

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Оптимизация процессов разделения водонефтяной эмульсии на установке подготовки нефти на X нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 665.622.43:622.276.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Дедюхина Кристина Сергеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Л.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или за- интересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональ- ными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике,	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или за- интересованных сторон</i>
	организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	<i>ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)</i>
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i>
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e)</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

Максимова Ю.А.
(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
3-2Б5В	Дедюхина Кристина Сергеевна

Тема работы:

Оптимизация процессов разделения водонефтяной эмульсии на установке подготовки нефти на X нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020, №59-122/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Образцы подтоварной и товарной нефти, образцы деэмульгаторов.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение: назначение обезвоживания нефти. Общие сведения о водонефтяной эмульсии и технологии подготовки нефти: формы содержания воды в нефти, проведение обезвоживания нефти, применение деэмульгаторов для обезвоживания нефти. Объект исследования: X нефтегазового место-

	рождения. Расчетно-аналитическая часть: описание экспериментов по оценке эффективности деэмульгаторов. Результаты и их обсуждение. Заключение. Список используемой литературы.
Перечень графического материала	Результаты исследований (таблицы, графики)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ И ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ»	Чеканцева Лилия Васильевна
«ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ»	Чеканцева Лилия Васильевна
«РАСЧЕТНО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ»	Чеканцева Лилия Васильевна
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»	Рыжакина Татьяна Гавриловна
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»	Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Дедюхина Кристина Сергеевна		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования Бакалавриат
Отделение нефтегазовое дело
Период выполнения весенний семестр 2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**(КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы)**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Обзор литературы по заданной тематике	15
	Аналитический обзор деэмульгирующей способности реагентов	25
	Расчетно-аналитическая часть	25
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
	Социальная ответственность	15

**СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит: 76 страниц, 5 рисунков, 9 таблиц и 43 литературных источника и ссылок на техническую и нормативную документацию.

Ключевые слова: подготовка нефти, деэмульгатор, водонефтяная эмульсия.

Объектами исследования являются подтоварная нефть, поступающая на установку подготовки нефти X месторождения, и 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 как в ходе лабораторных исследований, так и при выполнении промышленных испытаний. В ходе лабораторных работ выполнялись приготовление и подготовка проб, дозирование реагента в пробы в определенной концентрации, наблюдение за ходом эксперимента, фиксирование промежуточных результатов, оценка эффективности воздействия деэмульгаторов на процесс разделения водонефтяной эмульсии в различных условиях. В ходе опытно-промышленных испытаний выполнялись суточные анализы подготовленной нефти и подтоварной воды в химико-аналитической лаборатории, с последующей оценкой эффективности применения деэмульгаторов. Результаты испытаний фиксировались и сопоставлялись с результатами лабораторных исследований.

Степень внедрения: на основе полученных результатов, были сделаны выводы о надежности результатов. Сопоставление лабораторных исследований и опытно-промышленных испытаний показали сходимость результатов.

Экономическая эффективность работы выражена в подборе деэмульгатора, с меньшим удельным расходом, позволяющим значительно повысить качество подготовки нефти, либо обеспечить требуемый уровень выходного качества, но с меньшими затратами.

В качестве дальнейшего направления работы может рассматриваться исследование композиции, состоящей из нескольких деэмульгаторов, обеспечивающих синергетический и экономический эффект от внедрения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ И ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	13
1.1 Свойства и компонентный состав продукции нефтяных скважин....	13
1.2 Физические и реологические свойства водонефтяных эмуль- сий.....	15
1.3 Методы разрушения водонефтяных эмульсий.....	19
1.4 Свойства деэмульгаторов.....	23
1.5 Характеристика применяемых деэмульгаторов.....	26
1.6 Подготовка нефти с применением деэмульгатора.....	29
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	34
2.1 Общие сведения о X месторождения.....	34
2.2 Описание методики исследований.....	35
3 РАСЧЕТНО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	39
3.1 Аналитический обзор деэмульгирующей способности реагентов	
3.1.1 Оценка влияния температурного фактора на эффективность де- эмульгаторов.....	41
3.2 Результаты проведенных промысловых испытаний на УПН.....	44
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	53
4.1 Определение стоимости деэмульгаторов.....	53
4.2 Расчет увеличения зарплатного фонда.....	54
4.3 Определение экономических показателей при внедрении реаген- тов.....	56
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	60
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасно- сти...	61
5.1.2 Режимы труда и отдыха, льготы, гарантии и компенсации работ- никам, занятым на производстве.....	62
5.2 Производственная безопасность.....	65
5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов.....	65
5.2.2 Обоснование мероприятий по безопасному ведению технологи- ческого процесса	67
5.3 Экологическая безопасность.....	68
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	70
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	72

Список использованных источников.....	73
---------------------------------------	----

Список сокращений

УПН – установка подготовки нефти;

ЦТП - центральный товарный парк;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

УПСВ - установка предварительного сброса воды;

ПАВ - поверхностно активные вещества;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения;

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;

ДНС – дожимная насосная станция;

СИКНС - системы измерений количества и показателей качества нефте-
продуктов;

БРХ - из блока хранения деэмульгатора;

ТХУ – термохимическая установка;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ОНП - остаточные нефтепродукты.

ВВЕДЕНИЕ

Месторождения Западной-Сибири уже длительное время являются основным источником углеводородного сырья для нашей страны. В силу этого многие из них сейчас находятся на стадии снижения уровня добычи, которое обуславливается как уменьшением дебита добывающих скважин, так и увеличением содержания воды в добываемой продукции. К категории таких месторождений относится Х, Вахское и Нижневартовское, эксплуатация которых выполняется уже более 60 лет. По совокупности параметров разработки данные месторождения переходят на завершающую стадию. Как показывает негативная практика эксплуатации месторождений региона, обводненность продукции на данном этапе будет составлять 80 – 95 %, в результате подтягивания подошвенных вод к зонам отбора добывающих скважин.

Установка подготовки нефти центрального товарного парка Х месторождения предназначена для подготовки нефти, поступающей с Х, Нижневартовского и Вахского месторождений с её последующей перекачкой в магистральный нефтепровод Х и на нефтеперерабатывающий завод Х.

Подготовка нефти к переработке осуществляется путем удаления из нее воды, минеральных солей и механических примесей обеспечивают такие процессы как обезвоживание и обессоливание нефти. Обезвоживание нефти проводят путем разрушения водно-нефтяной эмульсии, применяя различные методы. В настоящее время наиболее эффективным методом является обезвоживание нефти с применением деэмульгаторов. Деэмульгаторы – это синтезированные химические соединения, которые не могут изменять свойства нефти и не реагируют с молекулами воды, после применения извлекаются из сточной воды.

Актуальность темы «Оптимизация процессов разделения водонефтяной эмульсии на установке подготовки нефти на Х нефтяном месторождении (Томская область)» определена увеличением содержания воды в про-

дукции, поступающей с цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ) и установки предварительного сброса воды (УПСВ) месторождений, что предопределяет снижение эффективности процесса подготовки нефти до товарных качеств. Приоритетным в вопросе данной тематики является выбор наиболее эффективного деэмульгатора.

Объектом исследования является индивидуальный и рациональный подбор эффективных и экономичных деэмульгаторов, для соответствующих нефти. Необходимо также учитывать особенности конкретной установки подготовки нефти, и то, что свойства поступающей на подготовку эмульсии носят индивидуальный характер.

Предметом исследования являются оптимизации технологии подготовки нефти на X месторождения за счет выбора наиболее эффективного и экономически выгодного деэмульгатора или сочетание нескольких видов деэмульгаторов.

Исходя из поставленной цели, были сформулированы следующие задачи:

1. Провести анализ литературы с целью научного обоснования эффективности применения деэмульгаторов для подготовки нефти, установить влияние различных факторов на процесс формирования устойчивых водонефтяных эмульсий, описать существующие методы разрушения водонефтяных эмульсий, описать основные характеристики деэмульгаторов и наиболее применяемые марки;
2. Выполнить лабораторное моделирование процесса взаимодействия деэмульгаторов X, X, X с подтоварной нефтью, поступающей с ЦДНГ и УПСВ;
3. Провести анализ результатов промыслового испытания деэмульгаторов и дать экономическую оценку эффективности их применения.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ И ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

1.1 Свойства и компонентный состав продукции нефтяных скважины

Большинство из разрабатываемых месторождений нефти и газа приурочены к интервалам глубин от нескольких метров до нескольких километров [1]. В силу различной глубины залегания, нефтяные залежи могут быть приурочены к породам разного возраста. Как правило, свойства и состав нефти в залежах разновозрастных горных пород различный, и может существенно отличаться друг от друга по плотности, химическому составу, содержанию серы и другим показателям.

Нефть как полезное ископаемое, по своей геохимической природе относится к петролитам, категории природных битумов, способных растворяться в сероуглероде. Кроме нефти к петролитам относятся такие полезные ископаемые как озокерит, асфальт, природный газ. В свою очередь полезные ископаемые группы петролитов входят в группу горючих полезных ископаемых, определяемых термином каустобиолиты. Каустобиолиты - это горючие минералы органического происхождения, являющиеся продуктами преобразования остатков растительных и животных организмов [1].

Согласно существующим нормам, нефти по плотности подразделяются на 5 типов: особо легкую с плотностью до 830 кг/м^3 ; легкую с плотностью $830 - 850 \text{ кг/м}^3$; среднюю с плотностью $850 - 870 \text{ кг/м}^3$; тяжелую с плотностью $870 - 895 \text{ кг/м}^3$; битуминозную с плотностью более 895 кг/м^3 [2]. Плотность нефти, аналогично другими углеводородам и минеральным ассоциациям, находится в прямой зависимости от термобарических условий их нахождения.

Вязкость нефти также изменяется в широких пределах - от 1,98 до $265,9 \text{ мм}^2/\text{с}$. Она зависит от фракционного состава и температурных условий, а также от содержания смолисто-асфальтеновых веществ. Относи-

тельно меньшей вязкостью характеризуется нефть, содержащая большое количество легких фракций.

Нефть - легковоспламеняющаяся жидкость, температура вспышки которой может изменяться в широких пределах от минус 35 до плюс 121°C. Широкие границы данного параметра определяются фракционным составом, и прежде всего, содержанием в нефти растворённых горючих углеводородных газов [4].

Структурно, нефть является смесью более 1200 индивидуальных веществ, из которых 80 – 90 % - жидкие углеводороды, 4 – 7 % - гетероатомные органические соединения преимущественно сернистые, азотистые и кислородные, и металлоорганические соединения на долю которых приходится около 1 %.

Так же в нефти присутствуют растворённые углеводородные газы, прежде всего метан и его гомологи, вода, различные минеральные соли, растворы солей органических кислот, механические примеси, и другие соединения [5]. В силу этого, поступающая из нефтяных добывающих скважин продукция одновременно с нефтью содержит в своем составе пластовые воды с растворенными в ней солями, газообразные и парообразные соединения, минеральные частицы продуктивного пласта, продукты коррозии промышленного оборудования.

Как правило, в начале разработки месторождения пластовая вода в продукции скважин может присутствовать в незначительном количестве от долей % до единиц. В процессе эксплуатации нефтяного месторождения ее количество может достигать в продукции скважины 95 % и более. Это происходит в силу особенностей строения нефтяных залежей, которые как правило, обладают высокоминерализованной водной зоной, расположенную под нефтяной частью. И по мере отбора нефти скважинами, граница раздела между нефтяной и водной частями приближается к призабойным зона скважин [1]. Поэтому в процессе разработки месторождений система-

тически определяют обводненность продукции скважины, или обводненность нефти, которую принято измерять в процентах.

Пластовые воды месторождений нефти - это высокоминерализованная среда, с содержанием водорастворенных солей более 200 г/л. Общая минерализация пластовых вод измеряется в единицах массы растворенного вещества на единицу объема воды, и в зависимости от глубины, или местоположения, может изменяться в десятки раз. Даже для одного продуктивного пласта.

Основную долю растворенных веществ в составе пластовых вод занимают хлориды натрия, магния и кальция [6]. Кроме них, в растворенной форме могут присутствовать йод-бромные соли щелочных и щелочноземельных металлов, сульфиды натрия и железа, соли кальция, соленые соединения ванадия мышьяка, германия и других элементов. Однако их содержание исчисляется сотыми, тысячными, и еще меньшими долями процентов. В то время как содержание хлоридов может достигать несколько десятков процентов от общего количества водорастворенного вещества. Минерализацию пластовой воды приравнивают к содержанию ионов хлора в единице объема, с последующим пересчетом на эквивалент.

Кроме солей, образующих истинные растворы, в пластовой воде присутствуют водорастворенные газы, химические соединения образующие неустойчивые коллоидные растворы, и другие вещества.

1.2 Физические и реологические свойства водонефтяных эмульсий

В настоящее время существует несколько теоретических построений, объясняющих механизм и условия образования устойчивых водонефтяных эмульсионных систем в процессе добычи нефти. С определённой долей условности, их можно разделить на две группы [7]:

- 1) термодинамические – объясняющие природу эмульсий энергетическими процессами;

- 2) надмолекулярные – обуславливающие формирование эмульсий образованием структурно-механического барьера.

Для обеих этих групп, независимо от подхода к определению механизма образования эмульсий, имеются перекликающиеся позиции. Например, они схожи в том, устойчивость эмульсионных систем образованной из двух несмешивающихся жидкостей, связана с присутствием третьего компонента выполняющего роль стабилизатора. Данное объяснение устойчивости водонефтяных эмульсии образующихся при добыче нефти, указывает на то, что наряду с углеводородными компонентами нефти и пластовой водой, в залежах всегда присутствуют стабилизаторы. Как показывают исследования, в качестве стабилизаторов могут выступать сложные органических вещества, минеральные частицы продуктивных пластов, продукты химического взаимодействия компонентов пластовых вод и промышленного оборудования, технологические реагенты, высокоминерализованные пластовые воды, и др. [5, 8].

Исследованиями установлено, что стабилизацию эмульсий при добыче нефти могут обеспечивать следующие вещества [9]:

1. нафтеновые кислоты, жирные кислоты и подобные им вещества, обладающие ярко выраженными поверхностно-активными свойствами, обладающие способностью формировать молекулярные неструктурированные соединения;
2. асфальтены, ангидриды, асфальтогеновые кислоты и их производные, и подобные им вещества, с низкими поверхностно-активными свойствами, обладающие способностью формировать упругие и прочные слои;
3. твердые дисперсные минеральные и органические вещества, которые обладают разным смачиванием для воды и нефти, что приводит к неравномерному прилипанию рассеянных в нефти капель воды, образуя при этом прочные для разрушения оболочки.

Многие исследователи в качестве основных стабилизаторов водонефтяных эмульсий указывают асфальто-смолистые вещества, комплексы органо-порфириных соединений, высокоплавкие парафины и минеральные частицы [10]. Данные вещества-стабилизаторы образуют адсорбционные пленки на границах раздела фаз, которые становятся своеобразным структурно-механическим барьером на участке контакта и столкновения обособленных глобул воды.

Основной характеристикой любой эмульсии является дисперсность, поскольку именно она отражает её важнейшие свойства как среды. Под дисперсностью эмульсии принято понимать степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде [7]. Соответственно дисперсность является обратной величиной диаметра капель.

Водонефтяные и нефтяные эмульсии являются полидисперсными системами. Размеры данных частиц могут варьироваться от 0,1 мкм до 100 мкм, и достигать целых миллиметров в диаметре. По размерам капель для характеристики дисперсность эмульсии применяют следующие градации [5]:

- мелкодисперсной обозначают эмульсию с размером капель 0,02 - 20 мкм;
- среднедисперсной с размером капель 20 - 50 мкм;
- грубодисперсной с размером капель 50 - 300 мкм.

Вязкость эмульсии зависит от различных её характеристик, таких, как химический состав, вязкость, полярность, объемная доля, межфазное натяжение, степень дисперсности дисперсной фазы, толщина пленки эмульгатора на каплях дисперсной фазы, а также определяются воздействием внешних факторов.

По реологическому поведению дисперсные системы можно разделить на [5]:

- линейные (ньютоновские) жидкости;

- нелинейные жидкости с реологическими свойствами, независимыми от времени;
- нелинейные жидкости с памятью.

По концентрации дисперсной фазы эмульсионные системы подразделяют на три типа: разбавленные, концентрированные и высококонцентрированные. Особенностью разбавленных эмульсий является небольшой диаметр капель в дисперсной фазе, и малая вероятность их столкновения. В концентрированных эмульсиях капли постоянно находятся в контакте друг с другом, поэтому они устойчивы только в присутствии эмульгатора. Разбавленные эмульсии ведут себя подобно простым жидкостям [11].

Агрегативная устойчивость – это способность эмульсий, при которой глобулы дисперсной фазы сохраняют свой первоначальный вид, и не поддаются слиянию и слипанию [12]. В силу физико-химических особенностей нефти и пластовых вод, прежде всего наличие стабилизаторов, нефтяные эмульсии обладают высокой агрегативной устойчивостью.

Важным фактором в сохранении неустойчивого состояния дисперсной системы, является сдвигающее напряжение. Если к эмульсии приложить сдвигающее напряжение, то существующее связи между частицами, деформируются, а при увеличении скорости сдвига они начинают рваться [13]. Это приводит к постепенному изменению структуры системы. Соответственно увеличение сдвигающих напряжений способствует полному разрушению агрегатов на отдельные капли, которые уже способны к деформации [8].

Точка инверсии характеризуется состояние, при котором происходит обращение фаз, в результате чего дисперсная фаза становится дисперсной средой, а дисперсионная среда дисперсной фазой. В зависимости от физико-химических свойств нефти и пластовых вод, критическое значение коэффициента обводненности может изменяться от 0,6 до 0,8 [12].

Изменение фаз в нефтяных эмульсиях имеет исключительное практическое значение для нефтедобычи. Так, например, водонефтяная эмуль-

сия, имеющая внешней фазой воду, транспортируется по трубопроводам при меньших энергетических затратах, чем эмульсия, имеющая внешней фазой нефть [5].

Установлено, что тип образующейся эмульсии зависит от соотношения объемов жидкостей. Как правило дисперсионной средой быстрее стремится стать та жидкость, которой больше. Но в практике нефтедобычи, по причине влияния геологических, химических, технологических факторов, имеют место эмульсии, содержащих до 90 - 95 % дисперсной фазы [10].

1.3 Методы разрушения водонефтяных эмульсий

Процесс обезвоживания и обессоливания добываемой скважинами продукции значительно затруднен тем, что нефть и пластовая вода образуют стойкие эмульсии типа "вода в нефти". Для их разрушения требуются специфические условия, способствующие более частому столкновению рассеянных в нефти капель воды, с их постепенным слиянием, дальнейшим выделением из водонефтяной среды [3].

Поэтому каждая из применяемых технологии обезвоживания и обессоливания нефти основывается на процессе, направленном на опосредованное разрушение водонефтяных эмульсий. При этом, в процессе обезвоживания деэмульгированию подвергают водонефтяную эмульсию, с выделением основной части воды и содержащихся в ней солей. А при обессоливании деэмульгированию подвергают искусственную эмульсию, создаваемую за счет смешения нефти с промывной водой. Комбинирование данных процессов, обеспечивает не только вывод из водонефтяной смеси воды, и растворенных в ней солей, но также удаление металлоорганических соединений, механических примесей, и другие компоненты оказывающих негативное влияние на процесс транспортировки [14].

Основные стадии процесса разрушения водонефтяных эмульсий, можно представить следующей последовательностью [9]:

- разрушение бронирующих слоев глобул воды;
- столкновение глобул воды между собой;
- слияние глобул воды и их укрупнение до капель;
- выпадение капель в сплошную водную фазу.

На сегодняшний день в практике нефтедобычи и подготовки существуют различные методы деэмульгации и обессоливания нефти. Это связано с тем, что качественно поступающие на обработку эмульсий всегда значительно отличаются друг от друга. Одни эмульсии достаточно легко разрушаются при отстаивании, для разрушения других отстаивание малоэффективно, но они быстро разлагаются под воздействием химических реагентов, третьи быстро разрушаются под воздействием электрогидратации и т. д.

Наличие значительного количества и разнообразия реализации методов деэмульсации нефти, осложняет и затрудняет выявление наиболее эффективных из них.

Все применяемые методы разрушения нефтяных эмульсий можно классифицировать существующие следующим образом [10]:

- 1 механические - центрифугирование, фильтрация, воздействие ультразвуком, микроволновая обработка и др.;
- 2 термические - промывка нефти горячей водой, подогрев и отстаивание при атмосферном и при избыточном давлении;
- 3 электрические – воздействие электрическим полем переменного или постоянного тока на эмульсию;
- 4 химические – внесение различных химических реагентов - деэмульгаторов в эмульсию.

Сущность любого их способов деэмульгирования обозначенных выше, заключается в целенаправленном создании условий, при которых обеспечивается наиболее полное и быстрое столкновение глобул воды в эмульсии, что приводит к слиянию и выделению их из нефтяной фазы.

Механические методы обеспечивают разрушение эмульсии естественным путем, или же с применением мероприятий, которые провоцируют механическое разрушение защитных пленок. Поэтому данный способ, обладает существенным недостатком – низкой производительностью. Кроме того, необходимость организации системы сепараторов, приводят к металлоемкости и громоздкости аппаратного оформления при его реализации. Значительное повышение продуктивности данных методов достигается при комплексировании с другими способами воздействия на эмульсию, такими как подогрев, внесение деэмульгатора, электрообработка и перемешивание [15].

Наиболее широко в практике отечественной нефтедобычи при обезвоживании нефти приобрел термохимический способ отстаивания с подогревом, и добавлением деэмульгатора.

Для достижения высокой степени обессоливания на электрообессоливающих установках сочетается термохимический способ с электрическим. При этом на водонефтяную эмульсию оказывается воздействие не только нагреванием и электрическим полем, но также применяется подача деэмульгатора и гравитационное отстаивание [14].

Массовое распространение при обезвоживании малоустойчивых нефтяных эмульсий на промыслах нашел метод гравитационного отстаивания, поскольку он наиболее прост в технологическом аспекте реализации. В данном методе нефть, после смешения ее с деэмульгатором, направляют в резервуары и выдерживают более 48 часов. Во время выдержки непрерывно происходят процессы коагуляции капель воды, что обеспечивает постепенное оседание на дне наиболее крупных капель под действием сил тяжести, и постепенным их скапливанием в виде четкого слоя подтоварной воды.

Однако гравитационный процесс отстаивания малопродуктивный и недостаточно эффективный метод, особенно для устойчивых эмульсий [16]. Большой эффективностью характеризуется горячий отстой, когда

за счет увеличения температуры водонефтяной эмульсии до значений плюс 50 – 70 °С, облегчается протекание процессов коагуляции капель воды, и ускоряется обезвоживание нефти [13]. Недостатком гравитационных методов является их малая эффективность и низкая продолжительность.

Как уже отмечалось, водонефтяные эмульсии — это стойкие системы, которые под действием только одной силы тяжести в промышленных условиях не расслаиваются. Для их полного разрушения требуется создание условий, способствующих столкновению и слиянию диспергированных капелек воды, и их выделению из нефтяной среды. В силу этого более эффективными являются химические и термохимические методы деэмульгирования.

Химические методы основываются на вводе в водонефтяную эмульсию специальных веществ, называемых деэмульгаторами [17]. Действие деэмульгаторов основывается на их адсорбции на поверхности раздела фаз "нефть - вода", и вытеснении поверхностно-активных природных эмульгаторов. Пленка на границе раздела непрочная, что обеспечивает постепенное слияние мелких капель в крупные.

За счет увеличения температуры водонефтяной эмульсии, скорость и глубина химического обезвоживания значительно увеличивается. Такой эффект достигается за счет уменьшения вязкости составных компонентов эмульсии, прежде всего нефти, что обеспечивает более легкое течение процесса коалесценции капель воды.

При обезвоживании эмульсии одновременно с водой удаляется основная масса солей. Но даже при глубоком обезвоживании нефти, до содержания в ней пластовой воды 0,1 %, при изначально высокой минерализации попутной воды, в обработанной нефти содержание солей может составлять достигать 100 - 300 мг/дм³, и больше [18]. Поэтому для максимально полного удаления солей из нефти используют процесс обессоливания нефти, многократно промывая ее пресной водой, с последующим удалением воды вместе с растворенными в ней солями.

Использование электрического тока промышленной частоты в сочетании с термохимией для обезвоживания и обессоливания нефти используется для разрушения искусственных нефтяных эмульсий практически на всех нефтеперерабатывающих заводах. Основным преимуществом данного метода является его высокая эффективность при низком расходе деэмульгатора, а также возможность разрушения эмульсии и отделения воды в одном сосуде, без отстаивания в дополнительных емкостях [17].

Кроме описанных выше, в практике подготовки нефти применяют и другие методы воздействия на эмульсию для её разрушения. Так промышленно применяют такие механические методы как вибрационное воздействие, обработку ультразвуком и фильтрацию [18]. В некоторых случаях, для повышения интенсивности расслоения стойких дисперсных водонефтяных эмульсий используют специальные центрифуги, где воздействие центробежных сил превосходит в десятки тысяч раз, и стойкие эмульсии разрушаются практически мгновенно. Однако данные случаи являются частностями, и в широком массовом применении не реализуются.

В целом, сформированные тенденции к применению высокопроизводительных методов добычи нефти, таких как ЭЦН, и увеличение обводненность скважины в силу “старения” фонда месторождений, определяют актуальность вопроса борьбы с эмульсиями, и стимулируют ужесточение требований к качеству подготовки нефти. Поэтому в практике современного промышленного деэмульгирования широкое применение получили комбинированные способы разрушения водонефтяных эмульсий. Используемые способы основываются на включение в технологический цикл сочетаний механического, термического и химического методов.

1.4 Свойства деэмульгаторов

В современной системе подготовки нефти к магистральным перевозкам, химическое деэмульгирование является одним из основных методов разрушения эмульсий. Достоинствами данного способа является простота

его реализации, нечувствительность метода к колебаниям содержания воды, возможность заменять деэмульгатор без комплексной замены оборудования и изменении технологического процесса. Относительно своего структурного состава, современные деэмульгаторы применяемые при подготовки нефти — это вещества, полученные сложным многостадийным синтезом, состоящие из нескольких компонентов.

Деэмульгаторы относятся к категории поверхностно-активных веществ (ПАВ). Четкие границы у данного класса веществ отсутствуют. Но для них характерной чертой является дуализм проявления химического взаимодействия, когда при изменении концентрации они могут взаимодействовать с эмульсией как её стабилизаторы [19].

В начале развития нефтяной промышленности, способность ПАВ разрушать водонефтяные эмульсии была определена в ходе опытных работ. Ярко выраженные положительные результаты, позволили начать целенаправленный синтез и селективный подбор веществ, максимально удовлетворяющих требованиям при подготовке нефти до товарных качеств. И уже в начале 30-х годов прошлого века, в арсенале методов подготовки было более 20 реагентов - деэмульгаторов из числа сульфированных ПАВ, содержащих сульфогруппу или сульфатную группу.

Начиная с 50-х годов прошлого века деэмульгаторы ПАВ с сульфатной группой сменились ПАВ являющимися продуктами реакции оксида этилена со спиртами, жирными кислотами и алкилфенолами [20].

В настоящее время в качестве химических деэмульгаторов при обессоливании и обезвоживании нефти используются неионогенными и ионогенными ПАВ. Наибольшей эффективностью, и закономерно наибольшим распространением в практике разрушения водонефтяных эмульсий получили неионогенные ПАВ. Неионогенные ПАВ — это соединения, которые не содержат ионизирующих конечных групп, и находящихся в водном растворе в молекулярной форме. К неионогенным ПАВ относятся продукты конденсации оксида этилена с разными органическими веществами, со-

держащими активный атом водорода. Исходным сырьем для синтеза могут быть также органические кислоты, фенолы, спирты, амины, меркаптаны, амиды кислот [19, 21].

С позиции использования деэмульгатора как реагента для подготовки нефти, его важнейшим качеством является высокая способность при минимальном расходе и низкой температуре обеспечить глубину обезвоживания и обессоливания согласно требованиям [2]. Данное свойство деэмульгатора принято называть деэмульсационной способностью. Количественно, деэмульсационная способность отражает отношение весового количества получаемой товарной нефти к весовому применяемого деэмульгатора.

На момент активации деэмульгатора он находится в составе водонефтяной эмульсии. Однако по мере отделения воды от нефти, его количество распределяется между водяной, либо нефтяной фазами. Данный процесс имеет значительный практический интерес, поскольку представление о закономерностях его протекания оказывает влияние на аспекты использования деэмульгаторов, прежде всего связанных с их дозировкой и повторным использованием [22].

Характер распределения деэмульгатора между нефтяной и водной фазами зависит от многих факторов - тип деэмульгатора, состав нефти, минерализация воды, температура, и др. Например повышение минерализации воды, и повышение температуры выше температуры помутнения, приводят к переходу деэмульгатора в нефтяную фазу. Интенсивность перехода деэмульгатора в водную фазу, в большей степени определяются интенсивностью перемешивания водонефтяного потока [21].

Введение деэмульгаторов со значительным переходом в воду, при его введении в высокообводненную продукцию приводит к уносу основной части реагента с водой на ступени предварительного обезвоживания. Что неоправданно, с одной стороны, потерями реагента и загрязнению сбрасываемых вод [23].

Принцип действия деэмульгаторов до конца не известен. Между тем результат разделения эмульсии, более чем очевиден и подтвержден многими десятилетиями практики. В настоящее время существует несколько гипотез, объясняющих их действие.

Общепризнанной является теория, высказанная академиком П.А. Ребиндером [24]. Она объясняет действие деэмульгатора, его способностью вытеснять с поверхности раздела фаз имеющиеся внутри эмульсии эмульгаторы. Это происходит по причине более высокой, в сравнение с веществами входящими в состав эмульсии, поверхностной активности деэмульгатора. Поэтому данная теория связывает высокую поверхностную активность с эффективностью деэмульгатора. Однако накопленная к настоящему времени теоретическая и экспериментальная информация указывает, что данное утверждение не всегда справедливо.

Известны предположения, объясняющие разрушение эмульсий не только описанными выше физическими, но и химическим взаимодействием на межфазной поверхности. При этом предполагается что деэмульгаторы выполняют роль катализаторов межфазных превращений, ускоряющие химические процессы на нескольких порядков [23].

1.5 Характеристика применяемых деэмульгаторов

В настоящее время потребности в деэмульгаторах нефтедобывающего производства полностью обеспечивают отечественными производителями, а применение импортных реагентов отмечается эпизодически.

Химической промышленностью разработаны и выпускаются серии деэмульгаторов торговых марок “СНПХ”, “СОНДЕМ”, “Нефтенол”, “ДИН”, “РИФ”, “РИП”, “РИК” и другие. Представленный сортамент позволяет обеспечить подбор реагента в соответствии с определенными требованиями. Среди них есть деэмульгаторы рекомендованные для подготовки нефти в относительно стабильных условиях, есть адаптированные для применения стабилизации механических примесей, есть разработан-

ные для условий низких температур, есть деэмульгаторы комплексного действия обладающие способностью ингибировать АСПО и эффективные для снижения вязкости эмульсий [25]. Их производство организовано в разных субъектах Российской Федерации регионах, что позволяет беспрепятственно осуществлять доставку в основные нефтедобывающие регионы.

Примером композиций на основе отечественных компонентов и модифицирующих добавок импортного производства являются разработки ЗАО "Химтехнефтегаз", г. Тюмень, ООО "ФЛЭК", г. Пермь, для подготовки нефти месторождений Западной Сибири [26].

В большинстве используемых деэмульгаторов основным компонентом являются неионогенные ПАВ. К основным достоинствам данных соединений относятся то, что они хорошо растворяются в воде и нефти, имеют незначительные нормы расхода, инертны к кислотам и солям пластовой воды и нефти.

По типу применяемых неионогенных ПАВ, деэмульгаторы условно можно на три группы [27]:

- блоксополимеры оксидов этилена и пропилена. В данной группе полимеры бывают как на основе глицерина, этилендиамин, гликолей и др. веществ. К ним относятся такие известные реагенты как Лапрол, Дипроксамин, Нефтенол;
- реагенты на основе алкилфенолоформальдегидных смол. Смолы применяются как гидрофобная основа ПАВ;
- деэмульгаторы смоляного типа, содержащие оксиэтилированный продукт межфазной конденсации алкилфенола с числом углеродных атомов в алкильном радикале C8 - C12 с формальдегидом и ПАВ. К данной группе так же относятся такие деэмульгаторы как Полинол, сшитые деэмульгаторы, в которых образование высокомолекулярных продуктов происходит путем соединения исходных реагентов через ОН - или Н - группу.

Первая группа деэмульгаторов уже достаточно длительное время применяется на производстве и имеет различные модификации, и основным их свойством является разрушение водонефтяных эмульсий.

Вторая группа деэмульгаторов представлена смешанными составами, которые кроме деэмульгирующих обладают флокулирующими свойствами, и способны проявлять высокую эффективность даже в условиях с низким содержанием нефти.

Эффективность регентов третьей группы складывается за счет большой молекулярной массы и конфигурации исходных веществ. Что проявляется в снижении расхода реагента, сокращении времени процесса разделения, улучшении процесса обессоливания нефти и качества дренажной воды.

Большинство современных деэмульгаторов характеризуется композиционным составом, обладающим широким спектром поверхностно-активных свойств и многофункциональностью, а именно [28]:

- предотвращают кристаллизации асфальто-парафиновых веществ;
- обладают функциями ингибитора коррозии;
- снижают вязкость водонефтяных эмульсий.

Также следует отметить, что тенденции в разработке деэмульгаторов, кроме повышения эффективности их действия рассматривают не только химические рецептуры, но и комплексный подход к подготовке скважинной продукции к введению реагента.

Таким образом, можно заключить, что основные тенденции для разработки реагентов и составов для разрушения водонефтяных эмульсий выдвигаемые со стороны нефтедобывающих предприятий следующие:

1. универсальность – возможность применения реагента для нефти с различными физико-химическими характеристиками;
2. многофункциональность – наличие у реагента положительного (отсутствие отрицательного) действия на ингибирование

АСПО, снижения вязкости нефти, противокоррозионные воздействия на оборудование и трубопроводы;

3. экономичность – возможность снижения количества применяемых реагентов за счёт дополнительных функций деэмульгатора.

Улучшение эффективности обработки водонефтяных эмульсий достигается при смешении различных классов ПАВ, например, неионогенных и анионактивных, или катионактивных и неионогенных. Их совместное действие проявляется усилении эффективности действия смеси, по сравнению с действием отдельно взятых её компонентов, то есть проявляется своеобразный синергетический эффект. Производители деэмульгаторов уже освоили данный подход, и на основании проявления аддитивных свойств реагентов, как отечественными, так и иностранными компаниями выпускаются целые линейки многокомпонентных деэмульгаторов, с возможностью опционального выбора составляющих [29].

Массообменные процессы, которые начинаются с момента ввода реагента деэмульгатора, являются важным аспектом, определяющим его эффективность. Это связано с тем, что для успешного и быстрого взаимодействия реагента и дисперсной фазы эмульсии, необходимо обеспечить быстрый и наиболее полный контакт между ними.

Прогноз поведения деэмульгатора и его взаимодействию с нефтяной фазой является важной физико-химической и технологической характеристикой, влияющей на выбор реагента [30]. Указанные свойства деэмульгаторов, как будет показано далее, должны учитываться при разработке технологии и выборе объектов их применения.

1.6 Подготовка нефти с применением деэмульгатора

Решение задачи по подготовке продукции скважин с минимальными затратами, напрямую определяет эффективность всего комплекса аспектов процесса освоения и разработки нефтяного месторождения. К ним отно-

сятся удалённость месторождения от транспортных узлов, протяженность промысловой трубопроводной системы, физические и реологические свойства нефти и водонефтяных эмульсий, требования к качеству товарной нефти, и другие составляющие.

Рассматривая процесс движения продукции добывающих скважин от устья до АГЗУ и на участке подготовки, очевидно, что первым участком в процессе разрушения эмульсии являются промысловые трубопроводы [13]. Механизм разрушения эмульсии при её транспортировании с деэмульгатором заключается в одновременном протекании процессов коалесценции и дробления капель, и постепенного сдвига в сторону увеличения числа укрупнившихся капель. Исследования с применением микросъёмки позволили разделить процесс деэмульсации нефти на три относительно самостоятельные фазы [21]:

- укрупнение глобул эмульгированной воды при турбулентном режиме;
- укрупнение глобул эмульгированной воды в слаботурбулентном режиме;
- отделение воды от нефти в ламинарном режиме движения.

Поэтому промысловые трубопроводы выполняют не только свою прямую функцию, но и становятся высокоэффективными технологическими аппаратами по подготовке нефти. С учетом этого, деэмульгатор может подаваться на начальных участках сборных трубопроводов [23].

Применяемые линейные и секционные трубопроводы должны быть снабжены каплеобразователями. Каплеобразователи обеспечивают разрушение тонкодисперсной части водонефтяной эмульсии, и позволяют за счёт укрупнения глобул воды до 300 мкм при подаче продукции на вход в отстойные аппараты, увеличить глубину обезвоживания нефти в 2 - 3 раза. При этом желательно ввод эмульсии в отстойные аппараты выполнять без штуцирования потока, чтобы избежать дробления созданных каплеобразователями глобул.

После ступени обезвоживания следует подавать на приём УПН активную тёплую воду. Это позволяет улучшить процессы сепарации, очистки воды и повторно использовать остаточный деэмульгатор.

После разрушения эмульсии на фазы, её поток следует пропускать через слой пресной воды для полного перехода капель пластовой воды в гидрофильную среду. Для повышения коэффициента эффективной коалесценции капель, ввод пресной воды следует выполнять порционно более чем в двух точках. После ступени обессоливания опреснённая вода подаётся на приём насоса, что обеспечивает улучшение извлечения из потока высокоминерализованных капель и уменьшить содержание солей в обезвоженной нефти.

На ступенях предварительно обезвоживания в отстойных аппаратах следует выполнять монтаж внутренних лучевых распределительных устройств, которые увеличивают зону отстаивания и уменьшают накопление промежуточных слоев.

На выходе УПН в нефть так же следует подавать пресную воду, для достижения более глубокого обессоливания. Получаемая смесь поступает в технологический резервуар временного содержания, в котором поддерживается слой воды высотой около 1 м.

Разнообразие свойств нефти как между месторождениями, так и даже по одному продуктивному пласту, требует к повышению эффективности подготовки нефти, выдвигает требования по постоянной оптимизации применения реагентов деэмульгаторов, как с позиции технологических задач, так и со стороны снижения затрат на реализацию.

Сокращение затрат на подготовку нефти за счет подбора реагента деэмульгатора более полно отвечающего существующим условиям, является одной из важнейших задач на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Это возможно достичь как благодаря оптимизации технологии деэмульгирования, в частности, за счет более рационального размещения точек его ввода и контролем дозирования. Так и подбором деэмульгатора,

который обладает более высокой эффективностью применения и более точно отвечает текущей ситуации.

Процесс нефтедобычи следует рассматривать как работу сложной и многокомпонентной системы. Её функционирование невозможно без использование разнообразных химических реагентов, включающих как индивидуальные вещества (кислоты, щелочи, ПАВ, полимеры, и т.д.), так и сложные композиции. При этом, в зависимости от размера месторождения и применяемой технологии освоения запасов, объемы используемых химических реагентов могут достигать несколько десятков тонн в год [19].

В зависимости от решаемой задачи, введение химических реагентов выполняется на том или ином участке технологической цепи. Поскольку формирующаяся совокупность реагентов, нефти, пластовых вод, минеральных частиц не является инертной средой, её следует рассматривать как многокомпонентную сложную химическую систему. Составные элементы которой способны взаимодействовать между собой, адсорбироваться и десорбироваться, скапливаться и перераспределяться. Наглядно это представлено на рисунке 1.

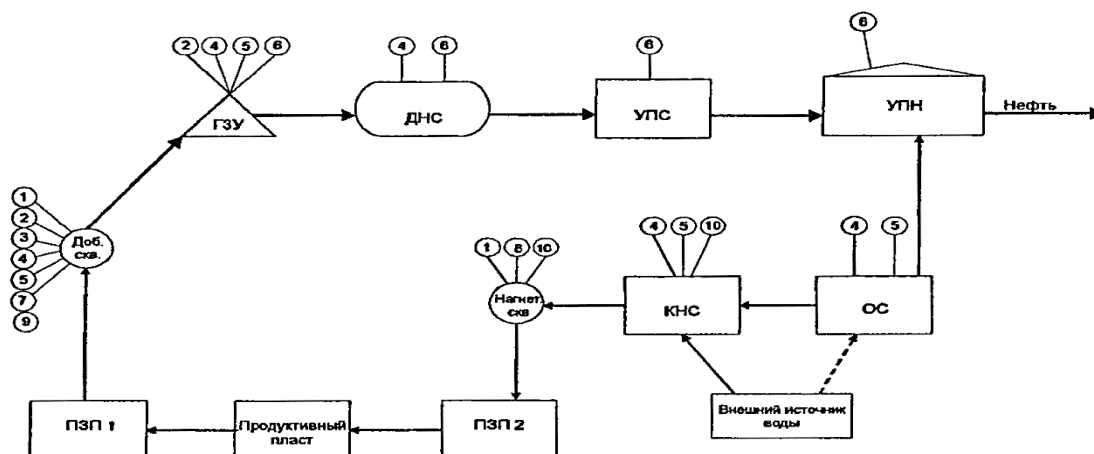


Рисунок 1 – Схема ввода химических реагентов в систему добычи нефти.

- 1 – повышение нефтеотдачи и нефтеизвлечения; 2 - борьба и профилактика АСПО;
- 3 – остановка и глушение скважин; 4 - борьба с коррозией;
- 5 – борьба с гелеобразованием; 6 – химическое деэмульгирование;
- 7 – водоизоляционные работы; 8 - увеличение приемистости; 9 – повышение притока;
- 10 - выравнивание профиля приемистости

Рассмотрим особенности воздействия наиболее часто применяемых химических соединений на состояние призабойной зоны и влиянии на процессы формирования водонефтяных эмульсий.

Наибольший объем работ по воздействию на призабойную зону приходится на долю обработок с применением растворов соляной и плавиковой кислот, и композиций на их основе [11]. Как показывают исследования по определению межфазного натяжения, при интенсивном гидродинамическом воздействии на смесь нефти с водным раствором соляной кислоты, или щелочным водами, происходит образование тонкодисперсной эмульсии [20].

Кроме кислот, широко применяются полимерные соединения, среди которых наибольшее распространение получил полиакриламид и технологии обработки призабойной зоны поверхностно-активными веществами. Их использование позволяет снизить межфазное натяжение на границе "нефть-вода", и повысить отмывающую и солюбилизующую способность, образуя на границе с углеводородом микроэмульсионную фазу.

Для защиты трубопроводов и технологического оборудования от коррозии и биокоррозии производится подача ингибиторов коррозии и бактерицидов. Агрессивность продукции добывающих скважины формируется не только за счет реагентов обработки призабойной зоны пласта, но и компонентами залежей нефти (сероводород, хлориды).

Как правило, ингибиторы коррозии — это растворы азот- и фосфорсодержащих органических соединений в органических растворителях. Они способны образовывать устойчивые прямые эмульсии, в результате снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз "вода-воздух", и на границе "вода-нефть" [15].

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Общие сведения о X месторождения

Пункт подготовки и сбора нефти X месторождения расположен в Александровском районе Томской области на X-м километре автодороги г. Стрежевой - г. Нижневартовск.

Объект предназначен для подготовки (глубокого обезвоживания, и стабилизации) нефти, поступающей с X, X, X месторождений и перекачкой в магистральный нефтепровод X и на нефтеперерабатывающий завод X, также для отпуска нефти в автоцистерны сторонним организациям и на собственные нужды. Максимальная производительность объекта X м³/год (X м³/сут) по жидкости проходящей через УПН - X тн/год (X тн/сут) по нефти.

Предварительно обезвоженная и дегазированная нефть с месторождений поступает на внутрихозяйственные узлы учета (СИКНС), где происходит оперативный учет и анализ качества нефти. После СИКНС нефть смешивается и поступает в сырьевые резервуары РВС-5000 где происходит частичное обезвоживание нефти.

С сырьевых резервуаров нефть забирается насосной станцией сырой нефти и подается на вход печей ПТБ для подогрева.

Подача деэмульгатора осуществляется из блока хранения деэмульгатора (БРХ) насосами через вентиль. Деэмульгатор также можно подавать через линию подачи сырой нефти на прием насосных агрегатов термохимической установки (ТХУ), и через линию подогретой нефти после ПТБ.

Подогретая нефть после печей попадает в технологические резервуары РВС-5000, где происходит глубокое обезвоживание нефти.

Товарная нефть с технологических резервуаров самотеком попадает в товарные резервуары РВС-5000 для хранения и дальнейшей отгрузки потребителям.

С товарных резервуаров нефть забирается насосной станцией товарной нефти и подается через СИКН в магистральный нефтепровод АО Х.

Отпуск нефти на Х осуществляется по следующей схеме: нефть с СИКНС поступает в манифольдную. В манифольдной нефть поступает на прием блочной насосной нефти. С блочной насосной нефти нефть подается на завод Х.

Отпуск нефти в автоцистерны на собственные нужды Х, а также сторонним организациям осуществляется с товарных резервуаров через пункт нефтеналива.

Подтоварная вода с резервуаров РВС-5000 и через систему промышленной канализации дренируется в подземный резервуар ЖБР-400, и далее канализационной насосной станцией откачивается в водяные резервуары очистных сооружений РВС-5000. С водяных резервуаров подготовленная вода насосной подтоварной воды откачивается в водовод низкого давления системы ППД.

2.2 Описание методики исследований

Как отмечалось в разделе 1.6, современный процесс нефтедобычи следует рассматривать как работу сложной и многокомпонентной системы, функционирование которой невозможно без использование разнообразных химических реагентов. При этом, в зависимости от размера месторождения и применяемой технологии, объемы используемых химических реагентов могут достигать несколько десятков тонн в год [14].

После внесения в систему нефтедобычи, химические реагенты следует рассматривать как компонент динамической системы, элементы которой способны вступать между собой в химические реакции, многократно адсорбироваться и десорбироваться, формировать скопления как в продуктивном пласте, так и в нефтепромысловом оборудовании. Естественно, что чем больше время эксплуатации месторождения, и чем больше его разме-

ры, тем больше спектр химических реагентов, который применялся по мере освоения запасов [31]. Поэтому для получения информации об возможности использования реагента, и предотвращения вероятных негативных воздействий его применения на технологические процессы и оборудование, необходимо выполнить моделирование поведения реагентов, на основании их тестирования их совместимости [9, 11].

С целью выяснения возможности применения деэмульгаторов были выполнены лабораторные исследования на предмет совместимости реагентов с нефтью, поступающей на Х, для оценки влияния климатического фактора, для оценки совместимости с применяемым ингибитором коррозии, и для тестирования реагентов в промышленных условиях.

На основании стоимости, возможностей логистики, для исследования были выбраны три реагента для тестирования: Х (ООО «Юнитек», г. Пермь, ТУ 2458-005-64016961-2011), Х (ООО "НТК Салават", г. Салават, ТУ 32458-018-66645282-2014), Х (АО «Напор», г. Казань, ТУ 39-12966038-003-93). Основные свойства новых реагентов приведены в таблице 2.

Следует отметить, что в лабораторных условиях не всегда возможно с точностью смоделировать реальный процесс обезвоживания нефти. В экспериментах учитываются в основном температурные и временные параметры подготовки, скорость движения и время контакта деэмульгатора с эмульсией (после подачи реагентов - путевая деэмульсация нефти при перемешивании), а такие параметры, как, например, газовый фактор, который оказывает огромное влияние на стойкость эмульсии, учесть невозможно. Значимую роль играет и объем обрабатываемой эмульсии. Поэтому активность деэмульгаторов оценивали только в сравнении с результативностью других деэмульгаторов в тех же условиях.

В качестве эмульсии для исследования отбирались пробы нефти, поступающей на УПН.

Таблица 2 – Физико-химические свойства деэмульгаторов рассматриваемых для применения

Показатель	X	X	X
Внешний вид	Однородная прозрачная жидкость, темно-коричневого цвета	Однородная прозрачная жидкость, коричневого цвета	Однородная прозрачная жидкость, светло-желтого цвета
Плотность при 20 °С, г/см ³	X	X	X
Вязкость при 20 °С, мПа·с	X	X	X
Вязкость при минус 40 °С, мПа·с	X	X	X
Массовая доля активного вещества, %	X	X	X
Температура застывания, °С	минус 60	минус 47	минус 57
Растворимость	Водорастворимый	Масловодо-диспергируемый	Масло-растворимый

Для исследований использовались пробы большого объема по 500 мл. Перед непосредственным внесением деэмульгатора пробы нефти эмульгировали при помощи экстрактора ПЭ-8000, в течение 10 минут.

Исходя из рекомендаций производителей, дозировка деэмульгаторов была подобрана как X г/т.

Рассчитанное количество реагента (в товарной форме) микрошприцом дозировали в объем нефти. После введения деэмульгаторов эмульсии перемешивали и помещали в термостат с заданной температурой. Объем выделившейся воды фиксировался через определенные промежутки времени в течение реального времени отстоя на конкретном объекте. Деэмульгаторы дозировали в граммах на тонну нефти.

Основной массив значений остаточного содержания воды в нефти при проведении исследований определялся согласно ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод основан на нагреве пробы в металлическом дистилляционном сосуде, в процессе которого происходит выделение паров воды в приемник-ловушке с их последующей конденсацией. Исходя из общего объема пробы 100 см^3 и количества воды в приемнике-ловушки определяется содержание воды в нефти. Результат испытания округлялся с точностью до 0,1%.

Содержание остаточных нефтепродуктов определяли методике, описанной в ОСТ 39-133-81. Метод основан на экстрагировании нефти из воды органическим растворителем, который растворяет нефть, но сам практически не растворяется в воде. При исследовании применялся хлороформ, после упаривания, которого по весу (гравиметрическим методом) определяли содержание остаточных нефтепродуктов (ОНП). Методика стандарта отличается лишь тем, что хлороформный экстракт не упаривается, а измеряется его оптическая плотность на спектрофотометре (фотоэлектроколориметрический метод).

Полученные результаты в полном объеме (содержания воды в нефти эмульсий, дозировки деэмульгаторов, температурно-временные условия проведения тестов, схемы проведения опытов, таблицы динамики отделения воды и расчетов остаточной обводненности, результаты центрифугирования проб, кинетические кривые обезвоживания) оформлялись в виде протоколов исследований.

В качестве основного критерия эффективности деэмульгатора, рассматривалось содержание массовой воды в нефти в объеме менее 0,5 %, что продиктовано требованиями ГОСТ Р 51858-2002 Товарная нефть.

3 РАСЧЕТНО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Аналитический обзор деэмульгирующей способности реагентов

Исследования проводилось в температурно-временных условиях предполагаемого применения в статическом и гидродинамическом режимах, с целью определение принципиальной возможности использования на УПН.

Объемные пробы нефти для исследования были отобраны на УПН. Всего было отобрано 20 проб, среднее содержание воды в которых составило 4,6 %.

Режим статического отстоя является экспресс-методом, и позволяет оценить эффективность деэмульгаторов в сравнении - чем выше скорость отделения воды и больше её отделяемый объём, тем эффективней деэмульгатор. После внесения деэмульгатора, эмульсию подогревали до 31 °С. И отстаивали в течении 40 минут.

Однако лабораторные испытания в статическом режиме не отражают реальных условий деэмульгирования, и при данном методе получение удовлетворительного качества разделения эмульсии не всегда возможно.

Для имитации движения продукции по технологическому трубопроводу с внесённым деэмульгатором применялся метод гидродинамического воздействия. При этом нефть, с внесённым в неё реагентом, подогревали до 31 °С, и перемешивали со скоростью 100 качаний в минуту в течение 20 минут. Затем эмульсию отстаивали в течении 20 минут и определяли объём выделившейся воды и объём остаточной воды.

В ходе эксперимента деэмульгирующая эффективность оценивалась по скорости отделения воды, по глубине обезвоживания нефти и качеству подготавливаемой нефти и сбрасываемой воды (содержание остаточных нефтепродуктов и твердых взвешенных частиц). Сравнение проводилось с контрольной пробой без добавления реагентов. Результаты экспериментов приведены в таблице 2 и графически отображены на рисунке 2.

Результаты показали, что при статическом отстое сработал только Х, в зависимости от дозировки в его присутствии отделилось 0,52 – 1,67 % воды. Остальные деэмульгаторы – Х и Х эффективность не продемонстрировали.

При динамическом режиме лучший результат обеспечил реагент Х – в дозировках 7 - 21 г/т он позволяет отделить 4,06 – 4,59 % воды, содержание остаточной воды в нефти достигается на уровне 0,01 – 0,54 %.

Таблица 2 - Результаты исследования деэмульгирующей способности

Реагент	Расход, г/т	Параметр			
		Объем отделившейся воды, %		Объем остаточной во- ды, %	
		Стат. режим	Динам. режим	Стат. режим	Динам. режим
Контрольная	0	0	0	4,60	4,60
Х	7	0,00	0,00	4,60	4,60
	14	0,00	0,31	4,60	4,29
	21	0,00	0,73	4,60	3,87
Х	7	0,52	2,40	4,08	2,20
	14	0,94	2,50	3,66	2,10
	21	1,67	2,81	2,93	1,79
Х	7	0,00	4,06	4,20	0,54
	14	0,00	4,59	4,20	0,01
	21	0,00	4,59	4,20	0,01

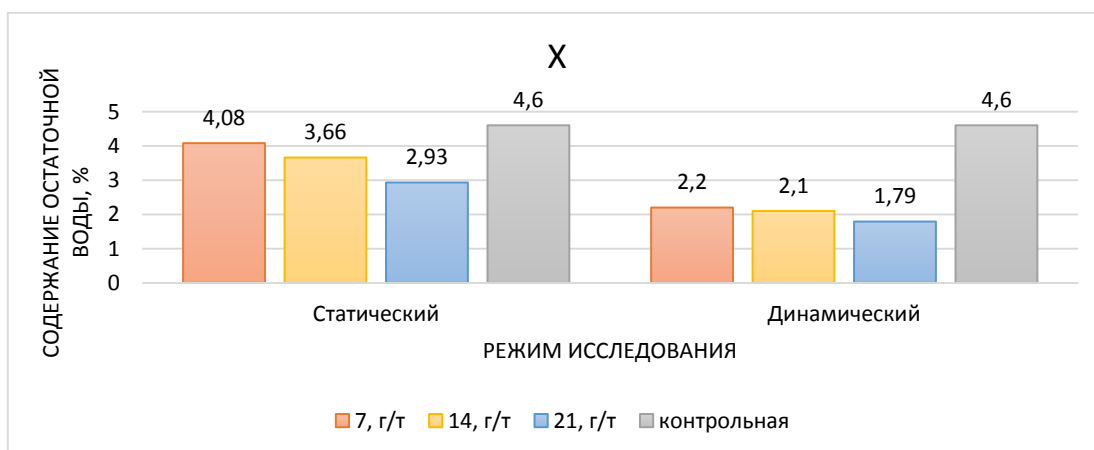
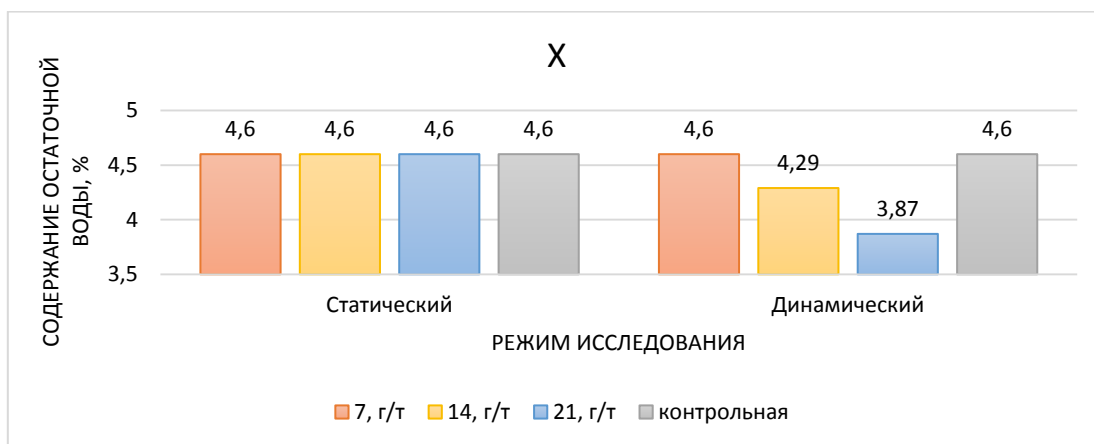
курсивом выделен лучший результат для дозировки деэмульгатора

Вторым по результативности оказался X, в его присутствии остаточное содержание в нефти составляет 1,79 – 2,20 %. Реагент X отделил наименьшее количество воды, и даже в дозировке 21 г/т при динамическом режиме содержание остаточной воды составляло 3,87 %.

По результатам исследований было установлено, только деэмульгатор X в динамическом режиме исследований при дозировках 14 и 21 г/т, смог обеспечить содержание остаточной воды в нефти менее 0,5 %.

3.1.1 Оценка влияния температурного фактора на эффективность деэмульгаторов

Характерной чертой разработки месторождений Западной Сибири является то, что они расположены в суровых климатических условиях, и температура воздуха в зимний период достигает минус 40 °С. Летом, в наиболее жаркие дни температура воздуха может достигать плюс 30 °С. Такие температурные перепады, прежде всего в отрицательную сторону, могут сказываться на работе системы подготовки.



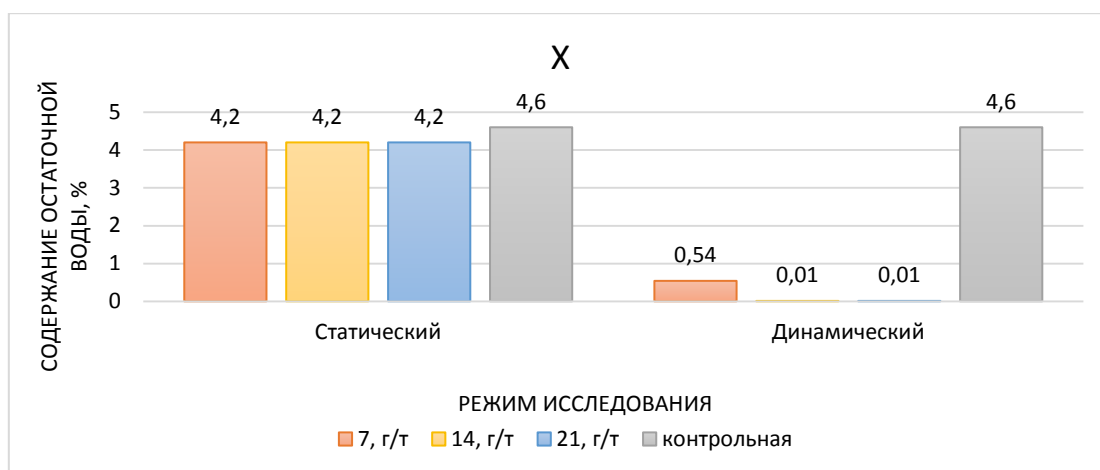


Рисунок 2 - Содержание остаточной воды при лабораторных испытаниях деэмульгатора

Поскольку нагревание продукции происходит на по всему объемы трубопроводов и резервуаров, а выполняется только на локальных участках, остывание продукции в процессе сбора и подготовки неизбежно. Это может оказывать негативное влияние на термодинамику взаимодействия деэмульгатора с водонефтяной эмульсией [2].

Соответственно оценку влияния температурного фактора на процесс применение деэмульгатора, можно установить за счет лабораторного моделирования. И исходя из полученных результатов сделать вывод о необходимости учета данного фактора.

Исходя из условий, эксперимент проводили в двух вариантах “летние” и “зимние” условия. По “летнему” варианту - после дозирования деэмульгаторов в дозировке 21 г/т, нефть нагревали до 31 °С, затем перемешивали со скоростью 100 качаний в минуту в течение 20 минут, после чего отстаивалась при температуре 31 °С в течение 20 минут. После этого отбирали пробу нефти на определение ее качества. Вторую пробу для определения содержания остаточной воды в нефти отбирали после отстаивания при температуре 31 °С в течении 60 минут.

“Зимний” вариант выполнялся следующим образом – после дозирования деэмульгатора в дозировке 21 г/т, эмульсию охлаждали до 7 °С, за-

тем перемешивали со скоростью 100 качаний в минуту в течение 20 минут, и при температуре 7 °С отстаивали в течение 20 минут. После этого отбирали пробу нефти на определение ее качества. Вторую пробу для определения содержания остаточной воды в нефти отбирали после отстаивания при температуре 7 °С в течении 60 минут.

Сравнение результатов между “летним” и “зимним” режимом выявило несколько особенностей, представленные в таблице 3 и на рисунке 3. Так реагенты Х и Х, при выдержке в 20 минут, практически одинакового проявили себя в обоих режимах. При этом прослеживается что в “летний” период активность компонентов более интенсивная, что обеспечивает более низкое содержание остаточной воды в нефти.

Сравнении имитации стадии глубокого обезвоживания (60 минут), в “зимний” реагентов Х и Х однозначно выявило снижение эффективности, что отразилось в увеличении содержания остаточной воды в более чем два раза.

Таблица 3 – Моделирование влияние температурного фактора на эффективность действия деэмульгаторов

Режим подготовки	Время отстоя	Содержание воды, (% об.)		
		Х	Х	Х
“Зимний”	20 минут	4,60	2,60	3,90
	60 минут	2,80	2,23	0,65
“Летний”	20 минут	4,22	2,40	0,50
	60 минут	1,40	0,65	0,05

курсивом выделен лучший результат для режима

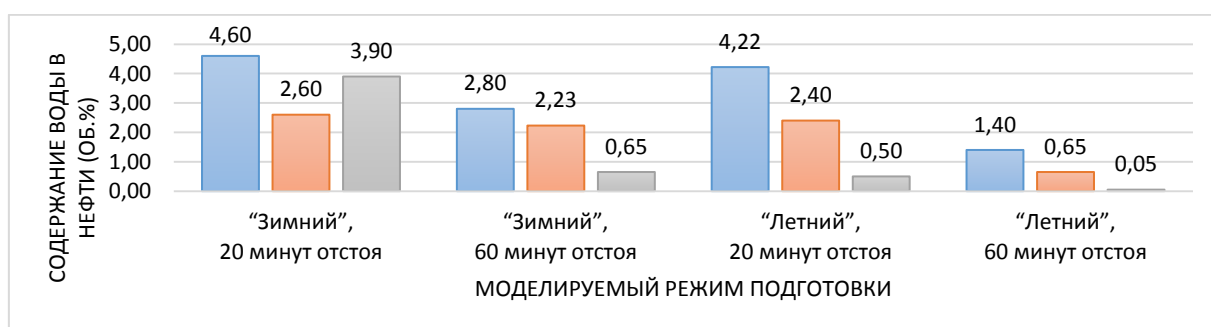


Рисунок 3 - Изменение содержание остаточной воды в нефти при различных моделях режима подготовки

Х проявил себя отлично от других реагентов. Если в “зимний” период подготовки, при выдержке 20 минут содержание остаточной воды было 0,65 %, то в “летний” период оно составило 0,05 %.

Соответственно результаты эксперимента показали, что влияние температурных факторов проявляет свое воздействие на процесс разрушения стойких водонефтяных эмульсий при их обработке деэмульгаторами.

Однако степень этого влияния различная, и проявляется по-разному. Для некоторого наибольшего влияния достигается при более длительно отстаивании, а для некоторых при более кратковременном. Соответственно, данный фактор следует учитывать при разработке системы подготовки нефти и при её модернизации.

Следует отметить, что при “зимнем” режиме не один деэмульгатор не обеспечил содержание остаточной воды в нефти менее 0,5 %.

3.2 Результаты проведенных исследований на установке подготовки нефти

Испытания на объектах выполнялись без изменений параметров процесса подготовки нефти и без изменения работы оборудования. В качестве объекта испытаний была выбрана УПН Х месторождения.

Поскольку на УПН подготовка нефти выполняется с применением реагента Х, в качестве базовых параметров были выбраны параметры работ с данным деэмульгатором.

Основными показателями эффективности деэмульгатора являлись:

- обеспечение технологии сброса воды до остаточного содержания в нефти - не более 0,5 %;
- обеспечение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде - не более 50 мг/дм³.

В течение первых 10 суток испытания контролировались показатели подготовки нефти и воды: остаточное содержание воды в нефти, содержа-

ние нефтепродуктов в подтоварной воде. Средние значения представлены в таблице 4.

Контроль показателей качества подготовки нефти и воды осуществляется оперативным персоналом в обычном режиме. При необходимости выполняются дополнительные анализы.

Испытания начинались с ввода деэмульгатора для обеспечения расхода 21 г/тонну, затем выполнялся переход на концентрацию 14 и 7 г/тонна. Был выполнен расчет количества требуемого реагента для каждого этапа исходя из объема перекачиваемой жидкости, расчетной дозировки на единицу объема и продолжительности, представление в таблице 5.

Таблица 4 – Физико-химические параметры продуктов и режим работы
УПН X месторождения

Параметры			Ед. изм.	Значение
Количество нефти			т/сут	X
Обводненность			%	X
Температура на входе			$^{\circ}\text{C}$	X
Подтоварная вода	Плотность		г/см ³	X
	рН		ед.	X
	Содержание	CO_3^{2-}	мг/дм ³	X
		Ca^{2+}	мг/дм ³	X
		Mg^{2+}	мг/дм ³	X
		Na^{+}	мг/дм ³	X
		HCO_3^{-}	мг/дм ³	X
		Cl^{-}	мг/дм ³	X
	Нефтепродукты		мг/дм ³	X
Подготовленная нефть	Содержание воды		%	X
	Плотность при 20 $^{\circ}\text{C}$		кг/м ³	X
	Температура		$^{\circ}\text{C}$	X

Таблица 5 – Расчет потребности в деэмульгаторе для промышленного испытания

№ этапа	Продолжительность, сут.	Дозировка, г/т	Поступление нефти, т/сут	Количество реагента, г/сут	Объем реагента, тонн
1	3	21	X	1576701	1,58
2	3	14		1276377	1,28
3	3	7		525567	0,53
4	3	7		525567	0,53

Порядок внесения реагентов был выбран, исходя из эффективности, установленной в исследованиях предыдущих этапов следующим: X, X, X.

- в случае стабильного ухудшения качества показателей подготовки нефти и воды на объектах при применении деэмульгатора, рассматривался вариант ступенчатого увеличения расхода на 20 – 30 % с целью установления дозировок деэмульгатора, обеспечивающих достижение критериев эффективности, для подготовки данного типа нефти;
- между испытаниями разных реагентов, для вывода остаточного количества из системы, выдерживали паузу в 7 суток.

Полученные результаты и эффективность действия, оценивались в сравнении с деэмульгатором X, который был взят в качестве базового.

Контроль выполнялся методом отбора проб перед узлом учета нефти и узлом учета воды. Отбор проб для исследования осуществлялся каждые 2 часа. Для удобства интерпретации результатов, количественные параметры анализов брались усреднено по суткам. Результаты представлены на в таблицах 6 и 7, и на рисунках 4 и 5.

Таблица 6 – Содержание остаточной воды в нефти

Этап	Содержание остаточной воды в нефти, %									
	Базов.	X			X			X		
	Удельный расход, г/т									
	14	21	14	7	21	14	7	21	14	7
I	0,47	0,23	0,24	0,24	0,18	0,27	0,28	0,39	0,39	0,42
II		0,14	0,16	0,16	0,18	0,27	0,27	0,32	0,38	0,39
III		0,13	0,16	0,16	0,18	0,26	0,28	0,31	0,28	0,31
IV		0,13	0,15	0,16	0,17	0,24	0,29	0,31	0,28	0,31

курсивом выделен лучший результат для дозировки

Таблица 7 – Содержание остаточной нефти в воде

Этап	Содержание остаточной нефти в воде, мг/дм ³									
	Базов.	X			X			X		
	Удельный расход, г/т									
	14	21	14	7	21	14	7	21	14	7
I	58,2	12,70	27,20	74,80	72,10	154,80	124,00	138,40	251,20	253,74
II		12,00	22,60	55,40	62,40	87,65	98,47	112,30	224,10	241,84
III		11,90	21,00	25,40	62,40	86,50	91,50	94,50	208,50	234,80
IV		10,80	20,70	24,40	60,80	78,90	90,50	101,30	207,80	231,10

курсивом выделен лучший результат для дозировки

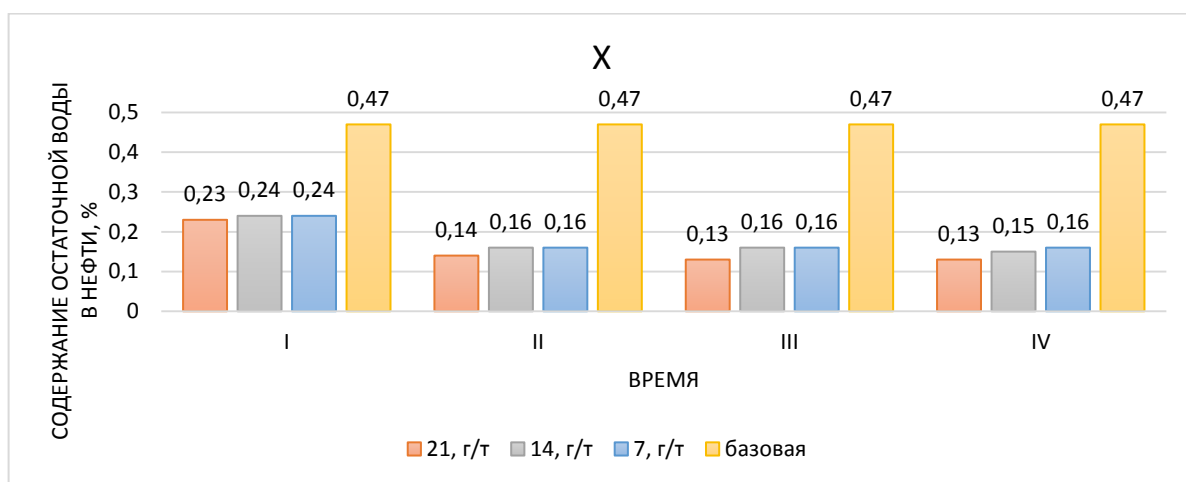
Как показали результаты испытания использование всех трех деэмульгаторов позволяет достичь значительного снижения содержания остаточной воды в товарной нефти.

При любых дозировках полученные значения меньше требуемого (0,5 %), и меньше значений при применении базового реагента (0,47 %).

Относительно ранжирования по эффективности, наилучшие результаты были получены при испытании реагента X. При его использовании содержание остаточной воды в нефти достигло самого минимального значения из всех – 0,13 %, при дозировке 21 г/т. В других дозировках данный реагент также продемонстрировал высокие показатели эффективности с содержанием остаточной воды в нефти 0,16 – 0,26 %. Значительный инте-

рес вызывает тот факт, что на четвертом этапе данный реагент не демонстрирует повышение эффективности и содержания остаточной воды в нефти остается аналогично третьему этапу. В тоже время, содержание остаточной нефти в воде при всех дозировках и из разных этапов увеличивается. Относительно базового реагента, остаточное содержание воды в нефти может быть значительно снижено и может быть оценено как 0,34 % (0,47 % – 0,13 %).

Из всех реагентов применение X позволяет достичь самое минимальное содержание остаточной нефти в воде 10,8 мг/дм³ при дозировке 21 г/т на четвертом этапе. С учетом содержания остаточной нефти в воде при применении базового деэмульгатора, можно предположить, что за счет применения X, возможно снизить количество нефти, сбрасываемое в систему ППД в составе подтоварных вод. Количественно его можно оценить, как 47,4 мг/дм³ (58,2 мг/дм³ – 10,8 мг/дм³).



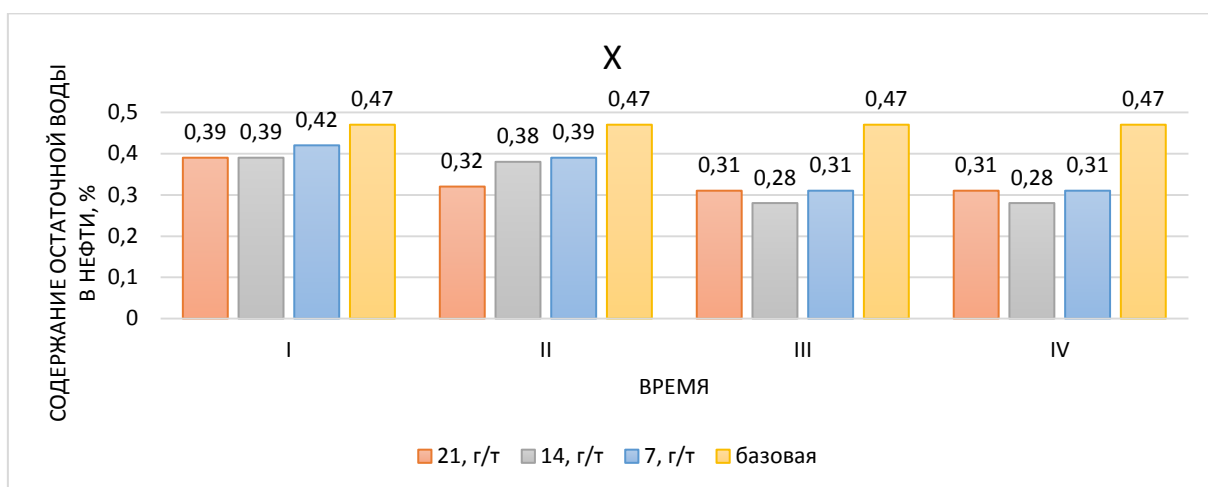
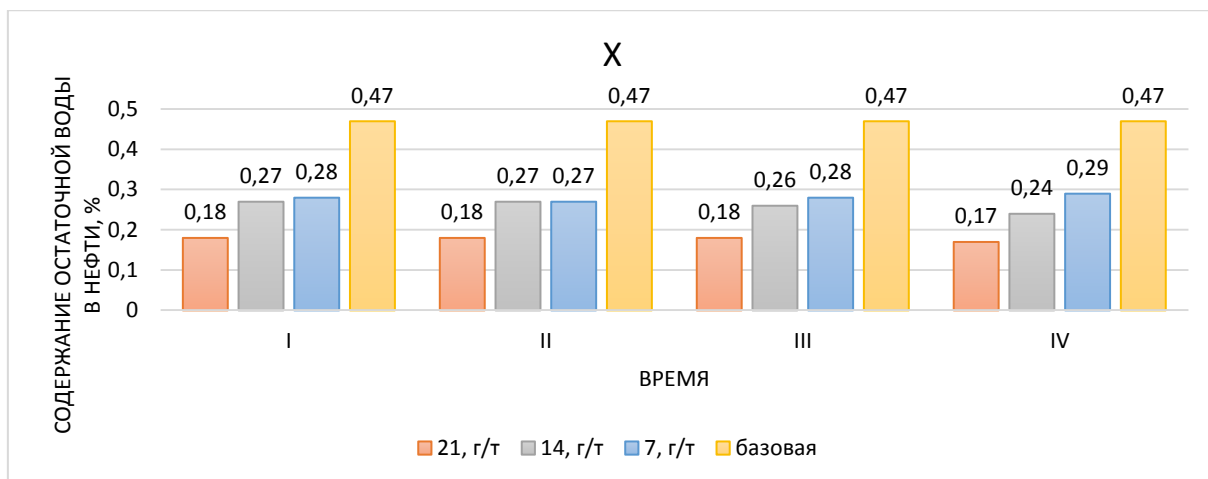
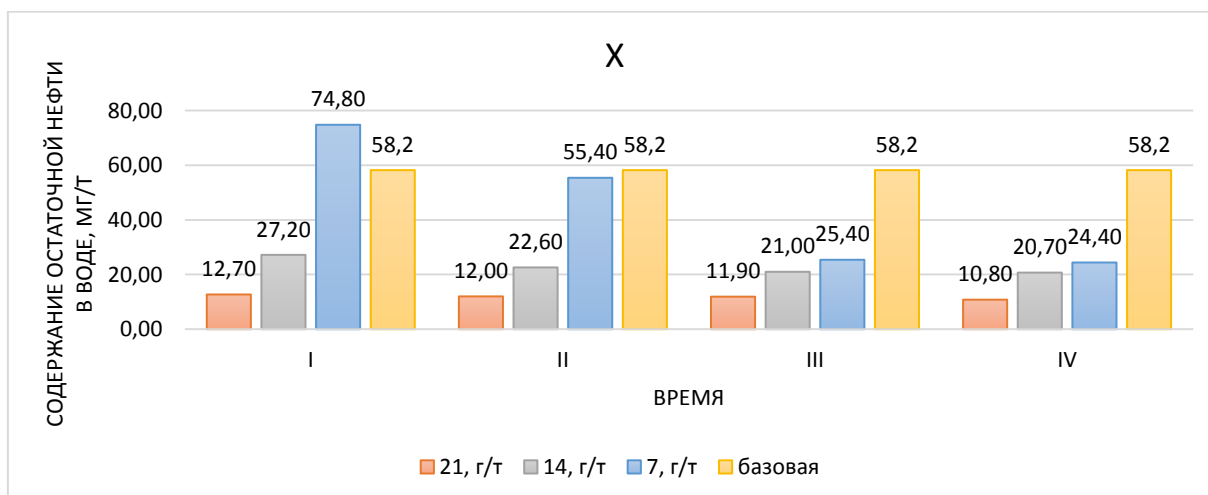


Рисунок 4 - Изменение остаточного содержания воды в нефти
при разной дозировке реагента



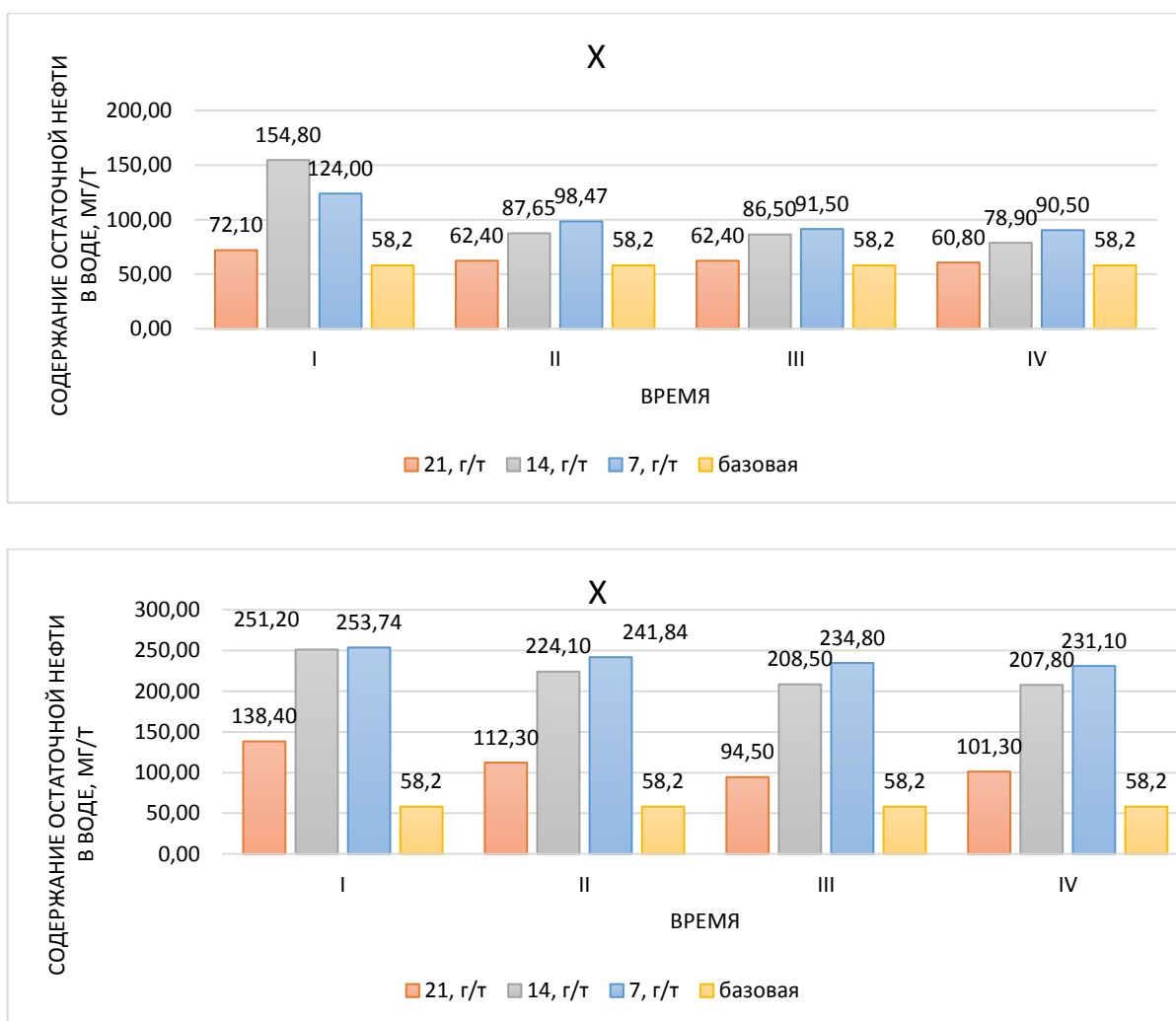


Рисунок 5 - Изменение содержания остаточной нефти в воде при разной дозировке реагента

Реагент X так же показал хорошие результаты. При дозировке 21 г/т содержание остаточной воды фиксировалось на уровне 0,17 %. Относительно базового реагента содержание воды может быть уменьшено 0,29 % (0,47 % – 0,18 %). В отличии от реагента X, его эффективность фиксировалась уже на первом этапе, и продолжала оставаться постоянной все время испытаний.

Самая низкая эффективность отмечена при использовании реагента X. Так в самой максимальной концентрации 21 г/т и на четвертом этапе испытания содержание остаточной воды в нефти составило 0,31 %, что примерно в два раза больше, чем при испытании других реагентов. По сравнению с базовым реагентов уменьшение содержание воды в нефти со-

ставит 0,16 % (0,47 % - 0,31 %). Так же на низкую эффективность указывает и высокое содержание остаточной нефти в воде, которое в несколько раз больше, чем при применении соответственно X и X. Относительно базового реагента его количество увеличивается.

По результатам натурных экспериментов установлено, что за счет применения деэмульгатора X на УПН X месторождения позволит значительно повысить эффективность работы оборудования, и обеспечит остаточное содержание воды в нефти на уровне от 0,13 до 0,24 %, а содержание нефти в товарной воде от 10,80 до 74,80 мг/дм³.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Дедюхиной Кристине Сергеевне

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Использование информации, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах и изданиях, нормативно-правовых документах.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Сравнительный анализ фактических затрат на внедрение использования деэмульгатора</i>
2. <i>Определение возможных альтернатив проведения научных исследований</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i>
2. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Дедюхина Кристина Сергеевна		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Определение стоимости деэмульгатора

В качестве исходных данных для определения эффективности прием результаты испытаний на УПН. Результаты показали, что количество подготавливаемой нефти составило X т/сут, что соответствует X т/год.

Требуемый уровень подготовки нефти (содержание воды менее 0,5%) достигался при дозировке реагентов при дозировке 7 г/т.

Определим какое количество реагента и его стоимость требуется для подготовки годового объема нефти.

Необходимо количество деэмульгатора ($K_{\text{реагента}}$) для обработки требуемого количества жидкости при подготовки добываемой нефти до товарных кондиций определиться по формуле:

$$K_{\text{реагента}} = Q_{\text{ж}} \cdot c; \quad (3.1)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – объем годовой добычи жидкости, требующее обработки;

c – концентрация реагента;

$$K_X = X \cdot 7 \text{ г/т} = X \text{ т/год}$$

Поскольку концентрации для всех реагентов одинаковые, то:

$$K_X = K_X = K_X = 63,76 \text{ т/год.}$$

Определи цену объема деэмульгаторов ($C_{\text{реагент}}$) требующегося для обработки в течении года.

$$C_{\text{реагент}} = K_{\text{реагента}} \cdot \Pi_{\text{реагента}} \quad (3.2)$$

где $\Pi_{\text{реагента}}$ – цена одной тонны реагента, с учетом стоимости доставки.

Закупочная цена для эмульгаторов составляет - X – X руб/т, X – X руб/т, X – X руб/т.

Исходя из закупочной информации, определим цену для каждого деэмульгатора:

$$C_X = X = X \text{ руб.}$$

$$C_X = X \cdot X = X \text{ руб.}$$

$$C_x = X \cdot X = X \text{ руб.}$$

4.2 Расчет увеличения зарплатного фонда

На этапе промышленного внедрения рассматриваемых реагентов в технологический цикл подготовки нефти необходимы дополнительные трудозатраты персонала УПН, которые потребует увеличение зарплатного фонда. Должность и исполняемые обязанности указаны в таблице 8.

Таблица 8 – Структура персонала и оплата труда на 1 месяц

№ п/п	Должность	Исполняемые обязанности	Часовая тарифная ставка, руб.	Дополни- тельные трудо- затраты, час	Размер доплата в год, руб.
1	Главный технолог	Регистрация изменений в технических регламентах, составление актов, общее руководство и контроль за соблюдением процесса внедрения, обеспечение требований безопасности	X	X	X
2	Оператор насосной установки	Дополнительный контроль за процессом подачи реагента, контроль за состоянием насосной установки, отбор проб дважды в смену, ежечасная регистрация показателей работы оборудования	X	X	X
3	Рабочий	Выполнение работ по подготовке и подачи реагента, монтаж/демонтаж элементов оборудования, ежечасный осмотр оборудования	X	X	X
4	Итого (№1+№2+№3):				X

Доплата заработная плата рассчитывается как:

$$З/пл_{гл.тех.} = C_{чоп} \cdot t \cdot (1 + K_p + K_c) \cdot T_{сут} \cdot (1 + K_{пр}) \quad (3.3)$$

где $C_{чоп}$ – часовая тарифная ставка;

t – продолжительность работы;

$K_p, K_c, K_{пр}$ – районный коэффициент, северная надбавка и премиальный коэффициент (или надбавка к основной зарплате);

$T_{сут}$ – количество суток, дни.

Выполним расчет для главного технолога с часовой тарифной ставкой 232 рублей, при условии продолжительности работы 2 час в день, 24 рабочим дням.

Согласно производственному календарю, районный коэффициент 1,5, северная надбавка 0,5, премиальный коэффициент по предприятию 0,5.

$$З/пл_{вод} = X = X_{руб.}$$

Аналогично выполним расчет для оператора и рабочего, с часовой тарифной ставкой.

$$З/пл_{оп} = X = X_{руб.}$$

$$З/пл_{раб} X = X \text{ руб.}$$

В независимости от типа деэмульгатора, размер дополнительной оплаты персонала не меняется, поэтому для всех случаев рассматриваем одно и тоже значение:

$$\sum З/пл = X = X_{руб.}$$

Исходя из полученной суммы доплат, определим общую стоимость работы по выполнению технологических операций при внесении деэмульгатора. Результат представим в таблицу 9.

Отчисления на социальные нужды (СОЦ.), при ставке в 30,2% составят:

$$СОЦ. = ЗП_{работих} \cdot 30,2\%; \quad (3.4)$$

$$СОЦ. = X \cdot 30,2\% = X \text{ руб.}$$

4.3 Определение экономических показателей при внедрении реагентов

Определим размер НДС для каждого из реагентов, при его ставке в 18%:

$$\text{НДС} = C_{\text{реагент}} \cdot 20\% \quad (3.5)$$

$$\text{НДС}_{\text{рх}} = X = X_{\text{руб.}}$$

$$\text{НДС}_X = X = X_{\text{руб.}}$$

$$\text{НДС}_X = X = X \text{ руб.}$$

Накладные расходы (НАКЛ.) составляют 20% от основных расходов:

$$\text{НАКЛ.} = (ЗП_{\text{рабочих}} + \text{СОЦ.} + C_{\text{реагент}} + \text{НДС}) \cdot 20\%. \quad (3.6)$$

$$\text{НАКЛ.}_X = X$$

$$\cdot 20\% = X \text{ руб.}$$

$$\text{НАКЛ.}_X = X_{\text{руб.}}$$

$$\text{НАКЛ.}_X = X_{\text{руб.}}$$

Найдем общие затраты (З) при применении деэмульгатора за год:

$$З = ЗП_{\text{рабочих}} + \text{СОЦ.} + C_{\text{реагент}} + \text{НДС} + \text{НАКЛ} \quad (3.7)$$

$$З_X = X = X_{\text{руб.}}$$

$$З_X = X_{\text{руб.}}$$

$$З_X = X \text{ руб.}$$

Ожидаемый экономический эффект от внедрения применения деэмульгаторов связан с сокращением технологических потерь нефти при применении новой технологии подготовки, которая направлена на более полное разделение водонефтяной эмульсии на составляющие компоненты.

Применение технологии химической обработки нефти деэмульгаторами, позволяет достичь более полного разрушения водонефтяных эмульсий. За счет этого обеспечивается сокращение потерь нефти, связанное с её выводом в виде водонефтяных эмульсий при отводе из системы подготовки пластовых вод.

Стоимость нефти, дополнительно извлекаемую из пластовой воды, можно определить по формуле:

$$Ц_n = Q_{nc} \cdot C_n \quad (3.8)$$

где Q_{nc} – количество сохраненной нефти;

C_n – стоимость 1 тонны товарной нефти, составляет X рублей.

Количество сохранений нефти, которая получается за счет более полного деэмульгирования добываемой продукции, можно представить уравнением:

$$Q_{nc} = P_n \cdot Q_v \quad (3.9)$$

где P_n – количество нефти, дополнительно выведенной из 1 тонны пластовой воды при деэмульгировании;

Q_v – общий объем сбрасываемой воды при обезвоживании нефти.

$$Q_v = Q_n \cdot B$$

где Q_n – количество нефти, поступающей на обработку;

B – количество содержания воды в нефти, %.

$$Q_{v.год} = X = X_T.$$

Исходя из результатов исследований, количество дополнительной нефти (P_n), выделяемое из воды при обработке деэмульгаторами было получено только при использовании X и составило X мг/дм³ (X т/м³).

Определим количество сохраненной нефти при использовании деэмульгаторов:

$$Q_{n \text{ Реапон-ИК-2}} = X = X_T$$

Определим стоимость сохраненной нефти при использовании деэмульгаторов:

$$Ц_{n \text{ Реапон-ИК-2}} = X = X \text{ руб.}$$

Основные результаты расчета по разделу внесем в таблицу 9.

Как показал расчет, минимальными затратами на внедрение обладает деэмульгатор X , которые составят X млн. рублей.

Таблица 9 – Техничко-экономические показатели внедрения
деэмульгаторов

№ п/п	Наименование статей	Сумма, руб.		
		X	X	X
I. Затраты на применение				
1	Затраты на оплату труда, руб.	X	X	X
2	Отчисления на соц. нужды (30,2 %), руб.	X	X	X
3	ИТОГО (№1+№2), руб.	X	X	X
4	Стоимость реагента, руб.	X	X	X
5	НДС (20 %), руб.	X	X	X
6	ИТОГО (№4+№5), руб.	X	X	X
7	Основные расходы (№3+№6), руб.	X	X	X
8	Накладные расходы 20 % от основных расходов, руб.	X	X	X
9	ИТОГО (№3+№6+№8), руб.	X	X	X
II. Дополнительная выручка за счет внедрения				
1	Объем обработанной попутной воды, т.	X	-	-
2	Дополнительное количество нефти, т/м ³	X	-	-
3	Количество сохраненной нефти (№1*№2), т	X	-	-
4	Стоимость 1 тонны нефти, руб.	X	-	-
5	Стоимость сохраненной нефти (№3*№4), руб.	X	-	-
6	Дополнительная выручка (№5), руб.	X	-	-
III. Затраты на внедрение с учетом ожидаемого эффект от внедрения				
1	ИТОГО I – ИТОГО II	X	X	X

Вторым по объему затрат является X. Использование данного реагента не только обеспечивает требуемый уровень остаточного содержания воды в нефти, но и обеспечивает уменьшение количества сбрасываемой с товарной водой нефтью, оценённый годовой объем которой составит X т.

Стоимость дополнительного количество извлеченной воды в нефти составит X рублей. С учетом ожидаемого экономического эффекта, затраты на внедрение составят X млн. рублей.

Внедрение деэмульгатора X потребует затрат в размере X млн. рублей.

Таким образом, расчет показал, что экономически целесообразно внедрение двух реагентов X и X. Несмотря на то, что внедрение реагента X потребует на X тыс. рублей больше, чем X, его применение позволяет достичь более высокое качество подготовки воды.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Дедюхина Кристина Сергеевна

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Оптимизация процессов разделения водонефтяной эмульсии на установке подготовки нефти на X нефтяном месторождении (Томская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Нормы, нормативы, правила промышленной безопасности при переработке нефти и газа, эксплуатации оборудования.
2. Обязательства работодателя по вопросам условий труда, в том числе оплаты труда, занятости, условий высвобождения работников, продолжительности рабочего времени и времени отдыха, улучшения условий и охраны труда, социальных гарантий.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны);
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"

Закон РФ N 2395-1 "О недрах"

2. Производственная безопасность:

2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов
2.2. Обоснование мероприятий по безопасному ведению технологического процесса

Процесс добычи нефти сопряжен с воздействием таких вредных и опасных факторов как: высокое давление, химические вредные и опасные вещества, взрыво- и пожароопасность добываемой продукции.

3. Экологическая безопасность:

Воздействие на атмосферу в поступлении в неё летучих углеводородных соединений при разгерметизации системы сбора продукции.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

В перечень чрезвычайных ситуаций входят пожар, химическое отравление.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Дедюхина Кристина Сергеевна		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Мероприятия по рациональному использованию и охране недр основываются на требованиях к намечаемой хозяйственной деятельности, изложенных в следующих основных действующих документах:

- Закон РФ «О недрах» №2395-І от 21.02.1992г. (с изменениями и дополнениями) [34];
- «Правила охраны недр», утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 06.06.2003 г. №71 [35];
- «Правила противопожарного режима в РФ», утвержденные Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 [36];
- «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения» [37];
- «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» [38];
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [39];
- «Об утверждении Порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций [40]»;
- Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ [41].

Данный раздел составлен с целью минимизации негативного воздействия в процессе выполнения предлагаемой технологической операции в процессе разработки месторождения. Достижение поставленной цели возможно при реализации природоохранных мероприятий, а также проведения производственного контроля по оценке их эффективности.

5.1.2 Режимы труда и отдыха, льготы, гарантии и компенсации работникам, занятым на производстве

Режим рабочего времени определяется действующим трудовым законодательством, иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, и устанавливается Правилами внутреннего трудового распорядка работодателя с учетом характера производства, специфики и условий работы. Работникам, режим рабочего времени которых отличается от общих правил, соответствующий режим устанавливается в трудовом договоре.

Режим рабочего времени определяет [42]:

- продолжительность рабочей недели;
- продолжительность ежедневной работы (смены), в том числе неполный рабочий день (смену);
- время начала и окончания работы;
- время перерывов в работе;
- число смен в сутки;
- чередование рабочих и нерабочих дней;
- работу с ненормированным рабочим днем для отдельных категорий работников.

Графики работы разрабатываются с учетом специфики работы, соблюдением установленной нормы рабочего времени за учетный период, правил предоставления ежедневного и еженедельного отдыха работниками отдела по организационному планированию, с участием структурных подразделений работодателя, с учетом мнения первичной профсоюзной организации и утверждаются руководителем или уполномоченным им лицом.

При сменной работе, действующей на УПН, режим рабочего времени для каждой группы работников регулируется графиком сменности, в соответствии с которым устанавливаются:

- количество и порядок чередования смен;

- продолжительность рабочей недели;
- продолжительность рабочей смены (в случаях отсутствия возможности уменьшения продолжительности работы в предпраздничный день, переработка компенсируется предоставлением работнику дополнительного времени отдыха или, с согласия работника, оплатой по нормам, установленным для сверхурочной работы);
- начало и окончание ежедневной работы;
- перерывы для отдыха и питания;
- чередование рабочих и выходных дней.

Продолжительность смены в ночное время устанавливается графиком сменности в соответствии с требованиями [43]. В соответствии с Трудовым Кодексом РФ и иными федеральными законами, отдельные категории работников могут привлекаться к работе в ночное время только с их письменного согласия и при условии, если такая работа не запрещена им по состоянию здоровья в соответствии с медицинским заключением. При этом указанные работники должны быть в письменной форме ознакомлены со своим правом отказаться от работы в ночное время.

Видами времени отдыха являются [43]:

- перерывы в течение рабочего дня (смены) - перерыв для отдыха и питания при сменной работе разрешается в установленном месте и времени. На работах, где по условиям производства (работы) предоставление перерыва для отдыха и питания невозможно, работнику предоставляется возможность для отдыха и приема пищи в рабочее время в специально отведенном для этих целей помещении. Продолжительность перерыва в подобной ситуации длится не более 30 минут, при этом отведенное время для отдыха и питания включается в рабочее время и подлежит оплате;

- специальные перерывы - применяются на отдельных видах работ, обусловленных технологией и организацией производства и труда, и включаются в рабочее время. Специальные перерывы предусматриваются для определённых категорий персонала;
- междусменный отдых - время с момента окончания работы и до ее начала в следующий день (смену). Его продолжительность определяется Правилами внутреннего трудового распорядка, графиком рабочего времени и зависит от длительности ежедневной работы и перерыва для отдыха и питания;
- выходные дни - выходные дни, согласно графику работы;
- отпуска - ежегодные оплачиваемые отпуска с сохранением места работы (должности) и среднего заработка. Нерабочие праздничные дни, приходящиеся на период отпуска, в число календарных дней отпуска не включаются.

Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск за работу в районах, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней [44].

Продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска конкретного работника устанавливается трудовым договором на основании коллективного договора с учетом результатов специальной оценки условий труда.

Для женщин, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, устанавливается 36-часовая рабочая неделя, если меньшая продолжительность рабочей недели не предусмотрена для них федеральными законами. При этом заработная плата выплачивается в том же размере, что и при полной рабочей неделе [43].

Работодатель предоставляет работникам, заключившим трудовые договоры о работе, и прибывшим для работы и проживания в соответствии с

этими договорами из других регионов/городов РФ, следующие гарантии и компенсации:

- оплачивать 1 раз в два года стоимость проезда и провоза багажа весом не более 30 кг к месту использования отпуска (и/или лечения) по территории РФ и обратно для работников, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, их супругов, находящихся на иждивении, и детей в возрасте до 18 лет включительно;
- по решению комиссии по социальной защите Общества, санаторно – курортные и оздоровительные путевки в учреждения санаторного типа (имеющие медицинские лицензии) могут предоставляться бесплатно работникам, которым показано санаторно-курортное или реабилитационно-восстановительное лечение по результатам периодического медицинского осмотра;
- для обустройства на новом месте жительства единовременное пособие в размере двух должностных окладов (месячных тарифных ставок) и единовременное пособие на прибывающего с ним супруга и на каждого прибывающего с ним ребёнка, находящегося на иждивении, в размере половины должностного оклада (половины месячной тарифной ставки) работника.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов

Технологический процесс установки подготовки нефти включает в себя опасные производственные факторы, способные привести к взрыву, пожару, поражению персонала [39].

Технологический процесс характеризуется наличием следующих опасных и вредных производственных факторов: высокая температура;

высокое давление; взрывоопасность и пожароопасность; токсичность углеводородов нефти и химических реагентов; шум, вибрации, механические травмы, электрический ток, ядовитые вещества.

Технологический процесс ведется при повышенной температуре до 70°C (температура нефти на выходе из печи ПТБ-10). Применение для обогрева трубопроводов и подготовки оборудования к ремонту водяного пара с температурой до 160°C.

Технологический процесс ведется при избыточном давлении (до 0,6 МПа), давление нагнетания насосов подтоварной воды составляет до 3,0 МПа. В результате гидравлических ударов и коррозии имеется возможность разрушения находящихся под давлением коммуникаций, аппаратов, емкостей, арматуры и трубных коммуникаций.

По показателям пожароопасности и взрывоопасности процесс относится к взрывопожароопасному. В качестве топлива для печей используется попутный нефтяной газ, основное сырье и продукт установки - нефть, которая является легко воспламеняющейся жидкостью, состоящей из смеси углеводородов. Вследствие довольно высокого содержания легких газовых фракций, особенно в сырой нефти, и способности их быстрого выделения в атмосферу, возможно образование взрывоопасных смесей. Это особенно важно, так как обычное горение возникает и развивается только в паровой (газовой) фазе, и именно к этой фазе относятся показатели пожарной опасности нефтепродуктов. Также имеется возможность накопления зарядов статического электричества при выполнении технологических операций, в результате чего может произойти пробой и воспламенение.

На УПН имеются объекты, где не исключена возможность выделения в воздушную среду токсичных паров (газов). А также при проведении газоопасных ремонтных или очистных работ в емкостях и резервуарах, а также при отпуске и приеме нефти открытым способом. В

технологическом процессе в качестве дезмульгатора применяются метанол-содержащие хим. реагенты.

Высокий уровень шума и вибрации в результате работы различных агрегатов и механизмов (ПТБ, вентиляторы, насосы, компрессора и др.).

Возможность получения механических травм при нарушении правил техники безопасности обслуживания движущихся и вращающихся частей механизмов (вентиляторы, насосы, компрессора, подъемные механизмы и др.), что в результате может вызвать ушибы, травмы, сдавливания конечностей и переломы обслуживающего персонала. А также при несоблюдении правил работы на высоте и не использования соответствующей спецодежды, в результате дорожно-транспортных происшествий.

Возможность поражения электрическим током при неисправности электрооборудования, а также при несоблюдении правил электробезопасности.

5.2.2 Обоснование мероприятий по безопасному ведению технологического процесса

На работах с вредными условиями труда, а также на работах, проводимых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением тела, рабочим и служащим по установленным нормам бесплатно выдаются спецодежда, спецобувь и другие средства индивидуальной защиты (СИЗ) [41].

Основное назначение средств индивидуальной защиты – защита человека от воздействия опасных и вредных производственных факторов, а также защита от неблагоприятных факторов окружающей среды или уменьшения этих факторов. Средства индивидуальной защиты должны быть сертифицированы.

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров, пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм,

рабочие должны обеспечиваться соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

Противогазы и другие средства индивидуальной защиты должны проверяться с периодичностью в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации.

Первичная аттестация выполняется не позднее одного месяца с момента назначения на должность, при переводе на другую работу, трудоустройству в организацию. Периодическая аттестация специалистов проводится не реже одного раза за пять лет, если другие сроки не предусмотрены иными нормативными правовыми актами.

Проверка знаний по безопасности труда у рабочих должна выполняться не реже одного раза за 12 месяцев, в соответствии с квалификационными требованиями инструкций по данной профессии [40].

К работе допускаются сотрудники только после прохождения обучения безопасным методам и метода выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, получении инструктажа по безопасности труда на рабочем месте, и наличии удостоверения, дающего право допуска к виду работ.

При поступлении на работу, сотрудник обязан пройти предварительный медицинский осмотр, который определяет соответствие состояния здоровья поручаемой работе. Для работников, занятых непосредственно на строительстве скважины, выполняются периодические медицинские осмотры, с целью динамического наблюдения за состоянием здоровья в условиях воздействия вредных факторов.

6.3 Экологическая безопасность

С точки зрения охраны окружающей среды аварией на объектах подготовки и перекачки нефти является нарушение герметичности трубопроводов, оборудования и попадание нефти в окружающую среду [35].

В случае развития аварии по наиболее неблагоприятному сценарию (разгерметизация РВС-5000) в окружающую среду может поступить 4250 т нефти. Нефтедержащая жидкость с каре РВС направляется через канализационную систему в ЖБР с последующей откачкой на очистные сооружения УПН, а затем возвращается в технологию. Загрязнённый грунт убирается и вывозится на шламонакопитель. Образовавшиеся выемки засыпаются свежим песком.

В случае разгерметизации оборудования внутри помещений насосных блоков, разлитая нефтедержащая жидкость направляется через приемные лотки самотеком в канализационную систему, а далее в подземную емкость ЖБР с последующей откачкой на очистные сооружения УПН. После чего, с помощью ППУ-1600, производится смыв остатков нефти с загрязненной поверхности в приемные лотки канализационной системы.

В случае разгерметизации оборудования разлитая нефтедержащая жидкость, находящаяся в пределах отбортованной бетонной площадки, самотеком направляется через приемные лотки в канализационную систему, далее в подземную емкость ЖБР с последующей откачкой на очистные сооружения УПН, а затем возвращается в технологию. После чего, с помощью ППУ-1600, производится смыв остатков нефти с загрязненной поверхности в приемные лотки канализационной системы.

При разливе нефти за пределами резервуарных парков необходимо принять меры по установке предупреждающих знаков на подходе к аварийному участку, по ограждению места разлива нефти красными флажками, а в темное время – световыми сигналами;

В случае разлива нефти на почву необходимо провести ряд мероприятий. Исходя из опыта ликвидации последствий аварий на объектах, рекомендуется следующая схема очистки загрязненных земель:

- сооружение земляного амбара в пониженном месте по отношению к месту разлива для сбора нефти,
- прокладка к земляному амбару нефтесборных канав,

- смыв переносными гидромониторами нефти с почвы и растительности в нефтесборные канавы,
- после отстоя сбор обводненной нефти с поверхности воды земляного амбара и нефтесборных канав нефтесборщиками в передвижную емкость,
- собранная нефтесодержащая жидкость нефтесборщиками вывозится на пункт приема НСЖ X месторождения.

Пролитый химреагент, внутри склада хранения, немедленно засыпается песком или опилками. Пропитанный песок или опилки удаляются с площадки склада химреагента, а с места разлива остатки химреагента, с помощью ППУА 1600, смываются большим количеством воды.

Вода и смытый химреагент, через приемные лотки, самотеком попадают в колодец, откуда откачиваются вакуумной машиной АКН-8. Пролитый химреагент внутри помещения насосного блока, с помощью ППУА 1600 смывается большим количеством воды и через приемные лотки, смытый химреагент самотеком попадает в колодец, откуда откачивается вакуумной машиной АКН-8.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Технологическая площадка характеризуется большой плотностью размещения оборудования, разветвленной сетью обвязочных технологических трубопроводов, множеством фланцевых соединений и арматуры. Компоновка оборудования может способствовать распространению пожара сверху вниз и наоборот.

К числу возможных чрезвычайных ситуаций относятся:

- пожар;
- химическое отравление персонала.

В случае возникновения на объектах аварийной ситуации, обслуживающий персонал должен быть готов к действиям по ликвидации послед-

ствий без ущерба для своего здоровья. Для этого каждый рабочий должен иметь закрепленный за ним противогаз, содержать его в исправности и уметь им пользоваться.

Для локализации небольших загораний обслуживающий персонал до прибытия передвижных средств пожаротушения должен использовать первичные средства пожаротушения, находящиеся на пожарных щитах.

В качестве первичных средств пожаротушения рекомендуется использовать: ручные огнетушители, полотна грубо шерстяные, асбестовые, песок, пожинвентарь (лопаты, ведра, багры).

Первичные средства пожаротушения размещаются вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, в безопасном при пожаре месте, с обеспечением к ним свободного доступа.

На площадках ЦТП устанавливаются пожарные щиты, оснащенные первичными средствами пожаротушения.

При отравлении химическими веществами (парами нефти) пострадавшего необходимо немедленно вынести на свежий воздух, освободить от стесняющей одежды.

При попадании нефти на кожу - промыть водой с мылом. При попадании на слизистые оболочки глаз необходимо обильное промывание теплой водой и далее применение глазных капель на основе альбуцида.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам написания выпускной квалифицированной работы были получены следующие выводы:

1) анализ литературных источников показал, что деэмульгаторы являются эффективным средством при разрушении водонефтяных эмульсий. Однако при разработке месторождений используется значительное количество различных химических соединений, и при рассмотрении возможности применения того, или иного деэмульгатора следует проводить оценку его соответствия существующему технологическому процессу на месторождении, что достигается только лабораторными исследованиями и промысловыми испытаниями;

2) результаты лабораторных испытаний деэмульгаторов X, X, X, показали, что наибольшей эффективностью обладает X. Лабораторные исследования, показали, что наибольшая эффективность достигается при сочетании отстаивания, подогрева и перемешивания;

3) выполненные промысловые испытания на установке подготовки нефти показали, что все образцы тестируемых реагентов обеспечивают требуемый уровень содержания воды в нефти – менее 0,5 %. При этом X продемонстрировал лучшую эффективность. В ходе промышленных испытаний было установлено, что введение данного деэмульгатора позволяет обеспечить остаточное содержание воды в нефти на уровне 0,16 – 0,26 %.

4) анализ технико-экономических параметров полученных результатов, показал, что наименьшими затратами на внедрения обладает деэмульгатор X. Затраты на внедрения деэмульгатора X, с учетом положительного эффекта по снижению потерь нефтепродуктов, будут на X тыс. рублей больше.

Список использованных источников

1. В.И. Ермолкин, В.Ю. Керимов // Геология и геохимия нефти и газа, «Издательский дом «Недра», Москва 2012
2. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2
3. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учебное пособие для вузов. 2-е изд. М.: Химия, 2011. 568 с.
4. Кабиров М.М. Сбор, промысловая подготовка продукции скважин: Учебное пособие. Уфа: Изд. УГНТУ, 2003. 70 с.
5. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань, «Фэн», 2000. - 416с.
6. Кабиров М.М. Сбор, промысловая подготовка продукции скважин: Учебное пособие. Уфа: Изд. УГНТУ, 2003. 70 с.
7. Коллоидная химия: учебник / М. И. Гельфман. – СПб.: Лань, 2010. - 336 с
8. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. - М.: Недра, 1982. - 156 с.
9. Углеводородный состав и устойчивость нефтяных эмульсий /А. А. Петров, Г.Н. Позднышев II Тр. Гипровостокнефть. - М.: Недра, 1971. - Вып. 13.- С. 9-13.
10. Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Николаева Н.М. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях. М.: Химия, 1985. 168 с.
11. Фролов, Ю.М. Коллоидная химия: Учебник / Ю. М. Фролов, В. П. Шелякин. - СПб.: Лань П, 2016. - 336 с.
12. Нефтяные дисперсные системы / З. И. Сюняев, Р. З. Сюняев, Р. З. Сафиева. - М., Химия, 1990. – 226 с.
13. Сахабутдинов Р.З., Губайдулин Ф.Р., Исмагилов И. Х., Космачева Т.Ф. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на

поздней стадии разработки нефтяных месторождений. - М.: ОАО “ВНИИОЭНГ”, 2005. - 324 с

14. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти за рубежом. М.: Недра, 1983. 224 с.

15. Тронов В.П., Грайфер В.И. Обезвоживание и обессоливание нефти. Казань: Тат. кн. изд-во, 1974. 175 с.

16. Хуторянский Ф.М. Подготовка к переработке стойких высокообводненных ловушечных эмульсий НПЗ. Спб.: ХИМИЗДАТ, 2006, 152 с.

17. Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. М.: Недра, 1999. 475 с.

18. Зарипов А.Г. Комплексная подготовка продукции нефтегазодобывающих скважин, т.1 М.: Моск. гос. горный ун-тет, 1996. 216 с.

19. Ибрагимов, Г.З. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти: Справочник / Г.З. Ибрагимов, К.С. Фазлутдинов, Н.И. Хисамутдинов. - М.: Недра, 1991. - 384 с.

20. Сладовская, О.Ю. Современные реагенты-деэмульгаторы для разрушения водонефтяных эмульсий / О.Ю. Сладовская, С.И. Отажонов, Л.А. Галина, А.Г. Сладовский // Вестник технологического университета Т. 21, № 2. – Казань, 2018. С. 49-53

21. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды / Н.Н. Байков, Т.Н. Позднышев, Р.И. Мансуров - М., Недра, 1981. – 261 с.

22. Снижение потерь легких жидких углеводородов на нефтяных промыслах / С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов // Нефтяное хозяйство. - 2013. - № 1. - С. 96-99.

23. Шенфельд Н. Поверхностно-активные вещества на основе оксида этилена. / Под ред. Н.Н. Лебедева. // М., Иностранная литература, 1982. - 752 с.

24. Саттарова, Э.Д. Подбор реагентов-деэмульгаторов для глубокого обессоливания нефти / Э.Д. Саттарова, Р.Р. Фазулзянов, А. А. Елпидинский, А. А. Гречухина // Вестник Казанского Государственного Техноло-

гического Университета. - 2011. - №10. - С. 165-169.

25. Плохова, С.Е. Изучение влияния анионных и катионных ПАВ на деэмульгирующую эффективность неионогенных ПАВ/ С.Е. Плохова, Э.Д. Саттарова, А.А Елпидинский // Вестник Казанского Государственного Технологического Университета. - 2012. - №16. -С. 39-40.

26. Типовые процессы применения отечественных деэмульгаторов в технологии подготовки нефти. / РД 39-031-90, Уфа, 1990. -114 с.

27. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учебное пособие для вузов. 2-е изд. М.: Химия, 2011. 568 с.

28. Синтез и исследование свойств деэмульгаторов олигоуретанового типа: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 02.00.13/ А. В. Лужецкий; [Место защиты: Казан. гос. технол. ун-т]. - Казань, 2010. - 16 с.

29. Шаммазов А.М., Хайдаров Ф.Р., Шайдаков В.В. Физико-химическое воздействие на перекачиваемые жидкости. // «Монография», Уфа, 2003. – 188 с.

30. Подбор деэмульгаторов с учетом температурного режима подготовки нефти. / Л.П. Семенихина, А.Г. Перекупка, Д.В. Семенихина. (ОАО «Гипротюменнефтегаз»). // Транспорт и подготовка нефти, №9, 2003. – С. 89-91.

31. Внедрение новых отечественных деэмульгаторов марок ДИН и СТХ в НГДУ «Первомайнефть». / Н.П. Мелошелко, СИ. Борисов, О.С. Калинина, В.В. Сорокин (ООО «СамараНИПИнефть»), А.А. Иванушкин (НГДУ «Первомайнефть»). // Нефтяное хозяйство, №3, 2003. - С. 96-97.

32. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08–624–03: постановление Госгортехнадзора Рос. Федерации от 5.06.2003 № 56.

33. Закон РФ от 19.02.1993 № 4520-1 «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».

34. О недрах (в редакции Федерального закона от 3 марта 1995 года N 27-ФЗ) (с изменениями на 27 декабря 2019 года) (редакция, действующая с 31 мая 2020 года).

35. ПБ–07–601–03. Правила охраны недр: постановление Госгортехнадзора Рос. Федерации от 6.06.2003 № 71.

36. Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390 "О противопожарном режиме" (с изменениями и дополнениями).

37. СП 2.1.5.1059-01 Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения

38. РД 153-39.0-109-01. «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений».

39. ПБ 08–624–03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: постановление Госгортехнадзора Рос. Федерации от 5.06.2003 № 56.

40. Постановление Минтруда России, Минобразования России от 13.01.2003 N 1/29 (ред. от 30.11.2016) "Об утверждении Порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций" (Зарегистрировано в Минюсте России 12.02.2003 N 4209)

41. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ ((с изменениями на 29 июля 2018 года)

42. Федеральный закон от 21.11.2011 № 323 ФЗ «Об основах охраны здоровья граждан в Российской Федерации».

43. Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 24 апреля 2020 года)