

На правах рукописи



МЯКИШЕВ ЕВГЕНИЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ
В АППАРАТЕ С ПРЯМЫМ ПОДОГРЕВОМ И КОАЛЕСЦИРУЮЩИМИ
ЭЛЕМЕНТАМИ**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2023

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет» на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Научный руководитель **Леонтьев Сергей Александрович**,
доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Официальные оппоненты: **Мингулов Шамиль Григорьевич**,
доктор технических наук, доцент, Институт нефти и газа ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (филиал в г. Октябрьском), профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений»

Лекомцев Александр Викторович,
кандидат технических наук, доцент, ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», доцент кафедры «Нефтегазовые технологии»

Ведущая организация Институт "ТатНИПИнефть" ПАО "Татнефть" им. Д. Шашина, г. Бугульма.

Защита состоится «21» апреля 2023 года в 14 часов 00 минут на заседании диссертационного совета 24.2.419.03, созданного на базе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70, ауд. 312.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-издательском комплексе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и на сайте www.tyuiu.ru.

Автореферат разослан «15» марта 2023 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Пономарева Татьяна Георгиевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. В настоящее время большинство нефтяных месторождений Западной Сибири находятся на заключительной стадии разработки, которые характеризуются высокой обводненностью скважинной продукции и широким применением методов увеличения нефтеотдачи пласта. Продукты физико-химического воздействия (проппант, гель) совместно с мехпримесями способствуют образованию стойких водонефтяных эмульсий с высокой агрегативной и кинетической устойчивостью. Разрушение таких эмульсий возможно при длительном термохимическом отстаивании, что требует значительного объема технологического оборудования и повышенного расхода химического реагента – деэмульгатора. Технологические схемы подготовки нефти месторождений формировались в условиях их ускоренного освоения, при этом не были выполнены широкие научные исследования физико-химических свойств скважиной продукции для обоснования процессов обезвоживания нефти на последних стадиях разработки месторождений углеводородов (ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений на суше»).

В этих условиях является актуальным применение современных методов интенсификации процессов разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий. Одним из таких является предварительное укрупнение дисперсной фазы перед отстаиванием с применением интенсифицирующих устройств – коалесцирующих элементов. При прохождении водонефтяной эмульсии через данные элементы дисперсная фаза накапливается на гидрофильной поверхности материала, укрупняется и в более крупных формах направляется на отстаивание. Это позволяет в большинстве случаев интенсифицировать процесс подготовки нефти и уменьшить её остаточную обводненность.

Своеобразным препятствием для широкого применения данной технологии на промысле, определения оптимальных технологических режимов, а также корректного расчета количества аппаратов подготовки нефти на стадии проектирования новых и реконструкции существующих объектов подготовки нефти является недостаточная изученность процесса разрушения водонефтяных эмульсий с применением коалесцирующих элементов. Как результат, отсутствуют опубликованные расчетные методики и эмпирические

зависимости процесса. Поэтому задача получения достоверных экспериментальных данных по разрушению водонефтяных эмульсий с применением коалесцирующих элементов и возможность нахождения на их основе соответствующих эмпирических зависимостей, поправочных коэффициентов является весьма актуальной как в прикладном, так и в теоретическом плане.

Степень разработанности темы исследования

Основы научной теории образования и изучения свойств устойчивых водонефтяных эмульсий были заложены работами научной школы П.А. Ребиндера (к.т.н. Ю.С. Смирнов – институт «Гипрвостокнефть», д.т.н. Д.Н. Левченко – институт ВНИИ НП и др.).

Значительный вклад в изучение свойств, условий формирования устойчивых водонефтяных эмульсий и разработке технологий их разрушения внесли: научная школа института «ТатНИПИнефть» (чл.-корр. АН РТ, д.т.н. В. П. Тронов, д.т.н. Р. З. Сахабутдинов, к.т.н. А. К. Розенцвайг и др.), Западно-Сибирская научная школа (д.т.н. Я. М. Каган, д.ф.-м.н. Семихина Л. П., к.т.н.: М. Ю. Тарасов, А. Г. Перекупка, Ю. Н. Саватеев, Н. С. Маринин, В. Х. Латыпов), Грозненская научная школа (д.т.н. А.И. Гужов), д.т.н. Н. Н. Андреева и другие.

Большинство исследований направлены на исследования новых и уточнение уже существующих методов разделения устойчивых эмульсии. В то же время актуальными остаются работы по оценке влияния эффективности технологий в зависимости от физико-химических и эмульсионных свойств эмульсий.

Цель диссертационной работы – совершенствование технологии подготовки нефти в аппарате с прямым подогревом и коалесцирующими элементами.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие **основные задачи:**

1. Изучение проблем разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий с применением коалесцирующих элементов в области подготовки нефти к транспорту;

2. Установление закономерностей влияния коалесцирующих элементов на процесс подготовки нефтей с различными физико-химическими свойствами на основе экспериментальных исследований;

3. Определение усредненных коэффициентов эффективности применения коалесцирующих элементов в процессах подготовки нефти в зависимости от их физико-химических свойств и обводненности;

4. Разработка положений по совершенствованию технологии подготовки нефти в аппарате с прямым подогревом и коалесцирующими элементами.

Объект исследования – процесс подготовки нефти.

Предмет исследования – аппарат с прямым подогревом и коалесцирующими элементами, используемый в процессах подготовки нефти.

Научная новизна выполненной работы заключается в следующем:

1. Впервые экспериментально установлена зависимость эффективности применения коалесцирующих элементов в процессах подготовки нефти от её физико-химических и эмульсионных свойств.

2. Получены усредненные коэффициенты эффективности применения коалесцирующих элементов в процессах подготовки лёгких, средних и тяжёлых нефтей по времени их отстаивания и величине остаточной обводненности.

3. Определены критерии очередности применения нагревательных элементов в аппарате с прямым подогревом и коалесцирующими элементами.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Разработана методика определения величины остаточной обводненности нефти после термохимического отстаивания с применением коалесцирующих элементов, на основе моделирования искусственной водонефтяной эмульсии, обработки её деэмульгатором, дополнительного контактного воздействия коалесцирующими элементами, последующей фиксации динамики отделения свободной воды и оценки остаточной обводненности после отстаивания пробы.

2. Полученные усредненные коэффициенты эффективности применения коалесцирующих элементов используются в деятельности ПАО «Газпромнефть» на этапе концептуального проектирования объектов подготовки нефти («Базовая концепция обустройства м/р им. Эрвье», 2021 г.).

3. Разработана усовершенствованная конструкция аппарата с прямым подогревом и коалесцирующими элементами. Предлагаемые решения защищены патентами РФ № 2572135 и № 159315.

4. Предложенный подход к определению размеров и компоновке блоков интенсифицирующих элементов, а также предложенная усовершенствованная

технология подготовки нефти в аппарате с прямым подогревом и коалесцирующими элементами включена в задание по проектированию разработанной конструкции аппарата с прямым нагревом и коалесцирующими элементами (Протокол решения Функции «Инжиниринг. Реинжиниринг (БРД) ПАО «Газпромнефть» № ПТ-19.07/006 от 05.10.2018 г. о реализации технического решения в 2019 г. в ДО Компании при строительстве новых и реконструкции существующих объектов подготовки нефти).

Методология и методы исследования включают анализ и обобщение трудов отечественных и зарубежных ученых в области подготовки нефти; экспериментальные лабораторные исследования по моделированию процесса разрушения водонефтяных эмульсий в условиях воздействия коалесцирующих элементов; анализ и сопоставление результатов лабораторных экспериментов и модельных расчетов с фактическими промысловыми данными.

Положения, выносимые на защиту

1. Методика определения величины остаточной обводненности нефти после термохимического отстаивания с применением коалесцирующих элементов.

2. Результаты экспериментальных исследований процессов разрушения водонефтяных эмульсий с различными физико-химическими и эмульсионными свойствами (устойчивости и обводненности) с применением коалесцирующих элементов.

3. Усовершенствованная технология подготовки нефти в аппарате с прямым подогревом и коалесцирующими элементами.

Достоверность результатов исследования. Обоснованность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается рандомизацией экспериментальных исследований, использованием современных средств регистрации и обработки полученных результатов, их воспроизводимостью при повторении условий эксперимента.

Апробация работы. Основные положения и результаты работы докладывались и обсуждались на Научно-практической конференции молодых учёных и специалистов ПАО «Гипротюменнефтегаз» «Инновации в проектировании нефтегазовых месторождений в сложных условиях» (г.Тюмень, 2012 г.), на Международной научно-практической конференции молодых ученых и студентов «Техника и прогрессивные технологии в

нефтегазовой области» (г.Ивано-Франковск, 2012 г.), на IV Тюменском Международном инновационном форуме «НефтьГазТЭК» (г.Тюмень, 2013 г.), на Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» (г.Тюмень, 2013 и 2014 гг.), на Научно-технических семинарах ПАО «Гипротюменнефтегаз» (г.Тюмень, 2012 – 2014 гг.), на Международной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири» (г.Тюмень, 2015 и 2017 гг.), на Семинар-совещании «Оптимизация систем сбора, подготовки и транспорта нефти. Утилизация попутного нефтяного газа» (г.Тюмень, 2015 г.), на Научно-практической конференции молодых специалистов и молодых работников «Молодежь и наука: знание, опыт, перспективы» (г.Астрахань, 2019 г.) на Национальной научно-технической конференции «Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А.П. Телкова и А.Н. Лапердина» (г.Тюмень, 2019 г.), на Международной научно-технической конференции «Рассохинские чтения» (Ухта, 2022 г.).

Личный вклад автора. Анализ литературных источников, разработка методики, проведение экспериментальных исследований и численных расчетов, обработка и опубликование результатов, представленных в работе, проводились либо лично автором, либо при его непосредственном участии.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 10 научных работ, в том числе 4 статьи в изданиях, входящих в перечень ВАК Министерства образования и науки России, получен 1 патент на изобретение и 1 патент на полезную модель.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствует паспорту специальности 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно области исследования: «Технологии и технические средства обустройства, добычи, сбора и подготовки скважинной продукции и технологические режимы их эксплуатации, диагностика оборудования и промышленных сооружений, обеспечивающих добычу, сбор, внутрипромысловый транспорт и промысловую подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки, развития научных основ, ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых

минеральных ресурсов с учетом гидрометеорологических, инженерно-геологических и географических особенностей расположения месторождений» (п. 5).

Структура и объем диссертации. Работа изложена на 139 страницах, включающих 22 таблицы, 41 рисунок, список литературы из 99 наименований и состоит из введения, четырех глав и заключения.

Благодарность. Автор считает своим долгом выразить особую признательность кандидату технических наук Тарасову М.Ю. и Начальнику Лаборатории промысловой подготовки нефти, газа и воды ПАО «Гипротюменнефтегаз» Зенцову А.Е.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулирована её цель, научная новизна и практическая значимость.

В первой главе проведен анализ проблем разрушения агрегативно-устойчивых водонефтяных эмульсий, образующихся при добыче и транспортировке скважинной продукции по промысловым коммуникациям систем сбора. Рассмотрены основные способы разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий, в том числе с дополнительным воздействием – центробежной силой, электромагнитным полем, импульсным воздействием и т. д. Показано, что одним из актуальных и перспективных способов интенсификации процесса является предварительное укрупнение капель дисперсной фазы эмульсии перед её отстаиванием методом обработки эмульсии коалесцирующими элементами.

На основании анализа научных трудов в области применения коалесцирующих элементов в процессах разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий сделан вывод, что в специализированной литературе значительное внимание уделяется вопросам обезвоживания высоковязких и тяжелых нефтей, в то время как влияние обработки коалесцирующими элементами на процесс разрушения эмульсий нефтей с различными физико-химическими свойствами остается малоизученным. Показана актуальность и практическая необходимость исследования эффективности обработки водонефтяных эмульсий коалесцирующими элементами в зависимости от их физико-химических свойств.

Во второй главе приведены последовательность и результаты экспериментальных работ по исследованию процесса разрушения водонефтяных эмульсий с применением коалесцирующих элементов.

Экспериментальные исследования проводились в лабораторных условиях, максимально приближенных к промышленным, путём моделирования искусственной водонефтяной эмульсии, обработки её деэмульгатором, дополнительного контактного воздействия коалесцирующими элементами, последующей фиксации динамики отделения свободной воды и оценки остаточной обводненности после отстаивания пробы.

Для проведения исследований использовалась лабораторная установка, представленная на рис. 1, а также вспомогательное оборудование в составе: 1) набор элементов для приготовления и дополнительного гидродинамического воздействия на эмульсию: шестилопастная турбинная мешалка, коалесцирующий элемент «пеноникель», коалесцирующий элемент «контейнер» с нерегулярной загрузкой из металлических шариков диаметра $D=6$ мм и колец Рашига; 2) лабораторный микроскоп ML2000Series MEIJ I

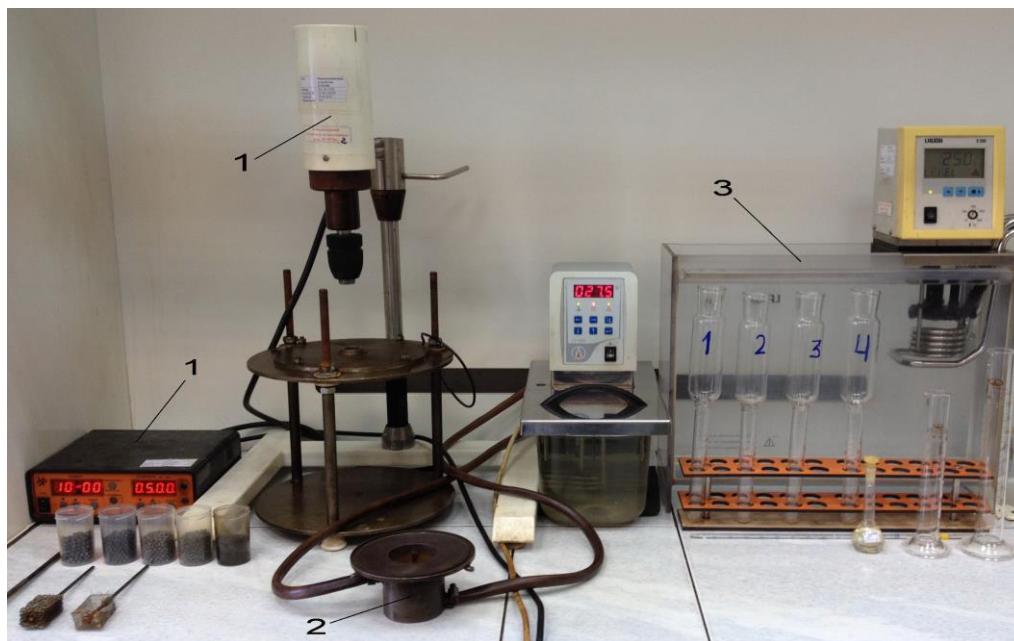


Рисунок 1 - Установка для исследования процесса разрушения водонефтяных эмульсий в составе: 1 – электропривод мешалки с блоком регулирования оборотов, 2 – термостатируемая ёмкость с отражательными перегородками, 3 – водяная баня для отстаивания эмульсии

TECHNO со встроенной фотокамерой для обработки фотографий эмульсий; 4) роторная

центрифуга с числом оборотов $N=0\div 3000$ об/мин и патронами для центрифужных пальчиков; 5) секундомер по ТУ 25-1894.003-90; 6) стеклянные отстойники $V=100$ мл; 7) микрошприц-дозатор на $0\div 100$ мкл с ценой деления не более 5 мкл для дозирования рабочих растворов деэмульгаторов; 8) ёмкости на $5\div 20$ мл с плотно закрытыми крышками (пробками) для приготовления рабочих растворов деэмульгаторов; 9) толуол для приготовления рабочих растворов деэмульгаторов; 10) хлористый натрий (NaCl) для приготовления имитата пластовой воды.

Для проведения исследования процесса разрушения эмульсий с различными физико-химическими и эмульсионными свойствами использовались лёгкая, средняя и тяжелая типовые нефти (классификация согласно п. 4.3 и таблицы 2 ГОСТ Р 51858-2020). Характеристики исследуемых нефтей приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Физико-химические свойства исследуемых нефтей

№	Параметр	Нефть №1	Нефть №2	Нефть №3
1	Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³	836,4	853,0	881,0
2	Тип нефти*	Легкая	Средняя	Тяжелая
3	Кинематическая вязкость, мм ² /с - при 20 ⁰ С	6,6	8,9	51,7
4	Температура застывания	минус 18	минус 60,0	минус 6
5	Температура начала кипения	32	49	81
6	Молекулярная масса	191	251	303
7	Массовое содержание			
	- асфальтенов	0,05	0,48	0,82
	- смол силикагелевых	4,10	7,4	18,8
	- парафинов	1,91	2,7	5,73
	- серы	0,42	0,323	3,3
Примечание:* - классификация согласно п.4.3 и таблицы 2 ГОСТ Р 51858-2020.				

Первым этапом работ являлось моделирование искусственных водонефтяных эмульсий на базе безводной нефти и воды, по своей плотности и минерализации максимально приближенных к реальным промышленным условиям. Практическая важность моделирования искусственных эмульсий была обусловлена необходимостью работы с эмульсиями различной степени обводненности, что возможно только в случае их лабораторного моделирования. Для приготовления эмульсий использовалась стандартная шестилопастная турбинная мешалка и термостатируемая ёмкость с 4

внутренними отражательными перегородками.

Режим приготовления искусственных эмульсии каждой нефти осуществлялся опытным путём с контролем дисперсности полученной эмульсии и отстаивания пробы при комнатной температуре в цилиндре объёмом $V=100$ мл. Постепенным увеличением оборотов от $n_1=2500$ до $n_1=3500$ мин⁻¹ и изменением времени перемешивания от $t_1=10$ до $t_1=15$ мин добивались требуемой дисперсности эмульсии (средний размер капель воды $10^{-6} \div 10^{-5}$ м) и её агрегативной устойчивости $AУ=90 \div 100\%$. Степень дисперсности полученных искусственных эмульсий по окончании процесса турбулизации определялась на лабораторном микроскопе со встроенной фотокамерой. Дополнительно в течение 1 часа фиксировали динамику самопроизвольного разрушения искусственной эмульсии и по окончании отстаивания определяли её агрегативную устойчивость. Результатом данного этапа работ являлся подбор такого максимального содержания воды ($W=10, 20, 30, 40, 50$ % и др.) для исследуемой нефти, при котором эмульсия является агрегативно-устойчивой после 1 часа отстаивания, и показатель её дисперсности соответствует диапазону значений $10^{-6} \div 10^{-5}$ м. В случае, если при повышении обводненности эмульсия начинала разрушаться в течение 1 часа, дальнейший подбор режима приготовления для данной нефти прекращали. Для интенсификации процесса разрушения эмульсии в опытах использовались неионогенные реагенты-деэмульгаторы, приготовленные весовым способом путём смешивания 1 части товарной формы реагента-деэмульгатора и 99 частей растворителя (спирт ИПС 30 %, толуол 70 %). Для проведения экспериментов готовили растворы реагентов-деэмульгаторов не менее 3-х разных производителей для определения наиболее эффективного (с позиции минимального расхода) для каждой исследуемой нефти.

На первом этапе работ определялись основные параметры разрушения искусственных водонефтяных эмульсий в условиях статического термохимического отстаивания до величины остаточного содержания воды в нефти $W=5$ % (предварительный сброс воды) и $W=0,5$ % (глубокое обезвоживание). Задача сводилась к определению минимального расхода химического реагента-деэмульгатора при заданной температуре и времени отстаивания. Продолжительность процесса отстаивания для каждой

исследуемой пробы исследуемой нефти выбиралась согласно таблице 3 РД 39-0004-90 «Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования» и составляло 1 час. Температура деэмульсации выбиралась в соответствии с реальными технологическими режимами подготовки исследуемых нефтей, либо в зависимости от их физико-химических и эмульсионных свойств согласно РД 39-1-401-80 «Технология подготовки нефти с применением отечественных деэмульгаторов для месторождений Западной Сибири»: для высокоэмульсионных нефтей - $T=55\div 60$ °С, среднеэмульсионных - $T=40\div 50$ °С, низкоэмульсионных - $T=35\div 40$ °С.

Результаты предварительного и глубокого обезвоживания эмульсий нефтей № 1, 2 и 3 представлены на рис. 2 в виде графиков зависимости остаточного содержания от температуры процесса обезвоживания и расхода реагента-деэмульгатора.

Установлено, что, в зависимости от физико-химических и эмульсионных свойств исследуемых нефтей (их типа), расход реагента-деэмульгатора и температура процесса предварительного и глубокого обезвоживания различаются, а именно с повышением плотности нефти наблюдается повышение требований к расходу реагента-деэмульгатора и температуре процесса. Так, опытным путем было установлено, что обезвоживание 20 %-ной эмульсии нефти № 1 до величины остаточного содержания воды $W=0,5$ % массовых обеспечивается в условиях термохимического отстаивания в течение одного часа при температуре $T=20$ °С и расходе деэмульгатора $Q=20$ г/т или при температуре $T=30$ °С и расходе деэмульгатора $Q=10$ г/т за аналогичное время отстаивания. Глубокое обезвоживание 25 %-ной эмульсии средней нефти № 2 до величины остаточной обводненности не более $W=0,5$ % массовых достигается в условиях термохимического отстаивания в течение одного часа при температуре $T=30$ °С и расходе деэмульгатора $Q=120$ г/т или при температуре $T=40$ °С и расходе деэмульгатора $Q=100$ г/т за аналогичное время отстаивания. Для 50 %-ной эмульсии тяжелой нефти № 3 было установлено, что её обезвоживание до остаточного содержания воды не более $W=0,5$ % массовых обеспечивается в условиях термохимического отстаивания в течение одного часа при температуре $T=40$ °С и расходе деэмульгатора более $Q=170$ г/т

или при температуре $T=50$ °С и расходе деэмульгатора $Q=170$ г/т за аналогичное время отстаивания.

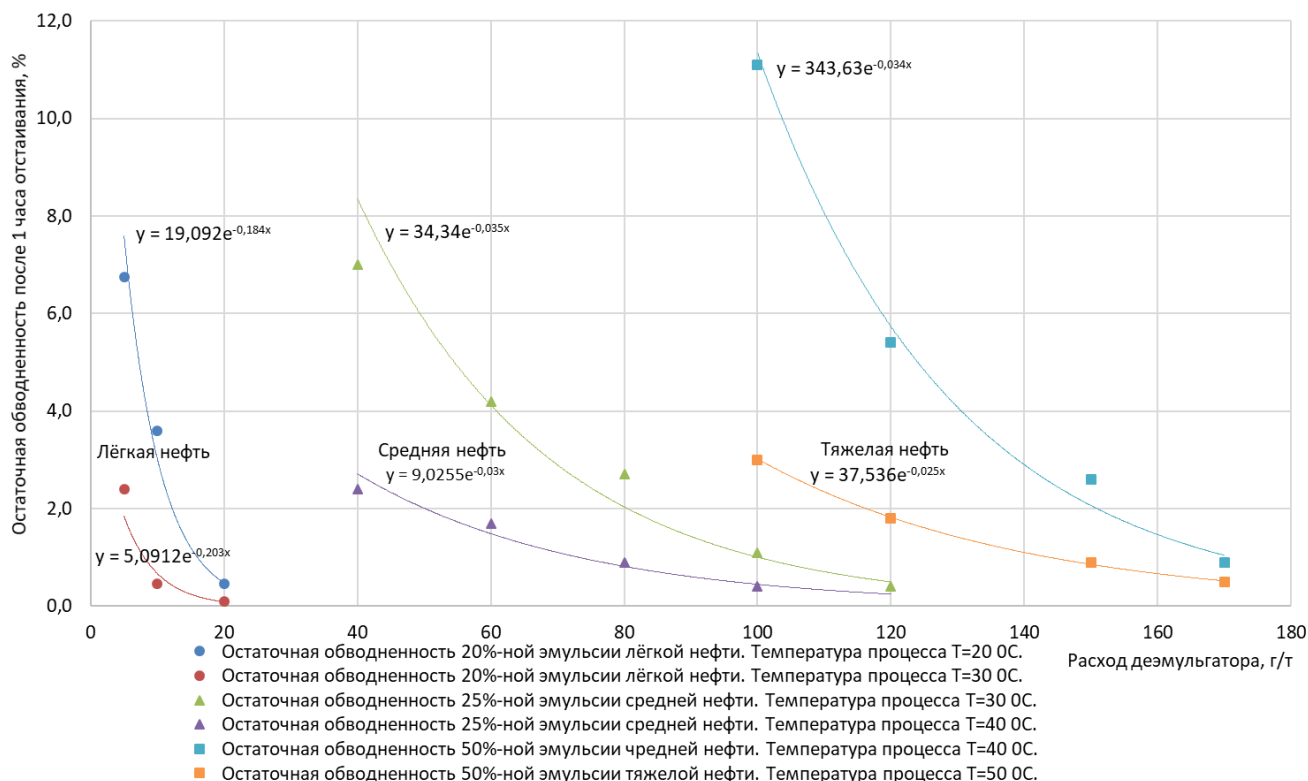


Рисунок 2 - Результаты предварительного и глубокого обезвоживания эмульсий нефтей № 1, 2 и 3 (без воздействия коалесцирующих элементов): для лёгкой нефти $T \in (20 \div 30)^\circ\text{C}$ и $Q \in (5 \div 20)$ г/т, для средней нефти $T \in (30 \div 40)^\circ\text{C}$ и $Q \in (40 \div 120)$ г/т, для тяжелой нефти $T \in (40 \div 50)^\circ\text{C}$ и $Q \in (100 \div 170)$ г/т

На следующем этапе работ выполнялось моделирование процесса предварительного укрупнения (коалесценции) капель воды в объёме эмульсии перед её отстаиванием с применением коалесцирующих элементов. Для этого одну пробу исследуемой эмульсии обрабатывали обычной шестилопастной мешалкой (рис. 3 - 1). Другие пробы эмульсии обрабатывали коалесцирующими элементами (рис. 3 - 2, 3 и 4) – насадкой «пеноникель» и насадкой «контейнер» с нерегулярной загрузкой из металлических шариков диаметра $D=6$ мм и колец Рашига. Таким образом, моделировался процесс стандартного движения эмульсии, обработанной деэмульгатором, по трубопроводу и процесс обработки эмульсии коалесцирующими элементами.



Рисунок 3 - Набор элементов для приготовления и дополнительной обработки эмульсии: 1 - шестилопастная турбинная мешалка, 2 – коалесцирующая насадка «пеноникель», 3 – насадка «контейнер» с нерегулярной загрузкой колец Рашига, 4 - насадка «контейнер» с нерегулярной загрузкой из металлических шариков диаметра $D=6$ мм

По окончании дополнительной обработки эмульсии переливали в стеклянные отстойники и помещали в термостат для отстаивания в течение 1 часа. После отстаивания отстойник вынимали из термостата, фиксировали объём свободной выделившейся воды и, согласно ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», определяли остаточное содержание нефти в эмульсии.

Результаты исследования процесса разрушения 50 %-ной эмульсии тяжёлой нефти № 3 показали, что дополнительное воздействие на эмульсию коалесцирующими насадками в сравнении с воздействием стандартным валом позволило уменьшить величину остаточной обводненности нефти по окончании процесса отстаивания (рис.4).

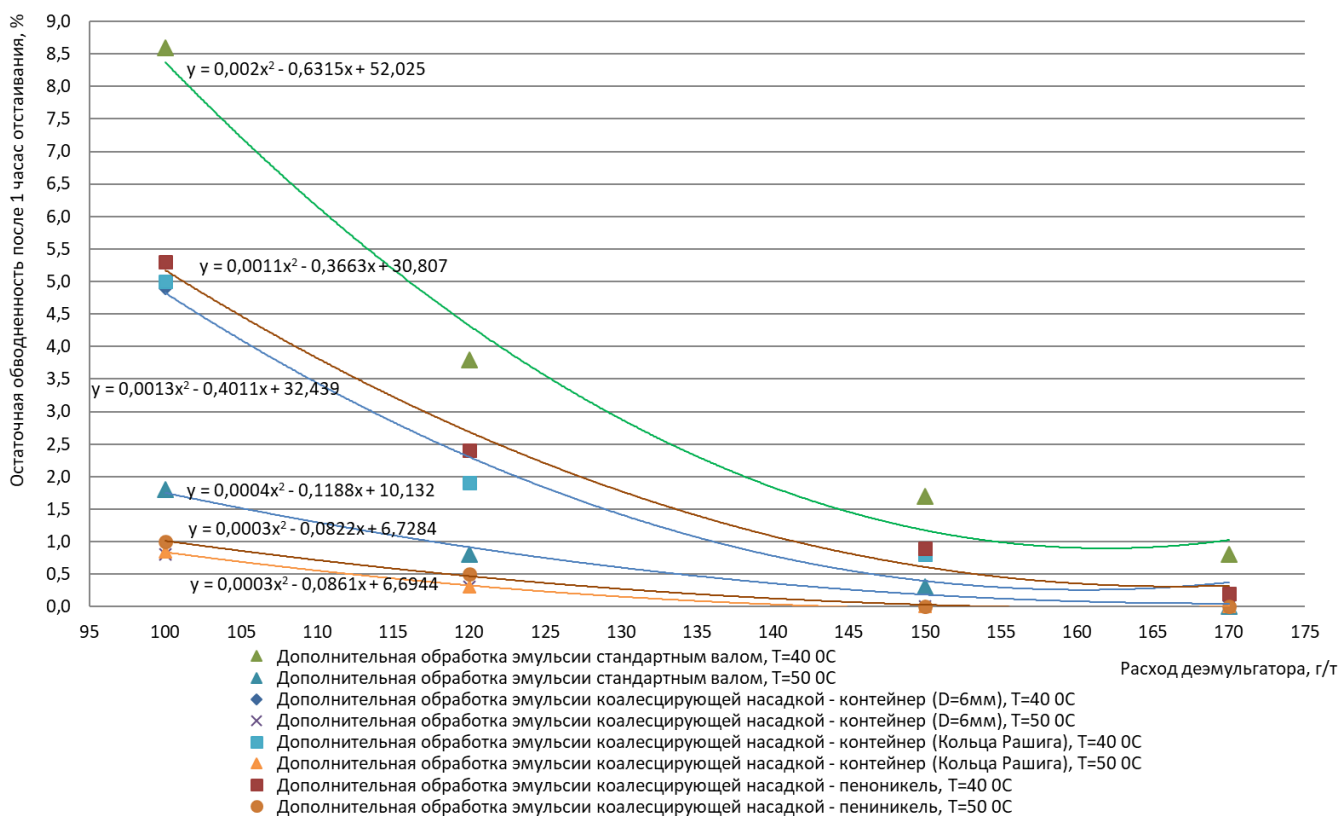


Рисунок 4 - Зависимость величины остаточной обводненности эмульсии тяжелой нефти № 3 после 1 часа отстаивания от температуры процесса, расхода деэмульгатора и типа элемента, применяемого для предварительной обработки: $T \in (40 \div 50)^\circ\text{C}$ и $Q \in (100 \div 170) \text{ г/т}$

Величина остаточного содержания воды в нефти после обработки эмульсии коалесцирующими элементами при температуре $T=40^\circ\text{C}$ и расходе химического реагента $Q=100; 120; 150$ и 170 г/т составила соответственно $W_{\text{ост}}=5,3; 2,4; 0,9$ и $0,2$ % для элемента «пеноникель»; $W_{\text{ост}}=4,9; 1,9; 0,8$ и $0,1$ % для элемента «контейнер» ($D=6$ мм); $W_{\text{ост}}=5,0; 1,9; 0,8$ и $0,2$ % для элемента «контейнер» (кольца Рашига) и для стандартного вала $W_{\text{ост}}=8,6; 3,8; 1,7$ и $0,8$ %. При повышении температуры до $T=50^\circ\text{C}$ и расходе реагента, равном $Q=100; 120; 150$ и 170 г/т, остаточная обводненность эмульсии после обработки коалесцирующим элементом «пеноникель» составила $W_{\text{ост}}=1,0; 0,6$; сл. и сл. %, после обработки коалесцирующим элементом «контейнер» ($D=6$ мм) $W_{\text{ост}}=0,8; 0,3$; сл. и сл. % в соответствии с расходами реагента, после обработки коалесцирующим элементом «контейнер» (кольца Рашига) - $W_{\text{ост}}=0,8; 0,3$; сл. и сл. % и после обработки стандартным валом $W_{\text{ост}}=1,8; 0,8; 0,3$ и сл. %. Аналогичные исследования были проведены для 20 %-ной эмульсии легкой нефти № 1 и 25 %-ной эмульсии средней нефти № 2.

По результатам экспериментов были определены коэффициенты

эффективности применения дополнительной обработки эмульсии коалесцирующими элементами.

Коэффициент эффективности применения дополнительной обработки эмульсии легкой, средней и тяжелой нефтей коалесцирующими элементами по величине остаточной обводненности эмульсии в процессах обезвоживания эмульсий лёгкой, средней и тяжелой нефтей определяли по формуле:

$$K_w = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{W_{1_i} - W_{2_i}}{W_{1_i}}, \quad (1)$$

где n - число параллельных опытов для исследуемого коалесцирующего элемента с различным расходом реагента-деэмульгатора и температуры процесса, ед.; W_1 - величина остаточной обводненности эмульсии после обработки стандартным шестилопастным валом и 1 часа отстаивания, %; W_2 - величина остаточной обводненности эмульсии после обработки коалесцирующим элементом и 1-го часа отстаивания, %.

Коэффициент эффективности применения дополнительной обработки эмульсии легкой, средней и тяжелой нефтей коалесцирующими элементами по времени отстаивания эмульсии после дополнительной обработки коалесцирующими элементами до остаточного содержания воды в нефти $W=10; 5$ и 1 % определяли по формуле:

$$K_t = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{t_1 - t_2}{t_1}, \quad (2)$$

где n - число параллельных опытов для исследуемого коалесцирующего элемента с различным расходом реагента-деэмульгатора и температуры процесса, ед.; t_1 - время, требуемое для обезвоживания эмульсии до величины остаточной обводненности $W=10; 5$ и 1 % после обработки стандартным шестилопастным валом, мин; t_2 - время, требуемое для обезвоживания эмульсии до величины остаточной обводненности $W=10; 5$ и 1 % после обработки коалесцирующим элементом, мин.

Результаты определения значений коэффициентов эффективности применения дополнительной обработки эмульсии коалесцирующими элементами K_w и K_t по величине остаточной обводненности, времени отстаивания эмульсии для предварительного сброса воды и глубокого обезвоживания в зависимости от типа (плотности) нефти приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты расчета усредненных коэффициентов эффективности применения дополнительной обработки эмульсий лёгкой, средней и тяжелой нефтей

№ п/п	Тип нефти*	Тип насадки	$K_{t=1 \text{ час}}$	$K_{w=10 \%}$	$K_{w=5 \%}$	$K_{w=1 \%}$
1.	Лёгкая	Контейнер D=6 мм	0,1	0,1	0,1	0,1
		Контейнер Кольца Рашига	0,1	0,1	0,1	0,1
		Пеноникель	0,0	0,1	0,1	0,1
		Усредненное значение	0,1	0,1	0,1	0,1
2.	Средняя	Контейнер D=6 мм	0,4	0,2	0,2	0,1
		Контейнер Кольца Рашига	0,4	0,2	0,2	0,1
		Пеноникель	0,3	0,1	0,1	0,1
		Усредненное значение	0,4	0,2	0,2	0,1
3.	Тяжелая	Контейнер D=6 мм	0,7	0,3	0,3	0,1
		Контейнер Кольца Рашига	0,7	0,2	0,2	0,1
		Пеноникель	0,6	0,1	0,1	0,1
		Усредненное значение	0,7	0,2	0,2	0,1

Примечание:* - классификация согласно п. 4.3 и таблицы 2 ГОСТ Р 51858-2020.

По результатам исследований установлено, что усредненные коэффициенты по величине остаточного содержания воды в нефти после дополнительной обработки коалесцирующим элементом и 1 часа отстаивания для лёгкой (№ 1), средней (№ 2) и тяжёлой (№ 3) нефтей составляют $K_w=0,1$; 0,4 и 0,7 д.ед. соответственно (глубокое обезвоживание до $W=0,5 \%$). Усредненные коэффициенты по времени отстаивания эмульсии для предварительного ($W=10\%$, $W=5\%$) и глубокого обезвоживания эмульсии ($W=1 \%$) составили: $K_t=0,1$; 0,2; 0,2 д.ед. (остаточная обводненность $W=10 \%$), $K_t=0,1$, 0,2, 0,2 д.ед. (остаточная обводненность $W=5 \%$), $K_t=0,1$; 0,2; 0,2 д.ед. (остаточная обводненность $W=1 \%$) для лёгкой, средней и тяжёлой нефтей соответственно.

Предложенные усредненные коэффициенты используются при разработке технологических схем площадочных объектов подготовки нефти, т. к. применение коалесцирующих элементов в процессах их обезвоживания по сравнению с обычным термохимическим способом позволяет при прочих одинаковых условиях (расходе реагента и температуры процесса) сократить время отстаивания эмульсий до величины остаточной обводненности $W=10$ и 5% (предварительный сброс) и

W=1 % (глубокое обезвоживание), а также увеличить глубину сброса после отстаивания в течение одного часа.

В третьей главе предложен подход к определению размеров и компоновке блоков интенсифицирующих элементов в трехфазных нефтеводогазоразделителях.

Показано, что математическое описание процесса гравитационного отстаивания эмульсии в аппаратах без внутренних интенсифицирующих устройства основывается на известном законе Стокса, а именно описании движения частицы сферической формы в объёме вязкой жидкости, что выражается формулой:

$$V = \frac{2}{9} \cdot \frac{g \cdot r^2 \cdot (\rho_v - \rho_n)}{\mu_n}, \quad (3)$$

где V – установившаяся скорость капли воды в объёме эмульсии, м/с; g – ускорение свободного падения, м²/с; r – радиус капли воды, м; $(\rho_v - \rho_n)$ – разность относительных плотностей воды и нефти, кг/м³; μ_n – динамическая вязкость среды (нефти), Па·с.

Очевидно, что закон в данном приближении не позволяет учесть влияние коалесцирующих элементов в процессе отстаивания эмульсий, т. к. в расчете не учитывается дополнительный эффект от контактного воздействия площади элементов. В то же время следует отметить, что их эффективность должна выражаться в увеличении размеров капли воды, а также изменении траектории движения капли вдоль поверхности пластин. Типовая схема блока коалесцирующих пластинчатых пластин, установленных под углом 45°, приведена на рис. 5.

Решая уравнение для вертикального перемещения капли вдоль пластины, можно определить диаметр капли, скорость её перемещения и, соответственно, время её осаждения. Подставляя скорость осаждения в формулу расчета времени укрупнения капли воды на поверхности пластин, получаем, что определение размера пластинчатого коалесцера, исходя из размера капель, требующих укрупнения, сводится к решению следующего уравнения:

$$V_k = F_k \cdot L_k = \frac{8,09 \cdot 10^{-4} \cdot Q_{эм} \cdot \mu_n \cdot h_n}{\cos \theta \cdot (\rho_v - \rho_n) \cdot d_B^2}, \quad (4)$$

где V_k – объём блока коалесцирующих пластин, м³; F_k – площадь сечения блока коалесцирующих пластин, м²; L_k – длина блока коалесцирующих пластин, м; $Q_{эм}$ – производительность по эмульсии, м³/ч; h_n – расстояние между

пластинами, м; μ_n – динамическая вязкость нефти в рабочих условиях, Па•с; $\cos\theta$ – косинус угла наклона пластин ($\theta=45^\circ$); ρ_n – плотность нефти в рабочих условиях, кг/м³; ρ_e – плотность воды в рабочих условиях, кг/м³; d_e – диаметр капли воды, оседающей в объеме нефти, м.

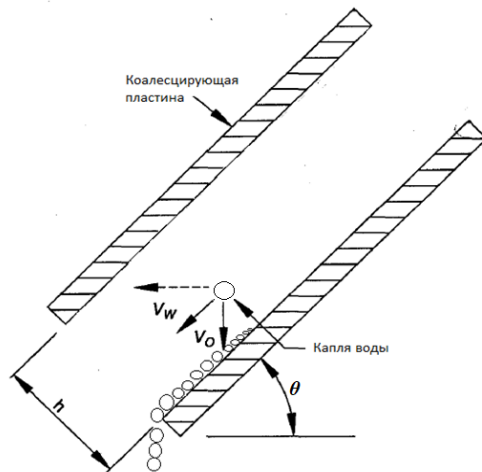


Рисунок 5 – Схема укрупнения капель воды в объеме эмульсии на поверхности коалесцирующего элемента: V_w – скорость потока эмульсии, м/с; V_o – скорость осаждения капли воды, м/с; h – расстояние между пластинами, м; θ – угол наклона пластин, °

Полученное уравнение справедливо для случаев, когда $Re < 2300$, т. е. характер движения потока эмульсии в аппарате близок к ламинарному, и пульсации расхода эмульсии на входе в аппарат отсутствуют. Предложенная зависимость может быть использована для определения геометрических размеров блока пластинчатых коалесцирующих элементов для обеспечения требуемой остаточной обводненности эмульсии на выходе аппарата подготовки нефти.

В четвертой главе приведены результаты разработки усовершенствованной технологии подготовки нефти в трехфазных нефтегазоделятелях с коалесцирующими элементами и прямым подогревом. Показано, что данный тип комбинированных аппаратов, совмещающих в себе процессы нагрева и отстаивания эмульсии, получил достаточно широкое распространение. В данных аппаратах подогрев осуществляется за счет передачи тепла водонефтяной эмульсии от высокотемпературного продукта сгорания топливного газа через разделяющую их стенку жаровой трубы.

Промысловой практикой эксплуатации аппаратов с прямым подогревом и коалесцирующими элементами установлено, что, в зависимости от физико-химических свойств и состава разделяемых эмульсий, в результате работы жаровых труб в зоне «ниже уровня раздела фаз» и выпадения из минерализованной попутной пластовой воды карбонатных включений на стенках жаровых труб формируется сплошной твердый налёт солей, показатели теплопроводности которого значительно отличаются от аналогичных характеристик стали. Как результат, это приводит не только к уменьшению тепловой мощности аппарата и, тем самым, снижению эффективности процесса разделения водонефтяной эмульсии, но и к аварийным ситуациям локального прогорания жаровой трубы. Таким образом, разработка усовершенствованной технологии разрушения водонефтяных эмульсий в аппаратах с прямым подогревом и коалесцирующими элементами, при которой будут исключены «потенциально нежелательные» режимы работы жаровых труб в условиях обеспечения требуемой тепловой мощности и требуемых показателей надежности, с позиции межремонтного периода является актуальной задачей, требующей решения.

Принципиальная схема расположения U-образных жаровых труб в аппарате стандартного типа и в усовершенствованной конструкции с горизонтально ориентированными друг относительно друга элементами приведена на рис. 6.

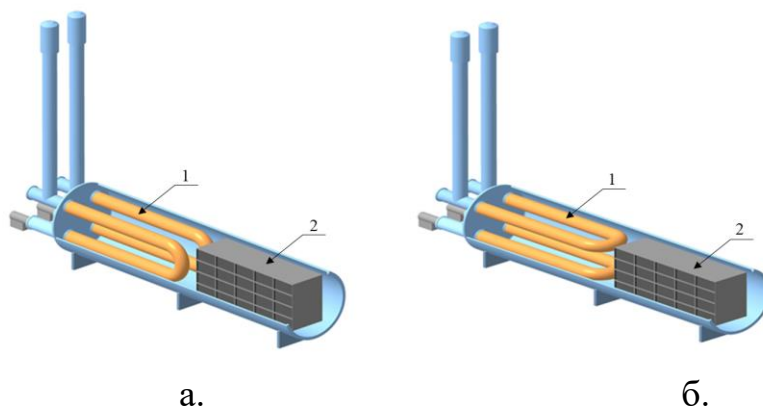


Рисунок 6 - Принципиальная схема расположения жаровых труб в аппарате стандартного типа (а) и усовершенствованной конструкции (б): 1 - жаровая труба, 2 - блок коалесцирующих пластин

Совершенствование технологии подготовки разрушения водонефтяных эмульсий в аппаратах с прямым подогревом и коалесцирующими элементами сводится к решению двух задач: 1), разработке адаптивной системы

нагревательных элементов (жаровых труб), учитывающую величину обводненности поступающей эмульсии (уровень раздела фаз «нефть/вода»); 2), разработке оперативной системы контроля тепловой мощности нагревательных элементов, требуемой для подогрева эмульсии, поступающей в аппарат, с учетом её обводненности.

Технологический расчет предлагаемой усовершенствованной технологии сводится к определению остаточной тепловой мощности аппарата при исключении из процесса нагрева по меньшей мере одной (нижней) жаровой трубы в условиях обеспечения требуемой температуры нагрева эмульсии согласно технологическому режиму. Исходными данными для расчета (размерными и технико-технологическими показателями) являлись паспортные технические характеристики нефтеводогазоразделителя с прямым подогревом НГВРП-1,0-115 отечественного производства.

Уравнение теплового баланса процесса нагрева водонефтяной эмульсии в аппарате имеет следующий вид:

$$\eta \cdot m_1 \cdot C_1 = m_{21} \cdot C_{21} \cdot (T_2 - T_1) + m_{22} \cdot C_{22} \cdot (T_2 - T_1), \quad (5)$$

где η - коэффициент потери тепла ($\eta=0,95$), д.ед.; m_1 , m_{21} и m_{22} - масса сгораемого топливного газа, нагреваемой нефти и воды соответственно, кг; C_1 - удельная теплота сгорания газа, кал/кг; C_{21} и C_{22} - теплоемкость нефти и воды соответственно, кал/(кг·°C); T_1 и T_2 - температура нагреваемого потока соответственно до и после процесса теплообмена, °C.

Тепловую мощность аппарата определяли по известной зависимости:

$$N = m \cdot C \cdot (T_2 - T_1), \quad (6)$$

где m - масса эмульсии (нефть и вода), кг; C - теплоемкость нагреваемого потока (эмульсии), кал/(кг·°C); T_1 и T_2 - температура нагреваемого потока до и после процесса теплообмена соответственно, °C.

Тепловой расчет предлагаемой усовершенствованной технологии выполнялся для эмульсий с различной обводненностью $W=0 \div 99\%$ и агрегативной устойчивостью $AУ=0 \div 70\%$. Результаты расчетного исследования по определению значения обводненности поступающей в аппарат эмульсии с $AУ=50\%$, при котором можно исключить из процесса нагрева по меньшей мере один нагревательный элемент приведены на рис.7.

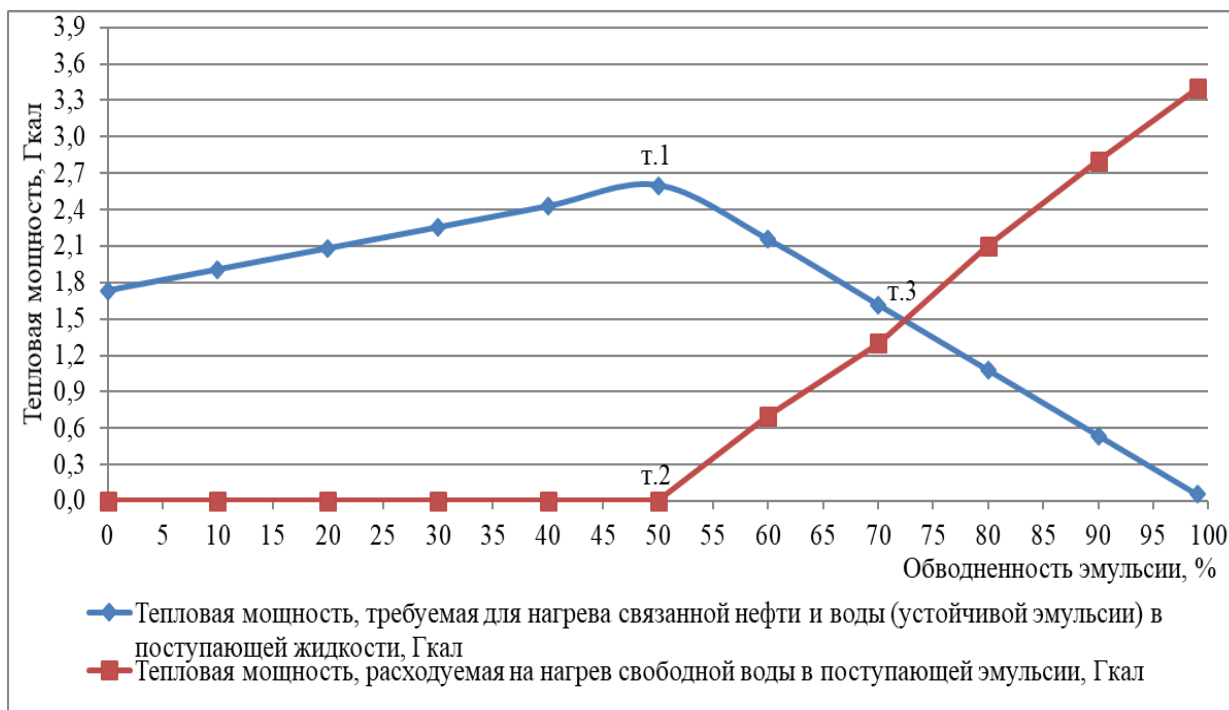


Рисунок 7 - Зависимость требуемой тепловой мощности для нагрева эмульсии с $AУ=50\%$ от обводненности поступающей нефти: т. 1 – максимальное значение тепловой мощности для нагрева эмульсии, т. 2 – начало расхода тепловой мощности для нагрева свободной воды, т. 3 – тепловая мощность для нагрева свободной воды превышает мощность одной жаровой трубы ($N>1,3$ Гкал).

Согласно проведенному тепловому расчету видно, что, в зависимости от физико-химических и эмульсионных свойств эмульсии (т. е. её устойчивости), поступающей в аппарат, при обводненности $W=42,5\div 82,5\%$ из процесса нагрева эмульсии на $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ можно исключить тепловую мощность $N=1,3$ Гкал, что соответствует мощности одной жаровой трубы аппарата заводского изготовления. Отсюда можно сделать вывод, что по мере работы аппарата и повышения обводненности эмульсии на входе до значений $W=42,5\div 82,5\%$ нижнюю жаровую трубу можно отключить (демонтировать) и тем самым не только повысить показатели производительности аппарата по жидкости за счет повышения рабочего межфазного уровня «эмульсия/свободная вода», но и улучшить показатели надежности аппарат в целом за счет исключения нежелательных режимов работы жаровой трубы в свободной воде. Предлагаемая усовершенствованная технология подготовки нефти в аппаратах с прямым нагревом может быть использована при инжиниринге новых и реинжиниринге действующих площадочных объектов подготовки нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработана методика оценки технологических параметров подготовки нефти с коалесцирующими элементами на основе моделирования искусственной водонефтяной эмульсии, обработки её деэмульгатором, дополнительного контактного воздействия коалесцирующими элементами, последующей фиксации динамики отделения свободной воды и оценки остаточной обводненности после отстаивания пробы.

2. Получены усредненные коэффициенты и расчетные формулы для использования при инжиниринге (разработке технологических схем площадочных объектов подготовки нефти) и реинжиниринге (выдаче рекомендаций по режимам работы действующих установок), т. к. применение коалесцирующих элементов в сравнении с обычным термохимическим способом позволяет при прочих одинаковых условиях (расходе реагента и температуры процесса) сократить время отстаивания эмульсий до величины остаточной обводненности $W=10$ и 5% (предварительный сброс) и $W=1\%$ (глубокое обезвоживание), а также увеличить глубину сброса после отстаивания в течение одного часа. Полученные результаты работы используются в деятельности ПАО «Газпромнефть» как рекомендации по технологическим режимам работы объектов подготовки нефти («Базовая концепция обустройства м/р им. Эрвье», 2021 г.).

3. Получена зависимость для расчета геометрических размеров блока коалесцирующих элементов в трехфазных нефтеводогазоразделителях, которая используется для определения геометрических размеров блока пластинчатых коалесцирующих элементов для обеспечения требуемой остаточной обводненности эмульсии на выходе аппарата подготовки нефти.

4. Разработана усовершенствованная технология разрушения водонефтяных эмульсий в аппарате с прямым подогревом и коалесцирующими элементами с возможностью исключения из процесса по меньшей мере одной жаровой трубы, что позволяет не только повысить показатели производительности аппарата по жидкости за счёт повышения рабочего межфазного уровня «эмульсия/свободная вода», но и улучшить показатели надежности аппарат в целом за счёт исключения нежелательных режимов работы жаровой трубы в свободной воде. Результаты работы используются в

деятельности ПАО «Газпромнефть» (Протокол решения Функции «Инжиниринг. Реинжиниринг (БРД) ПАО «Газпромнефть» № ПТ-19.07/006 от 05.10.2018 г. о реализации технического решения в 2019 г. в ДО Компании при строительстве новых и реконструкции существующих объектов подготовки нефти).

Список работ, опубликованных автором по теме диссертации

В журналах, индексируемых в системах цитирования (ВАК РФ и Scopus)

1. Мякишев Е. А. Лабораторное моделирование процессов обезвоживания нефти в аппаратах с коалесцирующими элементами [текст] / Е.А. Мякишев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. - № 2. – С. 102-104.
2. Мякишев Е. А. О консервации и ликвидации опасных производственных объектов нефтегазового комплекса [текст] / Е. А. Мякишев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. - № 2. – С. 58-61.
3. Мякишев Е. А. Исследование процесса обезвоживания нефтей различного типа с использованием коалесцирующих элементов [текст] / Е. А. Мякишев, М.Ю. Тарасов // Нефть. Газ. Новации. – 2016. - № 5. – С. 28-34.
4. Мякишев Е.А. Моделирование искусственных водонефтяных эмульсий для исследования процесса отстаивания с применением коалесцирующих элементов [текст] / Е. А. Мякишев, [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. - № 5. – С. 79-87.

В научно-технических сборниках и других изданиях

5. Мякишев Е.А. Количественная оценка технологических параметров подготовки нефти в аппаратах с коалесцирующими элементами типа НГВРП / Мякишев Е.А. // Новые технологии – нефтегазовому региону: Материалы Всероссийской научно-практической конференции. – 2013. – Т.1. – С. 18–21.
6. Мякишев Е. А. Подготовка нефти в аппаратах с коалесцирующими элементами, промысловые и лабораторные исследования [текст] / Е. А. Мякишев [и др.] // Инженерная практика. – 2013. – № 11. – С. 46-54.
7. Мякишев Е. А. Особенности подготовки нефтей различного типа в аппаратах с коалесцирующими элементами [текст] / Е. А. Мякишев [и др.] // Инженерная практика. – 2016. – № 1-2. – С. 34–39.

8. Мякишев Е. А. Исследование эффективности применения коалесцирующих элементов для глубокого обезвоживания различного типа нефтей / Е. А. Мякишев, М. Ю. Тарасов, С. А. Леонтьев // Нефть и газ Западной Сибири: Материалы Международной научно-технической конференции. – 2015. – Т. 2. – С. 282–284.
9. Мякишев Е. А. Разработка усовершенствованной конструкции нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом / М. Ю. Тарасов, С. А. Леонтьев, Е. А. Мякишев // Нефть и газ Западной Сибири: Материалы Международной научно-технической конференции. – 2017. – Т. 1. – С. 99–100.
10. Мякишев Е. А. Разработка усовершенствованной технологии подготовки нефти в аппаратах с прямым подогревом / Е. А. Мякишев, С. А. Леонтьев, М. Ю. Тарасов // Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А.П. Телкова и А.Н. Лапердина: Материалы национальной научно-технической конференции. – Тюмень, 2021. – № 5. – С. 78–80.

Патенты

11. Патент 2572135 РФ, МПК В01D. Способ дегазации и обезвоживания нефти и устройство для его осуществления / Е. А. Мякишев, [и др.]; - № 2014116748/05; заявл. 24.04.2014; опубл. 27.12.2015; Бюл. № 36.
12. Патент 159315 РФ, МПК В01D. Устройство дегазации и обезвоживания нефти / Е. А. Мякишев, [и др.]; - № 2015139214/05; заявл. 15.09.2015; опубл. 10.02.2016; Бюл. № 4.