО «Газпром нефть»;

Аналог 2 – ОАО «Сургутнефтегаз».

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стенов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 4.12). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 4.12 - Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

| № п/п | Наименование оборудования | Кол-во единиц оборудования | Цена единицы оборудования, т.руб. | Сумма амортизационных отчислений, т.руб. |
|--------------|---------------------------|----------------------------|-----------------------------------|------------------------------------------|
| 1. | Компьютер | 1 | 30 | 3 |
| 2. | Испытательный стенд | 1 | 50 | 5 |
| 3. | Программное обеспечение | 1 | 4 | - |
| Итого | | | | 94 |

Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в таблицу 4.13.

Таблица 4.13 - Расчёт основной заработной платы

| Исполнители | З _б , руб. | k _p | З _м , руб | З _{дн} , руб. | T _p , раб.дн. | З _{осн} , руб. |
|--------------|-----------------------|----------------|----------------------|------------------------|--------------------------|-------------------------|
| Руководитель | 28924,94 | 1,3 | 37602,42 | 1253,42 | 64 | 80218,5 |
| Студент | 2500 | | | | 88 | 12500 |

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (1)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;
 $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (2)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;
 $T_{р}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 13);

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}}, \quad (3)$$

где $Z_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:
 при отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя;
 при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.(таблица 4.14).[25]

Таблица. 414- Баланс рабочего времени

| Показатели рабочего времени | Руководитель | Студент |
|----------------------------------------------|--------------|---------|
| Календарное число дней | 136 | 136 |
| Количество нерабочих дней | 42 | 42 |
| - выходные дни | 6 | 6 |
| - праздничные дни | | |
| Потери рабочего времени | | |
| - отпуск | 24 | - |
| - невыходы по болезни | | |
| Действительный годовой фонд рабочего времени | 64 | 88 |

Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (4)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 4.15 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 4.15 - Заработная плата исполнителей НТИ

| Заработная плата | Руководитель | Магистрант |
|---------------------------------|---------------------|-------------------|
| Основная зарплата | 80218,5 | 12500 |
| Дополнительная зарплата | 12032,78 | - |
| Итого по статье $C_{\text{зп}}$ | 92251,28 | 12500 |

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (5)$$

где $k_{\text{внеб}} = 30\%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 4.16 - Отчисления на социальные нужды

| | Руководитель | Магистрант |
|--------------------------------|---------------------|-------------------|
| Зарплата | 80218,5 | 12500 |
| Отчисления на социальные нужды | 27675,4 | 3750 |

3.3. Организационная структура проекта

В практике используется несколько базовых вариантов организационных структур: функциональная, проектная, матричная (таблица 4.17).

Таблица 4.17 - Выбор организационной структуры научного проекта

| Критерии выбора | Функциональная | Матричная | Проектная |
|------------------------------------------------------------------------------|----------------|-----------|-----------|
| Степень неопределенности условий реализации проекта | Низкая | Высокая | Высокая |
| Технология проекта | Стандартная | Сложная | Новая |
| Сложность проекта | Низкая | Средняя | Высокая |
| Взаимозависимость между отдельными частями проекта | Низкая | Средняя | Высокая |
| Критичность фактора времени (обязательства по срокам завершения работ) | Низкая | Средняя | Высокая |
| Взаимосвязь и взаимозависимость проекта от организаций более высокого уровня | Высокая | Средняя | Низкая |

Вывод: на основе проведенного анализа выбора организационной структуры научного проекта - наиболее выгодной является проектная структура.

4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность. Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты, и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Показатели экономической эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для предприятия, реализующего данный проект. В этом случае показатели эффективности проекта в целом

характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

Бюджетная эффективность характеризуется участием государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней.

4.1 Оценка абсолютной эффективности исследования

Динамические методы оценки инвестиций базируются на применении показателей:

- чистая текущая стоимость (**NPV**);
- срок окупаемости (**PP**);
- внутренняя ставка доходности (**IRR**);
- индекс доходности (**PI**).

Все перечисленные показатели основываются на сопоставлении чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности, и их приведении к определенному моменту времени. Теоретически чистые денежные поступления можно приводить к любому моменту времени (к будущему либо текущему периоду). Но для практических целей оценку инвестиции удобнее осуществлять на момент принятия решений об инвестировании средств. [24,25]

Чистая текущая стоимость (NPV)

Данный метод основан на сопоставлении дисконтированных чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности.

Если инвестиции носят разовый характер, то **NPV** определяется по формуле

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{опt}}{(1+i)^t} - I_0, \quad (6)$$

где $ЧДП_{опt}$ – чистые денежные поступления от операционной деятельности;

I_0 – разовые инвестиции, осуществляемые в нулевом году;

t – номер шага расчета ($t=0, 1, 2... n$);

n – горизонт расчета;

i – ставка дисконтирования (желаемый уровень доходности инвестируемых средств).

Чистая текущая стоимость является абсолютным показателем. Условием экономичности инвестиционного проекта по данному показателю является выполнение следующего неравенства: $NPV > 0$.

Чем больше NPV , тем больше влияние инвестиционного проекта на экономический потенциал предприятия, реализующего данный проект, и на экономическую ценность этого предприятия.

Инвестиционный проект считается выгодным, если NPV является положительной.

План денежных потоков представлен в таблице 4.18.

Таблица 4.18 - Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

| Наименование показателя | Годы ($t=0, 1, 2...n$) | | | | |
|--------------------------------------------------------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Выручка от реализации, тыс.руб | | 11264,4 | 11264,4 | 11264,4 | 11264,4 |
| Инвестиционные издержки, тыс.руб. | -4811 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Амортизация оборудования, тыс.руб. | 462,5 | 862,5 | 862,5 | 862,5 | 862,5 |
| Сырье, тыс.руб. | 4363 | 4363 | 4363 | 4363 | 4363 |
| ФОТ, тыс.руб. | 104,8 | 104,8 | 104,8 | 104,8 | 104,8 |
| Операционные затраты, тыс. руб | 0,0 | 2129,3 | 2129,3 | 2129,3 | 2129,3 |
| Прибыль до вычета налогов, тыс.руб. | 0,0 | 9134,0 | 9134,0 | 9134,0 | 9134,0 |
| Налоги | 0,0 | 1826,2 | 1826,2 | 1826,2 | 1826,2 |
| Чистая прибыль, тыс.руб. | 0,0 | 7307,8 | 7307,8 | 7307,8 | 7307,8 |
| Чистый денежный поток ЧДП=Пчист+Ам | -4811 | 5673,5 | 5673,5 | 5673,5 | 5673,5 |
| Коэффициент дисконтирования (приведения при $i=0,20$) | 1 | 0,833 | 0,694 | 0,579 | 0,482 |

| | | | | | |
|----------------------------------------|-------|--------|---------|---------|---------|
| Дисконтированный чистый денежный поток | -4811 | 4811 | 4373,64 | 3614,58 | 2987,25 |
| То же нарастающим итогом (NPV) | -4811 | 437,36 | 5172,46 | 8343,86 | 11079,9 |

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет 11079,9 руб. Это позволяет судить о том, что проект эффективен.

Дисконтированный срок окупаемости (PP)

Метод расчета срока окупаемости инвестиций PP (Токуп.) состоит в определении того периода, через который первоначальные инвестиции

будут возвращены прибылью или чистыми денежными поступлениями.

Чистые денежные поступления (прибыль) по годам неравномерны. В данной ситуации срок окупаемости устанавливается путем определения кумулятивного(накопленного) денежного потока (таблица 4.19).

Таблица 4.19 - Дисконтированный срок окупаемости

| | Наименование показателя | Шаг расчета | | | | |
|---|-----------------------------------------------------|---------------------------------------------|--------|--------|--------|---------|
| | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| . | Дисконтированный чистый денежный поток ($i=0,10$) | -4811 | 811 | 373,64 | 614,58 | 987,25 |
| . | То же нарастающим итогом | -4811 | 437,36 | 517,46 | 834,86 | 11079,9 |
| . | Дисконтированный срок окупаемости | $PP_{диск} = 4373,64 / 3532,86 = 1,24$ года | | | | |

Внутренняя ставка доходности (IRR)

Для установления показателя чистой текущей стоимости (NPV) необходимо располагать информацией о ставке дисконтирования, определение которой является проблемой, поскольку зависит от оценки экспертов. Поэтому, чтобы уменьшить субъективизм в оценке эффективности инвестиций на практике широкое распространение получил метод, основанный на расчете внутренней ставки доходности (IRR).

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования

(i) существует обратная зависимость. Эта зависимость следует из таблицы 4.20 и графика, представленного на рисунке 22.

Таблица 4.20 - Зависимость NPV от ставки дисконтирования

| п/п | Наименование показателя | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | PV^N |
|-----|---------------------------------|------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| | Чистые денежные потоки | 4811 | 307,8 | 307,8 | 307,8 | 307,8 | |
| | коэффициент дисконтирования | | | | | | |
| | $i=0,2$ | 1 | 278,83 | 63,861 | 581,95 | 1286,8 | |
| | $i=0,3$ | 1 | 10,385 | 486,86 | 1484,7 | 2252,3 | |
| | $i=0,4$ | 1 | 08,857 | 1082,5 | 2147,8 | 2908,7 | |
| | $i=0,5$ | 1 | 0,8667 | 1563,1 | 2645,7 | 3367,5 | |
| | $i=0,6$ | 1 | 243,63 | 1956,4 | 3026,9 | 3695,9 | |
| | $i=0,7$ | 1 | 512,29 | 2282,3 | 3323,6 | 3936 | |
| | Дисконтированный денежный поток | | | | | | |
| | $i=0,2$ | 4811 | 0900,8 | 885,86 | 040,05 | 1286,8 | 5961,9 |
| | $i=0,3$ | 4811 | 0432,4 | 135,14 | 1484,7 | 2252,3 | 1019,5 |
| | $i=0,4$ | 4811 | 0030,9 | 539,47 | 2147,8 | 2908,7 | 702,8 |
| | $i=0,5$ | 4811 | 682,87 | 058,91 | 2645,7 | 3367,5 | 917,57 |
| | $i=0,6$ | 4811 | 378,38 | 1956,4 | 3026,9 | 3695,9 | 4111,8 |
| | $i=0,7$ | 4811 | 109,71 | 2282,3 | 3323,6 | 3936 | 5243,2 |

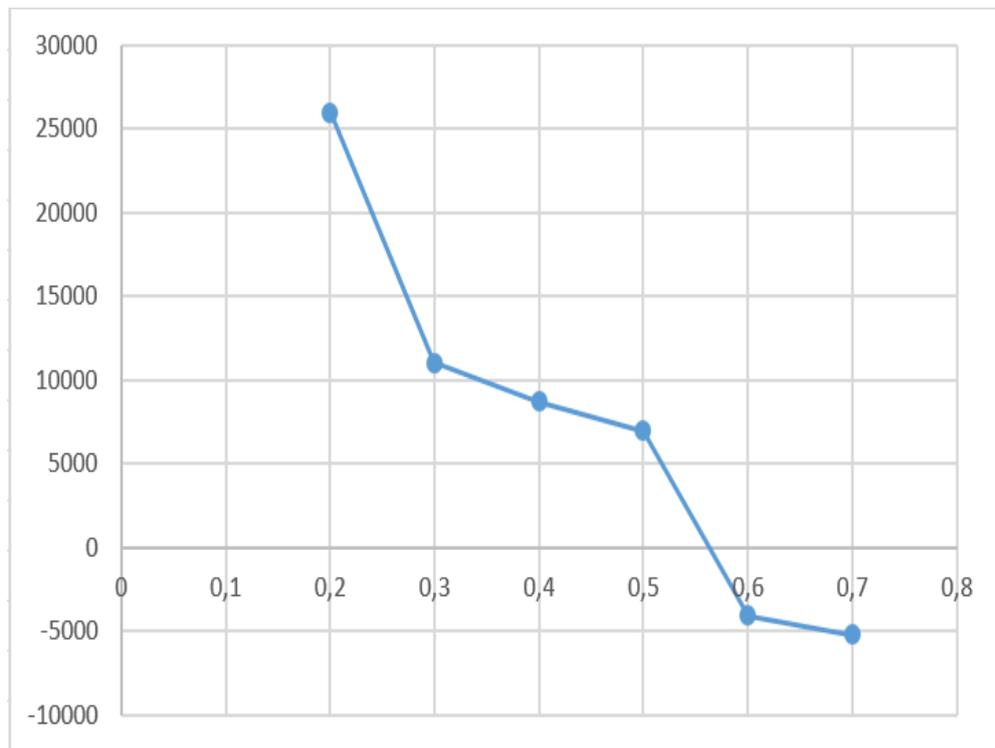


Рисунок 22 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

Из таблицы и графика следует, что по мере роста ставки дисконтирования чистая текущая стоимость уменьшается, становясь отрицательной с течением времени. Значение ставки, при которой **NPV** обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или «внутренней нормы прибыли». Из графика получаем, что IRR составляет 0,57.

Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI)

Индекс доходности показывает, сколько приходится дисконтированных денежных поступлений на рубль инвестиций.

Расчет этого показателя осуществляется по формуле:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_t}{(1+i)^t} / I_0, \quad (7)$$

где I_0 – первоначальные инвестиции.

Следовательно:

$$PI = \frac{10900,8 + 9885,86 + 9040,05 - 1286,8}{4811} = 5,93$$

4.2 Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (таблица 21). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 4.21 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

| Вариант исполнения аналога № | Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты | Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ | Основная заработная плата | Отчисления на социальные нужды | Итого плановая себестоимость |
|------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|---------------------------|--------------------------------|------------------------------|
| 1 | 142318010 | 5750000 | 92718,5 | 28387,5 | 148204186,68 |
| 2 | 37514730 | 5750000 | 92718,5 | 28387,5 | 43400906,68 |

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{4811326,68}{148204186,68} = 0,13, \quad (8)$$

$$I_{\phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{148204186,68}{148204186,68} = 1, \quad (9)$$

$$I_{\phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{43400906,68}{148204186,68} = 0,29, \quad (10)$$

где I_{ϕ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad (11)$$

$$I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p, \quad (12)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a , b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 22.

Таблица 4.22 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

| Критерии | Весовой коэффициент параметра | Текущий проект | Аналог 1 | Аналог 2 |
|------------------------------------------------|-------------------------------|----------------|----------|----------|
| 1. Способствует росту производительности труда | 0,25 | 5 | 5 | 3 |
| 2. Удобство в эксплуатации | 0,15 | 4 | 4 | 3 |
| 3. Надежность | 0,20 | 5 | 5 | 4 |
| 4. Воспроизводимость | 0,25 | 4 | 4 | 4 |
| 5. Материалоемкость | 0,15 | 5 | 4 | 4 |
| ИТОГО | 1 | 4,6 | 4,4 | 3,5 |

Аналог 1 – ПАО «Газпром нефть»;

Аналог 2 – ОАО «Сургутнефтегаз».

$$I_m^p = 5 \times 0,25 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,20 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,6, \quad (13)$$

$$I_1^A = 5 \times 0,25 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,20 + 4 \times 0,25 + 4 \times 0,15 = 4,5, \quad (14)$$

$$I_2^A = 3 \times 0,25 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,20 + 4 \times 0,25 + 4 \times 0,15 = 3,8, \quad (15)$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,6}{0,13} = 35,4 \quad (16)$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a1}} = \frac{4,5}{1} = 4,5 \quad (17)$$

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,8}{0,29} = 13,1, \quad (18)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a1}} = \frac{35,4}{4,5} = 7,85, \quad (19)$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a2}} = \frac{35,4}{13,1} = 2,7, \quad (20)$$

где $\mathcal{E}_{ср}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{mэ}^p$ – интегральный показатель разработки;

$I_{mэ}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога. [25]

Таблица 4.23 - Сравнительная эффективность разработки

| № п/п | Показатели | Аналог 1 | Разработка | Аналог 2 |
|-------|---------------------------------------------------------|----------|------------|----------|
| 1 | Интегральный финансовый показатель разработки | 1 | 0,13 | 0,29 |
| 2 | Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки | 4,5 | 4,6 | 3,8 |
| 3 | Интегральный показатель эффективности | 4,5 | 35,4 | 13,1 |
| 4 | Сравнительная эффективность вариантов исполнения | 7,85 | | 2,7 |

Аналог 1 – ПАО «Газпром нефть»;

Аналог 2 – ОАО «Сургутнефтегаз».

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Вывод: в ходе проведения анализа показателей эффективности инвестиций были проведены расчеты чистой текущей стоимости (NPV) – 101238,69 тыс. руб. Таким образом, данный инвестиционный проект считается выгодным, так как NPV является положительной величиной. Дисконтированный срок окупаемости проекта (PP_{дск}) составил 4,8 года. Так как выполняется условие неравенства $IRR > i$, а внутренняя ставка доходности (IRR) – 0,69, инвестиционный проект экономически оправдан. Индекс доходности (PI) составил 2,1 (данная величина превышает единицу), соответственно данная инвестиция приемлема.

