

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

Институт дистанционного образования

Специальность химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ влияния технологических параметров на процессы промышленной подготовки нефти

УДК 622.276.8.013

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Казакова Светлана Игоревна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ушева Наталья Викторовна	Кандидат химических наук, доцент.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжаккина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич Ольга Алексеевна	Кандидат биологических наук		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики	Юрьев Егор Михайлович	Кандидат технических наук		

Томск – 2016 г.



Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 240403 – Химическая технология природных
 энергоносителей и углеродных материалов
 Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ (Подпись) _____ (Дата)

Е.М. Юрьев _____
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

<i>Дипломная работа</i>
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-5201	<i>Казакова Светлана Игоревна</i>

Тема работы:

<i>Анализ влияния технологических параметров на процессы промышленной подготовки нефти</i>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1778/с от 03.03.2016г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	<i>6 июня 2016 г.</i>
--	-----------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <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><i>Технология подготовки нефти на промысле. Технологическая схема установки подготовки нефти Вынгапуровского месторождения; технологические параметры, оборудование. Результаты испытаний различных деэмульгаторов при подготовке нефти.</i></p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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 работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><i>Введение: перспективы развития процессов подготовки нефти; физико-химические основы процессов подготовки нефти, перспективы развития и совершенствования термохимических методов при разрушении водонефтяных эмульсий; постановка задачи исследования: исследование влияния деэмульгаторов на процессы обезвоживания нефти; обсуждение результатов, выводы.</i></p>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	<i>1 Характеристика исходного сырья; 2 Технологическая схема; 3 Результаты исследований; 4 Результаты финансового менеджмента</i>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	Рыжакина Татьяна Гавриловна
<i>Социальная ответственность</i>	Антоневич Ольга Алексеевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	<i>14.03.2016 г.</i>
---	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<i>доцент каф. – ХТТ и ХК</i>	<i>Ушева Н.В.</i>	<i>к.х.н., доцент</i>		<i>14.03.2016г.</i>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<i>3-5201</i>	<i>Казакова С.И.</i>		<i>14.03.2016г.</i>

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	9
1.1 Основы процесса подготовки сырой нефти на месторождении	9
1.2 Общие сведения о технологии подготовки нефти и газа	11
1.3 Виды применяемых технологических процессов по первичной (промысловой) подготовке нефти	14
1.3.1 Сепарация нефти	14
1.3.2 Обезвоживание и обессоливание нефти	19
2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	30
2.1 Методы исследования	31
3. РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА	33
3.1. Постановка задачи исследования	32
3.2. Исходные данные	33
3.3 Результаты испытаний деэмульгаторов	37
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	44
4.1 Предпроектный анализ	44
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	44
4.1.2 Сегментация российского рынка нефти с учетом объема добычи нефтей и капитализации компании	45
4.1.3 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	47
4.1.3.1 Анализ компаний, производителей реагентов	47
4.1.3.2 Сравнение конкурентных технических решений	49
4.1.4 SWOT-анализ	51
4.1.5 Оценка готовности проекта к коммерциализации	52
4.2 Инициация проекта	53
4.2.1 Организационная структура проекта	54

4.2.2 План проекта	55
4.2.3 Бюджет научного исследования	57
4.2.4 Решения по инициации организационной структуры проекта	59
4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	59
4.3.1 Динамические методы экономической оценки инвестиций	60
4.3.2 Чистая текущая стоимость (NPV)	61
4.3.3 Дисконтированный срок окупаемости	62
4.3.4 Внутренняя ставка доходности (IRR)	63
4.3.5 Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI)	64
4.4 Оценка сравнительной эффективности исследования	65
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	71
5.1 Производственная безопасность	72
5.2 Экологическая безопасность	83
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	85
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
Заключение	91
Список используемых источников	92
Приложение А Результаты обезвоживания нефти ДНС-2	94
Приложение Б Результаты обезвоживания нефти ДНС-2	95
Приложение В Химический состав подтоварной воды Вынгапуровского месторождения, характеристика реагента.	97
Приложение Г Зависимость NPV от ставки дисконтирования	98
Приложение Д Технологическая схема ДНС – 2 с УПСВ Вынгапуровского месторождения	99

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 93страницы, 13рисунков, 32таблицы, 25источников, 5приложений.

Ключевые слова: деэмульгатор, водонефтяная эмульсия, обезвоживание и обессоливание нефти.

Объект исследования: технология подготовки нефти Вынгапуровского месторождения и влияние деэмульгаторов на качество подготовки нефти.

Цель работы: определение возможности применения деэмульгаторов марки UnidemES при подготовке нефти на ДНС-2 с УПСВ Вынгапуровского месторождения ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

В результате проведенных исследований выбраны наиболее эффективные химические реагенты для проведения процесса отделения воды от нефти.

Разработаны рекомендации для опытно-промысловых испытаний реагентов - деэмульгаторов марки UnidemES.

Экономическая эффективность, значимость работы: в результате проведенной работы была спроектирована и создана конкурентоспособная разработка, отвечающая современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Условные сокращения

IRR – внутренняя ставка доходности

NPV – чистая текущая стоимость

PI – индекс доходности

PP – срок окупаемости

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ПЛА – план ликвидации аварий;

ПДК – предельно допустимая концентрация

ДНС – дожимная насосная станция;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

МПС - многофазные перекачивающие станции;

ЦППН – центральный пункт подготовки нефти;

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;

ЭЛОУ – электрообессоливающие установки;

УУН – узел учета нефти;

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.4.103-83. Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук.

Технические условия.

СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.

ГОСТ 12.1.007-76ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

ГОСТ Р 51858-2002. Нефть, общие технические условия.

ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ, является основными энергоносителями, играют большую роль в экономике России. Продукты нефтегазопереработки - основа всех видов топлива для транспорта, ценное сырье для химической промышленности[1].

При переработке нефти получают керосин, бензин, смазочные масла, дизельное топливо, парафин, мазут, битум и другие нефтепродукты.

Химическая переработка нефти и газа также позволяет получить разнообразные полимерные соединения: синтетические волокна и каучуки, краски и пластмассы т.д.

На промыслах используются герметизированные системы сбора нефти, газа и попутно добываемой воды. Перед дальнейшей транспортировкой нефть доводится до необходимых показателей качества. В нефтедобывающей промышленности в настоящее время широко используются блочные автоматизированные установки, что позволяет повысить эффективность данных производств.

Для развития нефтяной промышленности нужно решать проблемы повышения единичных мощностей и комбинирования установок, увеличения эффективности капиталовложений, уменьшение эксплуатационных расходов, повышение производительности труда.

Западная Сибирь является в настоящее время основным нефтегазодобывающим регионом страны.

В данный момент ОАО «Газпром Ноябрьскнефтегаз» разрабатывает 30 нефтяных месторождений, в том числе «Газпронефть-ННГ» ,«Суторминское», «Еты-Пуровское», «Западно-Суторминское», «Крайнее», «Восточно-Пякутинское», «Муравленковское», «Северо-Пямалияхинское» «Муравленковскнефть»-14, «Вынгайхинское».

Поэтому для повышения эффективности промысловой подготовки нефти большое значение имеют исследования по применению деэмульгаторов.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Основы процесса подготовки сырой нефти на месторождении

Подготовка нефти на месторождении заключается в удалении механических примесей, воды, и газообразных углеводородов. Отделение от нефти легких газообразных углеводородов стабилизирует нефть и снижает ее испаряемость. Завышенное содержание в товарной нефти хлористых солей, воды и механических примесей способствует более интенсивному коррозионному износу оснащения перекачивающих станций трубопроводов и аппаратов нефтеперерабатывающих заводов, понижает пропускную способность трубопроводов.[2]

В зависимости от содержания в товарной нефти хлористых солей, воды и механических примесей они разделены на три группы. Качество товарной нефти регламентируется ГОСТом 99-65-76 и в частности 2002 году был принят ГОСТ Р 51858-2002. [3].

Извлеченная совместно с нефтью на поверхность пластовая вода считается вредоносной примесью, которую нужно удалять из нефти. В случае если вода сформирует сплошную фазу, то эмульсию именуют прямой, или же эмульсией на подобии «нефть в воде», в случае если вода считается дисперсной фазой, то эмульсию именуют обратной, или же эмульсией на подобии «вода в нефти»[4].Пластовая вода формирует с нефтью эмульсии разной степени стойкости, и со временем происходит старение эмульсии, стойкость эмульсий в соответствии с этим увеличивается. Под процессом старения понимают упрочнение пленки эмульгатора с течением времени. Процесс старения эмульсии имеет возможность протекать быстро или медленно от нескольких часов до 2-5дней. В начальных стадиях данный процесс идет довольно активно, но по мере насыщения поверхностного слоя глобул эмульгаторами замедляется или, даже прекращается. По истечению конкретного времени пленки вокруг глобул делаются довольно крепкими и не просто поддаются разрушению [5].

Это считается одной из главных причин того, что добытую нефть нужно обезвоживать как возможно скорее с этапа образования эмульсии, не допускать

ее старения. Особенно важно проводить обезвоживание нефти на месторождениях. Второй, более необходимой причиной обезвоживания нефти в районах ее добычи считается высочайшая цена транспортировки балласта - пластовой воды. Транспортировка обезвоженной нефти удорожается не только в итоге перекачки дополнительных объемов содержащейся в нефти пластовой воды, но и вследствие того, собственно, что вязкость эмульсии типа вода в нефти выше, чем чистой нефти. При повышении содержания воды в нефти на 1 % транспортные затраты возрастают в среднем на 3—5% при каждой перекачке [6].

Совместно с водой удаляются хлористые соли и механические примеси, которые считаются причиной коррозии и загрязнения трубопроводов и аппаратов. При обезвоживании нефти на месторождениях из нее удаляется основная масса воды, солей и механических примесей, и нефтепроводным управлениям нефть сдается с содержанием воды, как правило, не выше 1%. Но данная норма не остается постоянной и имеется тенденция к ее понижению до 0,5[7].

Основной целью подготовки сырой нефти является получение нефти соответствующей российским стандартам для перекачки через систему магистральных трубопроводов и последующей переработки.

Список основных операций используемых в системе подготовки скважинной продукции включает:

- введение деэмульгатора, отделение свободной воды и сепарация газа;
- стабилизация нефти, нагрев (для интенсификации процесса отделения воды от нефти и сокращения давления паров сырой нефти);
- обессоливание;
- подготовка и отведение подтоварной и сеноманской воды;
- гравитационное осаждение механических примесей;
- перекачка и учет;
- подготовка и компримирование газа, экспорт газа и газлифт.

1.2 Общие сведения о технологии подготовки нефти и газа

Объекты добычи, транспортировки и обработки скважинной продукции включают в себя технологическое оборудование от устья скважины до ЦПС. Необходимое для этого оборудование обычно включает в себя следующие типы установок:

- кусты скважин
- выкидные линии
- узлы ввода реагентов, замерные установки
- внутрипромысловые трубопроводы
- ДНС, УПСВ, МПС (многофазные перекачивающие станции)
- Установка подготовки нефти, центральный пункт сбора.

Процесс подготовки нефти включает в себя несколько последовательных стадий:

1. сепарация нефти;
2. предварительное обезвоживание с доведением остаточной воды в нефти до величины не более 10%;
3. глубокое обезвоживание и обессоливание, после которого содержание остаточной воды не более 1,0%.
4. стабилизация нефти.

Процесс отделения от нефти легких углеводородов и сопутствующих газов называется сепарацией. Сепарация происходит при снижении давления и повышении температуры, а также вследствие молекулярной диффузии углеводородных и других компонентов, содержащихся в нефти, в пространство с их меньшей концентрацией, находящееся над нефтью. Процесс сепарации газа имеет место на всем пути движения нефти от скважины до газосепаратора, в резервуарах на промысле и за его пределами, а также при транспорте нефти[8].

В процессе добывания водонефтяной эмульсии из скважин и транспорта ее до ЦПС и подготовки нефти, газа и воды постепенно снижается давление и из нефти выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере понижения

давления в системе возрастает и как правило в несколько десятков раз превышает объем жидкости. Вследствие этого при невысоком давлении их совместное хранение, а иногда и сбор становятся нецелесообразным.

Схема подготовки нефти с учетом ее качества отображена на рисунке 1. Обезвоживание нефти на месторождениях это только 1-ый этап ее подготовки к переработке, так как присутствие в нефти воды, хлористых солей и механических примесей в тех количествах, которые остаются в нефти в итоге обезвоживания на месторождении, негативно оказывают на процессы переработки нефти и на качестве получаемых нефтепродуктов. Более глубокая очистка нефти от пластовой воды, солей и механических примесей осуществляется в процессе обессоливания. С данной целью обезвоженную нефть активно перемешивают с пресной водой, а возникшую эмульсию разрушают.

На рис. 1 мы видим, что обезвоживание и обессоливание нефти - взаимосвязанные технологические процессы (так как основная масса солей находится в пластовой воде, и удаление воды приводит одновременно к обессоливанию нефти). Обезвоживание нефти затруднено тем, собственно, что нефть и вода образуют стойкие эмульсии на подобии "вода в нефти". В данном случае вода диспергирует в нефтяной среде на мелкие капли, образуя устойчивую эмульсию. Значит, для обезвоживания и обессоливания нефти нужно отделить от нее эти мелкие капли воды и удалить воду из нефти.

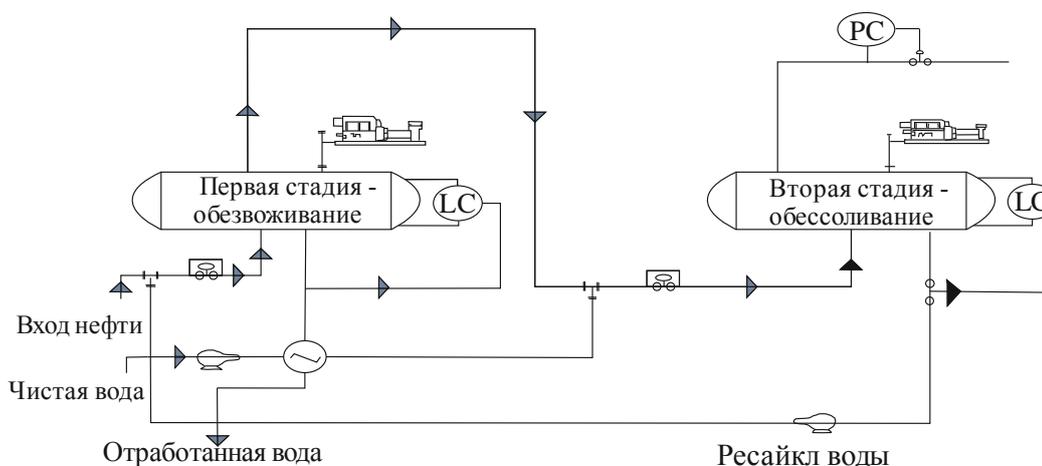


Рисунок 1 - Установка по обезвоживанию и обессоливанию нефти

Для обессоливания и обезвоживания нефти применяют такие технологические процессы как:
гравитационный отстой нефти;
горячий отстой нефти;
термохимические методы;
электрообессоливание и электрообезвоживание нефти.

Одним из наиболее распространенных методов обессоливания нефти является растворение солей пресной водой. Технология этого метода очень проста. В частично подготовленную нефть с большим содержанием солей добавляется пресная вода. Соли, находящиеся в нефти, растворяются в пресной воде и затем при обезвоживании удаляются вместе с водой. Если содержание солей в нефти не соответствует нормам, процесс повторяют или увеличивают количество подаваемой пресной воды.

На установку подготовки нефти пресная вода может подаваться с одного или нескольких источников. Источниками водоснабжения УПН служат:

- водозаборные скважины (оборудуются погружными насосами);
- открытые водоемы (оборудуются плавающими насосными станциями);
- очистные сооружения (подаётся предварительно очищенная сточная и пластовая вода).

На разных этапах разработки газонефтяных месторождений присутствие воды в нефти может быть различным: в исходной стадии может добываться практически чистая нефть, со временем количество воды в добываемой нефти постепенно увеличивается и на конечных стадиях разработки месторождения может достигать 90% и больше. При перемещении пластовой воды и нефти по стволу скважины и нефтесборным трубопроводам происходит их взаимное смешивание, а в результате перемешивания — дробление. Процесс дробления одной жидкости в другой называют диспергированием. В итоге диспергирования одной жидкости в другой образуются эмульсии.

На теоретическом уровне водонефтяная смесь — неустойчивая система, тяготеющая к образованию минимальной поверхности раздела фаз, т. е. к расслоению. Благодаря наличию адсорбционных слоев на поверхности

диспергированных частиц, образуются устойчивые эмульсии. Адсорбционные слои обладают значительной механической прочностью и препятствуют слиянию частиц и расслоению эмульсии.

На свойства поверхности раздела фаз сильное влияние оказывают растворенные и диспергированные в пластовой воде вещества, а также температура среды. Процесс разложения эмульсии включает:

первый этап — соударение диспергированных частиц;

второй этап — слияние их в крупные глобулы;

третий этап — выпадение крупных частиц и формирование сплошных отдельных слоев нефти и воды[9].

1.3 Виды применяемых технологических процессов по первичной (промысловой) подготовке нефти

1.3.1 Сепарация нефти

Сепараторы являются обязательным элементом любой технологической схемы промысловой подготовки нефти и газа на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях [9].

Вывод отсепарированного газа осуществляют в газосепараторах и резервуарах, в которых поддерживаются определенное давление и температура. Каждый такой пункт вывода отсепарированного газа называется ступенью сепарации газа. Ступеней сепарации газа при движении нефти от забоя к пункту ее переработки всегда бывает несколько: одна часть ступеней приходится на газовые сепараторы, а другая часть на - резервуары. Таким образом, ступеней сепарации может быть как минимум две: одна — газосепаратор, вторая - первый резервуар, в котором поддерживается давление равное одной атмосфере. В последнем случае происходит выделение газа при атмосферном давлении[10].

В нынешних концепциях сбора нефти и газа сепараторами снабжаются все без исключения блочные автоматизированные групповые замерные установки, ДНС и ЦПС и подготовки нефти, газа и воды. На блочных

автоматических замерных установках отделение газа от нефти выполняется только лишь с целью отдельного измерения дебита скважин по газу и жидкости. Впоследствии измерения нефть и газ вновь перемешиваются и поступают в единый нефтегазовый коллектор.

Многоступенчатая сепарация используется для постепенного отвода свободного газа по мере понижения давления. Она используется при больших давлениях на устье скважин. Нефтегазовую эмульсию направляют из скважины вначале в сепаратор высокого давления, в котором из нефти выделяется значительный объем газа. Данный газ имеет возможность перемещаться на дальние расстояния под действием собственного давления. Из газосепаратора высокого давления водонефтяная смесь поступает в сепаратор среднего и низкого давления для конечного отделения от газа.

Сепарация газа от нефти имеет возможность происходить под воздействием инерционных и гравитационных сил и за счет селективной смачиваемости нефти. В зависимости от этого и различают инерционную гравитационную и пленочную сепарации, а сепараторы – гидроциклонные, гравитационные и жалюзийные. Гравитационная сепарация происходит вследствие разности плотности жидкостей и газа, то есть под воздействием их силы тяжести. Сепараторы, работающие по такому принципу, называют гравитационными. Инерционная сепарация случается при резких поворотах газонефтяного потока. В результате чего эмульсия, как более инерционная, продолжает направляться по прямой, а газ изменяет свое направление. В итоге происходит их расслоение. На данном принципе построена работа гидроциклонного сепаратора, осуществляемая подачей газонефтяной эмульсии в циклонную головку, в которой жидкость отбрасывается к внутренней поверхности и затем стекает книзу в нефтяное пространство газосепаратора, а газ двигается по центру циклона. Пленочная сепарация основана на явлении селективного смачивания жидкости на металлической поверхности. При прохождении потока газа с некоторым содержанием нефти сквозь жалюзийные насадки (каплеуловители) капли нефти, соприкасаясь с железной поверхностью, смачивают ее и образуют на ней сплошную жидкостную пленку.

Жидкость на данной пленке хорошо удерживается и при достижении конкретной толщины начинает беспрерывно стекать книзу. Данное явление называется эффектом пленочной сепарации или же *адгезией*. Жалюзийные сепараторы работают на данном принципе. В соответствии с назначением в нефтегазовых сепараторах предусмотрены три отсека: разделительный, осадительный и отбойный. В разделительном отсеке из газожидкосной смеси отделяется значительная часть свободного газа. Это достигается при воздействии всевозможных устройств, обеспечивающих или оптимальную скорость вращения газожидкостного потока, или достаточно высокую поверхность раздела фаз за счет стекания эмульсии по специальным наклонным желобам тонким слоем. В осадительной зоне поднимающийся нефтяной газ высвобождается от относительно больших частичек жидкости под воздействием гравитационных сил. Окончательная очистка происходит в отбойной зоне нефтяного газа от маленьких частичек жидкости под воздействием инерционных сил, проявляющихся при резком изменении направленности потока и его прохождении меж отбойными пластинами, а еще сил адгезии, проявляющихся в прилипании капелек жидкости к поверхности насадочных, сетчатых и иных отбойников. Горизонтальные сепараторы получили наибольшее распространение на нефтяных месторождениях, характеризующиеся немалой пропускной способностью при одном и том же размере сепаратора. По сравнению с вертикальным аппаратом, горизонтальный простей в обслуживании. На сегодняшний день производят горизонтальные двухфазные сепараторы типа УБС и типа НГС. Также производят сепараторы трехфазные которые, отделяют не только газ от нефти, но и служат также для отделения свободной воды. К сепараторам трехфазным относятся установки типа УПС. Данные сепарационные установки применяют в качестве технологического оснащения на ЦПС и подготовки нефти, газа и воды (ЦППН). В тех случаях, когда на месторождении или же группе месторождений пластовой энергии мало для транспортировки нефтегазовой эмульсии до ЦППН, используются ДНС (дожимные насосные станции). Газосепараторы типа НГС предназначены для разделения газа от продукции нефтяных скважин

на первой и последующих ступенях сепарации нефти, включая горячую сепарацию на последней ступени.

На нефтяных месторождениях ОАО «Сибнефть - Ноябрьскнефтегаз» в основном используются двухтрубные системы сбора, при которых водонефтяная эмульсия по линиям выкидным направляется на групповую замерную установку (ГЗУ), где измеряется дебит (производительность) каждой скважины. После групповой замерной установки продукция скважины поступает на дожимную насосную станцию (ДНС), где совершается первая ступень сепарации нефти и отделяется большая часть газа от нефти. После дожимной насосной станции нефть насосами откачивается на ЦПС, а газ по отдельному газопроводу за счет давления в сепараторе ДНС (обычно 0,3-0,4МПа) также следует на центральный пункт сбора, где выполняется его подготовка к предстоящему транспорту. Двухтрубные системы сбора продукции скважин используются на больших по площади месторождениях нефти, когда давление скважин мало для транспортировки продукции скважин до ЦПС.

Схема сбора и подготовки зависит от площади месторождения, дебитов скважин, физико-химических эмульсии. Так, в одних случаях продукция разделяется на АГЗУ на обводненную и безводную, а в иных она транспортируется после АГЗУ по единому коллектору. На некоторых месторождениях к ДНС подходят коллекторы от нескольких АГЗУ, на других на каждой АГЗУ установлен сепаратор первой ступени, и жидкость транспортируется на ЦППН или дожимными насосами, или за счет давления в линии. На маленьких месторождениях АГЗУ и ЦППН как правило располагаются на одной территории.

Принцип работы элементов системы на всех месторождениях одинаковый: на АГЗУ фазы не разделяются.

Первая ступень сепарации выполняется на ДНС, где газ отводится по отдельному коллектору. Кроме того, может проводиться предварительный сброс воды с закачкой ее в нагнетательные или поглощающие скважины, а вторая – на ЦППН.

На УПСВ эмульсия проходит последовательно две ступени сепарации. Перед первой ступенью сепарации в жидкость подается реагент – деэмульгатор. Газ с обеих ступеней сепарации подается на узел осушки газа, а затем потребителю или на ГПЗ. Жидкость со второй ступени сепарации поступает в резервуарный парк, где происходит частичное отделение механических примесей и предварительный сброс воды с подачей ее на блочную кустовую насосную станцию (БКНС) для закачки в пласт. На БКНС выполняется подготовка, учет и закачка воды по направлениям на водораспределительные батареи (ВРБ). С ВРБ вода подается на нагнетательные скважины. Впоследствии ДНС или же УПСВ нефть поступает на подготовку. Технологические процессы подготовки нефти проводятся на установке подготовки нефти (УПН) или центральном пункте подготовки нефти (ЦППН), и включают в себя следующие процессы:

- сепарация (1,2 ступень) и разделение фаз;
- обезвоживание продукции;
- обессоливание;
- стабилизация нефти.

На УПН (ЦППН) жидкость поступает на узел сепарации. Впоследствии сепарации жидкость направляется в печи для обогрева эмульсии с реагентом. Грется до 50°C и поступает в отстойники, где происходит деление эмульсии на нефть и воду. Вода сбрасывается в очистные резервуары, где осуществляется гравитационный отстой остаточных нефтепродуктов, содержащихся в воде, и дальше посылается на БКНС. Нефть из отстойников направляется в технологические резервуары, где происходит последующее отделение воды от нефти. Нефть с содержанием воды до 10% с установок предварительного сброса воды насосами ЦНС подается на установки подготовки нефти (УПН) в печи-нагреватели ПТБ-10. В поток нефти, на прием насосов подается дозируемый расход реагента - деэмульгатора в количестве до 20 г/т. Нагрев в

печах выполняется до 45-50°C, впоследствии чего нефть поступает в электродегидраторы, где случается обезвоживание и обессоливание нефти. Нефть, с содержанием воды до 1% и температурой 44-49°C поступает в сепараторы “горячей сепарации” для последующего разгазирования (стабилизации), оттуда поступает в товарные резервуары РВС. Нефтяные резервуары представляют собой емкости, предназначенные для скопления, кратковременного хранения и учета сырой и товарной нефти. Наибольшее использование нашли резервуары типа РВС (резервуар вертикальный стальной). Товарная нефть проходит проверку качества с помощью лабораторных методов и подается насосами ЦНС через узел учета нефти (УУН) на нефтеперекачивающую станцию (НПС). С НПС нефть подается в магистральный нефтепровод, а затем для окончательной переработки на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ)[11].

1.3.2 Обезвоживание и обессоливание нефти

Нефть отделяется от воды и солей дважды: первый раз на площади нефтяного месторождения, где на установках подготовки нефти из нее извлекают ведущую массу воды и доводят содержание ее от 0,2 до 0,8 вес. % и второй раз – на нефтеперерабатывающих заводах, где из нефти убирают воду, а содержание солей доводят до 2-5 мг/л [12].

Для обезвоживания и обессоливания нефти непосредственно на месторождении используют следующие технологические процессы(Рис. 2):

- гравитационный отстой нефти;
- горячий отстой нефти;
- термохимические методы;
- электрообессоливание и электрообезвоживание нефти.

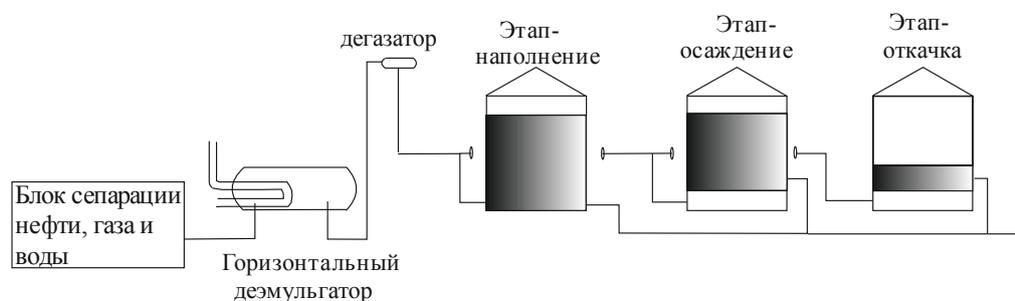


Рисунок 2 - Этапы обезвоживания нефти

Наиболее простой по технологии процесс гравитационного отстоя. В данном случае нефтью заполняют резервуары и выдерживают определенное время (48 ч и более). Во время пребывания нефти происходит коагуляция капель воды, и более тяжелые и крупные капли воды под гравитационными силами оседают на дно в виде подтоварной воды. Впрочем отстой под действием сил тяжести холодной нефти - малоэффективный и малоцелесообразный способ обезвоживания нефти, в следствии этого используется отстой, горячей нефти, когда за счет предварительного нагрева нефти до температуры 40 –80 °С существенно облегчаются процессы укрупнения капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при гравитационном отстое. Дефектом гравитационных способов обезвоживания считается их небольшая эффективность. К тому же водонефтяные эмульсии считаются очень стойкими и в большинстве случаев не расслаиваются под действием одной только силы тяжести. Наиболее эффективные термохимические и химические методы, а также электрообезвоживание и обессоливание.

На электрообессоливающих установках, процесс проводится при небольшом количестве времени нахождения нефти в аппарате и где для достижения высокой степени обессоливания требуется обеспечение большой глубины обезвоживания нефти, комбинируют термохимический способ с электрическим, сочетая четыре фактора воздействия на эмульсию: подогрев, подачу деэмульгатора, электрическое поле и отстой в гравитационном поле[13].

При химических методах в обезвоженную нефть добавляют деэмульгаторы. В качестве деэмульгаторов применяют поверхностно активные вещества. Деэмульгаторы добавляют к нефти в малых дозах от 5-10 до 50-70 г на одну тонну нефти. Самые лучшие результаты показывают неионогенные поверхностно активные вещества, которые в нефти не распадаются на катионы и анионы. Это такие вещества, как дипроксилыны, сепаролы, дисолваны, и др. Деэмульгаторы адсорбируются на поверхности раздела фаз "нефть-вода" и вытесняют или заменяют менее поверхностно-активные природные эмульгаторы, присутствующие в эмульсии. Пленка, образующаяся на поверхности капель воды, непрочная, что влияет на слияние мелких капель в большие, то есть процесс коалесценции. Скорость и эффективность химического обезвоживания существенно возрастает за счет подогрева нефти, т.е. при термохимических способах, за счет снижения вязкости нефти при нагреве и облегчения процесса коалесценции капель воды [13].

Наиболее низкое остаточное содержание воды достигается при применении электрических способов обезвоживания и обессоливания. Электрообезвоживание и электрообессоливание нефти связаны с пропусканием нефти через аппараты - электродегидраторы, где нефть протекает между создающими электрическое поле электродами, высокого напряжения (30-40 кВ). Для того чтобы увеличить скорость электрообезвоживания нефть сначала подогревают до температуры 40-80°C.

При транспорте нефти по трубопроводам, железной дороге, водным путем и хранении ее в резервуарах, значительная часть углеводородов испаряется. Легкие углеводороды считаются инициаторами интенсивного испарения нефти, так как они увлекают за собой и более тяжелые углеводороды. В то же время легкие углеводороды считаются ценным сырьем и топливом (легкие бензины). Поэтому из нефти извлекают легкие углеводороды, т.е. осуществляют стабилизацию нефти [12].

Для стабилизации нефти ее подвергают горячей сепарации или ректификации. Более простой и более широко используемой в

промысловой подготовке нефти считается горячая сепарация, выполняемая на специальной стабилизационной установке.

При горячей сепарации нефть сначала нагревают в специальных нагревателях и подают в горизонтальный сепаратор, где из нагретой до 45-75 °С нефти активно испаряются легкие углеводороды, которые через холодильную установку и бензосепаратор направляются в сборный газопровод. В бензосепараторе от легкой фракции дополнительно отделяют за счет конденсации тяжелые углеводороды. Вода, отделенная от нефти на установке комплексной подготовки нефти, поступает на УПВ, расположенную также на центральном пункте сбора.

На завершающей стадии эксплуатации нефтяных месторождений особенно большое количество воды отделяют от нефти, когда содержание воды в нефти может достигать до 90%, то есть с каждым кубическим метром нефти извлекается 5 м³ воды. Отделенная от нефти, пластовая вода содержит капли нефти механические примеси, гидраты закиси и окиси железа и большое содержание хлористых солей. Механические примеси забивают поры в продуктивных пластах и препятствуют проникновению воды в капиллярные каналы пластов а, следовательно, приводят к нарушению контакта "вода-нефть" в пласте и снижению эффективности ППД. Этому же способствуют и гидраты окиси железа, выпадающие в осадок. Хлористые соли, присутствующие в воде, способствуют коррозии оборудования и трубопроводов. Поэтому сточные воды, отделенные от нефти на установке комплексной подготовки нефти, необходимо очистить от капель нефти, механических примесей, гидратов окиси железа и солей, и только после очистки закачивать в продуктивные пласты.

Допустимые содержания в закачиваемой воде механических примесей, нефти, соединений железа устанавливают конкретно для каждого нефтяного месторождения. Для очистки сточных вод применяют закрытую (герметизированную) систему очистки.

В герметизированной системе как правило используют три метода: отстой, фильтрования и флотацию. Метод отстоя основан на гравитационном

разделении механических примесей твердых частиц, капель воды и нефти. Процесс гравитационного отстоя проводят в вертикальных резервуарах-отстойниках. Метод фильтрования заключается в прохождении грязной пластовой воды через фильтрующий гидрофобный слой, например через гранулы полиэтилена. Гранулы полиэтилена «захватывают» частицы механических примесей и капельки нефти и свободно пропускают воду. Метод флотации основан на одноименном явлении, когда пузырьки газа или воздуха, проходя через слой загрязненной воды снизу вверх, осаждаются на поверхности твердых частиц, капель нефти и способствуют их выталкиванию на поверхность. Очистку сточных вод осуществляют на установках очистки вод типа УОВ-750, УОВ-1500, УОВ-3000 и УОВ-10000, имеющих пропускную способность соответственно 750, 1500, 3000 и 10000 м³ /сут. Каждая такая установка состоит из четырех блоков: отстойника, флотации, сепарации и насосного.

На нефтяных месторождениях эксплуатируются следующие установки обезвоживания и обессоливания нефти:

- термохимические установки обезвоживания нефти (ТХУ);
- электрообессоливающие установки (ЭЛОУ).

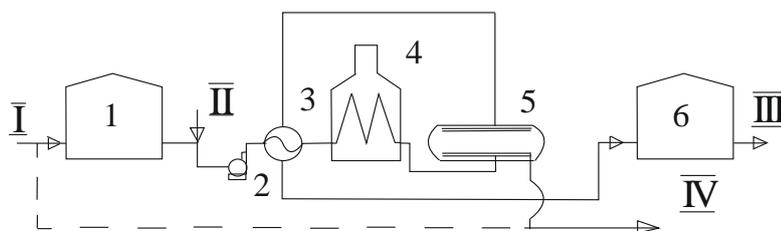


Рисунок 3 - Технологическая схема термохимической установки обезвоживания нефти

В данной установке обезвоживания нефти (рис. 3) нефтяную эмульсию I из резервуара сырьевого 1 насосом 2 через теплообменник 3 направляют в печь (трубчатую) 4. Перед насосом 2 в нефть добавляют деэмульгатор - поток II. В трубчатой печи 4 и теплообменнике 3 водонефтяная смесь нагревается и при транспортировании по трубчатому змеевику в печи

происходит доведение реагента - деэмульгатора до капель пластовой воды и разрушение бронирующих слоев эмульгаторов. Подогрев в трубчатой печи происходит при нагреве нефтяной эмульсии до температуры 70°C. Если требуется невысокая температура нагрева применяют пароподогреватели. Неустойчивая эмульсия из трубчатой печи 4 следует в отстойник 5, где разделяется на воду и нефть. Затем нефть обезвоженная подается из отстойника сверху 5, проходит через теплообменник 3, где отдает небольшое количество тепла поступающей на деэмульсацию неподготовленной нефти и следует в резервуар 6, затем нефть товарная (поток III) следует в магистральный трубопровод. Пластовая вода которая отделилась в отстойнике 5 (поток IV) поступает на УПСВ.[13].

Наиболее эффективным считается способ обессоливания на электрообессоливающей установке (рис. 4) При этом для стабилизации водонефтяной эмульсии, поступающей в электродегидратор, предусматривается теплхимическое обезвоживание. Сырая нефть (I) из сырьевого резервуара 1 сырьевым насосом 2 прокачивается через теплообменник 3 и подогреватель 4 и следует в отстойник 5. Перед сырьевым насосом в сырую нефть вводят деэмульгатор (II), поэтому в отстойнике 5 из сырой нефти выделяется, большое количество пластовой воды. Из отстойника 5 нефть с содержанием остаточной воды до 1—2 % следует в электродегидратор 8. При этом перед электродегидратором в поток нефти вводят пресную воду(III) и деэмульгатор, так что перед обессоливанием обводненность нефти в зависимости от содержания солей доводится до 8—15 %. В пресной воде соли растворяются и после отделения вода от нефти она становится обессоленной. Сверху электродегидратора 8 выходит обессоленная и обезвоженная нефть, которая, пройдя промежуточную емкость 7, насосом 6 прокачивается через теплообменник 3, подогревая сырую нефть, и направляется в резервуар 9 товарной нефти. Вода (IV), отделившаяся от нефти в отстойнике 5 и электродегидраторе 8, направляется на установку по подготовке воды. Товарная нефть(V) откачивается в магистральный трубопровод.

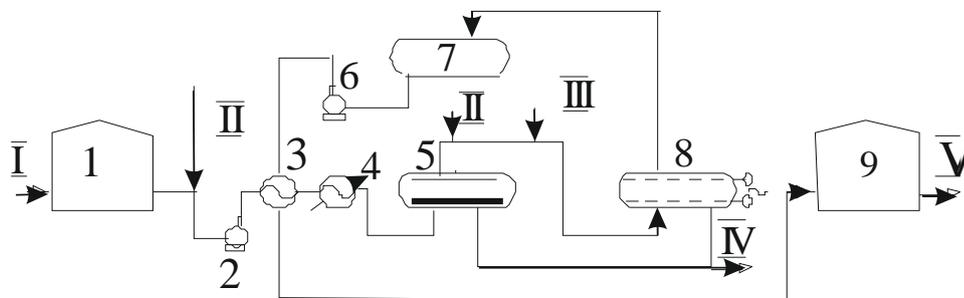


Рисунок 4 - Технологическая схема электрообезвоживающей установки

В нынешней индустрии применяют однотрубные системы сбора скважинной продукции, все процессы подготовки нефти, газа и воды находятся на одной территории — центральном пункте сбора и подготовки нефти, газа и воды.

На установку подготовки нефти (рис. 5) сырая нефть после первой ступени сепарации поступает с давлением до 0,8 МПа, температурой 6—21°С и предельным содержанием воды не более 50 %. Сырая нефть (I) следует в газосепаратор где осуществляется разделение при давлении 0,5—0,6 МПа и далее в три одновременно работающих отстойника 2. С целью предварительного обезвоживания нефти в поток сырой нефти перед газосепаратором 1 подаются деэмульгатор (II) и подогретая пластовая вода (III). Температуру потока нефти следует обеспечить 20—25°С. По этой причине в схеме предусмотрена возможность нагрева сырой нефти перед газосепаратором 1 в печах 5 и 6. Обезвоженная нефть из отстойника 2 следует в буферную емкость 3, где протекает процесс сепарации под давлением 0,4 МПа и температуре 25°С, далее она подогревается в печи до температуры 35-40°С. При помощи клапана в буферной емкости поддерживается постоянный уровень жидкости. В поток перед электродигидратором вводится промывная вода и деэмульгатор [13].

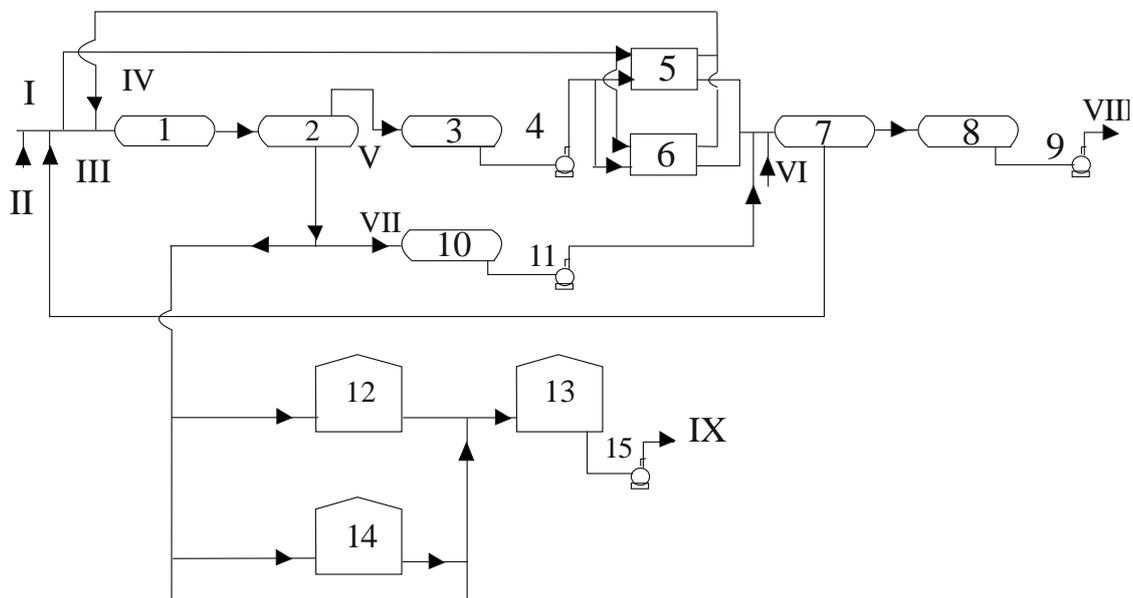


Рисунок 5 - Технологическая схема блочно-комплектной установки подготовки нефти

В электродегидраторах под воздействием электрических переменных полей от нефти отделяется оставшаяся вода вместе с растворенными в ней солями. Обессоленная нефть с содержанием воды 0,2 % и солей 40 мг/л поступает в буферную емкость 8, которая является сборником для насосов товарной нефти 9, подающих нефть в межпромысловый нефтепровод. В буферной емкости 8 нефть сепарируется при температуре 35 - 40 °С и давлении 0,4 МПа. Уровень нефти в буферной, емкости 8 поддерживается клапаном, установленным на нагнетательной линии насосов 9. Контроль количества и качества обессоленной нефти (VII), уходящей с ЦПС, осуществляется с помощью узла учета и определения качества товарной нефти. Пластовая вода (V),отделяемая в отстойниках 2и электродегидраторах 7, для очистки от нефти и механических примесей поступает в резервуары-отстойники 12 и 14с двухлучевым устройством распределения потока, а часть ее (VI) поступает в емкость 10, из которой насосами 11 подается в линию нефти перед электродегидраторами 7. Очищенная пластовая вода поступает в резервуар 13,который служит для дегазации пластовых вод и в качестве буфера для работы насосной станции с насосами 15.Насосная станция подает очищенные пластовые воды (VII)на сооружения системы поддержания пластового

давления. Нефть из резервуаров 12,13,14,отводится в подземную дренажную емкость, из которой погружным насосом перекачивается на прием технологических насосов 4.

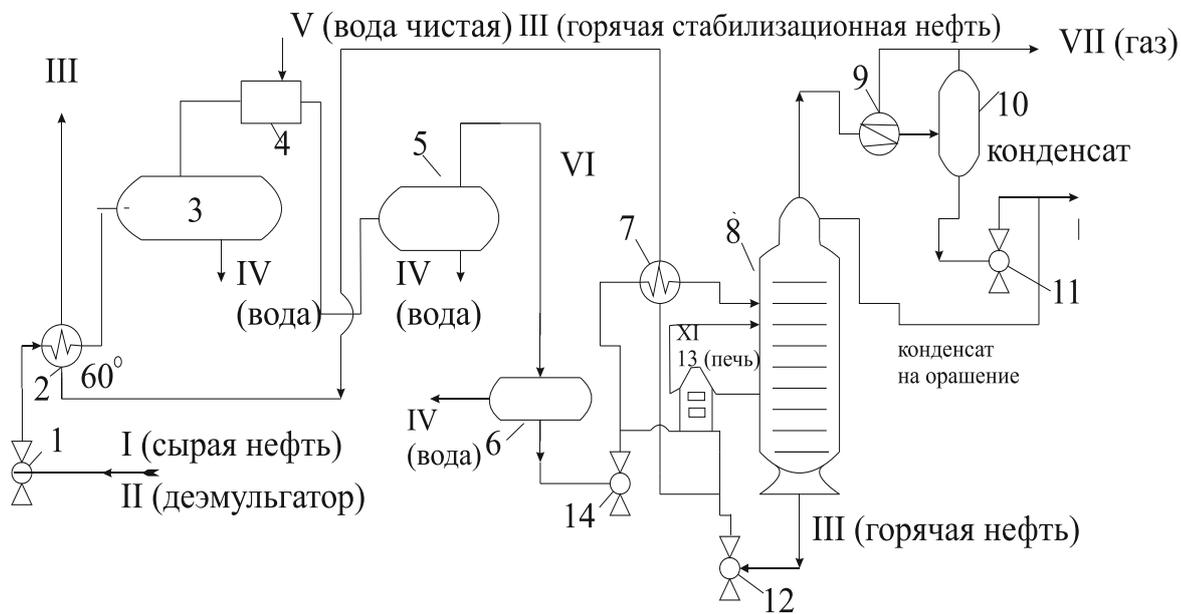


Рисунок 6 – Технологическая схема УКПН

УКПН это завод по промышленной подготовке нефти на котором осуществляется обезвоживание и обессоливание нефти, а так же стабилизация. Для эффективного расслоения водонефтяной эмульсии добавляют деэмульгаторы. (по линии II). Затем при помощи насоса нефть поступает в теплообменник 2, где подогревается до 60 , 70 градусов нефтью поступающей после стабилизационной колонны 8. Нагретая нефть в отстойнике 3 обезвоживается, далее проходит через смеситель 4, где перемешивается с пресной водой для отмыwania хлористых солей, далее следует в отстойник второй ступени сепарации 5 и по линии VI в электродегидратор 6. Для наилучшего результата вымывания солей используют несколько последовательных смесителей, отстойников, электродегидраторов. Подготовленная нефть далее поступает в стабилизационную колонну 8, через

теплообменник 7, где она подогревается. В колонне отделяются легкие фракции нефти, которые поступают на газоперерабатывающий завод.

В нижней (отпарной) и верхней частях стабилизационной колонны установлены тарелочные устройства, которые способствуют более полному отделению легких фракций. Внизу отпарной части стабилизационной колонны поддерживается более высокая температура (до 240⁰С), чем температура нефти, поступающей вверх отпарной части. Температура поддерживается циркуляцией стабильной нефти из нижней части стабилизационной колонны через печь 13. Циркуляция стабильной нефти осуществляется насосом 12 по линии X. В печи 13 может также подогреваться часть нестабильной нефти, которая затем подается вверх отпарной колонны по линии XI. В результате нагрева из нефти интенсивно испаряются легкие фракции, которые поступают в верхнюю часть стабилизационной колонны, где на тарелках происходит более четкое разделение на легкие и тяжелые углеводороды. Пары легких углеводородов и газ по линии VII из стабилизационной колонны поступают в конденсатор-холодильник 9, где они охлаждаются до 30⁰С, основная их часть конденсируется и накапливается в емкости орошения 10. Газ и несконденсировавшиеся пары направляются по линии VIII на горелки печи 13. Конденсат (широкая фракция легких углеводородов) насосом 11 и перекачивается в емкости хранения, а часть по линии IX направляется вверх стабилизационной колонны на орошение[12].

Таким образом, в настоящем литературном обзоре рассмотрены основные процессы подготовки сырой нефти на месторождении и технологические основы подготовки нефти и газа

Описание применяемых технологических процессов по первичной (промысловой) подготовке нефти дает общее понимание таких процессов как сепарация, обезвоживание и обессоливание нефти.

Так же в литературном обзоре рассмотрен ряд технологических схем применяющихся при подготовке нефти.

В целом, теоретические основы и практические решения подготовки сырой нефти(водонефтяной эмульсии), проанализированные в литературном

обзоре позволяют подойти к рассмотрению основного вопроса данной работы анализу влияния технологических параметров на процессы промышленной подготовки нефти.

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является эмульсия, необработанная деэмульгатором, поступающая на ДНС-2 с УПСВ Вынгапуровского месторождения.

Технологическая схема ДНС -2 с УПСВ Вынгапуровского месторождения представлена в приложении Д.

Характеристика исходного сырья: нефтяная эмульсия на входе в УДР обводненность до 95 %, температура от +3 до +55⁰С, давление 0,65МПа.

Предметом исследования являются изменения содержания воды в нефти и минерализации при изменении технологических параметров работы установки, а именно сравнительное изменение удельного расхода реагентов деэмульгаторов с учетом качества полученной при этом нефти. Готовой продукцией ДНС-2 с УПСВ при этом считаются: разгазированная эмульсия, подтоварная вода и попутный нефтяной газ. Обводненность до 10%, ГОСТ 2477-65, температура до +50⁰С, давление 2,94-5,0 МПа. Подтоварная вода после УПСВ характеризуется следующими параметрами: давление 1,6МПа и температура до +50⁰С.Содержание в очищенной подтоварной воде: нефтепродуктов не более 50 мг/л, механических примесей не более 40 мг/л.

Сравнивались предлагаемый к использованию деэмульгатор компании Юнитек серии«**UnidemES**» и применяемый деэмульгатор: ФЛК Д012.

Характеристика применяемых реагентов:

Метанол ГОСТ 2222-75: плотность при 20 °С – 810,1кг/м³;

вязкость кинематическая при 20 °С – 0,979 мм²/с;

температура застывания -97,7⁰С;

Деэмульгатор ФЛЭКД-012 ТУ 2483-004-24084384-00;

вязкость при 20⁰С,80мм²/с.;

температура вспышки 25-27⁰С;

температура застывания не выше -45 °С.

Химический состав подтоварной воды и характеристики применяемых реагентов приведены в приложении Б.

На основании результатов полученных методом лабораторного анализа подбираются нужные объемы реагента, и технологии их ввода. Что в свою очередь позволяет обосновать экономическую целесообразность промышленного использования того или иного деэмульгатора индивидуально для каждого объекта подготовки нефти.

2.1 Методы исследования

На практике подбор деэмульгаторов для разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий осуществляется экспериментальными методами с целью определения оптимальных технологических режимов (температура, скорость перемешивания, расход деэмульгатора и т.п.) осуществления данного процесса.

Были проведены лабораторные испытания воздействия деэмульгаторов серии «**UnidemES**» на нефтяную эмульсию.

Испытания проводили методом статического отстаивания пробы эмульсии (бутылочный тест). Для испытаний исходная эмульсия гомогенизировалась посредством перемешивания, после чего в ней определялось количество стойкой эмульсии и общего содержания воды методом центрифугирования. Далее эмульсия разливалась в градуированные сосуды (в объеме 100 мл), в которые дозировались реагенты в товарной форме. Смесь встряхивалась (150 – 200 раз возвратно-поступательными движениями), после чего статически отстаивалась. Определение остаточного содержания в нефти неразрушенной эмульсии и воды осуществлялось центрифугированием пробы, которая отбиралась из точки нефтяной фазы, находящейся выше расчетной границы раздела фаз вода-нефть (Рис. 7).

Критерием оценки эффективности реагентов-деэмульгаторов служили скорость отделения воды, качество отделяемой воды и стенок сосудов,

состояние границы раздела фаз вода-нефть, остаточное содержание воды и промежуточного слоя в нефти в конце процесса (в виде воды и эмульсии).

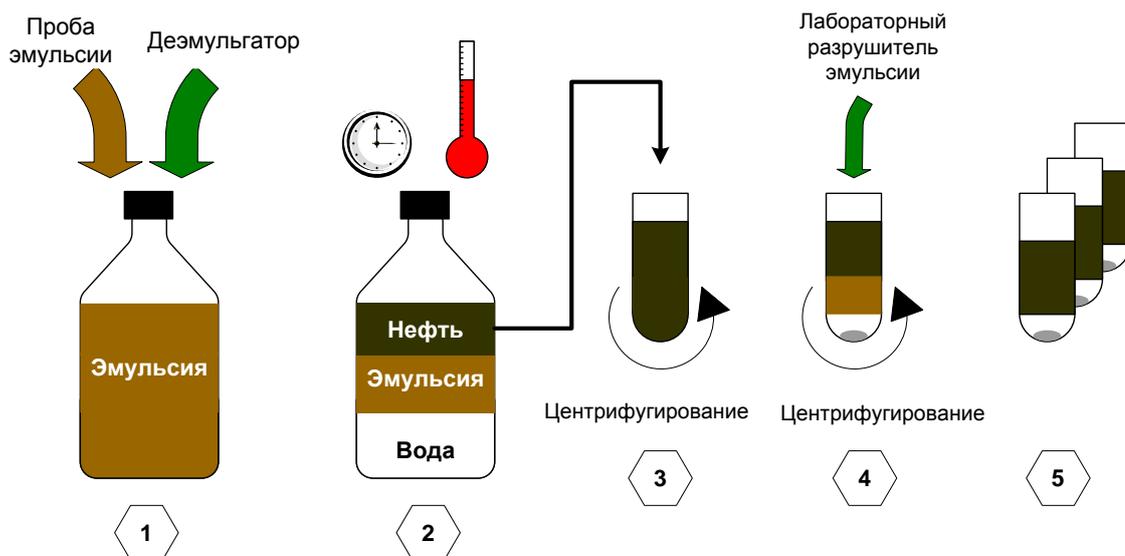


Рисунок 7 – Схема-порядок проведения лабораторных исследований

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

Студенту:

Группа 3-5201	ФИО Казакова Светлана Игоревна		
Институт Уровень образования	Электронного обучения Инженер	Кафедра Направление/специальность	ХТТ и ХК ХТПЭ и УМ

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 потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта</i>
2. <i>Определение возможных альтернатив проведения научных исследований</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i>
3. <i>Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Проведение оценки экономической эффективности исследования по внедрению деэмульгатора компании Юнитек серии «UnidemES»</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИИ
4. Расчёт чистого денежного потока
5. Расчёт инвестиционных показателей НИИ
6. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Казакова Светлана Игоревна		

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Потенциальные потребители результатов испытаний

Внутри страны продукт известен как товарная нефть, регламентируемая ГОСТом Р 51858-2002. На мировом рынке маркерный сорт сырой нефти добываемый в России получил условное обозначение «Brent». Котировки на этот сорт, публикуемые котировочными агентствами, определяют цены в основных регионах – потребителях нефти [14].

Цены примерно на 70% экспортируемых Россией сортов нефти прямо или косвенно задаются на базе котировок Brent. Век капитализма подошел к концу и экономические расчеты не всегда соответствуют политическим веяниям. В условиях глобализации геополитические интересы стран потребителей нефти позволяют играть ценами на сырье, искусственно занижая и повышая цены. Более того эти страны имеют рычаги, позволяющие полностью исключать неугодных им крупных производителей (например Иран) от рынка сбыта нефти. Это не всегда отвечает фактической конъюнктуре рынка, и главное не учитывает затрат производителя по добыче и доставке до конечного потребителя продукта добычи. В некоторых случаях это приводит к закрытию инновационных проектов как ресурсозатратных(проекты по добыче сланцевых нефтей).

Наиболее значимыми агентствами, ежедневно публикующими средние котировки на маркерные сорта нефти (Brent, WTI), являются ценовые агентства [Platts](#) и [ArgusMedia](#), менее популярны AsiaPetroleumPriceIndex (APPI), ICIS LondonOilReport. Именно котировки ценовых агентств указываются в средне- и долгосрочных контрактах на поставку около 90 % экспортируемой нефти, при этом, в зависимости от её качества, она может продаваться со скидкой или с доплатой относительно маркерного сорта[15].

К сожалению, вышеназванные агентства, являясь по сути в некотором роде представителями волеизлияния интересов держав(США, Великобритания,

Германия), держащих руку на пульсе основных денежных потоков мира, не всегда объективны.

Российское правительство во главе с президентом Путиным В.В. за последние годы проделало огромный прорыв в разработке новых месторождений (Шельфы Ледовитого океана и др..) и понижения себестоимости продукта, за счет укрупнения производителей монополистов по добыче нефти и газа. Но все же, главная работа была проделана в части логистики. Были введены в эксплуатацию нефтепроводы, связывающие Россию с европейскими потребителями (Северный поток^{1,2}, Турецкий поток). Также, недавно был открыт нефтепровод "Восточная Сибирь-Тихий океан", конечный потребитель – Китай.

Один из ведущих аналитиков крупного рейтингового агентства на недавнем брифинге пошутил – «Мы даем прогнозы на цены по нефти. Но последние два десятилетия не разу не угадали. Цены просто не предсказуемы и не поддаются никакому экономическому анализу.»[16].

Тем более значительна роль исследований по внедрению новых реагентов, позволяющих уменьшить затраты по добычи нефти, а также улучшить качество переработанных нефтей. Повышая основные характеристики, снижая себестоимость мы увеличиваем конкурентность нашего товара на мировом рынке

Целевой рынок сырой нефти марки «Brent», добываемой в России, это потребители Европы и Азии. Основным причинным фактором является выгодное геополитическое расположение нашей страны в отношении этих рынков.

4.1.2 Сегментация российского рынка нефти с учетом объема добычи нефтей и капитализации компании

Сегментировать рынок нефти по основным предприятиям – монополистам добытчикам нефти в России можно по следующим критериям: размер компании, объем добываемых нефтей (за 2014 год), сбыт продукции (таб. 2)

Таблица 2 Основные показатели деятельности организаций за 2014 год.

	Добыто сырой нефти млн. тонн	капитализация 2014г.		размер фирмы/цвет	продано сырой нефти		переработано сырой нефти	
		млрд руб	%		млн тонн	%	млн тонн	%
роснефть()	190,98	2650	38	крупн	113,88	52	77,1	35
лукойл()	86,57	1724	25	крупн	62,8	28	23,77	11
газпромнефть()	66,25	700	10	средн	22,77	10	43,48	20
сургутнефтегаз()	61,43	1009	14	средн	41,63	19	19,8	9
татнефть()	26,53	451	6	мал	25,73	12	0,8	0
башнефть()	17,8	376	5	мал	0	0	17,8	8
славнефть()	16,19	58	1	мал	0	0	16,2	7
итого	465,75	6968	99		221		198,95	

Таким образом, ОАО «Газпромнефть» условно отнесем к средним компаниям. Следует заметить что добыча газа ООО «Газпромнефть» превышает добычу нефтей .

Таблица 3 Процентная соотношение участие фирмы на рынке сбыта и переработки с учетом добычи и капитализации

размер фирмы	экспортная продажанефтей (доля рынка в процентах)	Переработка/хранение нефтей (доля рынка в процентах)
крупный	80	51
средний	29	32
маленький	11	17

Анализируя данные представленные в таблице 2 можно рекомендовать компании выходить на рынки переработки нефти, где ОАО «Газпромнефть» будет конкурировать с условно маленькими компаниями. Развитие отрасли переработки нефтей, позволит занять нишу маленьких переработчиков Башнефть, Татнефть и Славнефть.

4.1.3 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.3.1 Анализ компаний, производителей реагентов

Для анализа конкурентных технических решений в экономическом исследовании, были заявлены реагенты трех предприятий производителей реагентов деэмульгаторов

Номер один : деэмульгатор серии «UnidemES»302, компании Юнитек г Уфа. В таблице 3 условное обозначение деэмульгатора - «Бф».

К преимуществам компании производителя можно условно отнести:

- на рынке с 2007 года;
- собственные разработки химических реагентов для решения широкого спектра проблем в условиях Западной Сибири, Восточной Сибири и Поволжья;
- сотрудничество с ведущими отраслевыми НИИ (ИПТЭР, РН-УфаНИПИ нефть, Нижневартовск НИПИ и др.) в области исследования эффективности реагентов;
- партнерство с крупнейшими мировыми поставщиками сырья: DOW, BASFи др.;
- высококвалифицированный персонал с опытом работы на нефтяных месторождениях России и СНГ;
- опыт реальной организации персоналом проектов СУХ (от идеи до воплощения);
- удельный расход ниже сравниваемых аналогов(37 грамм на тонну эмульсии);
- высокая оценка по результатам лабораторных исследований(количество отделившейся воды, динамика сброса воды).

К недостаткам деэмульгатора серии «UnidemES» 302 отнесем:

- требуется внедрение деэмульгатора в производство;
- заявленная цена одной тонны деэмульгатора выше сравниваемых аналогов (125000 рублей).

Номер два: деэмульгатор компании ООО"ФЛЭК, г. Пермь Флэк Д012. В таблице 3 условное обозначение деэмульгатора - Бк1.К преимуществам компании производителя можно условно отнести:

- на рынке нефтесервисных услуг с 1993 года;
- проводятся научные исследования по предотвращению осложнений при добыче нефти;
- регионы деятельности включают: Пермский край, Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий АО, Республика Коми, Республика Удмуртия, Оренбургская область, Самарская область, Республика Казахстан;
- основные заказчики: ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»,ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО НК «Башнефть», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», НК «Роснефть», ОО «Каракудукмунай», ФК «Бузачи Оперейтинг Лимитед»;
- высококвалифицированные специалисты, среди которых 5 кандидатов наук;
- сравнительная низкая цена одной тонны реагента(114000 рублей).

Недостатки деэмульгатора Флэк Д012:

- высокий удельный расход на тонну нефтяной эмульсии(40 грамм на тонну) при условно меньшем, от других заявленных в исследовании реагентов, количестве отделившейся воды(при 40 градусах), а так же низкой динамике сброса воды.

Номер три: деэмульгатор компании ОАО "Нитон" г Екатеринбург Деэмульгатор "Нитон-Д". В таблице 3 условное обозначение деэмульгатора-Бк2.К преимуществам компании производителя можно условно отнести:

- на рынке реагентов с 2008 года;
- сравнительно низкая цена одной тонны реагента(68000 рублей);

Недостатки компании:

- компания, теряет ранее освоенные рынки по обслуживанию нефтепромыслов, в виду малой прозрачности и неэффективного маркетинга;
- параллельно компания развивает направление производства дезинфицирующих средств. Нет узкой специализации, сравнительно меньшая

компетентность специалистов производителя по сравнению с другими производителями;

-высокий удельный расход реагента(70грам на тонну)при сравнительно маленьком количестве отделившейся воды(при 40 градусах)и низкой динамике сброса воды. Низкие характеристики готовой продукции.

-требуется внедрение деэмульгатора на производстве.

4.1.3.2 Сравнение конкурентных технических решений

Согласно некоторым показателям деятельности фирм производителей реагентов, интересным с точки зрения менеджмента, а так же основным техническим характеристикам реагентов, был сделан балльный анализ зависимости технических и экономических критериев по их удельному весу значимости. Результаты исследований представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений по внедрению деэмульгатора.

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. Повышение качества товарных нефтей	0,15	5	4	3	0,75	0,60	0,45
2. Соответствие эльмульгатора заявленным критериям производителя	0,03	5	5	5	0,15	0,15	0,15
3. Повышение производительности отдельных установок(высокая скорость предварительного сброса воды	0,05	5	4	3	0,25	0,20	0,15
4. Общее повышение производительности	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,20
5. Отсутствие Рисков по повышению износа оборудования	0,09	5	5	4	0,45	0,45	0,36

Экономические критерии оценки эффективности							
1. Увеличение конкурентоспособности продукта за счет повышения качества товарной нефти	0,15	5	4	4	0,75	0,60	0,60
2. Удешевление процесса подготовки нефти	0,15	5	4	3	0,75	0,60	0,45
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
4. Послепродажное обслуживание	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,20
5. Финансирование научной разработки	0,03	5	5	4	0,15	0,15	0,15
6. Срок выхода на рынок	0,04	4	5	3	0,16	0,20	0,12
7. Наличие сертификации разработки	0,06	5	5	5	0,30	0,30	0,30
Итого	1	59	56	48	4,96	4,50	3,88

Заявленные к сравнению эмульгаторы Бк1 и Бк2 на первичном этапе анализа раскрывают свой потенциал в разрезе конкурентных технических решений следующим образом:

Бк2 ОАО "Нитон" г Екатеринбург Деэмульгатор "Нитон-Д" показывает высокие риски (разница 1,08 и 0,62 пункта соответственно), а также набирает низкий балл (максимальный разрыв 11 пунктов). В сравнительной динамике Бк2 проигрывает как основному, рассматриваемому - Бф, так и одному из предложенных - Бк 1, деэмульгаторов. Мы закончили анализ этого продукта.

Бк1, набирает на 3 балла меньше предложенного к внедрению Бф, согласно лабораторным исследованиям, одновременно повышая риски в процессе производства и сбыта продукции. Согласно шкалы балльности отрицательный рост баллов 5 процентов. Сравнительная конкурентоспособность падает на 9 процентов.

Таким образом деэмульгатор фирмы Юнитек, г Уфа, серии «UnidemES», согласно представленного анализа является наилучшим по сумме всех показателей, но в то же время не раскрывает на данном этапе весь свой

потенциал и будет интересен в дальнейшем экономическом анализе с точки зрения конкретных решений на уровне внедрения.

4.1.4 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта[17].

Таблица 5 - SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	<p>С1.. Наличие собственной лаборатории для проведения исследований</p> <p>С2.. Наличие собственного производства.</p> <p>С3. Неизношенные основные фонды.</p> <p>С4. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии.</p> <p>С5.Наличие оборудования для внедрения.</p> <p>С6.Квалифицированный персонал.</p>	<p>Сл1. Наличие элементов экологической опасности производства</p> <p>Сл2.Отсутствие инжиниринговой услуги, способной обучить работать в рамках проекта</p> <p>Сл3. Стандартные методы продвижения на рынке</p> <p>Сл4. Риски повышения износа оборудования</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1.Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2.Появление дополнительного спроса на новый продукт</p> <p>В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследованиях</p> <p>В4. Повышение стоимости конкурентных разработок</p>	<p>СиВ:</p> <p>Проведение лабораторного исследования на предмет изменения удельного расхода реагентов деэмульгаторов с учетом качества полученной при этом нефти по Техническому регламенту, государственным стандартам.</p> <p>..</p>	<p>СлиВ:</p> <p>1.Необходимость практического внедрения для полного раскрытия возможностей реагента</p> <p>2.Небольшой участок внедрения с учетом местной нефти.</p> <p>3.Отсутствие поддержки со стороны руководства предприятия</p> <p>4.Сокращение поставок нового реагента.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1 Появление более эффективного реагента</p> <p>У1.Отсутствие спроса на новые технологии производства</p> <p>У2.Развитая</p>	<p>СВиУ:</p> <p>1.Продвижение идеи внедрения реагента с учетом повышения качества нефти с целью создания спроса</p> <p>2.Создание конкурентных преимуществ готового</p>	<p>СлиУ:</p> <p>1. Неблагоприятный сдвиг в курсах валют</p> <p>4.Сокращение поставок или смена поставщика</p> <p>6. Политическая нестабильность</p> <p>7.Сертификация и стандартизация</p>

конкуренция поставщиков реагентов УЗ. Введение дополнительных государственных требований сертификации продукции	продукта. Развивающиеся конкурентные отношения.	продукта
---	---	----------

4.1.5 Оценка готовности к коммерциализации

Таблица 6 - 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	2	3
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения товарной нефти на рынке	5	5
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	5	5
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	1	1
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	1	1
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	1	3
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	2
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	4	5
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	4
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	2
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	4
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	1	2
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	2	3

	ИТОГО БАЛЛОВ	34	46
--	---------------------	----	----

4.2 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. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта. Данная информация закрепляется в Уставе проекта[14].

Таблица 7 - Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	Оптимизация/усовершенствование существующей технологии

Таблица 8 - Цели и результат проекта

Цели проекта:	Исследование сравнительного изменения удельного расхода реагентов деэмульгаторов с учетом качества полученной при этом нефти с допустимыми нормами по Техническому регламенту, государственным стандартам.
Ожидаемые результаты проекта:	Получение результатов по исследованию нефтяной эмульсии, обработанной деэмульгатором
Критерии приемки результата проекта:	Адекватность результатов
Требования к результату проекта:	Требование:
	Определение реального качества товарной нефти и соответствие группового состава ГОСТу Р 51858-2002

4.2.1 Организационная структура проекта

Организационная структура проекта, с перечислением задействованных в разработке и контроле сотрудников, представлена в таблице 9. Так же в таблице 8 оговариваются ограничения по срокам работы над проектом.

Таблица 9 - Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудовые затраты, час.
	Ушева Наталья Викторовна, НИ ТПУ, кафедра ХТТ и ХК, кандидат хим. наук.	Руководитель	Координация деятельности проекта	80
	Казакова Светлана Игоревна, НИ ТПУ, кафедра ХТТ и ХК, дипломник	Исполнитель	Выполнение лабораторных исследований, Выполнение НИР	4850
ИТОГО:				565

Таблица 10–Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
3.1. Бюджет проекта	Фактические затраты
3.1.1. Источник финансирования	Государственное финансирование
3.2. Сроки проекта:	12.01.16-31.05.16
3.2.1. Дата утверждения плана управления проектом	12.01.16
3.2.2. Дата завершения проекта	31.05.16

Примечание : исследование проводилось в рамках регулярных исследований лаборатории предприятия во время прохождения преддипломной практики в качестве лаборанта химического анализа.

4.2.2 План проекта

Линейный график представляется в виде таблицы (таб. 11).

Таблица 11– Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Составление технического задания	2	11.01	12.01	Ушева Наталья Викторовна
Знакомство с лабораторией	4	13.01	16.01	Казакова Светлана Игоревна
Выбор направления исследования	2	19.01	20.01	Ушева Наталья Викторовна
Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	39	20.01	27.02	Казакова Светлана Игоревна
Изучение методики проведения эксперимента	5	2.03	6.03	Казакова Светлана Игоревна
Знакомство с оборудованием для проведения эксперимента	7	10.03	16.03	Казакова Светлана Игоревна
Проведение эксперимента	20	17.03	5.04	Казакова Светлана Игоревна
Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	12	6.04	17.04	Казакова Светлана Игоревна
Обсуждение полученных результатов	5	20.04	24.04	Казакова Светлана Игоревна, Ушева Наталья Викторовна
Оформление выводов	9	27.04	5.05	Ушева Наталья Викторовна
Оформление пояснительной записки	26	6.05	31.05	Ушева Наталья Викторовна
Итого:	131	12.01	31.05	

Таблица 12–Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , кал, дн.	Продолжительность выполнения работ														
			январь		февраль			март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Составление технического задания	Руководитель	2	▨														
Знакомство с лабораторией	Дипломник	4	■														
Выбор направления исследования	Руководитель, дипломник	2	▨	■													
Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	Дипломник	28		■	■	■	■	■	■	■							
Изучение методики проведения эксперимента	Дипломник	5							■	■							
Знакомство с оборудованием для проведения эксперимента	Дипломник	5							■	■	■						
Проведение эксперимента	Дипломник	14							■	■	■	■	■	■			
Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	Дипломник	10									■	■	■	■	■		
Обсуждение полученных результатов	Руководитель, дипломник	5											▨	■			
Оформление выводов	Дипломник	5												■	■		
Оформление пояснительной записки	Дипломник	17													■	■	■
Итого		97															

▨ – руководитель

■ – дипломник

4.2.3 Бюджет научного исследования

В разделе 4.2.3 представлены затраты на исследования, представленные в разрезе статей расходов. В дальнейших расчетах мы будем использовать их для обоснования экономической целесообразности внедрения проекта.

Таблица 13– Группировка затрат по статьям

Затраты по статьям					
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для экспериментальных работ	Основная заработная плата	Доп. заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
353,51	1239303,99	97789,58	11734,75	32857,30	1382039,13

Таблица 14– Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Марка, размер	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Деземulgатор	«Unidem ES»302	2 мл	0,25	0,25
Деземulgатор	Флэж Д012	2 мл	0,23	0,23
Нефтяная эмульсия	ГОСТ Р 51858-2002	1,6 л	12,00	19,20
Бумага для принтера	Снегурочка, А4	1 уп	250	250
Тетрадь	24 листов	1шт	40,00	40,00
Ручка		1шт	22,00	22,00
Карандаш		1шт	5,00	5,00
Всего за материалы				336,68
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				16,83
Итого				353,51

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Таблица 15– Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования, штук	Цена единицы оборудования, тыс.руб.	Общая стоимость оборудования, тыс.руб.
1.	Вытяжной комплекс	1	1172,02	1172,02
2	Шейкер	1	12,59	12,59

	электрический			
3	Баня водяная	1	31,69	31,69
4	Компьютер	1	19,0	19,0
5	Принтер	1	4,0	4,0
	Всего затрат			1239,3

Основная заработная плата

Таблица 16–Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Дипломник
Календарное число дней	142	142
Количество нерабочих дней	45	45
- выходные дни	40	40
- праздничные дни	5	5
Потери рабочего времени		
- отпуск	-	-
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	97	97

Таблица 17–Расчёт основной заработной платы

Исполнители	З _б ,руб.	k _р	З _м ,руб	З _{дн} ,руб.	Т _р ,раб.дн.	З _{осн} ,руб.
Руководитель	23264,86	1,3	30244,32	1008,14	97	97789,58
Дипломник	0	0	0	0	0	0

Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

Таблица 18–Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель
Основная зарплата	97789,58
Дополнительная зарплата	11734,75
Итого по статье С _{зп}	109524,33

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды, которые рассчитываются по формуле (1):

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (1)$$

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

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

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата[14].

Таблица 19–Отчисления на социальные нужды

	Руководитель
Основная зарплата	97789,58
Дополнительная зарплата	11734,75
Отчисления на социальные нужды	32857,30

4.2.4 Решения по инициации организационной структуры проекта

Принятие решения по той или иной организационной структуре проекта на начальном этапе инициации проекта позволит нам выбрать оптимальное решение для достижения высокой эффективности по внедрению при наименьших трудозатратах.

Таблица 20–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 по выбору организационной структуры научного проекта, было выявлено, что наиболее выгодной является проектная структура.

4.3 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[17].

4.3.1 Динамические методы экономической оценки инвестиций

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[17].

4.3.2 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 (16):

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{опt}}{(1+i)^t} - I_0, \quad (2)$$

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

I_0 – разовые инвестиции, осуществляемые в нулевом году;

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

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.

Таким образом, инвестиционный проект считается выгодным, если **NPV** является положительной [17].

Таблица 21 – Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

№	Наименование показателей	Шаг расчета					
		0	1	2	3	4	5
1.	Выручка от реализации, тыс.руб	0	1400	1400	1400	1400	1400
2.	Итого приток	0	1400	1400	1400	1400	1400
3.	Инвестиционные издержки, тыс.руб.	-1382,03	0	0	0	0	0
4.	Операционные затраты, тыс. руб С+Ам+ФОТ	0	95,77	95,77	95,77	95,77	95,77
5.	Налоги Выр-опер=донал.приб*20%	0	260,85	260,85	260,85	260,85	260,85

6.	Итого отток Опер. Затр + налоги	-1382,03	356,62	356,62	356,62	356,62	356,62
7.	Чистый денежный поток ЧДП=Пчист+Ам Пчист=Пдонал.-налог	-1382,03	1105,28	1105,28	1105,28	1105,28	1105,28
8.	Коэффициент дисконтирования (приведения при $i=0,20$)	1,0	0,833	0,694	0,579	0,482	0,402
9.	Дисконтированный чистый денежный поток ($c7*c8$)	-1382,03	920,7	767,06	640	532,74	444,32
10.	То же нарастающим итогом ($NPV=1922,79$)	-1382,03	-461,33	305,73	945,73	1478,47	1922,79

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет 1922790 д. ед., что позволяет судить о его эффективности.

4.3.3 Дисконтированный срок окупаемости

Как отмечалось ранее, одним из недостатков показателя простого срока окупаемости является игнорирование в процессе его расчета разной ценности денег во времени.

Этот недостаток устраняется путем определения дисконтированного срока окупаемости.

Рассчитывается данный показатель примерно по той же методике, что и простой срок окупаемости, с той лишь разницей, что последний не учитывает фактор времени.

Наиболее приемлемым методом установления дисконтированного срока окупаемости является расчет кумулятивного (нарастающим итогом) денежного потока (таблица 22)[17].

Таблица 22–Дисконтированный срок окупаемости

№	Наименование показателя	Шаг расчета					
		0	1	2	3	4	5
1.	Дисконтированный чистый денежный поток ($i=0,20$)	-1382,03	920,7	767,06	640	532,74	444,32
2.	То же нарастающим итогом	-1382,03	-461,33	305,73	945,73	1478,47	1922,79
3.	Дисконтированный срок окупаемости	$PP_{дск} = 1 + 461,33 / 767,06 = 1,60$ месяца					

4.3.4 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)[17].

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования (i) существует обратная зависимость. Эта зависимость следует из приложения Б и графика, представленного на рисунке 12.

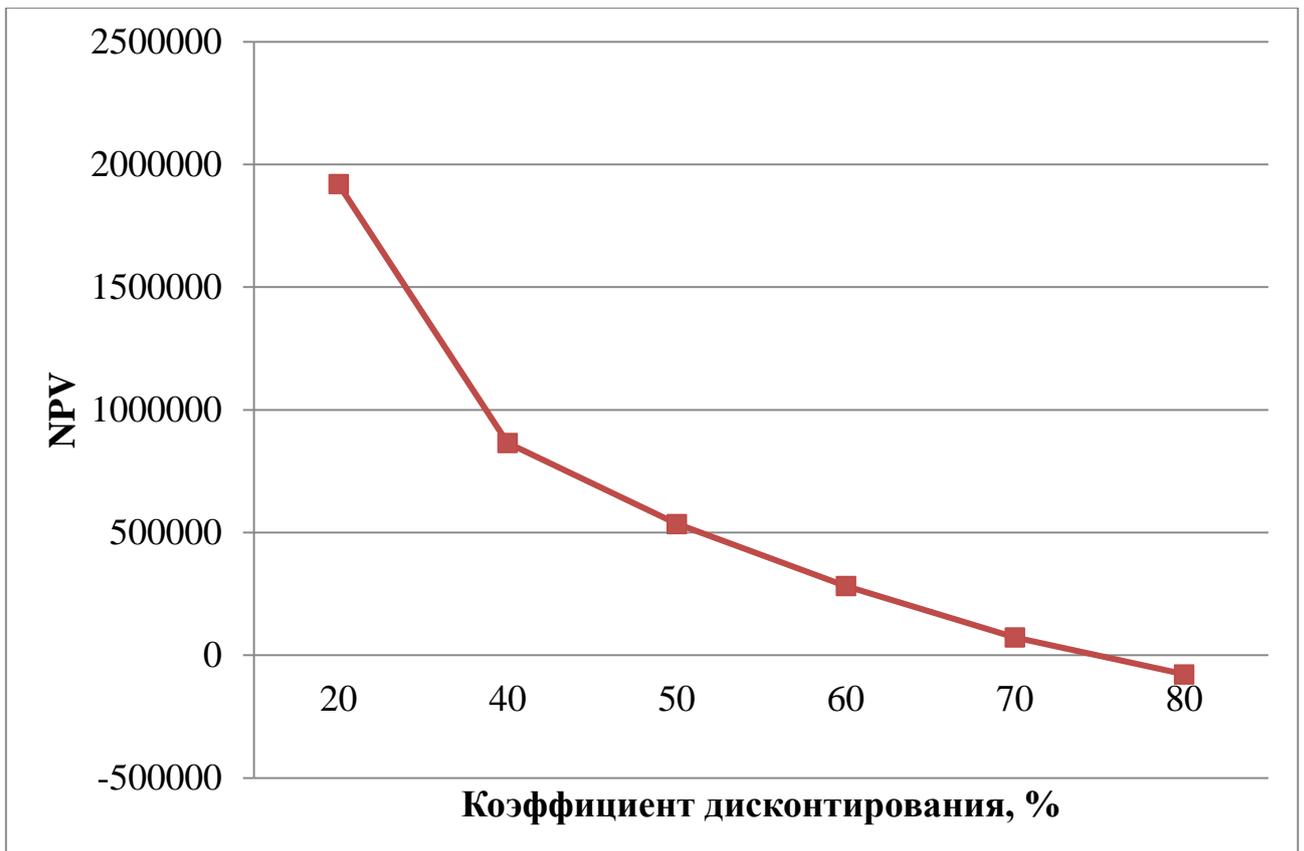


Рисунок 12 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

Из таблицы и графика следует, что по мере роста ставки дисконтирования чистая текущая стоимость уменьшается, становясь отрицательной. Значение ставки, при которой NPV обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или «внутренней нормы прибыли». Из графика получаем, что IRR составляет 74 %.

4.3.5 Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI)

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

Расчет этого показателя осуществляется по формуле (17):

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{ЧПД_t}{(1+i)^t} / I_0, \quad (3)$$

где I_0 – первоначальные инвестиции.

ЧПД_t – чистые денежные поступления;

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

i –ставка дисконтирования

$$PI = \frac{2977878,1 + 2045978 + 1443311 + 1037164 + 756217,5}{1383030} = 6$$

$PI=6>1$, следовательно, проект эффективен при $i=0,2$; $NPV=1383030$

4.4 Оценка сравнительной эффективности исследования

Таблица 24 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Вариант аналога №	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для экспериментальных работ	Основная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
1	5000	1500000	130000	35000	1670000
2	5600	2000000	150000	40000	2195600

Интегральный финансовый показатель разработки определяется по формулам (18-20):

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{1382039}{2195600} = 0,63 \quad (4)$$

$$I_{\phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{1670000}{2195600} = 0,76 \quad (5)$$

$$I_{\phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{2195600}{2195600} = 1 \quad (6)$$

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[17].

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить по формулам (7-8):

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad (7)$$

$$I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p, \quad (8)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

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

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы 26

Таблица 25 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	3	4
3. Помехоустойчивость	0,15	5	4	3
4. Энергосбережение	0,20	5	4	2
5. Надежность	0,25	5	5	5
6. Материалоемкость	0,15	1	2	3
ИТОГО	1	25	22	20

$$I_m^p = 5 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,15 + 5 \times 0,20 + 5 \times 0,25 + 1 \times 0,15 = 4,25$$

$$I_1^A = 4 \times 0,1 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,20 + 5 \times 0,25 + 2 \times 0,15 = 3,8$$

$$I_2^A = 3 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 3 \times 0,15 + 2 \times 0,20 + 5 \times 0,25 + 3 \times 0,15 = 3,45$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле (9-11):

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,25}{0,63} = 6,75 \quad (9)$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a1}} = \frac{3,8}{0,76} = 5 \quad (10)$$

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,45}{1} = 3,45 \quad (11)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта рассчитывается по формулам (12-13):

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{mэ}^p}{I_{mэ}^{a1}} = \frac{6,75}{5} = 1,35 \quad (12)$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{mэ}^p}{I_{mэ}^{a2}} = \frac{6,75}{3,45} = 1,96 \quad (13)$$

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

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

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

Таблица 26 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,63	0,76	1,0
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,25	3,8	3,45
3	Интегральный показатель эффективности	3,45	6,75	5,0
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения		1,35	1,96

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в магистерской диссертации технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности [17].

В ходе проведения анализа показателей эффективности инвестиций была получена чистая текущая стоимость (NPV) – 1922,79 тыс. руб. Таким образом, данный инвестиционный проект по внедрению деэмульгатора компании Юнитек серии «UnidemES», можно считать выгодным, NPV является положительной величиной. Дисконтированный срок окупаемости проекта ($PP_{диск}$) составляет 1,60 месяца. Внутренняя ставка доходности (IRR) – 74%, что позволяет признать инвестиционный проект экономически оправданным, так как выполняется условие неравенства $IRR > i$. Индекс доходности (PI) – 6,и, основываясь на том, что данная величина превышает единицу, можно утверждать, что данная инвестиция приемлема.

