

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология разделения нефтяной эмульсии в процессе сбора и подготовки нефти на Ф. нефтяном месторождении»

УДК 622.276.8.655.61.049(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Толкачев Анатолий Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Фадеева С.В.	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Максимова Ю.А.
« » _____ 2018г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Толкачеву Анатолию Владимировичу

Тема работы:

Технология разделения нефтяной эмульсии в процессе сбора и подготовки нефти на Ф. нефтяном месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1220/с от 22.02.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Ф. нефтегазоконденсатному месторождению, пробы нефти, реагенты-деэмульгаторы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение 1. Геологическая часть 2. Техничко-технологическая часть 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 4. Социальная ответственность Заключение
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Характеристика Ф. нефтегазоконденсатного месторождения. Способы образования водонефтяных эмульсий, их свойства и методы разрушения. Техничко-технологическое обоснование влияния деэмульгатора на устойчивость эмульсий. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант

Финансовый менеджмент	Ассистент Макашева Юлия Сергеевна
Социальная ответственность	Ассистент Абраменко Никита Сергеевич

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фадеева Светлана Васильевна	К.Г.-М.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Толкачев Анатолий Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Толкачев Анатолий Владимирович

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость внедрения дезмульгатора в процесс подготовки нефти на УПН Ф. месторождения
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет экономической эффективности внедрения дезмульгатора ХПД 001-Е
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет профиля накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости ХПД 001-Е;
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет срока окупаемости; Оценка рентабельности инвестиций

Перечень графического материала

1. 1. Расчетные формулы 2. 2. Таблицы: – Расчет годовой стоимости дезмульгаторов – Результаты расчета профиля накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости ХПД 001-Е – Чистая текущая стоимость ХПД 001-Е	3. График: профиль накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости
--	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Ю.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Толкачев А.В.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Толкачев Анатолий Владимирович

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочая зона – пункт подготовки и сбора нефти (УПН) «Ф-я», офисные помещения, блоки автоматики. УПН предназначена для контроля подготовки нефти, газа, пластовой воды, разгазирования и обезвоживания нефти.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов, присутствующих в процессе сбора и подготовки нефти на УПН «Ф-я» 1.2. Анализ выявленных опасных факторов, присутствующих в процессе сбора и подготовки нефти на УПН «Ф-я»	Вредные факторы: утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу, пониженная температура окружающей среды, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. Опасные факторы: Электрический ток, токсичные и вредные вещества.
2. Экологическая безопасность	Анализ воздействия объекта на атмосферу; Источники загрязняющих веществ на объектах – технологические отходы, выбросы и сбросы; Основные технологические мероприятия по охране атмосферы.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС на объекте; Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. Пожаровзрывоопасность.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.87 4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры	Абраменко Никита Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Толкачев Анатолий Владимирович		

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
Период выполнения Весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы	Процент выполнения
18.03.2018	Введение	5
24.03.2018	Литературный анализ сведений об образовании, свойствах и методах разрушения эмульсий.	10
26.03.2018	Постановка цели и определение задач исследования	5
1.04.2018	Геологическая часть: характеристика месторождения, его геологические и геолого-физические свойства	10
8.04.2018	Характеристика метода и объекта исследования	5
10.04.2018	Исследование влияния деэмульгатора на устойчивость эмульсий	30
	Анализ и обсуждение результатов	10
10.05.2018	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	5
	Раздел «Социальная ответственность»	5
16.05.2018	Заключение	5
17.05.2018	Реферат, аннотация	2
	Предварительная защита дипломной работы	—
19.05.2018	Написание пояснительной записки	2
20.05.2018	Подготовка доклада	3
20.05.2018	Оформление презентации	3
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фадеева С.В.	К.Г.-М.Н.		

Согласовано:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 71 страниц, 7 рисунков, 11 таблиц, 25 источников.

Ключевые слова: ЭМУЛЬСИЯ, ДЕЭМУЛЬГАТОР, КОАЛЕСЦЕНЦИЯ, ДИСПЕРГИРОВАНИЕ, ОБЕЗВОЖИВАНИЕ, АДСОРБЦИЯ.

Объектом исследования является технология разделения водонефтяных эмульсий на Ф. месторождении.

Цель работы – анализ и выбор наиболее эффективного способа разделения водонефтяной эмульсии на УПН «Ф-я».

В процессе исследования была рассмотрена геологическая и геолого-промысловая характеристика Ф. месторождения, геолого-физическая характеристика продуктивных пластов, история проектирования и состояния разработки. Описано понятие о нефтяных эмульсиях, перечислены причины их образования, методы предотвращения образования и борьбы с эмульсиями на месторождении. Проведен анализ промышленных испытаний деэмульгаторов разных марок. Рассмотрена социальная ответственность при работах, связанных с подготовкой нефти, выбран наиболее эффективный реагент и доказана экономическая эффективность ввода его в технологию.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

УПН - установка подготовки нефти;
ГС - газовый сепаратор;
КС - конденсатосборник;
О - отстойник;
БДР - блок дозирования реагента;
Е - емкость подземная дренажная;
РВС - резервуар вертикальный стальной;
ЭЦН - электрический центробежный насос;
ШГН – штанговый глубинный насос;
НКТ – насосно-компрессорные трубы;
ПАВ – поверхностно-активные вещества;
НГСВ – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды;
ПП – путевой подогреватель;
ФВД – факел высокого давления;
КСУ – концевая сепарационная установка;
Н – насос;
ФУ – факельная установка;
ЦНС – центробежный насос секционный;
Ф – фильтр.
КР – Камера расширительная;
ГПЭС – Газопоршневая электростанция.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	11
1.1 Общие сведения о месторождении.....	11
1.2 Краткая геологическая характеристика	11
1.3 Геолого-промысловая характеристика	11
1.4 Основные этапы проектирования разработки месторождения	19
1.5 Состояние разработки	20
2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	24
2.1 Понятия о нефтяных эмульсиях	24
2.2 Процесс формирования нефтяных эмульсий	25
2.3 Методы предотвращения образования эмульсий	27
2.3.1 Внутритрубная деэмульсация.....	27
2.3.2. Центрифугирование	28
2.3.3. Гравитационное разделение нефти и воды	29
2.3.4. Барботаж попутным нефтяным газом	30
2.3.5. Электродегидрирование	32
2.3.6. Термохимическое воздействие	33
2.3.7. Фильтрация через твердые поверхности	34
2.3.8. Ультразвуковое излучение	34
2.4 Деэмульгаторы нефтяных эмульсий	35
2.4.1 Определение и классификация.....	35
2.4.2 Технология применения деэмульгаторов в процессах промысловой подготовки нефти.....	37
2.4.3 Требования, предъявляемые к деэмульгаторам	40
2.5 Схема подготовки нефти на УПН Ф. месторождения.....	41
2.6 Результаты испытаний деэмульгаторов.....	47
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	51
3.1 Обоснование экономической эффективности от проведения мероприятия. 51	
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	54
4.1 Производственная безопасность.....	54
4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	54
4.1.2. Анализ выявленных опасных факторов.....	58
4.2 Экологическая безопасность.....	59
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	63
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	67
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	69
Список литературы	70

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы: При подъеме нефти на поверхность происходит постоянное ее перемешивание с пластовой водой, что приводит к образованию нефтяных эмульсий. Вода является вредной примесью и ее содержание в нефти может быть различным: от незначительного количества до 90 % и более. Пластовая вода формирует с нефтью эмульсии разной степени стойкости, и со временем стойкость эмульсий увеличивается. Это влияет на качество нефти, а также значительно усложняют работу оборудования. Поэтому необходимо обезвоживать извлеченную нефть и делать это как можно раньше, чтобы предотвратить старение нефтяной эмульсии. Данная проблема решается путем применения специальных химических реагентов - деэмульгаторов.

Объект исследования: технология разделения водонефтяных эмульсий на Ф. месторождении.

Целью работы является анализ и выбор наиболее эффективного способа разделения водонефтяной эмульсии.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- изучить процесс формирования нефтяных эмульсий, их свойства и факторы устойчивости;
- рассмотреть методы разрушения нефтяных эмульсий;
- изучить технологию применения деэмульгаторов в процессах промысловой подготовки нефти;
- описать технологию подготовки нефти на УПН Ф. месторождения и методы борьбы с эмульсиями;
- проанализировать результаты испытаний деэмульгаторов, проведенных на Ф. месторождении, определить наиболее эффективный деэмульгатор;
- провести расчет экономической эффективности использования выбранного деэмульгатора.

1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Общие сведения о месторождении

Ф. месторождение в административном отношении расположено в пределах Каргасокского района Томской области, в 86 км от пос. Н.

Ф. нефтяное месторождение, согласно принятой схеме районирования нефтегазоносных территорий Западно-Сибирской провинции относится к Нюрольскому нефтегазоносному району Каймысовской нефтегазоносной области. В непосредственной близости от Ф. месторождения находятся Тагайское (на северо-западе), Игольско-Таловое (на юге) и Карайское (на юго-западе) месторождения нефти.

Лицензия на поиски, разведку и добычу углеводородного сырья на месторождении выдана 2013 г. ООО «Т», срок окончания действия лицензионного соглашения – 2033 г.[6]

1.2 Краткая геологическая характеристика

В тектоническом отношении Ф. участок находится в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

Доюрский фундамент Западно-Сибирской плиты представляет собой гетерогенное складчато-глыбовое сооружение, отдельные части которого представлены структурами, сформировавшимися в завершающие фазы байкальского, салаирского, каледонского и герцинского циклов тектогенеза. Структурно-формационные зоны фундамента были сформированы в течение рифейско-палеозойско-триасового времени.

По результатам бурения и опробования скважин, в пределах разведанной части Ф. месторождения установлены залежи нефти пластов Ю₁¹⁻², Ю₁^М васюганской свиты и пласта Ю₀ баженовской свиты.[6,7]

1.3 Геолого-промысловая характеристика

Пласт Ю₀

Выявлена одна залежь, которая локализована в пределах

самостоятельного замкнутого структурного элемента IV порядка.

Залежь пластово-сводового типа, размеры - 5,5 x 2,5 км, высота - 23,7 м. Площадь залежи составляет 8180 тыс.м², в том числе в пределах ЧНЗ - 931 тыс.м² (11 %), в пределах ВНЗ - 7249 тыс.м² (89 %) (табл. 1.1).

Отложения свиты представлены битуминозными аргиллитами темно-серыми до черных, с коричневатым оттенком, участками тонкоплитчатыми, иногда алевритистыми, крепкими, с останками фауны.

Определение коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности по ГИС не было произведено, подсчетные параметры были приняты по пластам-аналогам: коэффициент пористости - 0,4 %, коэффициент нефтенасыщенности – 90,0 %.

По результатам исследования одной поверхностной пробы нефть пласта имеет повышенную вязкость 18,46 мПа*с, по товарной характеристике нефть-среднесернистая (содержание серы 0,66 %), смолистая (содержание смол силикагеновых 10,15 %), парафинистая (содержание парафинов 4,20 %), содержание азота - 0,43 % и асфальтенов - 0,34 %, при этом молекулярный вес составил 260 г/моль. Температура плавления парафинов +540С. Выход светлых фракций, выкипающих до 3000С, составляет 47 %.

Анализ 3-х глубинных проб нефти в пластовых условиях показал, что нефть пласта Ю₀ недонасыщена газом, давление насыщения ее в 12 раз ниже пластового и изменяется в диапазоне 4,2-5,4 МПа, при пластовом давлении 38,4 МПа и температуре 920 С. Плотность нефти в среднем равна 0,750 г/см³, динамическая вязкость - 1,35 мПа*с.

Компонентный состав пластовой нефти представлен (% мольный): углекислым газом - 0,46 %, азотом - 0,908%, гелий и сероводород не обнаружены, метаном - 14,61 %, этаном - 3,61 %, пропаном - 7,72%, бутаном - 8,25 %, пентаном - 6,82 %, С₆+ высшие -57,63 %, при этом молекулярный вес равен 121,2 г/моль.

Пласт Ю₁¹⁻²

Выявлена одна залежь нефти пласта, которая приурочена к Западно-Поньжевой и Резервной локальным структурам.

Залежь пластово-сводового типа литологически экранированная на севере и северо востоке, размеры - 9,6 х 5,4 км, высота - 38,3 м. Площадь залежи составляет 55092 тыс.м², в том числе в пределах ЧНЗ - 44343 тыс.м² (80,5 %), в пределах ВНЗ - 10749 тыс.м² (19,5 %) (табл. 1.1).

Пласт сложен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов, аргиллитов и углей. Песчаники светло-серые, буровато-серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, от слабосцементированных до крепких известково-глинистых, с остатками морской фауны, с запахом и выпотами нефти. Структура песчаников псаммитовая, алевропсаммитовая.

Текстура беспорядочная, микрослоистая. Основной породообразующий комплекс песчаников полевошпатово-кварцевый. Породообразующие компоненты – кварц, полевые шпаты, обломки пород и слюда.

Воды пласта характеризуются как кисло-щелочные (рН=6,2-7,1) с плотностью 1,012-1,016 г/см³.

Средние значения по керну составляют: коэффициент пористости 16,1 % (58 опр.), коэффициент проницаемости – $9,63 \cdot 10^{-3}$ мкм² (37 опр.), водоудерживающая способность – 45,1 % (33 опр.).

Коэффициент пористости коллекторов в целом по пласту меняется от 12,5 % до 17,6 %. Среднее значение в целом по пласту 16,3 %.

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов меняется от 40,4 % до 72,8 %. Среднее значение 57,8 %. Коэффициент проницаемости в целом по пласту изменяется в диапазоне $0,184 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $17,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², в среднем составляя $19,12 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Поверхностные пробы нефти пласта Ю₁¹⁻² характеризуются следующими средними значениями: повышенной вязкостью 7,63 мПа*с; по товарной характеристике нефть малосернистая (содержание серы 0,37 %), смолистая (содержание смол силикагелевых 5,71 %), азота 0,17 % и

асфальтенов 0,85 %, парафинистая (содержание парафинов 2,47 %), молекулярный вес равен 203 г/моль. Нефть застывает при температуре, в среднем -30°C , температура плавления парафинов $+53^{\circ}\text{C}$. Выход светлых фракций, выкипающих до 300°C , составляет 49 %.

По результатам исследований 5 глубинных проб нефть пласта Ю₁¹⁻² недонасыщена газом, давление насыщения ниже пластового и изменяется в диапазоне 6,5-12,0 МПа (среднее 8,4 МПа) при пластовом давлении в среднем по пласту 28,8 МПа и температуре 98°C . Плотность пластовой нефти варьирует в пределах от 0,689 г/см³ до 0,764 г/см³ и в среднем составляет 0,733 г/см³, динамическая вязкость - 1,33 мПа*с.

Компонентный состав пластовой нефти следующий: углекислый газ - 0,47 %, азот - 0,95 %, гелий и сероводород не определены, метан - 18,72 %, этан - 2,65 %, пропан - 5,82 %, бутан - 7,14 %, пентан - 6,62 %, С₆+ высшие - 57,63 %, молекулярный вес составил 126,2 г/моль.

Пласт Ю₁^м

В пределах пласта Ю₁^м выделяются три залежи: «Основная», «Западная» и «Северная».

Типы и размеры залежей представлены в табл.1.1.

Литологически пласт представлен песчаниками, среди которых отмечаются прослои алевролитов и аргиллитов. Песчаник серый, средне-мелкозернистый, полимиктовый, участками переходящий в средне-мелкозернистый алевролитистый, с неравномерными намывами, включениями углисто-слюдистого, углисто-глинистого материала, сидерита, обугленных растительных остатков, с прослойками алевролита крупнозернистого песчаного. Отмечаются мелкие линзочки пирита, толщиной 0,1-0,2 см и линзочки аргиллита темно-серого, толщиной 0,1-0,2 см. Наблюдаются единичные вертикальные ходы роющих организмов. Текстура полого-волнистая прерывистая, косо-волнистая, линзовидная, нарушена процессами взмучивания, внутриформационного размыва и биотурбации осадка. Структура псаммитовая с элементами алевропсаммитовой. Содержание кварца до 42,8 %,

полевых шпатов до 37,2 %, обломков пород до 19,3 %, слюды до 1,7 %.

Воды пласта характеризуются как щелочные ($\text{pH}=7,2$) с плотностью $1,015 \text{ г/см}^3$.

Средние значения по керну составляют: коэффициент пористости 14,3 % (54 опр.), коэффициент проницаемости – $2,71 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (53 опр.), водоудерживающая способность – 48,1 % (39 опр.).

Коэффициент пористости коллекторов в целом по пласту меняется от 12,5 % до 17,6 %. Среднее значение в целом по пласту 14,9 %.

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов меняется от 19,3 % до 61,3 %. Среднее значение 49,7 %. Коэффициент проницаемости в целом по пласту изменяется в диапазоне $0,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $3,51 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в среднем составляя $1,67 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

По пласту Ю₁^М собственные глубинные и поверхностные пробы нефти не отбирались. Параметры, характеризующие свойства нефти и растворенного газа, приняты по аналогии с пластом Ю₁¹⁻². [7]

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице 1.2.

Таблица 1.1 Характеристика продуктивных залежей.

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км × км	Площадь залежи, тыс.м ²	Абсолютная отметка /глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютная отметка контакта, м	Высота залежи, м
Ю ₀	основная (район скважины 7Р)	пластовая	5,5 × 2,5	8 180	<u>2793,4-3348,3</u> -2664,3-2704,7	-2665,0	23,7
Ю ₁ ¹⁻²	основная	пластовая сводовая литологически экранированная	9,6 × 5,4	50 760	<u>2826,4-3376,2</u> -2691,7-2736,2	-2730,0	38,3
Ю ₁ ^м	основная	пластовая сводовая литологически экранированная	3,9 × 2,4	8 193	<u>2842,5-3394,5</u> -2706,8-2754,3	-2735,6	28,9
	западная		1,1 × 0,9	605		-2739,8	8,7
	северная		1,9 × 1,6	2 357		-2737,0	10,5

Таблица 1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

№№ п/п	Параметры	Размерность	Продуктивные пласты				
			Ю ₀	Ю ₁ ¹⁻²	Ю ₁ ^м основная залежь	Ю ₁ ^м западная залежь	Ю ₁ ^м северная залежь
1	Средняя глубина залегания кровли	м	3348,3	3376,2	3394,5		
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-2665,0	-2730	-2735,6	-2739,8	-2737
3	Абсолютная отметка ГНК	м					
4	Абсолютная отметка ГВК	м					
5	Тип залежи		пластовая	пластовая сводовая, лит.экранир.	пластовая сводовая, лит.экранир.	пластовая сводовая, лит.экранир.	пластовая сводовая, лит.экранир.
6	Тип коллектора		бажениты	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный
7	Площадь нефте/газоносности	тыс.м ²	8180	50760	8193	605	2357
8	Средняя общая толщина	м	23,6	12,8	7,1	2,6	2,7
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	9,7	3,1	3,3	1,3	1,3
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м					
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м		5	0,8	0,8	0,8
12	Коэффициент пористости	доли ед.	0,004	0,17	0,16	0,17	0,15
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,9	0,59	0,55	0,55	0,52
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,9	0,59	0,55	0,55	0,52
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,9	0,59	0,55	0,55	0,52
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.					
17	Проницаемость	мкм ²	0,0006	0,0104	0,0020	0,0027	0,0016
18	Коэффициент песчанистости	доли ед.	1,00	0,38	0,52	0,52	0,52
19	Расчлененность	ед.	1,0	1,5	1,63	1,63	1,63

20	Начальная пластовая температура	°C	93,8	93,8	93,8	93,8	93,8
21	Начальное пластовое давление	МПа	38,4	28,8	28,8	28,8	28,8
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1,35	1,33	1,33	1,33	1,33
23	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,75	0,733	0,733	0,733	0,733
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,847	0,849	0,849	0,849	0,849
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,341	1,351	1,351	1,351	1,351
26	Содержание серы в нефти	%	0,66	0,42	0,42	0,42	0,42
27	Содержание парафина в нефти	%	4,2	2,58	2,58	2,58	2,58
28	Давление насыщения нефти газом	МПа	4,7	8,4	8,4	8,4	8,4
29	Газосодержание	м ³ /т	105,1	97,2	97,2	97,2	97,2
30	Давление начала конденсации	МПа					
31	Плотность конденсата в стандартных условиях	г/см ³					
32	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа*с					
33	Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (C ₅₊)	г/м ³					
34	Содержание сероводорода	%					
35	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа*с					
36	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м ³					
37	Коэффициент сжимаемости газа	доли ед.					
38	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с		0,32	0,32	0,32	0,32
39	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³		1,021	1,021	1,021	1,021
40	Сжимаемость						
41	нефти	1/МПаЧ10 ⁻⁴	13,65	20,9	20,9	20,9	20,9
42	воды	1/МПаЧ10 ⁻⁴	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51
43	породы	1/МПаЧ10 ⁻⁴	45	4,5	4,5	4,5	4,5
44	Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.	0,642	0,517	0,473	0,473	0,439
45	Коэффициент вытеснения (газом)	доли ед.					
46	Коэффициент продуктивности	м ³ /сут * МПа	0,3	2,91	0,51	0,51	0,51
47	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:						
47		A МПа ² /(тыс.м ³ /сут)					
48		B МПа ² /(тыс.м ³ /сут) ²					

2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Понятия о нефтяных эмульсиях

Образование стойких нефтяных эмульсий происходит при подъеме обводненной нефти от забоя скважины до ее устья и затем при дальнейшем движении по промысловым коммуникациям непрерывно происходит перемешивание нефти с водой. При разработке нефтяных месторождений на различных ее стадиях содержание воды в нефти может быть разным: в начальной стадии добывается нефть, практически не содержащая воду, на последующих стадиях количество воды в нефти может увеличиваться и на последних стадиях разработки вода может достигать 90% и более.

Под нефтяными эмульсиями понимают механическую смесь нефти и пластовой воды, которые нерастворимы друг в друге и находятся в мелкодисперсном состоянии.

Эмульсия состоит из двух фаз: внутренней и внешней. Лиофобные или термодинамически неустойчивые эмульсии можно классифицировать согласно полярности дисперсных фазы и среды, а также по концентрации дисперсной фазы в системе.

Согласно классификации по полярности дисперсных фазы и среды различают эмульсии:

- Нефти (неполярная жидкость) в воде (полярная) - прямые (Н/В) эмульсии;
- Воды в нефти - эмульсии обратные (В/Н).

Жидкость, в которой находятся небольшие капли иной жидкости, называют дисперсионной средой. Капли жидкости, которые содержатся в дисперсионной среде называются дисперсной фазой. Внешняя фаза в прямых эмульсиях - это вода, поэтому внутренняя фаза смешивается с ней в любых отношениях и обладает высокой электропроводностью. Эмульсии обратные не обладают видимой электропроводностью и смешиваются исключительно с углеводородной жидкостью.

Классификация нефтяных эмульсий также включает в себя разделение их по концентрации дисперсной фазы в дисперсионной среде. Выделяют три типа: концентрированные, высококонцентрированные и разбавленные.

Особенности концентрированных эмульсий: 1) капли могут седиментировать, так как имеют относительно большие размеры; 2) могут быть и неустойчивыми, и устойчивыми.

Особенности высококонцентрированных эмульсий: 1) одиночные капли дисперсной фазы минимально способны к седиментации; 2) капли деформируются из-за большой концентрации в дисперсионной среде.

Особенности разбавленных эмульсий: 1) маленький диаметр капель (до 10^{-5} см) дисперсной фазы; 2) на каплях имеются электрические заряды; 3) высокая стойкость; 4) низка вероятность столкновения.[14,15,19]

2.2 Процесс формирования нефтяных эмульсий

Для того, чтобы образовалась эмульсия необходимо иметь не только две несмешивающиеся жидкости, ее образование напрямую зависит от содержания в нефти природных эмульгаторов, которые способствуют образованию и стойкости нефтяной эмульсии. К природным эмульгаторам относятся асфальтены, смолы, парафины, нефтерастворимые органические кислоты и механические примеси (ил, глина). Естественные эмульгаторы подразделяются на ионогенные, которые диссоциированы на ионы с электрическими зарядами, и неионогенные, которые представлены в виде молекул.

На поверхности раздела фаз в процессе перемешивания нефти с пластовой водой и образования мелких капелек воды природные эмульгаторы образуют пленку, которая препятствует слиянию этих капелек.

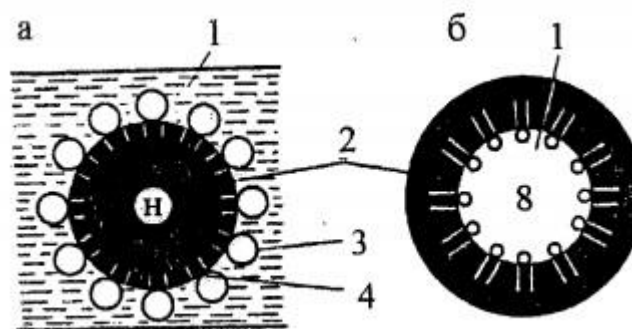


Рис 2.1. Образование эмульсии прямого (а) и обратного (б) типов.

1 – водная фаза, 2 – нефтяная фаза, 3 – полярная часть молекул, 4 – неполярная часть молекул.

На устойчивость нефтяных эмульсий влияет:

- дисперсность системы,
- наличие на глобулах дисперсной фазы двойного электрического заряда;
- физико-химические свойства эмульгаторов;
- рН эмульгированной пластовой воды (увеличение рН влечет за собой расслоение эмульсии на нефть и воду);
- температура смешивающихся жидкостей (с повышением температуры устойчивость эмульсии понижается и наоборот);
- неисправности оборудования.

С течением времени адсорбция эмульгатора на водо-нефтяной поверхности приводит к утолщению пленки на ней. Из этого следует, что эмульсия В/Н становится более устойчивой, что определяет ее старение и трудно поддающееся разрушение, и, следовательно, свежие эмульсии разрушаются гораздо быстрее и легче.

Нефтяные эмульсии разделяются на три вида по степени старения:

- легко расслаивающиеся (содержат крупные глобулы от 50 до 100 мкм);
- средней стойкости (глобулы 20-50 мкм);
- стойкие (содержат мелкие от 0,1 до 20 мкм глобулы).[11,13,18,20]

2.3 Методы предотвращения образования эмульсий

К методам разрушения нефтяных эмульсий типа вода–нефть относятся:

- внутритрубная деэмульсация за счет подачи реагентов;
- центрифугирование;
- гравитационное разделение нефти и воды;
- барботаж попутным нефтяным газом;
- электродегидрирование;
- термохимическое воздействие;
- фильтрация через твердые поверхности;
- ультразвуковое излучение;
- комбинации перечисленных методов.

Далее рассмотрим каждый из этих методов более подробно.

2.3.1 Внутритрубная деэмульсация

Этот метод разрушения нефтяной эмульсии базируется на том, что в поток нефтяной эмульсии вводят деэмульгатор, который будет разрушать эмульсию при перемешивании смеси.

При интенсивном перемешивании реагента с эмульсией происходит быстрое расслоение эмульсии, чем определяются следующие два процесса - коалесценция и дробление находящихся в нефти капель. Капли воды и деэмульгатора дробятся под воздействием турбулентных пульсаций в турбулентном потоке нефти, затем этот процесс сменяется соединением друг с другом однородных (пластовая вода + пластовая вода или раствор реагента + раствор реагента) или разнородных (пластовая вода + раствор реагента) капель в зоне скоростей ниже.

Чем дольше время перемешивания эмульсии с реагентом, тем больше

вероятность равномерного распределения реагента в глобулах пластовой воды, из-за того, что происходят последовательные процессы слияния, затем дробления и снова слияния уже с другими каплями, что увеличивает взаимное смешение. Когда это смешение достигает своего оптимума, дальнейшее перемешивание эмульсии становится бессмысленным.

Эффективность внутритрубной деэмульсации зависит от следующих факторов:

- эффективность самого деэмульгатора;
- интенсивность и длительность перемешивания эмульсии с ПАВ;
- количество воды, содержащейся в эмульсии;
- дисперсность эмульсии;
- физико-химические свойства транспортируемой нефти и воды;
- температура транспортируемой нефти и воды;
- вязкость дисперсионной среды.

2.3.2. Центрифугирование

Центрифугирование – это процесс разделения жидких неоднородных систем под действием центробежных сил. Машины для центрифугирования называют центрифугами или жидкостными центробежными сепараторами. Центрифугирование эмульсий применяется не только для отделения воды, но и взвешенных солей.

Центрифугирование проводят двумя методами:

- центробежное осаждение – это разделение неоднородных систем под действием объемных сил дисперсной фазы. Выполняется в роторах со сплошными стенками.
- центробежное фильтрование – это разделение под действием объемных

сил дисперсионной среды и только частично дисперсной фазы. Выполняется в роторах с перфорированными стенками.

Глобулы дисперсной фазы могут изменять свои размеры и агрегатироваться в зависимости от наличия и характера стабилизатора, под воздействием температуры, либо измельчаться при механическом или физическом воздействии на среду.

Эффективность работы сепаратора зависит от правильного подбора геометрических параметров тарелок и отводящих устройств, соотношения объемов и плотностей компонентов эмульсии.

2.3.3. Гравитационное разделение нефти и воды

Разрушенную нефтяную эмульсию при подаче в нее деэмульгатора обычно направляют на УПН в сепараторы, в которых происходит одновременное разделение нефти, газа и воды. После сепараторов нефть направляется в резервуары, где отстаивается и затем сдается товарно-транспортным компаниям для перекачки ее нефтеперерабатывающим заводам.

Основными показателями, характеризующими эффективность процесса при холодном гравитационном разделении эмульсии, являются:

- время отстоя эмульсии (2,5-4 ч)
- количество деэмульгатора (20-30 г/т)
- температура эмульсии (30-40С)
- остаточное содержание воды (0,2-1%) и солей (50-100 мг/л) в нефти после отстоя.

Если вышеуказанные параметры в пределах нормальных значений, то холодный отстой нефти считается эффективным. Если какой-либо из перечисленных параметров превышает указанные средние нормы, то решается вопрос о выборе более эффективного метода подготовки нефти.

Для эффективного разделения эмульсий посредством гравитационного отстоя применяются сепараторы, которые позволяют эффективно осуществить процесс разделения нефтяной эмульсии на нефть и воду, и гравитационные отстойники.

2.3.4. Барботаж попутным нефтяным газом

По мере движения эмульсии по нефтесборным системам происходит постепенное снижение давления в оборудовании установок подготовки нефти и воды, что приводит к коалесценции и расширению пузырьков газа, которые выделяются из нефти. Эти пузырьки имеют разные форму и расположение, которые зависят от следующих факторов: скорости падения давления и температуры в системе, количества растворенного газа в нефти, степени перемешивания нефти. Газ в капельках воды, заключенных в нефти, ничтожно мало, поэтому капельки воды в объеме практически не изменяются.

Капли нефти выходят из отверстия раздаточного коллектора, пузырьки газа расширяются, происходит их коалесценция и образуется пузырь. Капля нефти превращается в пленку нефти, в которой находятся капельки воды, оттесняемые пузырем газа ближе к «водяной подушке». Со временем пузырь полностью вытесняет капли воды за пределы нефтяной пленки и происходит контакт «броней» этих капель с эмульгатором, находящимся в «водяной подушке». В результате контакта эмульгатора с «броней» она разрушается, и капельки воды, соединяясь с основной массой воды, выпадают в дренаж. Далее нефтяная пленка вместе с пузырем газа поднимается вверх и входит в контакт с основной массой нефти. Описанный выше процесс изображен на рис 2.1.

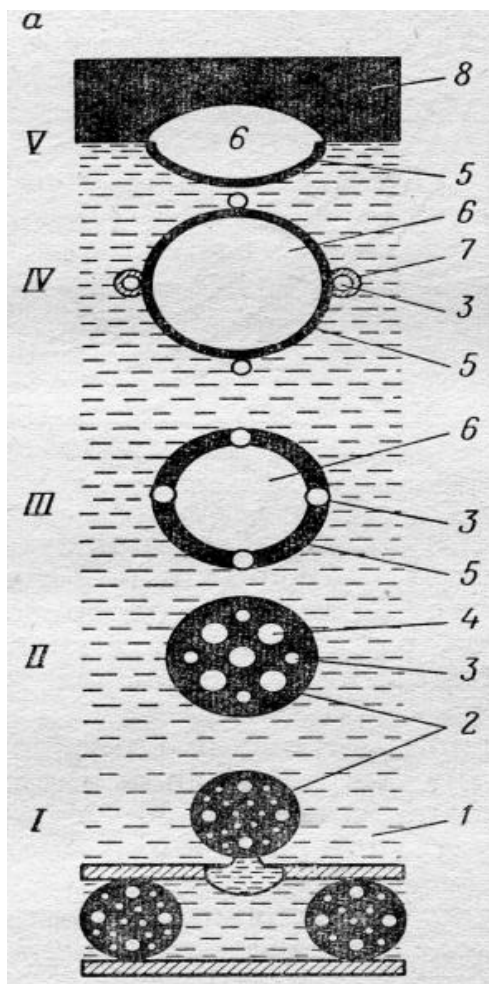


Рис 2.1. Подъем дисперсной фазы (нефти) в дисперсионной

среде (пластовой сточной воде): а – механизм разрушения нефтяной эмульсии за счет выделяющегося из нефти газа (барботажа): 1 – водяная подушка; 2 – капля нефти; 3 – капельки воды; 4 – пузырьки газа; 5 – пленка нефти; 6 – пузырь газа; 7 – «бронь» на капельках воды; 8 – слой нефти.

На этом методе разрушения нефтяных эмульсий основаны следующие способы:

- Способ экспериментального определения параметров трубной сепарационной установки, отличающийся тем, что при проведении эксперимента измеряют время разрушения водонефтяной эмульсии на нефть и воду, а для определения параметров трубной сепарационной установки используют ее модель, изготовленную из отрезков труб, соединенных между собой фланцевыми соединениями.

- Способ внутрипромысловой подготовки нефти, который включает подачу исходной нефтепромысловой смеси в трехфазный сепаратор, и отличается тем, что подаваемая в сепаратор эмульсия пропускается через устройство предварительной вакуумобработки потока.

2.3.5. Электродегидрирование

Для глубокого обезвоживания и обессоливания средних и тяжелых нефтей применяют электродегидратор (рис. 2.2).

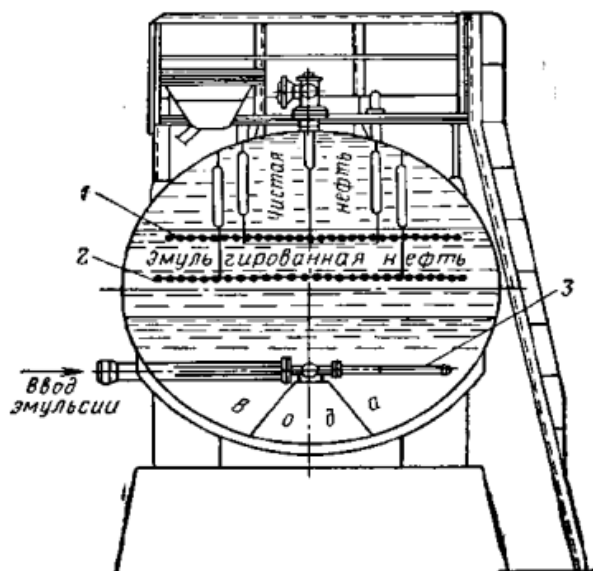


Рис. 2.2. Электродегидратор: 1 и 2 – электроды; 3 – маточник

Такие нефти интенсивно перемешивают в специальных смесителях с пресной горячей водой и эту смесь через маточник, а затем водяную «подушку» вводят в межэлектродное пространство электродегидратора.

В электродегидраторах нефтяная эмульсия проходит через три зоны обработки. В первой зоне эмульсия проходит слой отстоявшейся воды, уровень которой на 20-30 см выше маточника, тем самым подвергаясь водной промывке, в результате которой теряется основная масса пластовой воды. Затем последовательно обрабатывают эмульсию сначала в зоне с электрическим полем слабой напряженности, а затем в зоне сильной напряженности. Механизм разрушения основывается на том, что коалесценция капелек воды

наступает при пропускании постоянного или переменного тока через эмульсию.

Наиболее часто применяют переменный ток высокого напряжения, под действием которого заряженные капельки воды разрывают окружающие их нефтяные пленки и, образуя более крупные капли, коалесцируют. Чтобы происходила поляризация капелек воды, расстояние между электродами должно быть большим. Эмульсия проходит через это поле со скоростью, достаточной для разрушения цепей поляризованных капелек. Таким образом, достигается разделение воды и нефти.

2.3.6. Термохимическое воздействие

Деэмульгирование нефти термохимическим способом проводят при обезвоживании нефти и лишь в отдельных случаях при ее обессоливании. Основными факторами при этом являются подогрев нефти до 30-60°C и подача реагента-деэмульгатора. При таком умеренном повышении температуры снижается вязкость нефти и увеличивается разность плотностей воды и нефти.

Для легкой маловязкой нефти, если процесс ведется при атмосферном давлении с отстоем в резервуарах, применяют более низкие температурные пределы. Для нефти с повышенной плотностью и вязкостью при ведении процесса в отстойниках под давлением применяют более высокие температуры.

При введении в эмульсию деэмульгатора он диспергирует и пептизирует скопившиеся эмульгирующие вещества и тем самым снижает структурно-механическую прочность бронирующих слоев.

Можно сделать вывод, что при совместном действии температуры и деэмульгатора происходит интенсивное слияние капелек воды в более крупные, которое впоследствии обеспечивает их выпадение и отделение от нефти под действием силы тяжести.

2.3.7 Фильтрация через твердые поверхности

Гравий, битое стекло, полимерные шарики, древесные и металлические стружки являются так называемым фильтрующим слоем, при прохождении через который, нестойкие и средней стойкости нефтяные эмульсии разрушаются. Смешанные жидкости после фильтрации попадают в отстойник. Тяжелые нефти и битумы обезвоживаются при прохождении через фильтр-отделитель, которым является натуральная кожа. При этом водонефтяную эмульсию подают на кожу с температурой 80-90°C, а внутри самой камеры отстойника создают вакуум, равный 30-50 мм.

Такой процесс обеспечивает отделение воды из водонефтяной эмульсии до 95 %.

2.3.8. Ультразвуковое излучение

Технология разделения эмульсии включает в себя химическую, тепловую и ультразвуковую обработку. Сущность заключается в следующем:

- насосное оборудование извлекается, в скважину до искусственного забоя спускается колонна насосно-компрессорных труб;

- обратной промывкой производится замена скважинной жидкости на безводную нефть;

- закачкой в колонну НКТ на забой скважины подается 3-4 м³ углеводородного раствора деэмульгатора, половина объема этого раствора продавливается в продуктивный пласт;

- башмак колонны НКТ поднимается на уровень кровли продуктивного пласта;

- в скважину спускается перфоратор, и производится перестрел пласта в среде углеводородного раствора ПАВ;

- затем в скважину, в интервал продуктивного пласта, на каротажном кабеле спускается ультразвуковой излучатель.

В результате воздействия деэмульгатора и температуры, выделяемой ультразвуковым излучателем, растворяются асфальтосмолистые и парафинистые отложения, а под влиянием ультразвукового воздействия загрязнения и вода переходят во взвешенное подвижное состояние и выходят из пласта в ствол скважины.[9,10,16,17]

2.4 Деэмульгаторы нефтяных эмульсий

2.4.1 Определение и классификация

На поверхности капель дисперсной фазы постоянно образуются оболочки с высокой структурной вязкостью (смолы, асфальтены, высокоплавкие парафины), что определяет устойчивость нефтяных эмульсий. Эти защитные слои на поверхности капель препятствуют уменьшению толщины пленки при сближении капель и тем самым предотвращают процесс их коалесценции. Для того, чтобы устранить структурно-механический барьер на поверхности капель и осуществить процесс расслоения эмульсии, необходимо ввести деэмульгатор.

Деэмульгаторы - поверхностно-активные вещества, способные вытеснить с поверхности глобул воды, диспергированной в нефти, бронирующую оболочку.

При введении деэмульгатора в нефтяную эмульсию происходят следующие процессы. Обладающие большей активностью, чем природные стабилизаторы, частицы реагента-деэмульгатора вытесняют ПАВ с границы раздела фаз нефть – вода. Адсорбционные слои из молекул деэмульгатора практически не обладают заметными структурно-механическими свойствами, что создает возможность для коалесценции капель воды при их контакте друг с другом. При этом снижается межфазное натяжение на границе раздела нефть-вода, что при дополнительном воздействии на капли улучшает их взаимное слияние. К такому дополнительному воздействию относится электрическое поле, под действием которого капли воды поляризуются и притягиваются друг

к другу противоположно заряженными полюсами. Чтобы облегчить процесс сближения капель, используют подогрев эмульсии, от чего снижается вязкость нефти и коалесценция происходит быстрее.

При передозировке деэмульгатора возможен обратный эффект: реагент действует как эмульгатор-стабилизатор. В подобных случаях вместо разрушения эмульсии проявляется эффект повышения ее стабильности.

Деэмульгаторы можно разделить на две группы - ионогенные и неионогенные.

Ионогенные деэмульгаторы состоят из двух подгрупп:

а) анионоактивные, которые образуют в водных растворах при ионизации ПАВ поверхностно-активные анионы, в состав которых входят углеводородная часть молекулы и катионы, представляющие неорганические ионы, чаще всего натриевые. Вытесняя образовавшуюся защитную оболочку, анион раствора адсорбируется на поверхности глобулы воды и создает на ней новую слабую оболочку с отрицательным зарядом. К этой подгруппе относятся деэмульгаторы типа НЧК (нейтрализованный черный контакт), НКГ (нейтрализованный кислый гудрон), ТК (товарный контакт), СУ (сульфированные масла), алкилсульфатнатрия, нафтеновые кислоты и их соли - нафтенаты, сульфонафтенаты алюминия и кальция и др.

б) катионоактивные, подвергающиеся ионизации в водных растворах с образованием поверхностно-активных катионов, которые состоят из углеводородных радикалов и обычно неорганических анионов. Катион, адсорбируясь на поверхности частицы воды, вытесняет защитную оболочку и создает новую, механически менее прочную с положительным зарядом. Деэмульгаторы этой подгруппы незначительно активны.

Неионогенные ПАВ - высокоэффективные соединения, неспособные к ионизации в растворах и находящиеся в них в молекулярной форме.

Являются блоксополимерами окисей этилена и пропилена, гидрофильная часть молекулы является сополимером окиси этилена, а гидрофобная - как правило - сополимером окиси пропилена.

Для получения гидрофобного сополимера используют вещества с молекулярной массой менее 200 и подвижным атомом активного водорода.

Исходными веществами для синтеза блоксополимеров с одной гидрофобной и одной гидрофильной группой служат чаще всего одноатомные спирты, с одной центральной гидрофобной и двумя концевыми гидрофильными группами - двухатомные спирты или фенолы, двух основные кислоты.

В реакторах периодического действия осуществляются процессы оксиэтилирования и оксипропилирования в присутствии катализаторов при температуре 120-135°C.

Если изменить количество молекул окиси этилена, то можно изменить способность неионогенных соединений к деэмульгированию: при уменьшении растворимость неионогенного вещества в воде увеличивается и наоборот. Сродство деэмульгатора к воде или к нефти также можно увеличить или уменьшить, изменив соотношение гидрофобной и гидрофильной частей молекулы.

Примеры деэмульгаторов этого типа: дисолваны, R-11, сепароли, проксалины, проксанолы, дипроксапины, доуфаксы, РИФ, Серво, СНПХ, ДИН, прогалит, ЛМЛ и др.[13,22]

2.4.2 Технология применения деэмульгаторов в процессах промышленной подготовки нефти

Технология применения деэмульгаторов сводится к трём стадиям:

1. Введение в эмульсионный поток реагента и его распределение в дисперсионной среде;
2. Подготовка дисперсной фазы к слиянию, путём адсорбции на границе раздела фаз молекул деэмульгатора с разрушением защитных оболочек;
3. Разделение эмульсии на составляющие её фазы.

Эффективность первой стадии определяется физико-химическими свойствами эмульсии и деэмульгатора, гидродинамическими характеристиками

и технологией ввода реагента. С помощью изменения степени перемешивания эмульсии с деэмульгатором и его способа введения можно управлять этой стадией. Так, например, увеличивая интенсивность перемешивания, мы повышаем устойчивость эмульсии. Существует несколько способов ввода реагента:

1. Ввод в виде растворов с концентрацией 0,05 - 2,00 %;
2. Ввод в товарной форме без дополнительного разбавления;
3. Ввод в виде низкоконцентрированной тонко дисперсной эмульсии;
4. Ввод в виде водо-нефтяной эмульсии, содержащей, реагент.

Из приведённых выше способов наиболее часто используется ввод реагента в товарной форме. Преимущество данного способа заключается в следующем: во-первых, снижается удельный расход деэмульгатора на 10 %, во-вторых - улучшается качество разделения. Ввод в виде низкоконцентрированной тонко дисперсной эмульсии используется для потоков с низкими гидродинамическими характеристиками. Первый и четвертый способы не получили широкого применения.

Эффективность второй стадии определяется физико-химическими свойствами деэмульгатора и защитных оболочек. Для разрушения защитных оболочек или для создания в них дефектов применяются механические и физические способы. К механическим относят дополнительное диспергирование частиц дисперсной фазы (в центробежном насосе). К физическим - создание дефектов в структуре защитных оболочек за счет процесса массообмена в момент разгазирования эмульсии или за счет удаления из защитного слоя одного из компонентов.

Эффективность третьей стадии определяется Стоксовыми силами. Управлять этой стадией можно при помощи понижения вязкости дисперсионной среды и укрупнения капель дисперсной фазы с помощью коалесценторов.

Для применения на месторождениях неразбавленного деэмульгатора в товарном виде требуются несложные установки, которые состоят из

небольшого дозировочного насоса и бачка с чистым реагентом. Для смешения реагента специальных устройств не требуется, так как за счет турбулентности потока в трубах или смесительных соединениях достигается ее хорошее перемешивание.

Правильность подачи реагента в поток определяется следующим образом: если проба эмульсии, взятая непосредственно перед поступлением на установку по подготовке нефти, разрушается без дополнительного встряхивания, значит, перемешивание реагента произошло полное и место подачи его в поток выбрано правильно. Если необходимо встряхивание, это указывает на недостаточное перемешивание реагента с эмульсией, и на то, что место ввода его в линию выбрано неверно.

В зависимости от конкретных условий нефтяных месторождений и от принятой системы сбора реагент вводится:

- в поток на скважинах;
- на групповых замерных установках;
- дожимных насосных станциях;
- установках предварительного сброса воды;
- на центральных пунктах перед установкой подготовки нефти.

Процесс ввода реагента на забой скважины с целью предотвращения образования стойких нефтяных эмульсий называют внутрискважинной деэмульсацией.

Подача реагента осуществляется с помощью дозировочных установок – блоков дозирования химических реагентов (БР-2,5; БР-10; БР-25; НДУ; УДС; УДЭ; УДПВ). Они предназначены для приготовления и дозированного ввода жидких деэмульгаторов в любой точке трубопровода промысловой системы транспорта и подготовки нефти.

Наиболее распространенные блоки дозирования БР-2,5 и БР-10 (рис 2.3).

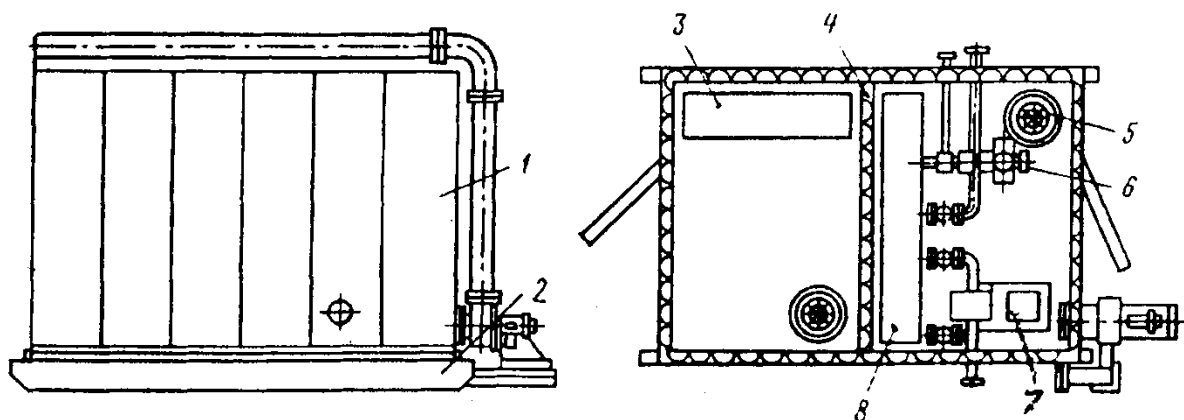


Рисунок 2.3 – Блоки дозирования химреагентов БР-2,5 и БР-10.

1 - теплоизолированная будка, 2- сани, на смонтированной сварной раме, 3 - средства контроля и управления, 4 – герметичная перегородка, 5 - трубчатый электронагреватель, 6 - дозировочный насос, 7 – шестеренный насос, 8 - технологическая емкость.[12,24,25]

2.4.3 Требования, предъявляемые к деэмульгаторам

Деэмульгаторы должны иметь следующие основные свойства:

- высокую поверхностную активность;
- коалесцирующую способность;
- флоккуляционную способность;
- смачивающую способность по отношению к твердым частицам.

Для получения этих свойств применяют товарный продукт, образованный при помощи смешивания нескольких деэмульгаторов. Широкое распространение получили нефтерастворимые деэмульгаторы различных фирм (сепароль, доуфакс, прохинор, виско, дисолван, тритолайт и др.), обладающие высокой деэмульгирующей способностью при расходе 20-50 г/т.

Деэмульгаторы должны обеспечивать высокое качество подготовленной нефти при минимальном расходе, малом времени отстоя при минимальной температуре.

Реагент должен быть водо- или нефтерастворимым, т.е. хорошо диспергироваться в дисперсионной среде.

Молекулы дезэмульгатора должны в свою очередь обладать хорошими пептизирующими свойствами, чтобы вызывать процесс разрыхления бронирующих оболочек, высоким смачивающим действием на элементы брони. Дезэмульгатор не должен образовывать прочных плёнок, должен способствовать предотвращению отложения солей и механических примесей в технологическом оборудовании.

К дополнительным требованиям, применяемым к дезэмульгаторам относятся их стоимость, транспортабельность, универсальность, они не должны влиять на товарные свойства нефти и изменять свои свойства при изменении внешних условий и длительном хранении.[23]

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Пункт подготовки и сбора нефти (месторождение «Ф-е») (сокращ. УПН) предназначена для разгазирования и обезвоживания нефти, поступающей с Ф. месторождения и сдачи нефти потребителю в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002.

На УПН Ф. месторождения предусмотрен комплекс технологических сооружений с применением современного оборудования и средств контроля процессов для:

- подготовки нефти, поступающей с Ф. месторождения, до товарных кондиций в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002, учета ее и транспортировки на пункт приема, учета и сдачи нефти;
- подготовки и транспорта газа первой ступени сепарации на ГПЭС;
- подготовки пластовой воды для закачки в пласт;
- обеспечения надежной эксплуатации напорного нефтепровода с Ф. месторождения и снижения риска загрязнения окружающей среды в зоне напорного нефтепровода.[2]

4.1 Производственная безопасность

4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим наиболее вредные производственные факторы на рабочем месте, которые могут возникнуть при выполнении данного вида работ.

На объекте основными взрыво- и пожароопасными, вредными и токсичными веществами, находящимися в производстве, являются: нефтяной газ, нефть.

Утечки токсичных и вредных веществ в окружающую среду

Прорывы нефтяного газа, горячей нефти при разгерметизации трубопроводов, оборудования могут вызвать последующее возгорание или

взрыв, а также отравление парами углеводородов у работников.

Безопасность при сливноналивных работах обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

1. К проведению сливо-наливных операций допускаются лица, прошедшие в установленном порядке обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасности труда, а также медицинский осмотр.

2. Работники, производящие сливо-наливные операции, должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с утверждёнными нормами. Кроме того, рабочее место (эстакада) должно быть обеспечено фильтрующим противогазом на случай аварийной ситуации.

3. На рабочем месте должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения.

4. Эстакады, трубопроводы, сливо-наливные шланги с наконечниками должны быть заземлены. Резиновые шланги, имеющие металлический наконечник, которые предназначены для налива в автомобильные цистерны, заземляются проволокой, которая обвивается по шлангу снаружи или пропускается внутри, с ее припайкой первого конца к металлическим частям трубопровода, а другого - к наконечнику шланга. Металл, из которого изготовлены наконечники и проволока, не должен давать искр.

5. Стояки для налива автомобильных цистерн также должны иметь заземляющие устройства. Этими устройствами могут быть металлические проводники, которые присоединяются к заземлителю.

6. Работы во взрывоопасных и пожароопасных местах производятся инструментом, который исключает искрообразование.

7. Освещение резервуаров и эстакад должно быть прожекторное.

Пониженная температура окружающей среды

При нормировании параметров климата выделяют холодный период года. Для проведения работ на открытом воздухе в холодное время года, а также в необогреваемых закрытых помещениях, в целях предупреждения

несчастных случаев в ООО «ТН» устанавливаются минимальные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы:

1) ремонтные и строительно – монтажные работы:

ветра нет: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: -33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С; свыше 8 м/с: - 29 °С;

2) лесозаготовительные работы:

ветра нет: - 39 °С; при скорости ветра: до 5 м/с: - 38 °С; от 5 до 10 м/с: - 37 °С; свыше 10 м/с: -36 °С;

3) остальные виды работ:

ветра нет: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С; свыше 10 м/с: - 33 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Главным источником формирования является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, при работе, которая связана с осмотром и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек.

Аппараты и резервуары, которые подлежат вскрытию для осмотра и очистки, останавливаются, освобождаются от продукта, отключаются от действующей аппаратуры, их необходимо пропарить и проветрить. Продолжительность пропарки и необходимость промывки водой определяется для каждого случая в отдельности начальником цеха.

Трубопроводы, которые связаны с осматриваемыми аппаратами и резервуарами, должны быть отключены от них с помощью заглушек. В журнале установки и снятия заглушек фиксируются место, время установки и

снятия заглушек.

Начальник установки или руководитель объекта непосредственно контролирует подготовку аппаратов к осмотру и работу по их очистке. Запрещено приступать к работам без разрешения руководителя объекта и наличия оформленного наряда-допуска. Лица, моложе 18 лет и женщины к работам по очистке резервуаров и других закрытых емкостей, в которых находится нефтепродукты, нефть, растворители и химические вещества не допускаются.

При выполнении работ внутри емкости аппарата необходима защита органов дыхания, для этого применяются шланговые противогазы. Перед входом в емкость рабочий надевает шланговый противогаз с подготовленной шлем-маской и отрегулированной подачей свежего воздуха. Лицо, ответственное за ведение работ, проверяет исправность противогаза. В случае, если внутри аппарата обеспечивается наличие кислорода концентрацией не менее 19% и вредных газов меньше предельно допустимого уровня, работа без шлангового противогаза допускается.

При работе в аппарате, емкости или колодце рабочий надевает предохранительный пояс со специальными крестообразными лямками, к которому прикрепляются прочная сигнально-спасательная веревка.

Работы внутри аппарата, емкости или колодца должны производиться в составе не менее трех человек. В емкости разрешается работать только одному рабочему, но если необходимо, в емкости могут находиться одновременно более двух человек, при этом следует разработать дополнительные меры безопасности с перечислением их в наряде-допуске.

Наблюдающие должны быть готовыми оказать рабочему, находящемуся в емкости, неотложную помощь, а также быть в таком же снаряжении.

Наблюдающие должны контролировать работу воздуходувки, которая подает воздух к шланговому противогазу рабочего, находящегося внутри аппарата.

При обнаружении неисправностей, таких как остановка воздуходувки,

прокол шланга, обрыв спасательной веревки и др., а также при попытке работающего в аппарате снять шлем-маску противогаза, работа внутри немедленно приостанавливается, а рабочий извлекается из емкости.

Очистку резервуаров из-под нефтепродуктов необходимо производить с помощью деревянных лопат, щеток и других предметов из неискрящихся материалов. При очистке резервуаров и емкостей от нефти и нефтепродуктов рабочий должен быть в соответствующей спецодежде и защитном приспособлении, которые предусмотрены нормами безопасности.

Перед проведением работ по осмотру и очистке резервуаров и емкостей руководитель объекта инструктирует рабочих о правилах безопасности ведения работ внутри аппарата и методах оказания первой помощи. Состав бригады и отметка о прохождении инструктажа заносятся в наряд-допуск. [3,4,5]

4.1.2. Анализ выявленных опасных факторов

Статическое электричество

Статическое электричество - это заряды, которые возникают от трения при движении по трубопроводам нефтепродуктов и при сливно-наливных операциях, заполнении и опорожнении резервуаров, электризации ременных передач и потоков сжатых газов. В случае, если заряженное тело было заземлено, через некоторое время заряды уйдут в землю. Для хорошо проводящих тел заземление обеспечивает более быстрый отход зарядов в землю, а для слабо проводящих – отход зарядов возможен только в течение длительного времени, поэтому помимо заземления оборудования необходимо бороться со скоплением зарядов.

Все заземляющие устройства, которые обеспечивают защиту от опасных проявлений зарядов статического электричества, должны объединяться со спец.устройствами заземления другого назначения или использовать естественные заземлители. Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного для стекания электрических зарядов, не должно превышать 10 Ом.

В процессе эксплуатации возможны случайные обрывы и другие повреждения цепей заземления, поэтому используются только механически прочные токоотводы.

На взрывоопасных объектах нефтяной и газовой промышленности определение степени электризации нефтепродуктов проводится с помощью измерительных приборов со взрывозащищенными свойствами.

Технологическое оборудование, которое содержит электропроводящие части, заземляется независимо от того, применяются ли другие меры защиты от статического электричества.

Электрически заземленным считается неметаллическое оборудование, но только если сопротивление любой точки его поверхности относительно заземления не превышает 10 Ом.

Электропроводное неметаллическое и металлическое оборудование, трубопроводы должны представлять собой непрерывную электрическую цепь на всем протяжении, присоединенную к контуру заземления в пределах взрывоопасной зоны не менее, чем в двух точках.

Резервуары и емкости объемом более 50 м³ должны быть присоединены к заземлителям с помощью двух или более заземляющих проводов в направлении, расположенном диаметрально.

Присоединению к контуру заземления подлежат все аппараты и емкости, где возможно образование зарядов статического электричества. Присоединяются они при помощи отдельного ответвления и независимо от заземления соединенных с ними коммуникаций и конструкций.

При работе с электрическим оборудованием персонал должен иметь при себе резиновый коврик (дорожку), изолирующую подставку, щитки, диэлектрические перчатки, калоши или боты.[1]

4.2 Экологическая безопасность

В настоящее время принципиальным условием возможности осуществления процесса подготовки нефти и газа, является обязательная разработка и осуществление мероприятий, направленных на охрану

окружающей среды от загрязнения и создание современных технологических процессов, направленных на снижение воздействия на окружающую среду.

При эксплуатации сооружений установки подготовки нефти (УПН) образуются жидкие и твердые отходы производства 1-4 класса опасности для окружающей среды.

Технологические отходы

Основным технологическим отходом по УПН является нефтешлам от зачистки дренажных емкостей, резервуаров, сепараторов. Нефтешлам является смесью твердых парафиновых углеводородов, смол, минеральных солей и механических частиц, имеет пастообразное состояние. Относится к 3 классу опасности для окружающей среды.

Выбросы в атмосферу

При эксплуатации объекта осуществляется загрязнение атмосферного воздуха выбросами от оборудования.

Источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу на УПН являются:

- сепараторы;
- подогреватели нефти;
- насосы;
- дренажные емкости;
- РВС сырой и товарной нефти;
- емкости сбора конденсата;
- Факельная установка;
- блоки дозирования химреагентов;
- неплотности фланцевых соединений и ЗРА оборудования и трубопроводов.

При эксплуатации вышеперечисленного оборудования в атмосферу выделяются загрязняющие вещества. Качественный и количественный состав выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 Выбросы в атмосферу

№	Наименование выброса	Количество образования выбросов	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м ³
1	Углеводороды предельные C ₁ -C ₅	916.002	-	Постоянно при работе оборудования	ОБУВ – 50,0
2	Углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	253.947	-		ОБУВ – 30,0
3	Бензол	3.262	-		ПДК _{м.р.} 0,300
4	Ксилол	1.566	-		ПДК _{м.р.} 0,200
5	Толуол	2.193	-		ПДК _{м.р.} 0,600
6	Спирт метиловый	0.1879	-		ПДК _{м.р.} 1 ПДК _{с.с.} 0,5
7	Азота диоксид	20.1424	-		ПДК _{м.р.} 0,2
8	Азот оксид	3.0176	-		ПДК _{м.р.} 0.4
9	Углерода оксид	2160.35	-		ПДК _{м.р.} 5,0
10	Метан	573.134	-		ОБУВ – 50,0
11	Бенз[а]пирен	0.0000007	-		ПДК _{с.с.} 0,000001
12	Сажа	258.752			ПДК _{м.р.} 0.15
13	Масло минеральное	0.3167566	-		ОБУВ - 0.05

Технологические сбросы

Основным технологическим сбросом на УПН является пластовая (подтоварная вода). Характеристика сточных вод от объекта представлена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 Характеристика сбросов

№ п\п	Наименование стока	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность	Установленная норма содержания загрязнений в стоках
1	Производственно-дождевые стоки Дренажные емкости	Отвод в существующую сеть производственно-дождевой канализации, в технологический РВС, затем в систему ППД.	Периодически. По мере наполнения дренажных емкостей	Нефтепродукты - 80-100мг/л Взвешенные вещества 100мг/л
2	Пластовая (подтоварная вода)	Подача на КПП №2 для поддержания пластового давления	Постоянно	
3	Хозяйственно-бытовые стоки	Сброс в канализационную ёмкость с последующей откачкой ассенизационной машиной и вывоз на канализационные очистные сооружения	Периодически. По мере наполнения емкостей	-

Для приёма и отвода дождевых и талых вод с территории кустовых площадок и разведочных скважин проектной документацией предусмотрена производственно-дождевой канализации. Дождевая канализация запроектирована с целью исключения подтопления территории площадок и возможного загрязнения почвы. Для предотвращения попадания нефтепродуктов в почву все технологические площадки забетонированы и ограждены по периметру сплошным бортом высотой не менее 0,15 м.

Основные технологические мероприятия по охране атмосферы

На охрану воздушного бассейна направлены следующие технологические мероприятия:

- сброс углеводородных газов от предохранительных клапанов, газов отдува, при освобождении оборудования для ремонта и в аварийных случаях производится в факельную систему;
- оборудование насосов системами сигнализации и блокировок, останавливающих агрегаты при нарушении технологических параметров и пропусках через уплотнения,
- периодическая очистка внутренней поверхности нефтегазопроводов определённого нормативами диаметра пропуском пробок полимерно-гелевых композиций с целью удаления парафина, песка и различных механических примесей и снижения скорости внутренней коррозии;
- применение арматуры с классом герметичности «А» для полной герметизации на продуктовых линиях;
- герметизация и максимальное уплотнение стыков и соединений в технологическом оборудовании.
- теплоизоляция РВС и антикоррозионное покрытие его наружных и внутренних поверхностей;
- контроль наличия паров углеводородов в атмосфере наружной установки и взрывоопасных помещениях осуществляется датчиками до взрывоопасных концентраций типа СГГ-20Н, которые устанавливаются в местах возможного возникновения утечек.[1]

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Работа УПН останавливается по плану ликвидации аварии в случаях: прекращение подачи электроэнергии, пожар, разрушение коммуникаций и аппаратов, а также при возникновении аварии на соседнем объекте, если это представляет угрозу для данной УПН.

Основные виды аварийного состояния производства и способы их ликвидации представлены ниже.

1. Ухудшение качества нефти, высокое содержание воды на выходе О-1.

Причинами возникновения данного аварийного состояния можно считать: низкий расход деэмульгатора, низкая температура, увеличение содержания воды после сепаратора. Для устранения необходимо: Проверить работу насосов -дозаторов БДР, в случае неисправности работающего перейти на резервный, увеличить подачу реагента, проверить наличие реагента в расходной емкости, увеличить давление газа на горелки, отрегулировать работу горелки, проверить уровень раздела фаз в О-1 при необходимости - увеличить отвод воды из аппаратов.

2. Черный дым из дымовой трубы П-1.

Возникает из-за прогара змеевика подогревателя нефти П-1, попадания нефти в толку. Для устранения аварийной ситуации необходимо остановить аппарат, отсечь вход и выход нефти, вывести подогреватель нефти П-1 в ремонт.

3. Увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде

Низкий уровень раздела фаз в сепараторах НГСВ-1,2, отстойнике О-1 приводит к увеличению содержания нефтепродуктов в подтоварной воде. Действия персонала при этом следующие: поднять уровень раздела фаз в соответствии с НТР, проверить работу регулятора уровня в сепараторах НГСВ-1,2 и отстойнике О-1.

4. Унос нефти в факельный коллектор и на факел высокого и низкого давления.

Причины возникновения: превышение уровня нефти в сепараторах НГСВ-1,2 и КСУ-1,2, низкий уровень нефти в сепараторах НГСВ-1,2, унос капель жидкости с газом. Устранение при помощи следующих действий: отрегулировать уровень нефти в сепараторах в соответствии с НТР, проверить работу регуляторов давления в сепараторах, отрегулировать уровень нефти в сепараторах в соответствии с НТР.

5. Насос не подает жидкость.

Причиной этому является то, что засасывается воздух через неплотности в соединениях всасывающего трубопровода, запорной арматуры. При этом необходимо перейти на работу резервного насоса и осмотреть все соединения, и при необходимости подтянуть их.

6. Насос не развивает напор.

Причина возникновения аварийного состояния: зазор по уплотнениям рабочей камеры превышает доп. Значения, электродвигатель не набирает нужной частоты вращения из-за снижения электрического напряжения. Для устранения аварийного состояния персонал должен выполнить следующие действия: Разобрать насос и заменить изношенные детали, определить причину понижения напряжения, перейти на работу резервного насоса.

7. Повышенная вибрация насоса.

Причина - неправильная центровка электродвигателя с насосом. Необходимо отцентрировать насос.

8. Большая потребляемая мощность (большой нагрев электродвигателя).

Возникает из-за износа колец гидравлической пяты, смещения ротора в сторону. Необходимо устранить неисправности согласно инструкции по эксплуатации и уходу.

Пожарная и взрывная безопасность

Правильное и своевременное принятие мер по ликвидации малых очагов пожаров зависит от знания работниками правил и инструкций пожарной безопасности, от быстроты правильных действий, а это возможно при хорошем знании всей обстановки на рабочем месте. Промедление здесь недопустимо, т. к. малый очаг пожара может перерасти в большой, что повлечет за собой порчу технологического оборудования, зданий, сооружений и другие тяжелые последствия.

Ответственность за пожарную безопасность цехов, участков, лабораторий, складов, мастерских несут руководители объектов или лица исполняющие их обязанности, которые назначаются приказом руководителя предприятия. Табличка с указанием фамилии, имени, отчества и должности

ответственного за пожарную безопасность должна быть вывешена на каждом объекте на видном месте.

На случай возникновения пожара в помещениях должна быть обеспечена возможность безопасной эвакуации людей.

Территория производственных объектов добычи нефти и газа, установок для сбора, хранения, транспортирования нефти и газа, а также оборудование и производственные помещения должны постоянно содержаться в порядке. Не допускается загроможденность территории производства, помещений и оборудования, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, отходами производства и мусором. Сжигаемые отходы производства, мусор и сухая трава уничтожаются в безопасных местах.

Согласно проекту и технологическому регламенту производственные помещения должны обеспечиваться необходимыми системами автоматической защиты, контроля и регулирования пожароопасных параметров, таких как температура, давление, уровень жидкости.

В производственных и рабочих зонах наружных установок для контроля за содержанием взрывоопасных концентраций паров и газов должны быть установлены автоматические сигнализаторы, сброкированные с аварийной вентилиацией и снабженные устройствами для подачи звукового и светового сигналов.

Система сигнализации выдает предупреждающий сигнал при концентрации нефтяных паров и газов, превышающей 20% ее нижнего предела.

Установленные резервуары, емкости и аппараты должны иметь заземлители или присоединяться с помощью отдельного ответвления к общей заземляющей магистрали сооружения. Не допускается последовательное включение в заземляющую шину (провод) нескольких заземляющих аппаратов или трубопроводов.

Водопроводная сеть, устанавливаемая на пожарном оборудовании, должна обеспечивать для целей пожаротушения требуемый напор и пропускать расчетное количество воды. При наличии на территории предприятия или в

близии него естественных водоисточников (рек, озер, прудов) в любое время года к ним должны быть устроены удобные подъезды для установки пожарных автомобилей и забора воды.

Предприятия (объекты) нефтяной промышленности должны быть оборудованы автоматическими и неавтоматическими стационарными установками пожаротушения.

В резервуарных парках и на объектах сбора, подготовки и транспорта нефти опорные пункты переносных установок и средств пенного тушения должны быть созданы из расчета: один опорный пункт на площади объекта не более 150 га, который создается независимо от наличия стационарных систем пожаротушения на объектах.

В случае возникновения возгораний нефть тушится огнетушителем таким образом, что горящая поверхность покрывается огнетушащим составом от краев к центру по окружности. При тушении песком нужно засыпать горящую поверхность, уменьшая площадь горения, по окружности. Необходимо помнить, что применять воду для тушения электрических проводов и оборудования запрещается. Если пожар возник сразу в нескольких аппаратах, нужно приступать в первую очередь к тушению аппарата, расположенного с наветренной стороны по отношению к другому горящему оборудованию.[1,3]

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно Закону РФ «О недрах», недра - это часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя либо ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающаяся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения.

Требования по охране недр установлены законодательными и нормативными документами федерального уровня, основные из которых:

- Конституция Российской Федерации;

- Закон Российской Федерации «О недрах»;
- «Правила охраны недр»;
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Кроме указанных нормативно-правовых актов федерального уровня недропользователь должен руководствоваться нормативно-правовыми актами Томской области, направленными на охрану недр.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрена геологическая и геолого-промысловая характеристика. Описана история проектирования и состояние разработки. Отобрана геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения.

Перечислены причины образования нефтяных эмульсий, изучен процесс их формирования, их свойства и факторы устойчивости.

Рассмотрены основные методы разрушения эмульсий, такие как: внутритрубная деэмульсация за счет подачи реагентов, центрифугирование, гравитационное разделение нефти и воды, барботаж попутным нефтяным газом, электродегидрирование, термохимическое воздействие, фильтрация через твердые поверхности и ультразвуковое излучение.

Описана технология подготовки нефти на УПН Ф. месторождения и методы борьбы с эмульсиями.

Проанализированы результаты испытаний деэмульгаторов (ХПД-001Е, ХПД-001Т, СОЮЗ-1000), проведенных на Ф. месторождении, и определен наиболее эффективный деэмульгатор – ХПД-001Е. Он обеспечивает качественное разделение водонефтяной эмульсии при малом удельном расходе, при его испытаниях наблюдалось наименьшее процентное содержание воды в нефти.

Также доказана и экономическая эффективность использования выбранного деэмульгатора. Годовая стоимость ХПД-001Е составила 226 776 рублей. Срок окупаемости составил 6 месяцев.

Список литературы

1. Пункт подготовки и сбора нефти (месторождение «Ф-е») ООО "Т": технологический регламент – Томск, 2017. – 79 с.
2. Паспорт объекта УПН Ф-я – Томск, 2017. – 23 с.
3. Инструкция о мерах пожарной безопасности на объектах ООО «Т» ИПБ-10-11 - Томск, 2011. – 9 с.
4. Инструкция по охране труда при проведении работ в замкнутом пространстве аппаратов и резервуаров СВ-38 – Томск, 2010. – 10 с.
5. Инструкция по охране труда при сливе и наливке нефти и нефтепродуктов в резервуары (РГС и РВС) СВ-17 – Томск, 2011. – 4 с.
6. Общие сведения о Ф. месторождении и участке недр, предоставленном в пользование: дополнение к технологической схеме разработки Ф. месторождения. – Томск, 2015. – 7 с.
7. Геолого-физическая характеристика Ф. месторождения: дополнение к технологической схеме разработки Ф. месторождения. – Томск, 2015. – 72 с.
8. Состояние разработки месторождения: дополнение к технологической схеме разработки Ф. месторождения. – Томск, 2015. – 25 с.
9. Каштанов А. А., Жуков С. С. Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки: Учебн. Пособие — М.: Недра, 1985. 292 с.
10. Шаммазов А. М., Хайдаров Ф. Р., Шайдаков В. В. Физико-химическое воздействие на перекачиваемые жидкости.- Уфа: Монография. - 2003. - 232 с.
11. Буглов Н.А., Карпиков А.В., Качин В.А. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие – ИГТУ, 2014. – 222 с.
12. И.Ш. Хуснутдинов, Р.Р. Заббаров, А.Г. Ханова, В.Ф. Николаев, Г.Ш. Скворцова Технологии переработки высокоустойчивых водоуглеводородных эмульсий: монография: монография – М-во образ. и науки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т, Инст-т орг. и физ. химии

- им.А.Е. Арбузова. – Казань: Изд-во КНИТУ, 2012. – 180 с.
- 13.Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти: монография - Казань, «ФЭН», 2000. – 416 с.
- 14.Левченко Д.Н. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения - М.: Химия, 1967. - 200 с.
- 15.Гуреев А.А., Абызгильдин А.Ю., Капустин В.М., Зацепин В.В. Разделение водонефтяных эмульсий: Учебное пособие - М: ГУП Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. - 95 с.
- 16.Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Николаева Н.М. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях - М.: Химия, 1985. - 168 с.
- 17.Логинов В.И. Обезвоживание и обессоливание нефтей - М.: Химия, 1979. — 216 с.
- 18.Байков Н.М., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды - М.: Недра, 1981. — 261 с.
- 19.Ишмурзин А.А., Храмов Р.А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды - Уфа: УГНТУ, 2003. - 144 с.
- 20.Кабилов М.М., Гумеров О.А. Сбор, промысловая подготовка продукции скважин - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. - 70 с.
- 21.Мишель Л.М. и др. Нефтегазопромысловая сепарационная техника: Справочное пособие. — М.: Недра, 1992. — 236 с.
- 22.https://studopedia.ru/11_22539_metodi-predotvrashcheniya-obrazovaniya-emulsiy.html
- 23.<https://studfiles.net/preview/4522165/page:2/>
- 24.<http://www.topreg.ru/stati-i-obzori/neobchodimost-ispolzovaniya-deemulgatorov>
- 25.<http://oilloot.ru/80-dobycha-i-promyslovaya-podgotovka-nefti/505-deemulgatory-primenyaemye-dlya-razrusheniya-neftyanykh-emulsiy>