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

Институт электронного обучения
Направление подготовки (специальность) «Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов»
Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Оценка эффективности деэмульгаторов различного состава на Лугинецком нефтяном месторождении

УДК 622.276.8:661.185(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Д23	Артименко Сергей Анатольевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры ХТТ и ХК	Дучко Мария Александровна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ (ООП 18.03.01)

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
	Профессиональные компетенции	
Р1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ПК-1,2,3,19,20), Критерий 5 АИОР (п.1.1), **CDIO(п. 1.1, 4.1, 4.3, 4.8)**
Р2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач	Требования ФГОС (ПК-7,11,17,18, ОК-8), Критерий 5 АИОР (пп.1.1,1.2), **CDIO (п. 1.1, 3.2, 4.2, 4.3, 4.5, 4.6)**
Р3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии	Требования ФГОС (ПК-1,5,8,9, ОК-2,3), Критерий 5 АИОР (пп.1.2), **CDIO (1.2, 2.1, 4.5)**
Р4	Разрабатывать ***новые*** технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование химической технологии, ***проектировать объекты химической технологии в контексте предприятия , общества и окружающей среды***	Требования ФГОС (ПК-11,26,27,28), Критерий 5 АИОР (п.1.3) **CDIO (п.1.3, 4.4, 4.7)**
Р5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий	Требования ФГОС (ПК-4,21,22,23,24,25, ОК-4,6), Критерий 5 АИОР (п.1.4), **CDIO (п. 2.2)**
Р6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, ***выводить на рынок новые материалы***, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-6,10,12,13,14,15, ОК-6,13,15), Критерий 5 АИОР (п.1.5) **CDIO (п. 4.1, 4.7, 4.8,** 3.1, 4.6**)**
	Общекультурные компетенции	
Р7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-5,9,10,11), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5), **CDIO (п. 2.5)**
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,2,7,8,12), Критерий 5 АИОР (2.6), **CDIO (п. 2.4)**
Р9	***Активно*** владеть ***иностранным языком*** на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-14) , Критерий 5 АИОР (п.2.2), **CDIO (п. 3.2, 3.3)**
Р10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, ***демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве,*** ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-3,4) , Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3) **CDIO (п. 4.7, 4.8, 3.1)**

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

Институт электронного обучения
Направление подготовки (специальность) «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:

бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	**ФИО**
З-2Д23	**Артименко Сергей Анатольевич**

Тема работы:

Оценка эффективности деэмульгаторов различного состава на Лугинецком нефтяном месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	**30.01.2017 г., № 496/С**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	**25 мая 2017 г.**

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(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.).*	**Объекты исследования: образцы сырой и обезвоженной нефти Лугинецкого нефтяного месторождения, образцы деэмульгаторов.**

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(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).*	**1) Введение: назначение обезвоживания нефти.** **2) Теоретическая часть: формы содержания воды в нефти, проведение обезвоживания нефти, применение деэмульгаторов для обезвоживания нефти, описание Лугинецкого месторождения, схема и описание установки подготовки нефти на Лугинецком месторождении.** **3) Экспериментальная часть: описание экспериментов по оценке эффективности деэмульгаторов.** **4) Результаты и их обсуждение.** **5) Заключение.** **6) Список используемой литературы.**
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	**1) Схема установки подготовки нефти** **2) Результаты исследований (таблицы, графики)**

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	**Рыжакина Т.Г., к.э.н., доцент кафедры менеджмента**
Социальная ответственность	**Немцова О.А., ассистент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности**

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

_____

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	**06 февраля 2017 г.**

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ХТТ и ХК	**Дучко М.А.**			06.02.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Д23	**Артименко Сергей Анатольевич**		06.02.2017

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит: 87 страниц, 10 рисунков, 29 таблиц и 57 литературных источников и ссылок на техническую и нормативную документацию.

Ключевые слова: нефть, деэмульгатор, водонефтяная эмульсия.

Объектами исследования являются нефть Лугинецкого месторождения, а также неионогенные деэмульгаторы для разрушения водонефтяных эмульсий.

Цель работы – оценить эффективность действия различных неионогенных деэмульгаторов по разделению водонефтяных эмульсий.

В работе была проведена оценка эффективности действия различных неионогенных деэмульгаторов по разделению водонефтяных эмульсий в ходе лабораторных и промышленных испытаний. В ходе работы проводилось приготовление растворов деэмульгаторов, приготовление водонефтяной эмульсии определенной обводненности, дозирование реагента в пробы в определенной концентрации, наблюдение за ходом разделения эмульсий, с фиксированием промежуточных результатов. В ходе опытно-промышленных испытаний проводились ежесменные анализы подготовленной нефти и подтоварной воды в химико-аналитической лаборатории. Результаты испытаний фиксировались и сопоставлялись с результатами лабораторных исследований.

Степень внедрения: на основе полученных результатов, были сделаны выводы о надежности результатов, получаемых в ходе лабораторных исследований по оценке эффективности деэмульгаторов, а также нецелесообразности проведения опытно-промышленных испытаний, если лабораторные исследования выявили неэффективность какого-либо деэмульгатора. На основе лабораторных исследований, также можно делать предпочтение, в пользу того или иного деэмульгатора, без проведения длительных и дорогостоящих опытно-промышленных испытаний.

Область применения: подбор деэмульгаторов для разрушения водонефтяных эмульсий, при первичной подготовке различных нефтей на промыслах. Экономическая эффективность работы выражена в подборе деэмульгатора, с меньшим удельным расходом, не ухудшающим качественные параметры подготовки нефти, либо с меньшей ценой тонны подготовленной нефти. Эффективность, также выражается в отсутствии необходимости проведения опытно-промышленных испытаний деэмульгаторов в обоснованных случаях, на основе лабораторных исследований.

В будущем планируется поиск композиций из двух или нескольких деэмульгаторов, дающих синергетический и экономический эффект от внедрения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 9
1 ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 11
1.1 Водонефтяные эмульсии 11
1.1.1 Процесс образования эмульсий 11
1.1.2 Типы водонефтяных эмульсий 12
1.1.3 Свойства водонефтяных эмульсий 14
1.1.4 Устойчивость водонефтяных эмульсий 14
1.1.5 Процесс старения водонефтяных эмульсий 17
1.1.6 Способы разрушения водонефтяных эмульсий 17
1.1.7 Классификация деэмульгаторов 18
1.1.8 Способы получения различных видов деэмульгаторов 19
1.1.9 Совместное действие двух и более деэмульгаторов 21
1.2 Общие сведения о Лугинецком месторождении 22
1.2.1 Общая характеристика технологического комплекса 24
1.2.2 Описание технологической схемы и процесса подготовки нефти а УПН 25
2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ 30
2.1 Характеристика сырья, реагентов и готовой продукции 30
2.2 Методика лабораторных испытаний деэмульгаторов 31
2.3 Лабораторные испытания деэмульгаторов 32
2.4 Опытно-промышленные испытания деэмульгаторов 36
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 40
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения 40
4.1.1 потенциальные потребители результатов исследования 40
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения 43
4.1.3 SWOT-анализ 45
4.2 Планирование научно-исследовательских работ 46
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования 46
4.2.2 Определение трудоемкости работ 47
4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования 47
4.2.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ) 51

4.2.4.1 Расчет материальных затрат НТИ.....51
4.2.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ.....52
4.2.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы 53
4.2.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы 55
4.2.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....55
4.2.4.6 Накладные расходы.....55
4.2.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта 56
4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, ...56
социальной и экономической эффективности исследования 56

Список сокращений

УПН – установка подготовки нефти;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

Н/В – нефть в воде;

В/Н – вода в нефти;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ТК – товарный контакт;

НКГ – нейтрализованный кислый гудрон;

СУ – сульфированные масла;

НЧК – нейтрализованный черный контакт;

ЛГКС – Лугинецкая газокомпрессорная станция;

ОПО – опасный производственный объект;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

УПОГ – устройство предварительного отбора газа;

ГС (СГ) – газовый сепаратор;

НГС – нефтегазовый сепаратор;

ФВД – факел высокого давления;

ФНД – факел низкого давления;

ВГС – вертикальный газовый сепаратор;

ПТБ-10 – печь трубчатая, блочная;

КС – концевой сепаратор;

ОГ-200 – отстойник горизонтальный, объемом 200 $м^3$;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

СИКН – система измерений показателей качества и количества нефти;

СППК – стальной пружинный предохранительный клапан;

НД-10/100К – насос дозировочный, для подачи реагентов;

ОПИ – опытно-промышленные испытания;

ХАЛ – химико-аналитическая лаборатория;

НТИ – научно-технические исследования;

КЕО – коэффициент естественного освещения;

ПДУ (ПДВ) – предельно допустимый уровень (выброс);

ВВЕДЕНИЕ

Подготовка нефти непосредственно на промысле занимает важное место в цепочке связанной с добычей, сбором и транспортированием товарной нефти на дальнейшую переработку. Нефть, поступающая на УПН, не является гомогенным раствором углеводородов, а по сути, является эмульсией, в которой дисперсионная среда – это углеводородная фаза, а дисперсная фаза – водный раствор минеральных солей. Кроме того, в нефти содержаться различные механические примеси [1]. Качество подготовки нефти влияет на эффективность и надежность работы магистрального трубопроводного транспорта, центробежных насосов, стоимость транспортировки нефти. Повышенное содержание воды, хлористых солей и механических примесей в нефти, поступающей на переработку, ухудшает качество получаемой из нее продукции, служит причиной для ускоренной коррозии и закупорки теплообменных и нефтеперегонных аппаратов. Возникают проблемы с утилизацией соленых стоков на НПЗ. При повышенном содержании воды в нефти, нарушается технологический режим, повышается давление в аппаратах и снижается их производительность, а также расходуется дополнительное количество тепла на нагрев нефти. Кроме того, вредное воздействие, на работу установок оказывают хлористые соли, содержащиеся в нефти. Присутствие хлоридов щелочноземельных и щелочных металлов – это основной фактор, оказывающий корродирующее действие нефти в процессе ее перегонки. Также, соли и механические примеси, накапливающиеся в остаточных нефтепродуктах - мазуте и гудроне, ухудшают их качество. Нефть с повышенным содержанием воды, хлористых солей и механических примесей имеет более низкую цену на мировом рынке. В свою очередь, при уменьшении содержания солей в нефти, снижаются потери от коррозии трубопроводов и оборудования. При этом увеличивается межремонтный период работы печей нагрева сырья и ректификационных колонн НПЗ. При этом, уменьшается расход топлива для технологических установок, экономятся реагенты и катализаторы. В настоящее время, в связи с переходом Лугинецкого месторождения на позднюю стадию разработки обводненность достигает 70-80% [2].

Подготовку нефти к дальнейшей переработке путем удаления из нее воды, минеральных солей и механических примесей обеспечивают такие процессы как обезвоживание и обессоливание нефти. Обезвоживание нефти проводят путем разрушения (расслоения) водно-нефтяной эмульсии, применяя различные методы: начиная от самых простых, таких как гравитационный отстой, и заканчивая электрообессоливанием и электрообезвоживанием с применением электродегидраторов. Острой становится проблема индивидуального и рационального подбора эффективных и экономичных деэмульгаторов, для со-

ответствующих нефтей. Необходимо также учитывать особенности конкретной установки подготовки нефти, и то, что свойства поступающей на подготовку эмульсии носят индивидуальный характер на разных месторождениях. Кроме того, предприятием ужесточаются требования к качеству товарной нефти и снижению затрат на подготовку [3].

Цель работы – оценить эффективность действия различных неионогенных деэмульгаторов по разделению водонефтяных эмульсий.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- Отследить динамику расслоения эмульсий.
- Определить зависимость остаточного содержания воды в нефти, от удельного рас хода каждого деэмульгатора.
- Определить содержание нефтепродуктов в отделившейся воде.
- Сравнить результаты лабораторных исследований, с результатами опытно- про мышленных испытаний деэмульгаторов.

1 ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Водонефтяные эмульсии

1.1.1 Процесс образования эмульсий

Вода и нефть в процессе добычи (в результате воздействия центробежных, штанговых насосов), транспортировки (повороты, сужения трубопроводов) образуют трудно разделимую нефтяную эмульсию, в которую могут быть включены также механические примеси. Термин «эмульсия» произошел от латинского emulgeo - «доить», так как одной из первых изученных эмульсий было молоко, где капли животного жира распределены в объеме воды [4]. Эмульсия это система из двух взаимно нерастворимых жидкостей, в которых одна распределена (диспергирована) в другой во взвешенном состоянии в виде мельчайших капель (глобул). Дисперсной фазой - называется жидкость, из которой образуется взвешенные капли. А та жидкость, в которой взвешены капли, называется дисперсионной средой. Степень раздробленности дисперсной фазы эмульсии в дисперсионной среде, называется дисперсностью эмульсии. Эмульсии, поступающие с промысла, как правило, никогда не бывают монодисперсны. Так как они содержат капли дисперсной фазы разных диаметров, то практически всегда полидисперсны. Мерой дисперсности эмульсии, является удельная межфазная поверхность (отношение суммарной поверхности к общему объему глобул):

$$S_{\text{уд.}} = \frac{S}{V}$$

В процессе диспергирования, поверхность S увеличивается, тогда как объем системы *V*, не меняется. Поэтому:

$$S_{\text{уд.}} \approx \frac{1}{d}$$

где d – диаметр капли.

При этом размер капель пропорционален количеству затраченной энергии: т.е. - чем больше затрачено энергии, тем меньше диаметр капель и больше их суммарная поверхность. Из этого следует, что дисперсность - величина обратная диаметру глобулы [5].

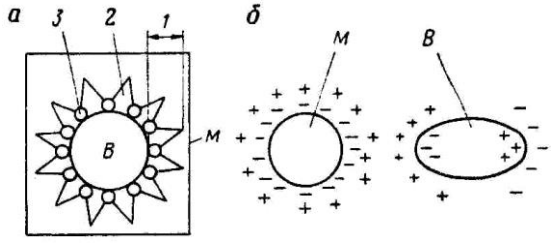

Рисунок 1 - а) процесс образование водонефтяной эмульсии; б) возникновение двойного электрического заряда; 1 - толщина эмульсионного» слоя; 2, 3 - стабилизаторы эмульсии (естественные поверхностно-активные вещества).

1.1.2 Типы водонефтяных эмульсий

Разделяют два основных типа нефтяных эмульсий: Н/В - нефть диспергированная в воде, и В/Н – вода диспергированная в нефти. Н/В - прямые эмульсии, в которой капли нефти (глобулы) это неполярная жидкость, являющаяся дисперсной фазой, распределена в воде (полярной жидкости) являющейся дисперсионной средой. Такие эмульсии называются «нефть в воде». В/Н - обратные эмульсии, в которой капли воды (глобулы) это полярная жидкость, являющаяся дисперсной фазой, распределена в нефти (неполярной жидкости), являющейся дисперсионной средой. Такие эмульсии называются «вода в нефти» [6]. Существует также множественная эмульсия – это система, когда в сравнительно крупных каплях воды могут находиться мелкие глобулы нефти, в которых в свою очередь заключены еще более мелкие капли воды или в крупных каплях нефти находятся мелкие глобулы воды, в которых в свою очередь заключены еще более мелкие капли нефти. В таких системах дисперсная фаза (как прямого, так и обратного типа) сама является эмульсией. Множественные эмульсии обычно имеют повышенное содержание механических примесей. Они образуются в процессе деэмульсации нефти на границе раздела фаз нефть-вода, при очистке сточных вод, и составляют основу так называемых ловушечных (или амбарных) нефтей, чрезвычайно плохо разрушаемых известными методами. Поэтому в настоящее время актуальна разработка новых эффективных методов разрушения множественных нефтяных эмульсий [7].

Чтобы определить, какое именно явление адсорбции природных ПАВ происходит на границе раздела нефть-вода, необходимо определить зависимость между концентрацией ПАВ в растворе *c* поверхностным натяжением σ на границе раздела и избытком, либо недостатком адсорбированного вещества в поверхностном слое *Г*.

$$\text{Ă} = -\frac{c}{RT} \cdot \frac{d\sigma}{dc}$$

При $\frac{d\sigma}{dc} < 0$, поверхностное натяжение σ системы уменьшается, а концентрация c увеличивается, при этом $\Gamma > 0$, а концентрация поверхностно-активных веществ в поверхностном слое больше, чем во всем объеме. Так как притяжение растворенных молекул повностно-активного вещества меньше, чем притяжение между молекулами растворителя, происходит понижение поверхностного натяжения растворов. Понижение поверхностного натяжения (поверхностной энергии), происходит за счет адсорбции, вызванной выталкиванием из объема на поверхность капли молекул растворенного поверхностно-активного вещества. Уплотнение адсорбционного слоя происходит за счет увеличения концентрации ПАВ, при этом происходит понижение поверхностного натяжения. Большинство молекул ПАВ имеет дифильное строение. Дифильные молекулы состоят из двух частей – полярной

группы и неполярного углеводородного радикала. Устойчивость эмульсий типа «вода в нефти», можно объяснить ориентацией молекул природных ПАВ.

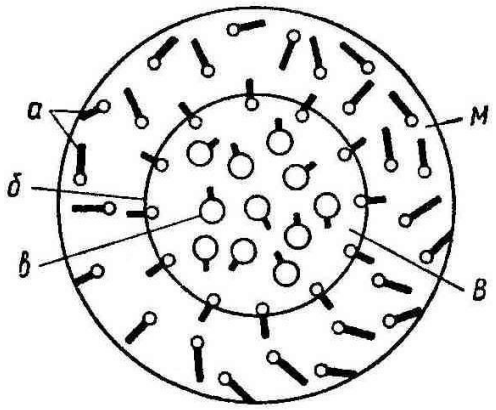

Рисунок 2 - Ориентация, в глобуле водонефтяной эмульсии, различно сбалансированных дифильных молекул природного эмульгатора.

При ориентации молекул природных эмульгаторов в межфазном слое, углеводородные участки дифильных молекул направлены в сторону дисперсионной среды, т.е. нефти. При этом в дисперсную фазу, т.е. воду ориентированы полярные гидратированные группы. С улучшением сбалансированности полярных и неполярных частей молекул ПАВ между фазами, возрастает эмульгирующее действие природных поверхностно-активных веществ, как ионогенных, так и неионогенных. Из этого следует, что дифильным молекулам природных эмульгаторов, присуще сродство с полярными и неполярными средами. Именно поэтому молекулы эмульгатора равномерно растворяются в двух фазах, при этом находясь в межфазной поверхности. Поэтому, в воде растворяются лучше природные ПАВ, в молекулах которых действие полярной части, преобладает над неполярной. При этом получается эмульсия «нефть в воде». Такая эмульсия называется «прямой». Если в молекуле ПАВ преобладает действие неполярной группы, то образуется эмульсия типа «вода в нефти». Такая эмульсия называется обратной. В процессе добычи, в результате перемешивания нефти и пластовой воды происходит образование пленки на поверхности капель воды эмульгирующими поверхностно активными веществами, препятствующими слиянию глобул воды. При этом образуется так называемый раздел фаз [8].

1.1.3 Свойства водонефтяных эмульсий

Свойства водонефтяных эмульсий, влияют на различные технологические процессы, при внутрипромысловой транспортировке, сепарации, обезвоживании, деэмульсации нефти, а также при очистке и подготовке подтоварной воды. Даже при достижении объемной доли дисперсной фазы Cd = 74%, при которой происходит наиболее плотная упаковка шаров, частицы дисперсной фазы сохраняют сферическую форму. В связи с этим при увеличении Cd выше 74% происходит деформация частиц дисперсной фазы. При этом проявляются новые свойства эмульсии. Тип эмульсии определяется по свойствам ее дисперсионной среды и зависит в основном от соотношения объёмов нефти и воды. По концентрации дисперсной фазы в дисперсионной среде эмульсии можно разделить на:

1) разбавленные – содержат до 0,2 объём.% фазы
(незначительный диаметр капелек фазы, капельки не сталкиваются, эмульсии весьма стойкие).

2) концентрированные - содержат до 74 объём.% фазы
(капельки могут осаждаться, в зависимости от свойств эмульгатора эмульсии могут быть весьма устойчивыми).

3) высококонцентрированные – свыше 74 объём. %
(капельки не способны к осаждению, вследствие большой концентрации капельки в процессе движения могут деформироваться) [9].

Эмульсии, в которых вода внешняя фаза (Н/В), смешиваются с водой в любых соотношениях и обладают большой электропроводностью. Эмульсии, в которых нефть внешняя фаза (В/Н), не обладают заметной электропроводностью и смешиваются только с углеводородной жидкостью. При определении типа эмульсии, чаще всего определяют объемное соотношение фаз. При этом дисперсную фазу образует вещество, находящееся в эмульсии в меньшем количестве. В промысловых условиях количество воды в эмульсии можно определить по цвету: эмульсии с содержанием воды до 10% воды, по цвету не отличаются от обезвоженной нефти; эмульсии с содержанием воды до 20% воды, имеют цвет близкий к коричневому до желтого; эмульсии, содержащие более 25% воды, чаще всего желтые. Нефтяные эмульсии являются полидисперсными, иными словами содержащие глобулы с различными размерами [10].

1.1.4 Устойчивость водонефтяных эмульсий

Основным показателем стабильности нефтяной эмульсии, является устойчивость, то есть свойство эмульсии не разделяться на две фазы – нефть и воду. Академик П. А. Ре-

биндер предположил и обосновал представление о двух факторах влияющих на устойчивость эмульсий: структурно-механическом барьере и термодинамической устойчивости. При этом два этих фактора взаимодействуют между собой и влияют друг на друга. П. А. Ребиндер предположил, что образование эмульсии, зависит от увеличения поверхности раздела между двумя фазами эмульсии. При этом образующаяся в результате увеличения новая поверхность, заключает в себе так называемую свободную поверхностную энергию, зависящую в свою очередь от площади поверхности раздела фаз, и от межфазного поверхностного натяжения. Отсюда следует вывод, что с увеличением площади поверхности раздела между фазами эмульсии, возрастает избыточная свободная поверхностная энергия. Такая система, является неустойчивой с точки зрения термодинамики и согласно второму закону термодинамики, будет стремиться к устойчивому состоянию, за счет снижения запаса свободной поверхностной энергии. При этом снижение происходит за счет уменьшения площади поверхности раздела фаз, либо за счет уменьшения поверхностного натяжения. В первом случае, происходит коалесценция, т.е. слияние капель нефти, за счет снижения площади раздела фаз. В результате коалесценции, происходит разделение (разрушение) водонефтяной эмульсии на нефть и воду с минимальной поверхностью раздела фаз. Так же, достичь устойчивого состояния, можно понизив запас свободной поверхностной энергии системы, за счет образования на границе раздела фаз, так называемого структурно-механического барьера, способного адсорбироваться на поверхности капелек эмульсии и препятствовать их слиянию. При этом не происходит уменьшения величины поверхности раздела фаз. Такое состояние эмульсии, возникает при нахождении в дисперсионной среде и на границе раздела фаз природных эмульгаторов – поверхностно активных веществ, характеризующимися высокими значениями структурной вязкости. Природные ПАВ (смолы, асфальтены, нефтерастворимые органические кислоты, а также тонко диспергированные глины, мелкий песок) адсорбируясь на поверхности глобул, препятствуя их слиянию [11].

Водонефтяные эмульсии могут проявлять, как кинематическую устойчивость, так и агрегативную. Способность, под действием силы тяжести препятствовать всплытию или оседанию капель дисперсной фазы, называется кинематической устойчивостью эмульсии [12].

$$K_y = \frac{1}{V} = \frac{9\nu}{2(p_в - p_н)r^2 g};$$

где V – скорость всплытия или оседания глобул;

g – ускорение свободного падения, м/с^2.

r - радиус глобул;

($\rho_в - \rho_н$) - разность между плотностью дисперсной фазы и плотностью дисперсионной среды, кг/м^3;

ν – кинематическая вязкость, м^2/с;

Если рассматривать нефтяную эмульсию с точки зрения термодинамики, то такие системы являются неустойчивыми, т.е. стремящиеся достигнуть такого состояния, в котором будут находиться в равновесии. Время существования эмульсии зависит от ее агрегативной устойчивости. В зависимости от типа эмульсии, время ее существования может длиться от нескольких секунд до нескольких лет. Поскольку свободная удельная межфазная энергия эмульсии не определяется минимумом термодинамического потенциала, то агрегативную стабильность водонефтяной эмульсии, можно объяснить средней кинетической энергией теплового движения [13].

Устойчивость водонефтяных эмульсий, можно определить временем ее существования τ:

$$\tau = \frac{H}{\nu}, сек$$

где Н – высота слоя эмульсии, см;

ν – средняя линейная скорость не вынужденного разделения эмульсии, см/сек.

Устойчивое состояние в эмульсионных системах, достигается за счет полного расслоения эмульсии на две системы с минимальной поверхностью раздела, а самопроизвольные процессы в них являются односторонними. Как известно, вода с нефтью могут образовывать эмульсии тапа «вода в нефти» и нефть в воде». Охарактеризовать, какая именно эмульсия может образоваться, можно с помощью величины γ.

$$\gamma = \frac{\tau_в}{\tau_н} \cdot \frac{V_н}{V_в}$$

При увеличении величины γ, увеличивается вероятность образования водонефтяной эмульсии «вода в нефти». И наоборот, - при уменьшении γ, увеличивается вероятность образования эмульсии «нефть в воде». В зависимости от соотношения τ нефти и τ воды, меняется способность эмульсии к обращению фаз, определяющая живучесть эмульсии первого или второго типа. При образовании водонефтяных эмульсий, в процессе добычи и транспортировки, более продолжительное время, на границе раздела фаз, существуют глобулы воды, т.е., время жизни капель воды больше, чем капель нефти. В связи с этим, преимущественно образуется эмульсия «вода в нефти [14].

1.1.5 Процесс старения водонефтяных эмульсий

Процесс образования и упрочнения пленки на поверхности капель воды называется «старением эмульсии». Процесс старения водонефтяной эмульсии в начальной фазе протекает довольно быстро, но с насыщением эмульгаторами поверхностного слоя капель воды, происходит замедление упрочнения пленки и процесс старения прекращается. В зависимости от типа нефти и природных эмульгаторов, этот процесс может длиться от нескольких часов до нескольких дней. К концу старения пленка вокруг глобул воды становится очень прочная (бронирующая), в результате чего трудно разрушается деэмульгаторами. В процессе образования эмульсий, могут образовываться глобулы воды различных размеров. В процессе старения, такие эмульсии можно разделить на легкорасслаивающиеся, средней стойкости и стойкие. При этом, чем мельче образуются глобулы, тем более стойкая образуется эмульсия [15].

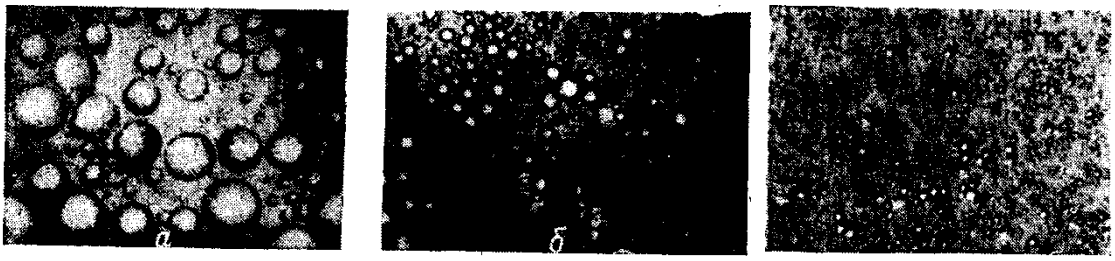

Рисунок 3 - Нефтяные эмульсии в процессе старения под микроскопом: а) легкорасслаивающаяся эмульсия, с преобладанием крупных глобул воды; б) эмульсия средней стойкости, содержащая в основном средние глобулы воды; в) стойкая эмульсия, содержащая мелкие капели воды;

По размеру глобул эмульсии можно разделить следующим образом:

от 50 до 100 мкм – легкорасслаивающиеся;

от 20 до 50 мкм – средней стойкости;

от 0,1 до 20 мкм – стойкие эмульсии;

Кроме размера глобул и времени, на стойкость нефтяных эмульсий также влияют такие факторы, как температура, содержание парафина, асфальтенов, количество и состав пластовой воды и т.д.

1.1.6 Способы разрушения водонефтяных эмульсий

На практике при подготовке нефти применяют несколько методов разрушения водонефтяных эмульсий одновременно, которые можно классифицировать как:

Термохимический: с применением отстаивания, обработкой химическим реагентом, подогревом эмульсии;

Термоэлектрохимический: с применением отстаивания, обработкой химическим реагентом, воздействие электрического поля и подогревом нефтяной эмульсии;

Трубная деэмульсация: воздействие химических реагентов, воздействие завихрений и турбулентных пульсаций потока в трубопроводе, а также динамического отстаивания;

Пенная деэмульсация: обработка химическим реагентом, подогревом эмульсии, а также воздействием энергии расширяющегося газа и эффектом взаимодействия с дренажной водой [16].

Для разрушения водонефтяных эмульсий в процессе добычи и подготовки нефти используются различные деэмульгаторы. Деэмульгаторы – это поверхностно-активные вещества, способные разрушать бронирующую оболочку на поверхности глобул воды, диспергированной в нефти, состоящую из входящих в её состав полярных компонентов, частиц парафина и механических примесей. При этом сам деэмульгатор не должен являться стабилизатором эмульсии. После разрушения старой оболочки, деэмульгатор при определенных соотношениях с эмульсией должен создавать на месте разрушенной новую защитную оболочку, с более низкими структурно-механическими свойствами. При этом новая оболочка должна быть нестойким стабилизатором эмульсии, слабо противодействующим слиянию (коалесценции) капель воды. К природным стабилизаторам нефтяных эмульсий относятся естественные «поверхностно активные вещества» (парафины, асфальтены, смолы, нафтены и другие). Также стабилизирующим фактором для эмульсии является мельчайшие взвешенные частицы кварца, глины, соли [17].

1.1.7 Классификация деэмульгаторов

Деэмульгаторы применяемые для разрушения водонефтяных эмульсий можно разделить на две группы: ионогенные и неионогенные. Ионогенные деэмульгаторы делятся на две подгруппы:

1) Анионактивные деэмульгаторы - образуют поверхностно-активные анионы в результате ионизации поверхностно-активных веществ в водных растворах. При этом в состав катиона входит ион, представляющий собой неорганический ион в основном натриевый и углеводородная часть молекулы. Анион из раствора адсорбируется на поверхности глобулы воды, разрушая образовавшуюся защитную оболочку, при этом создавая на ней новую, с более низкими структурно-механическими свойствами оболочку с отрицательным зарядом. К первой подгруппе относятся такие деэмульгаторы, как НЧК (нейтрализо-

ванный черный контакт), ТК (товарный контакт), НКГ (нейтрализованный кислый гудрон), алкисульфат натрия, СУ (сульфированные масла), нафтеновые кислоты и их соли и др. Ранее, из анионактивных деэмульгаторов, наибольшее распространение имел деэмульгатор НЧК, получаемый сульфированием масляных и керосиновых фракций нефти. Деэмульгатор содержит соли сульфокислот, получаемые в результате нейтрализации щелочью. НЧК по химической природе представляет собой соли водорастворимых кислот, которые получают при сульфировании керосиногазойлевых дистиллятов, или при сульфировании экстрактов, получаемых от очистки масел кислотой, газообразным серным ангидридом или олеумом, с последующим отделением кислого гудрона. При этом применяя последующую промывку его водой и нейтрализацию щелочью.

2) катионоактивные деэмульгаторы - образуют поверхностно-активные катионы в результате ионизации поверхностно-активных веществ в водных растворах. Образовавшиеся катионы состоят из углеводородных радикалов и в основном неорганических анионов. Катион, адсорбируясь на поверхности глобулы воды, разрушает защитную оболочку, при этом создавая на ней новую, с более низкими структурно-механическими свойствами оболочку, с положительным зарядом. Деэмульгаторы этой подгруппы обладают слабой активностью и поэтому в настоящее время практически не применяются [18].

В настоящее время, используются высокоэффективные и экономичные деэмульгаторы, на основе неионогенных поверхностно-активных веществ. Неионогенные деэмульгаторы не распадаются на ионы, и поэтому находятся в растворах в виде молекул. Неионогенные деэмульгаторы представляют собой блок-сополимеры оксидов этилена и пропилена. Молекула состоит из гидрофильной части, представляющей собой сополимер окиси этилена (CH_2OCH_2), и гидрофобной части, которая, как правило, является сополимером оксида пропилена [19].

1.1.8 Способы получения различных видов деэмульгаторов

Используя вещества с подвижным атомом активного водорода, с молекулярной массой не превышающей 200 а. е. м. получают гидрофобные сополимеры. Для синтеза блок-сополимеров с одной гидрофобной и одной гидрофильной группой, исходными реагентами чаще всего служат одноатомные спирты:

$$ROH+nC_3H_6O \rightarrow RO(C_3H_6O)nH \xrightarrow{mC_2H_4O} RO(C_3H_6O)n(C_2H_4O)mH$$

Для получения блок-сополимеров с двумя концевыми гидрофильными и одной центральной гидрофобной и группами получают из двухатомных спиртов или фенолов, двух основных кислот:

$$OHCH_2CH_2OH + nC3H6O \rightarrow H(C_3H_6O)_{n1}OCH_2CH_2O(C_3H_6O)n_2H \xrightarrow{mC_2H_4O}$$

$$\rightarrow H(C_2H_4O)m_1(C_3H_6O)n_1OCH_2CH_2O(C_3H_6O)n_2(C_2H_4O)n_2H$$

Для получения маслорастворимых блок-сополимеров с двумя концевыми гидрофобными группами и одной центральной гидрофильной используют следующий синтез:

$$OHCH_2CH_2OH + mC_2H_4O \rightarrow H(C_2H_4O)_{m1}OCH_2CH_2O(C_2H_4O)m_2H \xrightarrow{nC_3H_6O}$$

$$\rightarrow H(C_3H_6O)n_1(C_2H_4)m_1OCH_2CH_2O(C_2H_4O)m_2(C_3H_6O)n_2H,$$

Где $n_1 + n_2 = n$; $m_1 + m_2 = m$

Применяя реакторы периодического действия при температуре 120-135°С в присутствии катализаторов, проводят процессы оксипропилирования и оксиэтилирования. Структурную формулу неионогенных деэмульгаторов на основе окиси этилена, а также реакцию для их получения можно представить в общем виде следующим образом:

$$RH + CH_2 \text{—} CH_2 \rightarrow RCH_2CH_2OH$$

$$\quad\quad\quad

подготовке нефти на промыслах. Среди них такие, как сепароли, дисолваны, проксалины, «СНПХ» и многие другие [21].

1.1.9 Совместное действие двух и более деэмульгаторов

В последнее время ведутся исследования по совместному действию на нефтяную эмульсию двух и более деэмульгаторов. При этом при разных соотношениях деэмульгаторов наблюдается три возможных сценария взаимодействия смешенных деэмульгаторов: 1) сложение деэмульгирующей способности, - аддитивность 2) ослабление деэмульгирующей способности одного другим – антагонизм 3) усиление действия одного деэмульгатора другим – синергизм. Графическая зависимость концентраций двух деэмульгаторов, при которых в данных пропорциях происходит наиболее полное и быстрое разрушение водонефтяной эмульсии при отсутствии одного из деэмульгаторов. При этом общее количество деэмульгаторов принято за 100%.

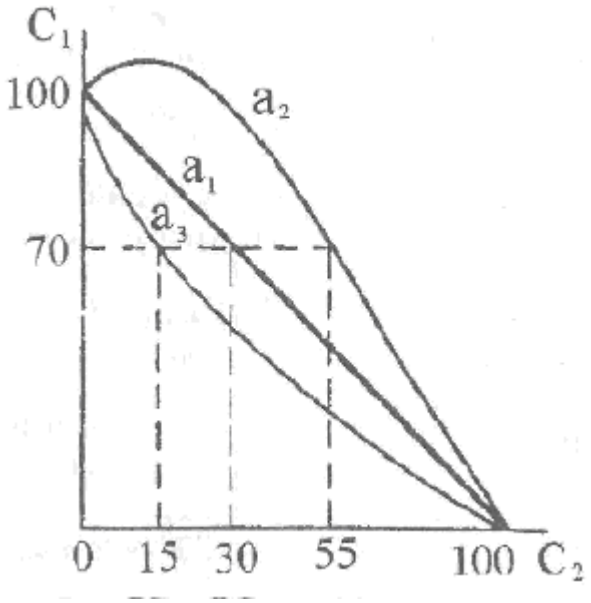

Рисунок 4 - Графическая зависимость концентраций двух деэмульгаторов
a_1 — аддитивность, a_2 — антагонизм; a_3 — синергизм;
C_1, C_2 - концентрации двух деэмульгаторов, (%)

При изучении совместного действия деэмульгаторов выяснилось, что при синергизме для 70% от концентрации одного деэмульгатора достаточно 15% от концентрации другого деэмульгатора, чтобы получить такое же расслоение, как при использовании 100% одного деэмульгатора. Что в сумме 100% и дает экономию по удельному расходу. При аддитивности уменьшая концентрацию одного деэмульгатора, требуется добавить другого, с такой концентрацией, с какой убавили первого. В случае с антагонизмом ока-

зывается, что например, при 70% концентрации одного деэмульгатора, концентрации другого может потребоваться 60%. Что увеличивает расход деэмульгатора [22].

1.2 Общие сведения о Лугинецком месторождении

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение было открыто в 1967 году. Первой была пробурена разведочная скважина № 152 в присводовой части структуры. Месторождение расположено в Парабельском районе Томской области, в 400 км северо-западнее города Томска, примерно в 300 километрах юго-восточнее города Стрежевого. Ближайший населенный пункт город Кедровый находится в 80 километрах юго-восточнее Лугинецкого месторождения. Сообщение с ним наземным транспортом возможно только в зимний период по «автозимнику», связывающему г. Кедровый с областным центром, что вносит значительные затруднения в доставке грузов и сотрудников на месторождение. Доставка грузов в летний период возможен только авиационным транспортом, в период навигации – по рекам.

Район представляет собой сглаженную слаборасчлененную заболоченную равнину. Территория представляет собой слаборасчлененную сглаженную заболоченную равнину, при том большая ее часть покрыта лесом. Абсолютные отметки рельефа варьируют в пределах 75-130 м. Единственная судоходная река на территории Лугинецкого месторождения это Чижапка. Климат, в районе Лугинецкого месторождения - континентальный, с характерным для западной Сибири продолжительным холодным зимним периодом, и коротким теплым летом. Температура в зимний период, опускается до минус 40-50°С, холодное время года, длится с ноября по апрель. Снежный покров достигает 1.5 м, при этом почва промерзает на 1-1.5 м. В летний период самый жаркий месяц – июль, при этом температура воздуха поднимается до +35-40°С. Среднегодовое количество осадков в районе Лугинецкого месторождения 450-500 мм/год. Нефть, добываемая на Лугинецком месторождении, подается в магистральный нефтепровод Александровское - Томск – Анжеро-Судженск, трасса которого проходит в 130 км от месторождения. Магистральный нефтепровод введен в эксплуатацию в марте 1972 года, а нитка Лугинецкое – Парабель, связывающая месторождение с магистральным нефтепроводом, эксплуатируется с 1982 года. До 95% газа, отделенного на УПН "Лугинецкая" поступает на дальнейшую подготовку и компремирование на Лугинецкую газокомпрессорную станцию (ЛГКС), 5% газа утилизируется на факелах высокого и низкого давления. Запуск в эксплуатацию УПН "Лугинецкая" был произведен в 2001 году. Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение разрабатывается с 1982 года. На сегодняшний день пробурено 597 эксплуатационных скважин [23].

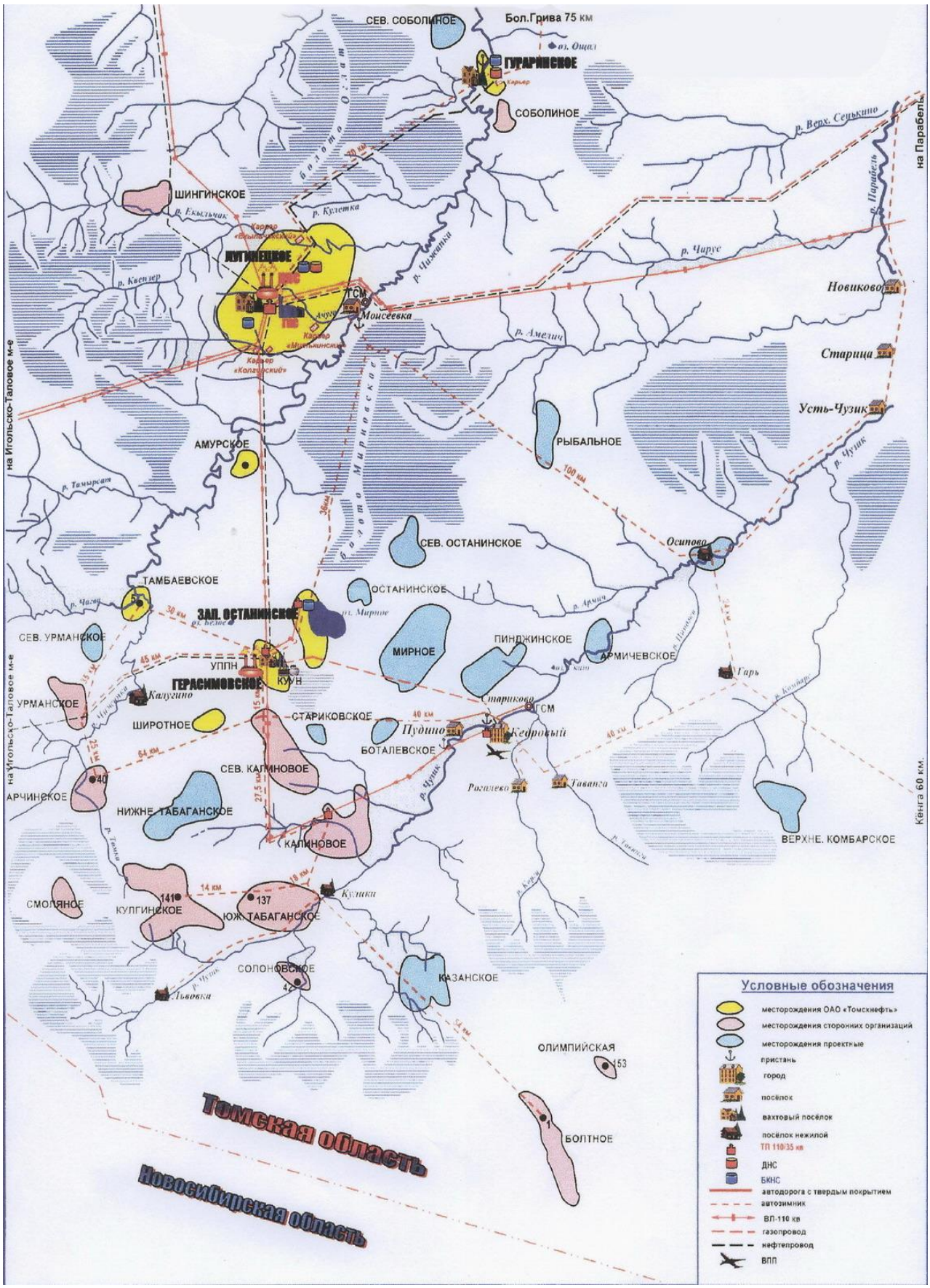

Рисунок 5 - Обзорная карта Лугинецкого месторождения

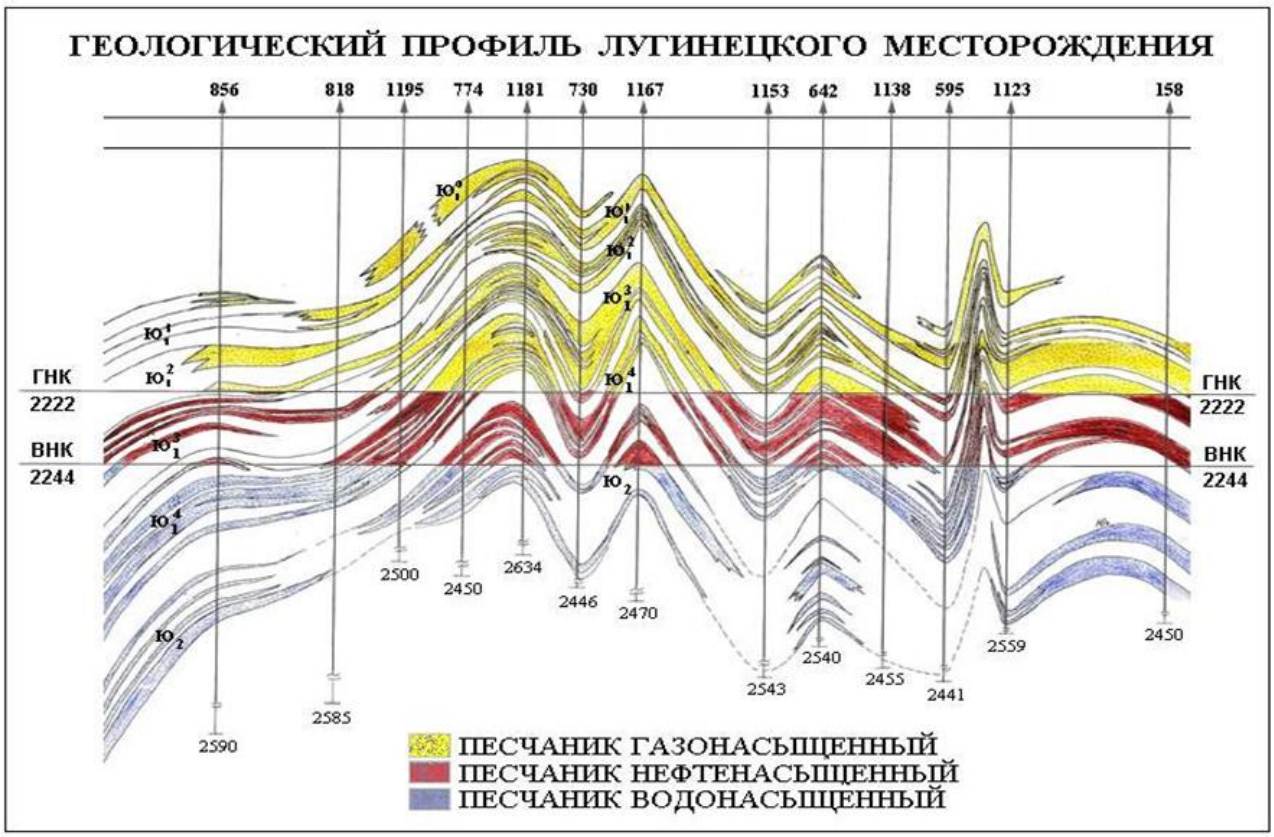

Рисунок 6 - Геологический разрез Лугинецкого месторождения

1.2.1 Общая характеристика технологического комплекса

Установка подготовки нефти «Лугинецкая» является пунктом сбора продукции скважин, поступающей с Лугинецкого месторождения. УПН предназначена:

- для обеспечения непрерывного приема продукции скважин;
- обезвоживание поступившей на УПН жидкости;
- для осуществления первой, второй, третьей ступени сепарации и подготовки нефти согласно ГОСТ Р51858-2002;
- для отбора газа с первой, второй, третьей ступени сепарации;
- транспортировки подтоварной воды на БКНС-22;
- оперативного учета перекачиваемой нефти;
- оперативного учета попутного газа;
- прием и дополнительную очистку от капельной жидкости свободного нефтяного газа с Шингинского месторождения ООО «Газпромнефть-Восток»;
- обеспечения газом котельной Лугинецкого месторождения;
- транспортировки попутного нефтяного газа на ЛГКС.

Проектная мощность установки:

- по жидкости – 2 701 000 м3/год (7400 м3/сут)

обводненность жидкости на входе до 80%;

- по газу – 1 642 500 000 м3/год (4 500 000 м3/сут)

Ввод в эксплуатацию УПН «Лугинецкая» был произведён в 2001 году [24].

1.2.2 Описание технологической схемы и процесса подготовки нефти на УПН

В настоящий момент предусмотрена работа УПН с определенным давлением сепарации I,II и III ступеней, исходя из допустимого давления на приеме компрессоров Лугинецкой газокомпрессорной станции с учетом гидравлических потерь. Газо-водонефтяная эмульсия поступает с фонда скважин Лугинецкого месторождения в приемный коллектор, предназначенный для усреднения жидкости и представляющий собой отрезок трубы, диаметром 1020 мм и длиной 10 метров. Рабочее давление в приемном коллекторе составляет 7,6-7,8 кгс/см^2. На площадке приемного коллектора расположены установки БРХ-1 и БРХ-2, предназначенные для раздельной подачи хим. реагента (деэмульгатора) в поток газо-водонефтяной эмульсии. После приемного коллектора жидкость по двум трубопроводам поступает на I ступень сепарации.

Сепарационный блок I ступени включает в себя устройство предварительного отбора газа (УПОГ), два параллельно работающих нефтегазовых сепаратора НГС-1, V=100м^3; НГС-2, V=50м^3; (НГС-3, V=50м^3 в резерве) и два параллельно работающих газовых сепаратора ГС-1, V=50м^3; ГС-2, V=50м^3; (ГС-3, V=50м^3 в резерве). По одному трубопроводу Ду 500 мм жидкость поступает в УПОГ, представляющий собой восходящий под углом 45^0, а затем нисходящий под углом 12^0 трубопровод Ду 1000 мм. В нисходящую часть УПОГ врезаны четыре вертикальных газоотводных трубопровода, соединенных с горизонтальным газосборным коллектором. При движении жидкости по УПОГ, во время подъема и спуска из газо-водонефтяной эмульсии выделяется часть газа, который по горизонтальным газосборным трубопроводам поступает в газосборный коллектор. Далее газ поступает в газовые сепараторы, а частично дегазированная эмульсия из УПОГ поступает на прием НГС-1. По другому трубопроводу Ду 400мм жидкость поступает на прием НГС-2 (НГС-3). Рабочее давлении сепарации 6,8-7,0 кгс/см^2. Нефтяной газ, отделившийся в нефтегазосепараторах НГС-1,2,(3) поступает в газовые сепараторы ГС-1,2(3) соответственно для очистки от капельной жидкости. Давление газа на выходе ГС-1,2(3) составляет 6,9-7,1 кгс/см^2. Жидкость, отделившаяся в газосепараторах, по отдельным трубопроводам поступает обратно в нефтегазосепараторы. С помощью автоматических регулирующих клапанов в НГС-1,2(3) поддерживается рабочий уровень жидкости 900-1500 мм. Газ, отделившийся на I ступени сепарации поступает на узел переключения газа УПН, где его

давление составляет 5-6 кгс/см^2 и далее на вторую ступень компрессоров Лугинецкой газокомпрессорной станции (ЛГКС). При остановке ЛГКС попутный газ утилизируется на факельных установках высокого давления ФВД №1 и ФВД №2. Часть газа, отделившаяся на I ступени сепарации, направляется на узел подготовки топливного газа в вертикальный газовый сепаратор (ВГС), где происходит дополнительная очистка газа от капельной жидкости. Подготовленный газ, пройдя через узел учета, направляется в качестве топливного на котельную п. Лугинецкого, на печи ПТБ-10, на дежурные горелки факелов низкого и высокого давления. Частично дегазированная газо-водонефтяная эмульсия, после первой ступени сепарации поступает в печи ПТБ-10. За счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топливного газа, в блоке подогрева нефтяной эмульсии происходит ее нагрев до температуры 28-33^{0}С. Давление топливного газа на горелках печей поддерживается автоматически. Для увеличения показателей расхода и давления жидкости, на вход ПТБ-10 предусмотрена подача нефти из насосной внутренней перекачки насосами ЦНС.

В состав II ступени сепарации входит сепаратор СГ-1, V=50м^3; (СГ-2, V=50м^3 в резерве) и отстойник ОГ-200 №1, V=200м^3; (ОГ-200 №2, V=200м^3 в резерве). Пройдя печь ПТБ-10, эмульсия поступает в СГ-1(2). Рабочее давление сепарации 2,2-2,6 кгс/см^2. По трубопроводу Ду 80мм, через узел учета газоконденсата предусмотрен прием стабильной фракции С5+ из теплообменников ректификационной колонны ЛГКС на вход СГ-1(2), либо на линию выхода нефти из концевых сепараторов КС-1(2) III ступени. По трубопроводу Ду 100 мм на прием II ступени предусмотрена подача водонефтяной эмульсии из слагкетчеров ЛГКС. С помощью автоматических регулирующих клапанов в сепараторах поддерживается рабочий уровень жидкости 800-1300 мм. Газ отделившийся на II ступени сепарации поступает на узел переключения газа УПН, где его давление составляет 1-2 кгс/см^2 и далее на первую ступень компрессоров ЛГКС. При остановке ЛГКС газ утилизируется на факелах высокого давления. Нефтяная эмульсия из СГ-1(2) по трубопроводу Ду 300 мм поступает в отстойник ОГ-200 №1(2). Отстойник работает в режиме полного заполнения, давление на входе составляет 1,8-2,4 кгс/см^2. Межфазный уровень 1,8-2,2 м. Отделившаяся подтоварная вода через автоматический регулирующий клапан поступает в РВС-12 (V=2000м^3) очищенных стоков, где происходит гравитационный отстой остаточных нефтепродуктов, содержащихся в воде. Далее вода подается на блочную кустовую насосную станцию (БКНС) для закачки в нефтяные пласты, с целью поддержания пластового давления. Обезвоженная нефть поступает в нефтесборные коллекторы и выводится через верхнюю часть отстойника по трубопроводам Ду 300 мм на III ступень сепарации. Давление на выходе из отстойника 0,7-2 кгс/см^2

В состав III ступени сепарации входит концевой сепаратор КС-1, V=50м^3; (КС-2, V=50м^3 в резерве). Давление перед входом в III ступень составляет 0,5-1,5 кгс/см^2, температура нефтяной эмульсии 23-26 ^{0}С. Рабочее давление сепарации 0,08-0,15 кгс/см^2. Выделившийся газ направляется в газовый сепаратор ГС-4 (V=100м^3), с рабочим давлением 0,02-0,04 кгс/см^2 и далее пройдя узел учета газа утилизируется на факеле низкого давления ФНД. С помощью автоматически регулируемых клапанов в КС-1(2) поддерживается рабочий уровень жидкости 500-1200 мм.

После III ступени сепарации нефть поступает в технологический резервуар РВС-1, V=3000м^3 (РВС-2, V=2000м^3 в резерве). Температура в резервуаре поддерживается 24-25^{0}С. В технологическом резервуаре отделение механических примесей и остаточной подтоварной воды, не отделившейся в отстойнике, происходит следующим образом: частично обезвоженная нефтяная эмульсия поступает в резервуар через «щелевой распределитель». После чего жидкость получает вертикальное направление движения. При движении жидкости вверх (через слой подтоварной воды) происходит постепенное укрупнение капель воды, содержащейся в нефти, и их движение к нижней части резервуара за счет гравитационных сил. Таким образом, в нижней части РВС собирается пластовая вода, а в верхней части - нефть. Между слоем воды и нефти образуется слой водонефтяной эмульсии. На устойчивость эмульсии большое влияние оказывают стабилизирующие вещества, называемые эмульгаторами или ПАВ - естественно поверхностно-активными веществами. К ним относятся смолы, парафины, глинистые вещества, мех. примеси, поступающие со скважин. Как правило, все поступающие в нефть ПАВ концентрируются в эмульсионном слое резервуара. Устойчивость эмульсионного слоя зависит от температуры и концентрации деэмульгатора, а также от величины pH пластовой воды. Уровень слоя воды (водяная подушка) поддерживается 2-4 м от днища технологического резервуара. Нефть из РВС-1(2), через заборный патрубок, находящийся на высоте 7,5(3,5)м самотеком поступает в товарный резервуар РВС-5, V=3000м^3 (РВС-6, V=3000м^3 в резерве). Нефть товарного качества из РВС-5(6) поступает в насосную внешней откачки, где с помощью насосов ЦНС под давлением 10-48 кгс/см^2 поступает в блок системы измерения количества и качества нефти (СИКН), предназначенный для автоматического измерения объема, массы брутто, температуры, давления, плотности, вязкости и влагосодержания товарной нефти. В состав СИКН также входят устройства обработки, хранения, индикации и регистрации результатов измерений. Товарная нефть из СИКН поступает в магистральный нефтепровод "Игольско-Таловое – Парабель"

Все сосуды на УПН, работающие под давлением оборудованы СППК - предохранительными клапанами, которые срабатывают при превышении максимально допустимо-

го давления в сосуде. Предусмотрена также система подземных емкостей, для дренирования аппаратов, автоматическая система пожаротушения, вспомогательная компрессорная станция и система азототушения печей ПТБ-10. В зимний период предусмотрена подача метанола в газопроводы для предупреждения образования гидратных пробок [24].

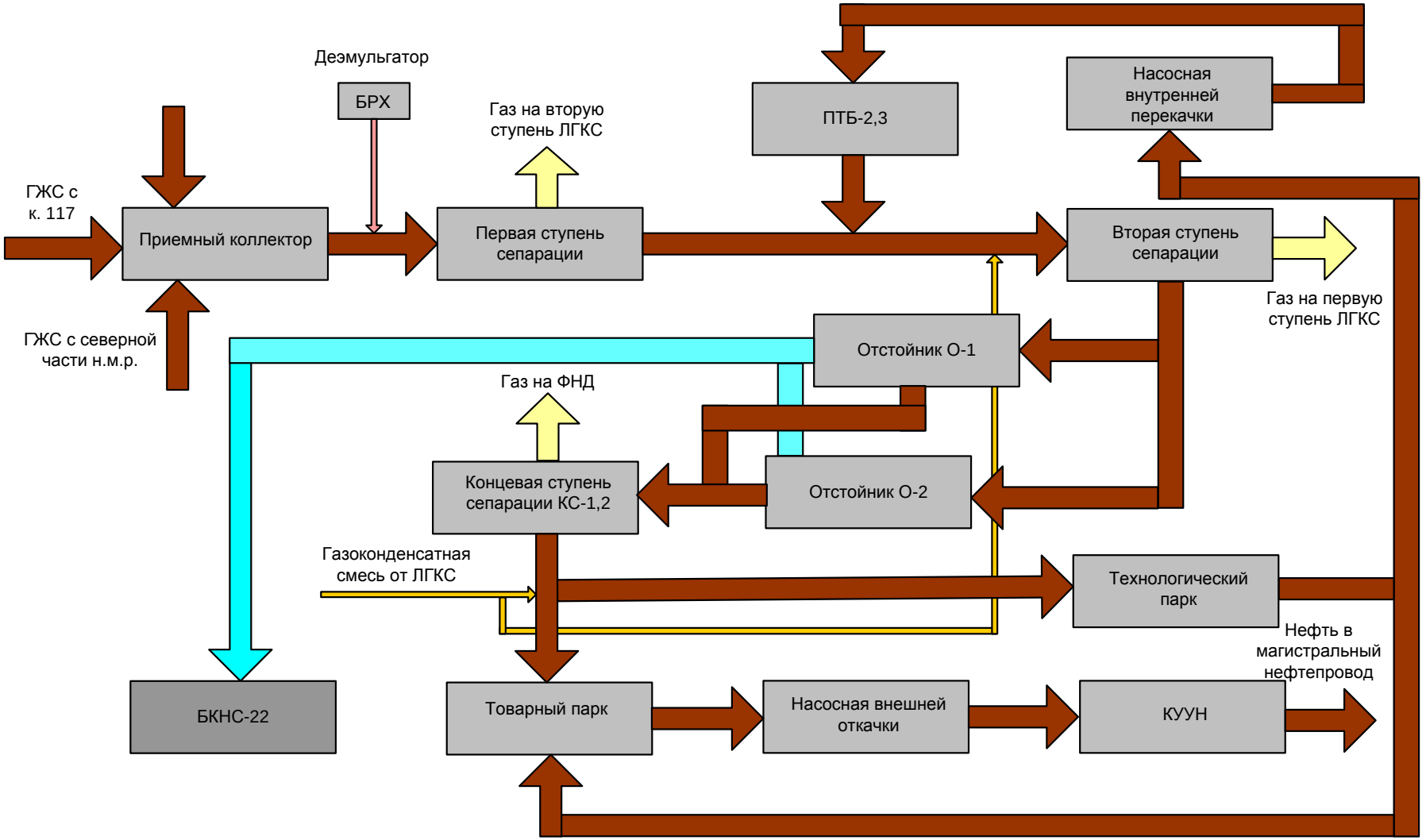

Рисунок 7 – Схема установки подготовки нефти Лугинецкого месторождения

2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Характеристика сырья, реагентов и готовой продукции

Таблица 1- Характеристика исходного сырья, реагентов и готовой продукции [24]

№	НАИМЕНОВАНИЕ СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	НОМЕР ГОСУДАРСТВЕННОГО ИЛИ ОТРАСЛЕВОГО СТАНДАРТА, ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, СТАНДАРТА КОМПАНИИ	ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА, ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ПРОВЕРКИ	НОРМА ПО ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ
1	Обезвоженная нефть на выходе с установки	-	Температура нефти Массовая доля воды Массовая концентрация хлористых солей Массовая доля механических примесей Давление насыщенных паров Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204^{0}С	не более 30 °С не более 0,5 % не более 900 мг/дм^3 не более 0,05 % не более 66,7(500) кПа (мм рт. ст.) не более 10 млн.$^{-1}$(ppm)	Перекачка через СИКН-575 в МН «И-Т-П»
2	Вода подтоварная на выходе с установки	«МВИ №02 – 24/Х1 – МИ – 6-2011» «МВИ №02 – 24/Х1 – МИ – 7-2012»	Механические примеси Массовая концентрация нефти	50 мг/дм^3 50 мг/дм^3	через БКНС-22 закачивается в систему ППД
3	Метиловый спирт (метанол)	ГОСТ 2222-95	Плотность при 20 ^{0}С, г/см^3	0,791-0,792	Растворение гидратных пробок в газопроводе
4	Деэмульгатор «РЕАПОН ИК-2»	ТУ 39-12966038-003-93 с изм. 1,2	Внешний вид Массовая доля активной основы, %, не менее Температура застывания, ^{0}С, не выше Вязкость кинематическая, при 20 ^{0}С, мм^2/с, не более	Однородная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета 42,0 Минус 40 60	Применяется для термохимического разделения вода-нефть

За последние время на Лугинецком месторождении была проведена серия лабораторных и промышленных испытаний различных деэмульгаторов, таких как «Unidem ES 304», Decleave марки S-198, ДенМастер 3020 м5 и др., с целью определения наиболее эффективного и экономически целесообразного для данного месторождения. При этом нужно учесть, что испытания проводились в разное время года, и на результаты опытно-

промышленных испытаний могли повлиять сезонные температурные колебания. В целом, испытания проводились без изменения основных технологических параметров, таких как температура работы отстойника и технологического резервуара. На сегодняшний момент времени, можно сделать определенные выводы по проделанной работе, дать оценку эффективности различным деэмульгаторам, и рекомендации по их использованию на Лугинецком месторождении.

2.2 Методика лабораторных испытаний деэмульгаторов

Эффективность деэмульгаторов определяли в аккредитованной лаборатории, при помощи метода «бутылочных проб» [25]. Метод предназначен для сравнения эффективности действия деэмульгаторов. С помощью данного метода, можно с большой долей достоверности определить такие показатели эффективности действия деэмульгатора, как:

- динамику разделения эмульсии на нефть и воду;
- толщину промежуточного слоя;
- наличие или отсутствие нескольких промежуточных слоев;
- остаточное содержание воды в нефти после отстоя;
- остаточное состояние нефтепродуктов в отделившейся воде;

При этом данным методом, нельзя точно определить оптимальный технологический расход деэмульгатора в условиях производства. Для этого необходимо производить опытно-промышленные испытания деэмульгаторов. Причем реальный оптимальный расход, установленный опытным путем, может отличаться от расхода найденного лабораторным методом, как в большую, так и в меньшую сторону. Тем не менее, данный метод позволяет ранжировать деэмульгаторы по эффективности воздействия на конкретную эмульсию, характерную для данного месторождения, быстро и с минимальными затратами.

Итак, был приготовлен 1% раствор деэмульгатора в толуоле (1г деэмульгатора, на 99г толуола) весовым способом, на весах с ценой деления 0,001г. Раствор готовится для того, чтобы можно было точнее отмерять объем, вводимого деэмульгатора в пробы эмульсии, в связи с малым удельным расходом деэмульгатора на тонну нефти. Были отобраны пробы поступающей с промысла водонефтяной эмульсии (обводненность 78%) из трубопровода, до точки подачи деэмульгатора. Расслоившуюся водонефтяную эмульсию, поступившую с промысла, эмульгировали при помощи экстрактора ПЭ-8000, в течение 10 минут (скорость вращения 3000 об/мин). Далее, приготовленная водонефтяная эмульсия была разлита в пронумерованные бутылки по 500 мл, с плотно завинчивающимися крышками. Раствор деэмульгатора добавляли в колбы, в концентрациях предполагаемого промышленного испытания, с помощью стеклянных пипеток, с ценой деления 0,01мл. (*X*

грамм деэмульгатора / 1 тонну подготовленной нефти). Расчет доз реагента вели по формуле [26]:

$$V_{дэ} = \frac{V_э(100 - W_в) \cdot \rho_н \cdot Q}{100000 \cdot \rho_{дэ}};$$

$V_э$ – объем пробы эмульсии, см^3;

$W_В$ – обводненность эмульсии, %;

Q – заданная дозировка деэмульгатора, г/т;

$\rho_{дэ}$ – плотность деэмульгатора, г/см^3;

$\rho_н$ – плотность нефти, г/см^3.

При этом в первую (контрольную) колбу деэмульгатор не добавляли. Добавленный в эмульсию деэмульгатор, перемешивали при помощи перемешивающего устройства ПЭ-6300 в течение 15 минут. Далее производили отстой эмульсии в условиях термостатирования, при 40^{0}С, в течение 30 минут. При этом через равные промежутки времени производился замер отделившейся воды в бутылках, толщину эмульсионного слоя, наличие или отсутствие промежуточных слоев (так называемый «слоеный пирог»), чтобы отследить динамику расслоения эмульсии [27]. Далее, определялось остаточное содержание воды в нефти, в каждой пробе. Для этого специальным шприцем из слоя нефти каждой бутылки отбиралась проба, с уровня 70 % от высоты столба нефти. Остаточное содержание воды производили по «ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды (с Изменениями N 1, 2, 3)» [28]. Далее, отбирали специальным шприцем, с диаметром иглы 1 мм пробы из слоя отделившейся воды, с уровня 30 % высоты столба воды. Остаточное содержание нефтепродуктов в отделившейся воде определяли с помощью ИК- спектрофотометра по «МУК 4.1.1013-01 Определение массовой концентрации нефтепродуктов в воде» [29].

2.3 Лабораторные испытания деэмульгаторов

«Unidem ES 304»

Определялась эффективность деэмульгатора «Unidem ES 304», при подготовке нефти на УПН, в сравнении с базовым, на тот момент деэмульгатором Реапон ИК-2 и экономическое обоснование целесообразности промышленного применения деэмульгатора «Unidem ES 304», с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

1) Были проведены Лабораторные испытания деэмульгатора «Unidem ES 304», с целью определения его эффективности.

2) Была определена зависимость остаточного содержания воды в нефти от разных концентраций деэмульгатора «Unidem ES 304».

Таблица 2 – физико-химические свойства деэмульгатора «Unidem ES 304»

Деэмульгатор «Unidem ES 304» Применяется для термохимического разделения водонефтяных эмульсий	ТУ 32458-005-64016961-2011, изм 1-3	Внешний вид	Однородная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета
		Массовая доля активной основы, %, не менее	20,0
		Температура застывания, ^{0}С, не выше	Минус 45
		Вязкость кинематическая, при 20 ^{0}С, мм^2/с, не более	60
		Плотность, при 20 °С, г/см³	0,89 - 0,93

Лабораторные испытания деэмульгатора «Unidem ES 304»:

1) Был приготовлен 1% раствор «Unidem ES 304» в толуоле (1г «Unidem ES 304» на 99г толуола)

2) Добавлен полученный раствор в образцы водонефтяной эмульсии в следующих количествах:

а) 0,664г на 0,5л эмульсии (С «Unidem ES 304» = 40г/т)

б) 0,498г на 0,5л эмульсии (С «Unidem ES 304» = 30г/т)

в) 0,415г на 0,5л эмульсии (С «Unidem ES 304» = 25г/т)

г) 0,332г на 0,5л эмульсии (С «Unidem ES 304» = 20г/т)

д) 0,299г на 0,5л эмульсии (С «Unidem ES 304» = 18г/т)

е) 0,265г на 0,5л эмульсии (С «Unidem ES 304» = 16г/т)

ж) 0,232г на 0,5л эмульсии (С «Unidem ES 304» = 14г/т)

з) 0,199г на 0,5л эмульсии (С «Unidem ES 304» = 12г/т)

и) 0,166г на 0,5л эмульсии (С «Unidem ES 304» = 10г/т)

3) Проведен отстой эмульсии, при t = 40°С.

4) Далее были отобраны пробы отстоявшейся нефти для проведения анализа по определению содержания воды в нефти.

5) Были отобраны пробы отделившейся воды.

6) Проведен анализ по определению содержания воды в нефти.

7) Проведен анализ по определению массовой концентрации нефтепродуктов в отделившейся воде.

Decleave марки S-1981

Определялась эффективность деэмульгатора Decleave марки S-1981, при подготовке нефти на УПН, в сравнении с базовым деэмульгатором Реапон ИК-2 и экономическое обоснование целесообразности промышленного применения деэмульгатора Decleave марки S-1981, с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

1) Были проведены Лабораторные испытания деэмульгатора Decleave марки S-1981, с целью определения его эффективности.

2) Была определена зависимость остаточного содержания воды в нефти, от разных концентраций деэмульгатора Decleave марки S-1981.

Таблица 3 – физико-химические свойства деэмульгатора Decleave марки S-1981

Деэмульгатор Decleave марки S-1981 Применяется для термохимического разделения водонфтяных эмульсий	ТУ 2458-003-94296805-2008	Внешний вид	Однородная жидкость от бесцветного до коричневого цвета, допускается опалесценция
		Массовая доля активной основы, %, не менее	45,5
		Температура застывания, ^{0}C, не выше	Минус 50
		Вязкость кинематическая, при 20 ^{0}C, мм^2/с	30 - 60
		Плотность, при 20 °C, г/см³	0,82 – 1,05

Лабораторные испытания деэмульгатора Decleave марка S-1981:

1) Был приготовлен 1% раствор Decleave в толуоле (1г Decleave на 99г толуола)

2) Добавлен полученный раствор в образцы водонефтяной эмульсии в следующих количествах:

а) 0,26546 г на 0,5л эмульсии (С Decleave = 15 г/т)

б) 0,33186 г на 0,5л эмульсии (С Decleave = 20 г/т)

в) 0,41701 г на 0,5л эмульсии (С Decleave = 25 г/т)

г) 0,49902 г на 0,5л эмульсии (С Decleave = 30 г/т)

д) 0,57823 г на 0,5л эмульсии (С Decleave = 35 г/т)

3) Проведен отстой эмульсии, при t = 40°C.

4) Далее были отобраны пробы нефтяной эмульсии, для проведения анализа по определению содержания воды в нефти.

5) Были отобраны пробы отделившейся воды.

6) Проведен анализ по определению содержания воды в нефти.

7) Проведен анализ по определению массовой концентрации нефтепродуктов

ДенМастер 3020 м5

Определялась эффективность деэмульгатора ДенМастер 3020 м5, при подготовке нефти на УПН, в сравнении с базовым деэмульгатором Реапон ИК-2 и экономическое обоснование целесообразности промышленного применения деэмульгатора ДенМастер 3020 м5, с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

1) Были проведены Лабораторные испытания деэмульгатора ДенМастер 3020 м5, с целью определения его эффективности.

2) Была определена зависимость остаточного содержания воды в нефти, от разных концентраций деэмульгатора ДенМастер 3020 м5.

Таблица 4 – физико-химические свойства деэмульгатора ДенМастер 3020 м5

Деэмульгатор ДенМастер 3020 м5 Применяется для термохимического разделения водонефтяных эмульсий	ТУ 2458-018-66645282-2014 с изм. 1, 2	Внешний вид	Прозрачная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета
		Массовая доля активной основы, %, не менее	30
		Температура застывания, ^{0}C,	Ниже минус 50
		Вязкость кинематическая, при 20 ^{0}C, мм^2/с, не более	15
		Плотность, при 20 °C, г/см^3	Около 0,90

Лабораторные испытания деэмульгатора ДенМастер 3020 м5:

1) Был приготовлен 1% раствор «ДенМастер 3020 м5» в толуоле (1г ДенМастер 3020 м5 на 99г толуола)

2) Добавлен полученный раствор в образцы водонефтяной эмульсии в следующих количествах:

а) 0,659г на 0,5л эмульсии (С ДенМастер = 40г/т)

б) 0,488г на 0,5л эмульсии (С ДенМастер = 30г/т)

в) 0,420г на 0,5л эмульсии (С ДенМастер = 25г/т)

г) 0,329г на 0,5л эмульсии (С ДенМастер = 20г/т)

д) 0,291г на 0,5л эмульсии (С ДенМастер = 18г/т)

е) 0,258г на 0,5л эмульсии (С ДенМастер = 16г/т)

ж) 0,222г на 0,5л эмульсии (С ДенМастер = 14г/т)

з) 0,202г на 0,5л эмульсии (С ДенМастер = 12г/т)

и) 0,171г на 0,5л эмульсии (С ДенМастер = 10г/т)

3) Проведен отстой эмульсии, при t = 40°С.

4) Далее были отобраны пробы отстоявшейся нефти для проведения анализа по определению содержания воды в нефти.

5) Были отобраны пробы отделившейся воды.

6) Проведен анализ по определению содержания воды в нефти.

7) Проведен анализ по определению массовой концентрации нефтепродуктов

2.4 Опытно-промышленные испытания деэмульгаторов

Во время испытаний, поддерживались следующие технологические параметры работы установки (рабочее давление, уровень жидкости в сепараторах):

I ст. (6,8-7,0 кгс/см^2; 900-500 мм) II ст. (2,2-2,4 кгс/см^2; 800-1300 мм)

Отстойник (1,8-2,3 кгс/см^2; 1,8-2,2 м) III ст. (0,08-0,15 кгс/см^2; 500-1200 мм)

Средние суточные показатели добычи нефти и газа на УПН во время испытаний:

Для примера приведены данные за 06.02.2017 г:

Поступило на подготовку:

- 7115 т. скважинной жидкости: 1587 т. нефти в ст. у. и 5528 м^3 воды. Обводненность составила 78%;

- газа 3 957 388 м^3 в ст. у. Рабочий газовый фактор 2494 м^3/тн;

Промышленные испытания деэмульгатора «Unidem ES 304»:

Порядок проведения испытаний: Испытания проводились путем замены деэмульгатора, применявшегося в период предшествующий испытаниям (Реапон ИК-2), на деэмульгатор марки «Unidem ES 304». Расход деэмульгатора устанавливался на уровне 150-170 % от установленной нормы расхода деэмульгатора, применяющегося в период предшествующий испытаниям, с постепенным снижением расхода до расчетных показателей

Оформление результатов испытаний:

В процессе испытаний деэмульгатора велся оперативный журнал, в котором фиксировались показатели работы установки, качество обезвоживаемой нефти и подтоварной воды. Результаты испытаний:

С применением деэмульгатора «Unidem ES 304» незначительно ухудшилось отделение нефтепродуктов от подтоварной воды в отстойнике ОГ-2, вследствие чего наблю-

дался рост нефтяной пленки в РВС-12, где происходит окончательная подготовка подтоварной воды. Результаты анализов подтоварной воды на выходе из РВС-12 оставались в пределах нормы. Качество подготавливаемой на УПН товарной нефти не ухудшилось. Средний расход «Unidem ES 304» за месяц составил – 23г/т.

Промышленные испытания деэмульгатора Decleave марки S-1981:

Точка подачи – трубопровод транспортировки водонефтяной эмульсии от приемного коллектора до первой ступени сепарации:

Подача деэмульгатора осуществлялась с помощью дозировочного насоса НД-10/100К. В ходе испытания контролировались параметры:

- содержание остаточной воды в товарной нефти;
- качество подтоварной воды;
- Темп роста нефтяной пленки в РВС-2000 №12 очищенных стоков.

По готовности осуществлялся переход с базового деэмульгатора Реапон ИК-2 на испытываемый деэмульгатор Decleave марка S-1981. Первоначальный расход деэмульгатора Decleave марка S-1981 установили на уровне расхода 78,5 кг/сут. (дозировка ~50 г/т). Следующий этап программы ОПИ – это стабилизация работы установки, при переходе с деэмульгатора «Unidem ES 304» с расходом ~35 кг/сут, на деэмульгатор Decleave марки S-1981 в течение трех-четырех суток. В течение первых трех дней контролируемые параметры и технологический режим работы установки были в пределах нормы, как и до испытаний. Содержание остаточной воды в нефти на выходе с установки в среднем составляло 0,03%, содержание нефтепродуктов в пределе ~50 мг/л. Удельный расход деэмульгатора в данный период составил 47,9-50 г/т. Далее, было произведено плановое снижение удельного расхода деэмульгатора с 50 г/т. до 30 г/т. В таком режиме установка работала три дня. В этот период контролируемые параметры и технологический режим работы УПН были в пределах нормы. Содержание остаточной воды в нефти на выходе с установки в среднем составило 0,03%, содержание нефтепродуктов в пределе ~50 мг/л. Удельный расход деэмульгатора в данный период составил 27,4-30,6 г/т. В последующие шесть дней проводилось постепенное снижение расхода деэмульгатора Decleave марка S-1981 с 30 г/т до предполагаемого минимального расхода 15 г/т (в среднем удельный расход снижался на 2 г/т в сутки). При таком расходе контролируемые параметры и технологический режим работы УПН также были в пределах нормы. Содержание остаточной воды в нефти на выходе с установки в среднем составило 0,03%, содержание нефтепродуктов в пределе ~50 мг/литр. Удельный расход деэмульгатора в данный период составил 13,9-23,5 г/тонну. Далее в течение недели проводилось снижение удельного расхода деэмульгатора Decleave марка S-1981 по 1-2 г/т в сутки для определения минимального расхода. По истечении

этого срока, ухудшилось качество подтоварной воды. Содержание нефтепродуктов возросло до 47,2 мг/литр. Увеличилось содержание воды в нефти, после концевой ступени сепарации до 0,12 %. Содержание остаточной воды в нефти на СИКН-575 не изменилось и составило 0,03 %. Удельный расход деэмульгатора Decleave марки S-1981 на момент ухудшения показателей, составил 6,8-7,1 г/т, после чего был повышен до 13 г/т. Далее, испытания продолжили работу с расходом 10 – 15 гр/т до полного использования имеющегося в наличии деэмульгатора.

Промышленные испытания деэмульгатора ДенМастер 3020 м5.:

Подача реагента осуществлялась дозировочным насосом. Точка подачи – приемный коллектор УПН. В период испытаний контролировались следующие параметры подготовки нефти:

- остаточное содержание воды в подготовленной нефти (с помощью влагомера и лабораторного метода);

- содержание нефтепродуктов в подтоварной воде на выходе с установки (лабораторный метод);

- содержание хлористых солей;

- фактический удельный расход деэмульгатора.

Испытания деэмульгатора начались с дозировки 11,2 г/т, по истечении суток содержание воды в подготовленной нефти составило 0,03 %, содержание нефтепродуктов в подтоварной воде на выходе с установки составило 67,2 мг/дм^3. Далее наблюдалось ухудшение контролируемых параметров. Дозировку деэмульгатора увеличили до 18,8 г/т, затем до 20,5 г/т, контролируемые параметры продолжали ухудшаться. При максимальной дозировке 27,2 г/т, содержание воды в подготовленной нефти составило 0,11 %, содержание нефтепродуктов в подтоварной воде на выходе с установки составило 90,5 мг/дм^3.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-СБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Д23	Артименко Сергей Анатольевич

Институт	**ИнЭО**	**Кафедра**	**ХТТ и ХК**
Уровень образования	Бакалавр	**Направление/специальность**	ХТПЭ и УМ

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	*Использование информации, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах и изданиях, нормативно-правовых документах.*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*	*Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.*
2. *Определение возможных альтернатив проведения научных исследований*	*Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.*
3. *Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски.*	*Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ*
4. *Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективностей.*	*Проведение оценки экономической эффективности исследования.*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей):*	
1. *Оценка конкурентоспособности технических решений* 2. *Матрица SWOT* 3. *График проведения и бюджет НТИ* 4. *Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ* 5. *Сравнительная эффективность разработки*	

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
З-2Д23	Артименко Сергей Анатольнвич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

На российском рынке качество товарной нефти регламентируется ГОСТ Р 51858-2002. На мировом рынке, добываемая в России нефть торгуется под маркой « Urals». Которая в свою очередь рассчитывается на базе образцовой марки «Brent». Сорт « Urals» получают путем смешения тяжелой, высокосернистой нефти Урала и Поволжья, с лёгкой западносибирской нефтью марки Siberian Light в системах сбора и хранения нефти предприятия «Транснефть». С середины текущего года планируется начало торговли фьючерсами на нефть марки Urals, на Санкт-Петербургской межбанковской товарно-сырьевой бирже. Поставки планируется осуществлять из порта Приморск. Тестовые торги нефтью марки «Urals» проводились с 2013 года. В конце ноября 2016 года состоялись торги российским сортом экспортной нефти, между некоторыми российскими нефтедобывающими компаниями и рядом крупных нефтетрейдеров. Как заявил президент Санкт-Петербургской межбанковской товарно-сырьевой биржи: «В случае если оборот контрактов превысит уровень в несколько тысяч в день, фьючерс приблизит марку «Urals» к статусу маркетного сорта нефти "бенчмарк". В регионах, которые являются постоянными потребителями экспортной нефти, цены на нефть уже определяются с учетом котировок на сорт «Urals», публикуемых котировочными агентствами. В тоже время цена нефти марки «Urals», примерно на 70% определяется на базе котировок нефти марки «Brent». Среди наиболее влиятельных ценовых агентств, которые ежедневно публикуют средние котировки на маркерные сорта нефти, являются агентства «Platts» и «Argus Media». Эти агентства занимают лидирующие позиции на рынке по составлению котировок. И поэтому котировки этих агентств указываются в среднесрочных и долгосрочных контрактах, почти 90% поставляемой на экспорт нефти [30].

Целевыми рынками нефти марки «Urals» поставляемой из России на экспорт, являются Европа и Азия.

Целевое исследование: 1) изменения содержания воды в нефти и минерализации, без изменения технологических параметров работы установки, сравнения удельного расхода новых деэмульгаторов, без потери качества полученной при этом нефти. 2) Остаточное содержание нефтепродуктов в сбрасываемой подтоварной воде.

Для испытаний заявлены реагенты трех предприятий - производителей деэмульгаторов:

1) Деэмульгатор «Unidem ES 304», производства ООО «ОПУ – 30», (В табл. Бф)

Преимущества компании производителя:

ООО «ОПУ-30» более 10 лет, входит в группу компаний «Миррико» в 14 км от г. Альметьевска (РТ). Предприятие выполняет: Процессинг химической и нефтехимической продукции; Хранение и транспортировку сырья и готовых продуктов. Завод осуществляет свою деятельность в соответствии с политикой в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды и имеет действующие лицензии на эксплуатацию взрывопожароопасных производственных объектов и эксплуатацию химически опасных производственных объектов. Вся продукция проходит полный контроль качества по стандарту ИСО 9001:2008: от входного и промежуточного контроля сырья, поступающего на завод, до контроля условий транспортировки готовой продукции до заказчика. [31].

Недостатки: более старая разработка деэмульгатора

Цена 1 тонны - 75121 руб., с учетом НДС; удельный расход реагента: 21 г/тонну.

Оценка количества отделившейся воды при 40^0С - 5 баллов, динамика сброса воды - 4 балла, остаточное содержание нефтепродуктов в сбрасываемой воде – 4 балла.

2) Деэмульгатор Decleave марки S-1981, производства ООО «Миррико» (В табл. Бк1)

Преимущества компании производителя:

На рынке с 2000 года. Уникальные продукты и технологии, опережающие рыночные аналоги. «Миррико» уделяет большое внимание инновациям. На балансе компании 12 патентов, а также 45 свидетельств на средства индивидуализации. Внедрена система менеджмента качества ISO 9001:2008. Заказчиками готовой продукции являются такие компании, как ПАО "Татнефть", ПАО "ЛУКОЙЛ", ПАО "НК "Роснефть" и др. [32].

Недостатки: значительно более высокая цена, в связи с новизной, нет большого опыта использования в разных компаниях.

Цена 1 тонны - 117575 руб., с учетом НДС; удельный расход реагента: 15 г/тонну.

Оценка количества отделившейся воды при 40^0С - 5 баллов, динамика сброса воды - 5 баллов, остаточное содержание нефтепродуктов в сбрасываемой воде – 5 баллов.

3) Деэмульгатор ДенМастер 3020 м5, ООО «Мастер кемикалз» (В табл. Бк2)

Преимущества компании производителя:

На рынке с 2002 года. В апреле 2013 года произошло объединение бизнеса компании ООО "Мастер Кемикалз" с бизнесами российских подразделений всемирно известных компаний Nalco Energy Services и Champion Technologies. Продуктовая линейка включает в себя как традиционные промысловые реагенты, так и лучшие инновационные разработки всех трёх компаний. Команда профессионалов в области сервисных проектов может предложить наилучшие решения по комплексной химизации промысловых процессов с исполь-

зованием зарубежного и российского опыта объединённой компании. Более дешевый деэмульгатор [33].

Недостатки: Низкие характеристики готовой продукции, по сравнению с двумя другими деэмульгаторами. Не стабильное качество поставляемой продукции, требуется внедрение деэмульгатора

Цена 1 тонны – 68000 руб., с учетом НДС; удельный расход реагента: 45 г/тонну. Оценка количества отделившейся воды при 40^0С - 2 балла, динамика сброса воды - 2 балла, остаточное содержание нефтепродуктов в сбрасываемой воде – 2 балла.
Гарантийный срок - 1 год, у всех трех деэмульгаторов.

Сегментировать рынок нефти по основным предприятиям – монополистам добытчикам нефти в России можно по следующим критериям: рыночная капитализация, объем добываемой нефти за 2016 год.

Таблица 10 – Условное разделение компаний по объемам добытой нефти

размер фирмы	Добыча нефти, млн. тонн/год
крупная	80
средняя	30
малая	5

Таблица 11 - Основные показатели деятельности нефтедобывающих компаний за 2016 год [34]

Добывающая компания	капитализация 2016г.		размер фирмы	добыча нефти, год	
	Млрд. долларов	%		Млн. тонн	%
Роснефть	69,907	38,62	крупная	189,7	43,84
Лукойл	48,076	26,56	крупная	83,0	19,18
Сургутнефтегаз	18,217	10,06	средняя	61,8	14,28
Газпромнефт	16,888	9,33	средняя	37,8	8,73
Татнефть	15,123	8,35	малая	28,7	6,63
Башнефть	8,754	4,83	малая	21,4	4,94
Томскнефть	4,012	2,21	малая	10,3	2,38
Итого:	180,977	100		432,7	100

Таким образом, ОАО «Томскнефть» ВНК условно можно отнести к малым компаниям. Из приведенной таблицы можно рекомендовать компании выходить на рынки переработки нефти, где «Томскнефть» будет конкурировать с условно маленькими компаниями. Развитие отрасли переработки нефти, позволит занять нишу малых переработчиков – Башнефть и Татнефть.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Таблица 12 - 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. Повышение качества товарныой нефти	0,15	5	5	2	0,75	0,75	0,3
2. Соответствие деэльмульгатора заявленным критериям производителя	0,10	5	5	2	0,5	0,5	0,2
3. Оценка количества отделившейся воды при 40^0С	0,10	4	5	2	0,4	0,5	0,2
4. динамика сброса воды	0,10	5	5	3	0,5	0,5	0,3
5. Остаточное содержание нефтепродуктов в сбрасываемой воде	0,10	5	4	3	0,5	0,4	0,3
6. Толщина эмульсионного слоя в отстойнике (в резервуаре)	0,10	5	5	3	0,5	0,5	0,3
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Увеличение Конкурентоспособности продукта за счет повышения качества товарных нефтей	0,06	5	5	3	0,3	0,3	0,18
2. удешевление процесса подготовки нефти и воды	0,06	5	2	5	0,3	0,12	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	5	5	0,3	0,3	0,3
5. Послепродажное обслуживание	0,06	5	5	4	0,3	0,3	0,24
6. Финансирование научной разработки	0,03	5	5	3	0,15	0,15	0,09
7. Срок выхода на рынок	0,04	5	4	3	0,2	0,16	0,12
8. Наличие сертификации разработки	0,04	5	5	5	0,2	0,2	0,2
Итого	**1**	**64**	**60**	**43**	**4,9**	**4,68**	**3,03**

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

Бк1 - деэмульгатор Decleave, марки S-1981 производства ООО «Миррико» показывает не высокие риски, а также набирает высокий балл. В сравнительной динамике Бк2 проигрывает деэмульгатору Бф, хотя по некоторым показателям его превосходит

Бк2 - деэмульгатор ДенМастер 3020 м5, ООО «Мастер кемикалз» набирает меньше всего баллов, хотя является привлекательным с точки зрения цены. Сравнительная конкурентоспособность невысока , что конечно является неотъемлемой частью новых внедрений. Но, тем не менее, он может быть интересен, как продукт синергетических решений использования нескольких деэмульгаторов.

Бф - деэмульгатор «Unidem ES 304» производства ООО «ОПУ – 30» набирает больше всего баллов, не смотря на то, что проигрывает по одному из важных показателей Бк1. В тоже время, с точки зрения конкурентоспособности является оптимальным решением, на данном этапе рассмотрения.

4.1.3 SWOT-анализ

Таблица 13 - SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Наличие собственной аккредитованной лаборатории для проведения исследований, оборудованного на высоком уровне С2. Наличие собственного производства. Возможность проведения ОПО С3. Неизношенное лабораторное оборудование и приборы С4. Заявленная ресурсоэффективность и ресурсосбережение новой разработки С5. Наличие современнгого оборудования для проведения исследований и внедрения С6. Квалифицированные кадры	**Слабые стороны научно-исследовательского проекта:** Сл1. Наличие опасности загрязнения окружающей среды Сл2. Отсутствие инжиниринговой компании, специализирующейся на обучении в рамках проводимых исследований Сл3. Отсутствие современных методов продвижения на рынке Сл4. Риски повышения износа или выхода из строя оборудования и приборов
Возможности: В1. Использование аккредитованной лаборатории В2. Возможность появление дополнительного спроса на разработку В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследованиях В4. Повышение стоимости проводимых исследований	СиВ: Проведение лабораторного исследования на предмет изменения удельного расхода реагентов деэмульгаторов с учетом качества полученной при этом нефти и изменения остаточного содержания нефтепродуктов в сбрасываемой воде согласно технологическому регламенту, государственным стандартам.	СЛиВ: 1. Необходимость опытно-промышленных испытаний, для реальной оценки эффективности реагентов 2. Небольшой участок внедрения, учитывая физико-химические особенности конкретной эмульсии 3. Отсутствие финансовой поддержки и недостаточность свободного лабораторного фонда на предприятии 4. Уход с рынка поставщиков требуемых реагентов
Угрозы: У1 Появление у конкурентов более эффективных деэмульгаторов У2. Отсутствие спроса на создаваемые в рамках проекта реагенты У3. Высокая конкуренция среди разработчиков деэмульгаторов У4. Введение новых, более жестких государственных требований к сертификации деэмульгаторов	СВиУ: 1. Продвижение идеи разработки и внедрения новых деэмульгаторов, с учетом снижения стоимости тонны подготовленной нефти и повышения показателей качества подготавливаемой нефти, с целью создания спроса на разработку 2. Повышение конкурентных преимуществ разрабатываемых реагентов. Создание конкурентных отношений на рынке разработок химических реагентов	СЛиУ: 1. Неблагоприятная обстановка на валютном рынке 4. Сокращение поставок требуемых реагентов. Смена или отсутствие ответственных поставщиков 6. Политическая нестабильность в стране и в мире 7. Необходимость сертификации и стандартизация разрабатываемых реагентов

В данном разделе был проведен SWOT-анализ, представленный в таблице 13. По его результатам были выявлены сильные и слабые стороны проекта, а так же угрозы и

возможности. Так же было выявлено то, как можно компенсировать слабые стороны проекта за счет его возможностей и нейтрализовать угрозы с помощью сильных сторон проекта. Результаты SWOT-анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

При разработке научно-технического проекта одним из важных этапов является его технико-экономическое обоснование. Оно позволяет выделить преимущества и недостатки разработки, внедрения и эксплуатации данного программного продукта в разрезе экономической эффективности, социальной значимости и других аспектах. Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель и студент. Руководитель формулирует цель проекта, предъявляемые к нему требования, осуществляет контроль над его практической реализацией для соответствия требованиям и участвует в стадии разработки документации и рабочих чертежей. Студент непосредственно осуществляет разработку проекта. Одной из основных целей планирования работ является определение общей продолжительности их проведения. Наиболее удобным, простым и наглядным способом для этих целей является использование линейного графика. Для его построения определим события и составим таблицу 14.

Таблица 14 – Перечень работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор направления исследований	1	Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр
Разработка технического задания	2	Составление технического задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	3	Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	Бакалавр
	4	Изучение методики проведения экспериментов	Бакалавр
	5	Знакомство с оборудованием для проведения экспериментов	Руководитель Бакалавр
	6	Проведение экспериментов	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	Бакалавр
	8	Обсуждение полученных результатов	Руководитель Бакалавр
Оформление отчета но ВКР (комплекта документации по ВКР)	19	Оформление выводов	Бакалавр
	10	Оформление пояснительной записки	Бакалавр

4.2.2 Определение трудоемкости работ

Расчет трудоемкости осуществляется опытно-статистическим методом, основанным на определении ожидаемого времени выполнения работ в человеко-днях по формуле

$$t_{ожi} = \frac{3t_{\min,i} + 2t_{\max,i}}{5} = \frac{3*1+2*2}{5} = 1{,}4 \text{ чел.} - \text{дн.}$$

Где tож i - ожидаемая трудоемкость выполнения *i*-ой работы , чел.-дн.;

tmin i - минимально возможная трудоемкость выполнения *i*-ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел. дн.;

tmax i - максимально возможная трудоемкость выполнения *i*- ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.дн.

Рассчитаем значение ожидаемой трудоемкости работы:

Для установления продолжительности работы в рабочих днях используем формулу:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} = \frac{1{,}4}{1} = 1{,}4 \text{ раб.дн.}$$

где Tpi - продолжительность одной работы, раб.дн.;

tож i - ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

Чi - численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения календарного план-графика, длительность этапов в рабочих днях переводится в календарные дни и рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{кi} = T_{рi} \cdot k_{кал} = 1{,}4*1{,}48 = 2{,}08 = 2 \text{ календ.дн}$$

где Tкi - продолжительность выполнения одной работы, календ.дн.;

Tpi - продолжительность одной работы, раб.дн.;

k – коэффициент календарности, для перевода рабочего времени в календарное.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$k = \frac{T_{КГ}}{T_{КГ} - T_{ВД} - T_{ПД}}, = \frac{365}{365 - 105 - 14} = 1{,}48$$

где Ткг– количество календарных дней в году;

Твд– количество выходных дней в году;

Тпд– количество праздничных дней в году.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе округлили до целого числа.

Все рассчитанные значения свели в таблицу 15.

Таблица 15 – Временные показатели проведения ВКР

Название работы	**Трудоёмкость работ**									**Исполнители**			**Длительность работ в рабочих днях** $T_{рi}$			**Длительность работ в календарных днях** $T_{кi}$		
	tmin, чел-дни			**tmax, чел-дни**			$t_{ожi}$, **чел-дни**											
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Выбор направления исследований	1	0,8	0,8	2	2	1,8	1,40	1,28	1,2	Р,Б	Р,Б	Р,Б	0,70	0,64	0,6	1	1	1
Составление технического задания	0,6	0,5	0,5	0,8	0,8	0,9	0,68	0,62	0,66	Р	Р	Р	0,68	0,62	0,66	1	1	1
Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	13	11	12	17	15	16	14,6	12,6	13,6	Б	Б	Б	14,6	12,6	13,6	22	20	20
Изучение методики проведения экспериментов	4	4	3	6	5	5	4,8	4,4	3,8	Б	Б	Б	4,8	4,4	3,8	7	7	6
Знакомство с оборудованием для проведения экспериментов	6	5	6	7	7	7	6,4	5,8	6,4	Р,Б	Р,Б	Р,Б	3,2	2,9	3,2	5	4	5
Проведение экспериментов	16	15	15	18	17	16	16,8	15,8	15,4	Б	Б	Б	16,8	15,8	15,4	25	24	23
Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	9	8	9	10	10	10	9,4	8,8	9,4	Б	Б	Б	9,4	8,8	9,4	14	13	14
Обсуждение полученных результатов	9	9	8	10	10	10	9,4	9,4	8,8	Р,Б	Р,Б	Р,Б	4,7	4,7	4,4	7	7	7
Оформление выводов	7	6	6	8	9	8	7,4	7,2	6,8	Б	Б	Б	7,4	7,2	6,8	11	11	10
Оформление пояснительной записки	15	14	14	16	16	15	15,4	14,8	14,4	Б	Б	Б	15,4	14,8	14,4	23	22	21
Итого:													**78**	**73**	**72**	**116**	**110**	**108**

Р – руководитель; Б - бакалавр

Таблица 16 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме (исп.1)

Вид работ	**Исполнители**	**Тк, кал, дн.**	**Продолжительность выполнения работ**														
			янв		**февр**			**март**			**апрель**			**май**			
			2	**3**	**1**	**2**	**3**	**1**	**2**	**3**	**1**	**2**	**3**	**1**	**2**	**3**	
Выбор направления исследования	Руководитель Бакалавр	1															
Составление технического задания	Руководитель	1															
Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	Бакалавр	22															
Изучение методики проведения экспериментов	Бакалавр	7															
Знакомство с оборудованием для проведения экспериментов	Бакалавр	5															
Проведение экспериментов	Бакалавр	25															
Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	Бакалавр	14															
Обсуждение полученных результатов	Руководитель, Бакалавр	7															
Оформление выводов	Бакалавр	11															
Оформление пояснительной записки	Бакалавр	23															
	Итого:	**116**															

▨ – руководитель ■ – Бакалавр

Таблица 17 – Календарный план проекта (исп.1)

Название	**Длительность рабочих дней**	**Дата начала работ**	**Дата окончания работ**	**Состав участников**
Выбор направления исследования	1	30.01	30.01	Дучко Мария Александровна Артименко Сергей Анатольевич
Составление технического задания	1	31.01	31.01	Дучко Мария Александровна
Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	16	01.02	22.02	Артименко Сергей Анатольевич
Изучение методики проведения экспериментов	3	27.02	01.03	Артименко Сергей Анатольевич
Знакомство с оборудованием для проведения экспериментов	3	02.03	06.03	Артименко Сергей Анатольевич Дучко Мария Александровна
Проведение экспериментов	18	07.03	31.03	Артименко Сергей Анатольевич
Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	10	03.04	14.04	Артименко Сергей Анатольевич
Обсуждение полученных результатов	5	17.04	21.04	Артименко Сергей Анатольевич Дучко Мария Александровна
Оформление выводов	6	24.04	02.05	Артименко Сергей Анатольевич
Оформление пояснительной записки	15	03.05	25.05	Артименко Сергей Анатольевич
Итого:	**78**			

4.2.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

4.2.4.1 Расчет материальных затрат НТИ

Таблица 18 – материальные затраты

Наименование	**Единица измерения**	**Количество**			**Цена за ед., руб.**			**Затраты на материалы, ($З_м$), руб.**		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Деэмульгатор «Unidem ES 304»	мл	2	4	3	0,15	0,15	0,15	0,15	0,30	0,23
Деэмульгатор Decleave S-1981	мл	2	4	3	0,23	0,23	0,23	0,23	0,46	0,35
Деэмульгатор ДенМастер 3020 м5	мл	2	4	3	0,13	0,13	0,13	0,13	0,26	0,20
Нефтяная эмульсия поступающая с месторождения (обводненность 80%)	л	10	10	10	10,40	10,40	10,40	10,40	10,40	10,40
Толуол ГОСТ 5789-78	мл	30	60	50	2,40	2,40	2,40	2,40	4,80	4,00
Бумага для принтера	упак	1	1	1	250,0	250,0	250,0	250,00	250,00	250,00
Тетрадь	шт	1	1	1	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00
Ручка	шт	1	1	1	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
Карандаш	шт	1	1	1	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Итого:								**330,3**	**333,2**	**332,2**

4.2.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Таблица 19 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования			Кол-во единиц оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1.	Вытяжной комплекс	Вытяжной комплекс	Вытяжной комплекс	1	1	1	1198,2	1198,2	1198,2	1198,2	1198,2	1198,2
2.	Роторная центрифуга (типа ОПН-3)	Роторная центрифуга (типа ОПН-3)	Роторная центрифуга (типа ОПН-3)	1	1	1	12,59	12,59	12,59	12,59	12,59	12,59
3.	Баня водяная ПЭ-4312	Баня водяная ПЭ-4312	Баня водяная ПЭ-4312	1	1	1	31,69	31,69	31,69	31,69	31,69	31,69
4.	Аппарат Т АКОВ-10	Аппарат Аппарат DS-1	Прибор ВАД-40М	1	1	1	4,07	42,05	203,70	4,07	42,05	203,70
5.	Цилиндр мерный с крышкой 500 мл	Цилиндр мерный с крышкой 500 мл	Цилиндр мерный с крышкой 500 мл	10	10	10	0,35	0,35	0,35	3,5	3,5	3,5
6.	Пипетка градуированная, на полный слив, 1 мл	Пипетка градуированная, на полный слив, 1 мл	Пипетка градуированная, на полный слив, 1 мл	2	2	2	0,075	0,075	0,075	0,15	0,15	0,15
Итого:										**1250,2**	**1288,18**	**1449,83**

4.2.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Таблица 20 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям			Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Выбор направления исследований	Р,Б	Р,Б	Р,Б	1,40	1,28	1,2	28,84	28,30	26,52	581,99	525,71	488,61
2	Составление технического задания	Р	Р	Р	0,68	0,62	0,66	14,17	13,89	14,77	287,40	257,89	272,18
3	Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	Б	Б	Б	14,6	12,6	13,6	301,33	277,81	300,77	6078,54	5161,16	5541,95
4	Изучение методики проведения экспериментов	Б	Б	Б	4,8	4,4	3,8	98,95	96,99	84,01	1997,45	1801,95	1547,81
5	Знакомство с оборудованием для проведения экспериментов	Р,Б	Р,Б	Р,Б	6,4	5,8	6,4	132,16	127,78	141,48	2669,24	2373,92	2607,02
6	Проведение экспериментов	Б	Б	Б	16,8	15,8	15,4	346,31	348,46	340,63	6994,63	6473,78	6276,51
7	Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	Б	Б	Б	9,4	8,8	9,4	193,82	193,99	207,87	3912,25	3603,89	3830,18
8	Обсуждение полученных результатов	Р,Б	Р,Б	Р,Б	9,4	9,4	8,8	193,82	207,33	194,70	3912,25	3851,86	3587,51
9	Оформление выводов	Б	Б	Б	7,4	7,2	6,8	152,62	158,75	150,38	3078,79	2949,25	2770,98
10	Оформление пояснительной записки	Б	Б	Б	15,4	14,8	14,4	317,68	326,40	318,57	6412,65	6063,79	5869,88
Итого:								**1779,70**	**1779,70**	**1779,70**	**35925,19**	**33063,2**	**32792,63**

Р – руководитель;

Б - бакалавр;

Таблица 21 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	**Руководитель**	**Бакалавр**
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	 105 14	 105 14
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	56	56
Действительный годовой фонд рабочего времени	190	190

Месячный должностной оклад руководителя:

$$З_м = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_д) \cdot k_р = 12067 \cdot (1 + 0{,}3 + 0{,}3) \cdot 1{,}3 = 25099{,}40 \text{ р.}$$

Месячный должностной оклад бакалавра:

$$З_м = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_д) \cdot k_р = 2163{,}4 \cdot (1 + 0{,}3 + 0{,}3) \cdot 1{,}3 = 4500{,}00 \text{ р.}$$

где $З_{тс}$ –заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{тс}$);

$k_д$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

$k_р$ –районный коэффициент, для Томска равный 1,3.

Среднедневная заработная руководителя:

$$З_{дн} = \frac{З_м \cdot М}{F_д} = \frac{25099{,}4 \cdot 10{,}2}{190} = 1347{,}44 р$$

Среднедневная заработная бакалавра:

$$З_{дн} = \frac{З_м \cdot М}{F_д} = \frac{4500 \cdot 10{,}2}{190} = 241{,}58 р$$

где $З_м$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

М = (365 – 190) · 12/365 = 10,2

$F_д$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (табл. 21).

Таблица 22 – Расчёт основной заработной платы (исп.1)

Исполнитель	$З_{тс}$, руб.	$k_д$	$k_р$	$З_м$, руб	$З_{дн}$, руб.	$Т_{р,}$(исп.1) раб.дн.	$З_{осн,}$ руб.
Руководитель	12067,0	0,3	1,3	25099,4	1347,44	10	13474,40
Бакалавр	2163,4	0,3	1,3	4500	241,58	77	18601,66

4.2.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,12).

Таблица 23 – Общая заработная плата исполнителей (исп.1)

Исполнитель	$З_{осн}$, руб.	$З_{доп\ 12\%}$, руб.	$З_{зп}$, руб.
Руководитель	13474,40	1616,93	15091,33
Бакалавр	18601,66	2232,20	20833,86

4.2.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Таблица 24 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	**Основная заработная плата, руб.**			**Дополнительная заработная плата, руб.**		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель проекта	13474,40	12126,96	12126,96	1616,93	1455,23	1455,23
Бакалавр	18601,66	17393,76	17152,18	2232,20	2087,25	2058,26
Итого:	**32076,06**	**29520,72**	**29279,14**	**3849,13**	**3542,48**	**3513,49**
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%					
Итого						
Исполнение 1	**10777,56**					
Исполнение 2	**9918,96**					
Исполнение 3	**9837,79**					

4.2.4.6 Накладные расходы

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{нр}$$

$З_{накл}$(исп.1) = 1 297233,06 · 0,16 = 207557,29 руб.

$З_{накл}$(исп.2) = 1 331495,38 · 0,16 = 213039,26 руб.

$З_{накл}$(исп.3) = 1 492792,60 · 0,16 = 238846,82 руб.

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов берем в размере 16%.

4.2.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Таблица 25 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НТИ	330,31	333,22	332,18
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	1 250200,00	1 288180,00	1 449830,00
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	32076,06	29520,72	29279,14
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	3849,13	3542,48	3513,49
5. Отчисления во внебюджетные фонды	10777,56	9918,96	9837,79
6. Накладные расходы	207557,29	213039,26	238846,82
7. Бюджет затрат НТИ	**1 504790,35**	**1 544534,64**	**1 731639,42**

Исп 1 – «Томскнефть»

Исп 2 – «Башнефть»

Исп 3 – «Татнефть»

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

Таблица 26 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	**Весовой коэффициент параметра**	**Исп 1**	**Исп 2**	**Исп 3**
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,10	5	4	2
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	5	5	3
4. Энергосбережение	0,20	5	2	3
5. Надежность	0,25	5	5	2
6. Материалоемкость	0,15	4	2	4
ИТОГО	**1**	**29**	**23**	**17**

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения:

$$\mathrm{I}_{\mathrm{pi}} = \sum a_i \cdot b_i ,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i-го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент *i*-го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка *i*-го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$I_{p-разраб}$=5*0,10+5*0,15+5*0,15+5*0,20+5*0,25+4*0,15=4,85;

$I_{p-аналог1}$=4*0,10+5*0,15+5*0,15+2*0,20+5*0,25+2*0,15=3,85;

$I_{p-аналог2}$ =2*0,10+3*0,15+3*0,15+3*0,20+2*0,25+4*0,15=2,80;

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{исп.i} = \frac{\Phi_{\mathrm{p}i}}{\Phi_{\max}} ,$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.i}}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

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

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

$$I_{\phi}(\text{исп1}) = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{1\,504790{,}35}{1\,731639{,}42} = 0{,}87$$

$$I_{\text{ф}}(\text{исп2}) = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{1\,544534{,}64}{1\,731639{,}42} = 0{,}89$$

$$I_{\text{ф}}(\text{исп3}) = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{1\,731639{,}42}{1\,731639{,}42} = 1$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки (***I_{испi}***) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}^{исп.1}}, \qquad I_{исп.2} = \frac{I_{р-исп2}}{I_{финр}^{исп.2}}$$ и т.д.

$$I_{\text{исп1}} = \frac{I_m^p}{I_\text{ф}^p} = \frac{4{,}85}{0{,}87} = 5{,}57$$

$$I_{\text{исп2}} = \frac{I_m^{a1}}{I_\text{ф}^{a1}} = \frac{3{,}85}{0{,}89} = 4{,}32$$

$$I_{\text{исп3}} = \frac{I_m^{a2}}{I_\text{ф}^{a2}} = \frac{2{,}80}{1} = 2{,}80$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта рассчитывается по формулам:

$$Э_{\text{ср}} = \frac{I_{m\text{э}}^{\text{р}}}{I_{m\text{э}}^{a1}} = \frac{5{,}57}{4{,}32} = 1{,}29$$

$$Э_{\text{ср}} = \frac{I_{m\text{э}}^{\text{р}}}{I_{m\text{э}}^{a2}} = \frac{5{,}57}{2{,}80} = 1{,}99$$

где Эср – сравнительная эффективность проекта;

$I_{m\text{э}}^{\text{р}}$– интегральный показатель разработки;

$I_{m\text{э}}^{a}$– интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 27 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп 1	Исп 2	Исп 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,87	0,89	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,85	3,85	2,80
3	Интегральный показатель эффективности	5,57	4,32	2,80
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,29		1,99

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что вариант решения (Исп 1- «Томскнефть») поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является наиболее приемлемым. Полученная величина интегрального финансового показателя (Исп 1) = 0,87 наиболее удешевляет стоимость разработки. Наибольший интегральный показатель ресурсоэффективности у (Исп 1) = 4,85.