

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»

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

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель -
доктор технических наук, профессор,
Леонтьев Сергей Александрович

Тюмень - 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ.....	10
1.1 Устойчивость водонефтяных эмульсий.....	10
1.2 Основные способы разрушения водонефтяных эмульсий.....	14
1.3 Методы интенсификации процесса разрушения водонефтяных эмульсий...21	
1.4 Механизм укрупнения капель воды на поверхности коалесцирующих элементов.....	35
1.5 Основные разновидности и материалы коалесцирующих элементов.....	45
Выводы по главе.....	48
2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОАЛЕСЦИРУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ.....	49
2.1 Постановка задачи и способ исследования.....	49
2.2 Последовательность выполнения и результаты экспериментальных исследований.....	49
2.2.1 Применяемое оборудование.....	49
2.2.2 Выбор нефтей для исследования.....	52
2.2.3 Приготовление искусственных водонефтяных эмульсий.....	52
2.2.4 Приготовление и подбор рабочих растворов деэмульгаторов.....	59
2.2.5 Моделирование процесса обезвоживания искусственных водонефтяных эмульсий в статических условиях.....	59
2.2.6 Моделирование процесса предварительного укрупнения (коалесценции) капель воды в объёме эмульсии перед её отстаиванием с применением коалесцирующих элементов.....	60
2.2.7 Расчёт усредненных коэффициентов эффективности дополнительной обработки эмульсии коалесцирующими элементами в процессах разрушения эмульсий.....	79

2.2.8 Расчёт и оценка воспроизводимости, однородности и достоверности полученных опытных данных.....	83
Выводы по главе.....	89
3. РАЗРАБОТКА СПОСОБА РАСЧЕТА БЛОКА КОАЛЕСЦИРУЮЩИХ ПЛАСТИН В АППАРАТАХ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ.....	90
3.1 Расчет блока коалесцирующих элементов пластинчатого типа.....	90
Выводы по главе.....	95
4. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В АППАРАТАХ С ПРЯМЫМ ПОДОГРЕВОМ И КОАЛЕСЦИРУЮЩИМИ ЭЛЕМЕНТАМИ	96
4.1 Проблемы подготовки нефти в аппаратах с прямым подогревом и коалесцирующими элементами	96
4.2 Совершенствование технологии подготовки нефти в аппаратах с прямым подогревом и коалесцирующими элементами	98
4.3 Технологический расчет усовершенствованной технологии подготовки нефти в аппаратах с прямым подогревом и коалесцирующими элементами	101
4.4 Расчет технологической схемы площадочного объекта подготовки нефти с усовершенствованной конструкцией аппарата с прямым подогревом и коалесцирующими элементами	120
Выводы по главе	128
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	129
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	131

ВВЕДЕНИЕ

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 «Гипровостокнефть», д.т.н. Д.Н. Левченко – институт ВНИИНП 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. Андреева Н.Н. 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», 2021г.).

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 05.10.2018г. 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» (г.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.

ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Одной из основных задач технологического процесса промышленной подготовки нефти является разрушение агрегативно-устойчивых водонефтяных эмульсий, образующихся при добыче и транспортировке скважинной продукции по промысловым коммуникациям систем сбора. Для совершенствования технологии разрушения данных эмульсий необходимо иметь четкие представления о самом механизме процесса и существующих технологиях разрушения.

1.1 Устойчивость водонефтяных эмульсий

Важным свойством водонефтяных эмульсий является их показатель устойчивости (стабильности), т.е. способность в течение определённого промежутка времени не разрушаться и не разделяться на две несмешивающиеся фазы (нефть и воду) [1].

Устойчивость водонефтяной эмульсии можно определить, как время её существования [2]:

$$\tau = \frac{H}{U}, \quad (1.1)$$

где τ - устойчивость эмульсии, сек; H – высота столба эмульсии, см; U - средняя линейная скорость самопроизвольного расслоения системы, см/сек.

Различают кинетическую и агрегативную устойчивость водонефтяных эмульсий [3].

Кинетическая (или седиментационная) устойчивость – это способность системы противостоять оседанию или всплытию капель дисперсной фазы под действием сил Стокса. Кинетическая устойчивость эмульсий с содержанием дисперсной фазы (воды) менее 3% рассчитывается по формуле:

$$K_y = \frac{1}{U} = \frac{9\mu}{2 \cdot (\rho_g - \rho_n) \cdot r^2 \cdot g}, \quad (1.2)$$

где U - скорость оседания или всплытия частиц дисперсной фазы, м/с; μ - вязкость дисперсионной среды, Па*с; ρ_g - плотность дисперсной фазы, кг/м³; ρ_n - плотность

дисперсионной среды, кг/м^3 ; r - радиус частицы дисперсной фазы, м; g - ускорение свободного падения, м/с^2 .

Согласно (1.2) величина кинетической устойчивости обратных эмульсий с содержанием дисперсной фазы менее 3% прямо пропорциональна вязкости нефти и обратно пропорциональна разности плотностей воды и нефти, а также квадрату радиуса капель воды.

Агрегативная устойчивость – способность глобул дисперсной фазы сохранять свой первоначальный вид, не участвовать в процессах флотации и коалесценции. Большинство водонефтяных эмульсий обладают высокой агрегативной устойчивостью, величину которой определяют по формуле [4]:

$$A_y = \frac{W_0 - W}{W_0} \cdot 100, \quad (1.3)$$

где W_0 - общее содержание дисперсной фазы в эмульсии, %; W - количество дисперсной фазы, отделившееся после центрифугирования, %.

Следует отметить, что существующее в литературе и в промышленной практике понятие «предварительная подготовка эмульсии к расслоению» связано с максимальным снижением кинетической и агрегативной устойчивости и предварительным укрупнением капель воды перед отстаиванием [5]. Процесс слипания при столкновении с образованием агрегатов из двух и более глобул называется флотацией. Процесса укрупнения глобул воды за счет слипания при столкновении друг с другом или границей раздела фаз называется коалесценцией.

Устойчивость водонефтяных эмульсий зависит от следующих факторов [6, 7]:

1. Физико-химических свойств природных стабилизаторов (эмульгаторов), которые образуют на поверхности глобул прочные защитные бронирующие оболочки в виде адсорбционно-сольватных слоев, препятствующих слипанию капель воды. Установлено, что устойчивость эмульсии τ возрастает с увеличением концентрации стабилизаторов до насыщения адсорбционного слоя [8, 9] или до достижения оптимальных свойств структурно-механического слоя [10,

11]. В образовании адсорбционных слоев принимают участие поверхностно активные вещества, исследованием которых занимались многие ученые. В работе [12] на основе анализа состава нефти Мангышлака было установлено, что эмульгаторы представлены в основном асфальтенами, смолами, парафинами и минеральными примесями. Другими исследователями в составе эмульгаторов многих нефтей были обнаружены нафтенаты и соединения порфиринов [13]. Имеются основания считать, что состав и строение адсорбционных слоев в значительной степени зависят от состава нефти и содержания диспергированных частиц [1].

2. Температуры эмульсии. С повышением температуры снижается устойчивость системы [14]. Происходит ослабление механической прочности бронирующих оболочек за счет растворения (расплавления) отдельных компонентов и ослабления их молекулярных связей, в результате чего диспергированные капли воды сливаются в крупные формы и эмульсия разрушается [6]. Нагрев эмульсии в большинстве случаев позволяет лишь частично отделить водную фазу, в то время как полное разрушение эмульсии возможно за счет применения комбинированных способов подготовки нефти, например с использованием высокоэффективных реагентов-деэмульгаторов при нагреве эмульсии перед отстаиванием.

3. Дисперсности эмульсии. Высокодисперсные эмульсии при прочих равных условиях являются более стабильными, чем низко- и мелкодисперсные. Это объясняется меньшей площадью поверхности раздела двух фаз и, соответственно, меньшим запасом свободной поверхностной энергией A , определяемой по формуле:

$$A = \sigma \cdot S, \quad (1.4)$$

где A - величина запаса свободной поверхностной энергии, Дж; σ - свободная энергия единицы площади поверхности, Дж; S - суммарная площадь поверхности раздела фаз «нефть-вода», м².

Согласно формуле (1.4) разрушение водонефтяной эмульсии, т.е. изменение устойчивого состояния, возможно либо за счет снижения величины поверхностного натяжения σ , либо за счет уменьшения площади контактной поверхности раздела фаз «нефть-вода» S .

4. Электрического заряда на поверхности границы раздела фаз. Подобно бронирующим оболочкам, двойной электрический заряд препятствует объединению двух капель воды в одну форму и тем самым способствует устойчивости эмульсии. Механизм образования электрического заряда на поверхности заключается в формировании на границе раздела фаз «нефть-вода» двойного электрического слоя из положительно и отрицательно заряженных ионов H^+ и OH^- . Ионы, способные к поляризации, адсорбируются только на поверхностях, состоящих из полярных молекул. Микроучастки поверхности капельки полярной воды, несущие определенный заряд, адсорбируют (сгущают) противоположно заряженные ионы. При этом ионы электролита, имеющие противоположный знак, не адсорбируются, но под действием сил электростатического притяжения остаются вблизи адсорбционных слоев, образуя с ними на поверхности адсорбента двойной электрический слой. Частицы, имеющие на своей поверхности одинаковые заряды, взаимно отталкиваются и препятствуют слиянию отдельных капель воды.

5. Водородного показателя pH. Повышение величины pH способствует снижению реологических свойств поверхностных слоев на границе «нефть-вода» за счет увеличения содержания в эмульсии щелочи. Происходит снижение механической прочности бронирующих оболочек глобул воды и, как результат, разрушение эмульсии [15]. На основе результатов исследований [16], авторами делается вывод о том, что межфазный адсорбционный бронирующий слой, образованный асфальтенами, прочнее в кислой среде. В нейтральной среде его прочность снижается, а в щелочной среде пленка становится мягкой и подвижной. Следует отметить, что согласно исследованиям [3, 17] влияние величины pH на устойчивость эмульсии разных нефтей неодинаково, поэтому для каждой водонефтяной эмульсии существует свой диапазон значений pH, при котором

стабилизирующие свойства межфазной поверхности «нефть-вода» ослабевают и происходит её разрушение.

1.2 Основные способы разрушения водонефтяных эмульсий

Разрушение водонефтяных эмульсий (деэмульгирование) является процессом их превращения из агрегативно-устойчивого мелкодисперсного состояния в кинетически неустойчивые, крупнодисперсные, расслаивающиеся системы. Механизм процесса разрушения водонефтяных эмульсий достаточно сложен и сводится к максимальному снижению агрегативной и кинетической устойчивости эмульсии [6].

На современном уровне научных знаний процесс разрушения эмульсий принято разделять на три последовательных стадий [18]:

1. столкновение отдельных мелких капель воды и разрушение бронирующих оболочек на их поверхности;
2. слияние отдельных мелких капель воды в более крупные формы;
3. осаждение крупных форм капель воды в объеме эмульсии под действием сил тяжести (разделение фаз).

Следует отметить, что вышеуказанные пункты 1 и 2 по своей сути являются важным этапом процесса подготовки эмульсии к разрушению. Его смысл заключается в максимальном укрупнении капель воды в нефти перед отстаиванием эмульсии. Данное предположение подтверждается Законом Стокса, согласно которому скорость осаждения частиц дисперсной фазы в объеме дисперсионной среды прямо пропорционально квадрату их радиуса, разности плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды, ускорению свободного падения и обратно пропорциональна вязкости среды, окружающей дисперсную фазу [6, 7]. Следовательно, ускорение процесса разрушения водонефтяной эмульсии, а именно интенсификация процесса осаждения капель воды, возможно за счет увеличения размера капель дисперсной среды, увеличения разности плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды или за счет уменьшения вязкости среды.

В настоящее время в промысловой практике прошли стадию промышленных испытаний и применяются в технологических процессах разрушения устойчивых

водонефтяных эмульсий десять основных способов (Таблица 1.1 [1, 19]).

За исключением методов гравитационного отстаивания и центрифугирования все вышеуказанные способы по своей сути являются интенсифицирующими и часто являются комбинированными. В названии каждого из них отражен лишь наиболее характерный отличительный знак. Выбор способа разрушения водонефтяных эмульсий в каждом случае носит индивидуальных характер и зависит от состава самой нефти, свойств природных стабилизаторов, дисперсности и процентного содержания дисперсной фазы [1, 6, 20, 21, 22, 23, 24]. Рассмотрим данные способы подробнее.

Гравитационное разделение эмульсии (холодный отстой). Разрушение эмульсии происходит за счёт естественной разницы плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды в поле сил гравитации и применяется при высоком содержании воды в нефти. Технологическими схемами предусматривается циклическое заполнение емкости (статический режим), отстаивание в течение определенного промежутка времени, отвод отделившейся воды и обводненной эмульсии. Существуют также схемы динамического отстаивания, когда разрушение эмульсии происходит при непрерывной подаче жидкости, отводе отделившейся воды и обводненной эмульсии. Эффективность данного способа в значительной степени зависит от времени отстаивания (как при циклическом, так и динамическом режимах), температуры эмульсии и исходного содержания воды в нефти. Следует отметить, что положительные результаты достигаются в случае поступления крупнодисперсной неустойчивой эмульсии. Недостатком данного способа является отсутствие в большинстве случаев возможности глубокого сброса воды (менее 1%), неудовлетворительное качество отделившейся воды по части содержания нефтепродуктов, невысокая производительность процесса [19, 25]. Также следует отметить, что сплошное покрытие поверхностей глобул воды в виде прочных адсорбционных оболочек препятствует слиянию глобул при одном только простом столкновении. Для создания условий коалесценции капель и их укрупнения используют другие более эффективные технологии разрушения эмульсий [26].

Центрифугирование. Способ разрушения водонефтяных эмульсий, основанный на использовании эффекта различия плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды в искусственно создаваемом центробежном поле. В центробежных аппаратах отделение дисперсной фазы от дисперсионной среды происходит за счет отбрасывания центробежной силой более тяжелых капель воды к периферии, т.е. к стенкам аппарата, по которым они стекают вниз и далее выводятся из оборудования. Разрушение эмульсий в таких аппаратах характеризуется центробежным критерием Фруда $Fr_{ц}$, представляющим собою отношение центробежной силы $F_{ц}$ к силе тяжести $F_{т}$:

$$Fr_{ц} = \frac{F_{ц}}{F_{т}} = \frac{\frac{m \cdot v_{\phi}^2}{r}}{mg} = \frac{v_{\phi}^2}{rg}, \quad (1.5)$$

где m – масса капли воды, кг; v_{ϕ} – окружная скорость капли, м/с; r – радиус, по которому вращается частица m вокруг оси центрифуги, м; g – ускорение силы тяжести, м/сек².

Капля воды, двигаясь в дисперсионной среде под действием центробежных сил, также испытывает действие сил трения вязкой углеводородной среды $F_{тр}$. Последняя препятствует перемещению капли, тормозя её движение. Следовательно, при установившемся режиме движения, согласно третьему закону Ньютона, должно соблюдаться равенство:

$$F_{ц} = F_{тр}, \quad (1.6)$$

$$\frac{4}{3} \pi \cdot r^3 \cdot (\rho_{\phi} - \rho_{н}) \cdot a = 6 \cdot \pi \cdot \eta \cdot r \cdot U, \quad (1.7)$$

где r – радиус частицы дисперсной фазы(воды), м; ρ_{ϕ} – плотность дисперсной фазы(воды), кг/м³; $\rho_{н}$ – плотность дисперсионной среды(нефти), кг/м³; η – вязкость дисперсионной среды, Па*с; U – скорость осаждения частиц дисперсной

Таблица 1.1 – Основные способы разрушения водонефтяных эмульсий

№ п/п	Способ разрушения	Воздействующий фактор	Процессы		Возможный конечный эффект
			Под воздействием факторов	Сопутствующие	
1.	Гравитационное разделение (холодный отстой)	Сила тяжести	<ul style="list-style-type: none"> - взаимное сближение капель; - сближение капель с границей раздела; - деформация бронирующих оболочек; - частичное разрушение бронирующих оболочек; 	<ul style="list-style-type: none"> - взаимное слияние капель; - слияние капель со слоем воды; 	Разделение эмульсии на нефть и воду
2.	Центрифугирование	Поле тяготения высоких параметров	<ul style="list-style-type: none"> - взаимное сближение капель; - сближение капель с границей раздела фаз; - деформация бронирующих оболочек; - разрушение бронирующих оболочек; - расслоение; 	<ul style="list-style-type: none"> - взаимное слияние капель; - слияние капель со слоем воды; 	Разделение эмульсии на нефть и воду
3.	Термообработка	Тепловая энергия	<ul style="list-style-type: none"> - ослабление бронирующих оболочек; - разрушение бронирующих оболочек; - соударение капель за счет диффузионных процессов; - снижение вязкости среды; 	-	Ослабление или разрушение бронирующих оболочек, снижение вязкости среды
4.	Химическая обработка	Межмолекулярное взаимодействие и поверхностно-активные эффекты	<ul style="list-style-type: none"> - ослабление бронирующих оболочек; - разрушение бронирующих оболочек; - вытеснение в среду нефти составляющих бронирующие оболочки компоненты; 	<ul style="list-style-type: none"> - снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть/вода; - предотвращение восстановления бронирующих оболочек 	Разрушение бронирующих оболочек на каплях пластовой воды
5.	Промывка в водном слое	Межмолекулярное взаимодействие и сила тяжести	<ul style="list-style-type: none"> - инверсия фаз при отсутствии бронирующих оболочек; - расслоение; 	-	Переход глобул пластовой воды, не имеющих бронирующих оболочек, в состав дренажной воды

№ п/п	Способ разрушения	Воздействующий фактор	Процессы		Возможный конечный эффект
			Под воздействием факторов	Сопутствующие	
6.	Обработка в электрическом слое	Электромагнитное поле	<ul style="list-style-type: none"> - сближение капель; - флокуляция; - деформация бронирующих оболочек; - разрушение бронирующих оболочек; 	<ul style="list-style-type: none"> - возможность выброса тонкодисперсной взвеси в потоке нефти при слиянии капель; - укрупнение капель; 	Укрупнение капель
7.	Импульсные воздействия	Гидродинамическое давление	<ul style="list-style-type: none"> - сближение и соударение капель; - деформация бронирующих оболочек; - разрушение бронирующих оболочек; 	<ul style="list-style-type: none"> - дробление капель; - слияние; 	Разрушение бронирующих оболочек и укрупнение капель
8.	Пенная деэмульсация	Энергия расширяющегося газа, межмолекулярные взаимодействия, поле тяжести	<ul style="list-style-type: none"> - повышение концентрации капель в тонком слое; - сближение капель друг с другом; - быстрое оттеснение капель на границу раздела с дренажной водой; - обеспечение жесткого контакта с дренажной водой; - удержание капель у границы раздела фаз; - деформация бронирующих оболочек; - разрушение бронирующих оболочек; 	<ul style="list-style-type: none"> - слияние капель друг с другом; - переход содержимого капель в состав дренажной воды; - очистка дренажной воды; 	Переход глобул пластовой воды в состав дренажной воды
9.	Внутритрубная деэмульсация	Кинетическая энергия движущегося потока, энергия турбулентных пульсаций, поле тяжести	<ul style="list-style-type: none"> - сближение капель друг с другом; - сближение капель с дренажной водой; - флокуляция; - многократность столкновений капель со стенками и между собой; - деформация бронирующих оболочек; - разрушение бронирующих оболочек; - увеличение числа активных центров с течением времени; - перевод в состав нефти компонентов бронирующих оболочек; 	<ul style="list-style-type: none"> - процессы слияния и дробления капель; 	Создание условий для эффективного массообмена, разрушения бронирующих оболочек; Укрупнение капель и расслоение потока

№ п/п	Способ разрушения	Воздействующий фактор	Процессы		Возможный конечный эффект
			Под воздействием факторов	Сопутствующие	
10.	Обработка эмульсии коалесцирующи ми элементами	Гидродинамическ ий напор и межмолекулярное взаимодействие	- деформация бронирующих оболочек; - разрушение бронирующих оболочек; - образование водных пленок на поверхности фильтров и набивок;	-	Разрушение эмульсии

фазы (воды), м/с и рассчитывается по формуле:

$$U = \frac{2}{9} r^2 \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \cdot \frac{g}{\eta}, \quad (1.8)$$

Центробежное ускорение a выразим через линейную скорость движения:

$$a = \frac{V^2}{R}, \quad (1.9)$$

где R - расстояние от центра вращения центрифуги, м.

Линейную скорость V выразим через число оборотов вращения центрифуги в единицу времени:

$$V = \pi \cdot D \cdot n, \quad (1.10)$$

где D – диаметр центрифуги, м; n – число оборотов в единицу времени.

Подставляя уравнение (1.9) в (1.10), получаем:

$$a = \frac{(\pi \cdot D \cdot n)^2}{R} = 4\pi^2 \cdot R \cdot n^2 = k \cdot n^2, \quad (1.11)$$

В формуле (1.11) $D=2R$, а коэффициент $k = 4\pi^2 R$ является постоянной величиной для центрифуги.

Подставляя уравнение (1.11) в (1.8) и выражая скорость осаждения капель дисперсной фазы U в радиальном направлении от центра вращения к стенке центрифуги, получаем:

$$U = \frac{2}{9} r^2 \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \cdot \frac{k \cdot n^2}{\eta}, \quad (1.12)$$

Сравнивая полученное уравнение (1.12) с уравнением (1.8) видно, что скорость разделения фаз (разрушения эмульсии) при центрифугировании по сравнению с условиями гравитационного поля может быть значительно больше, так как силы гравитации замещаются центробежными, которые в десятки тысяч раз больше.

Несмотря на экспериментально- и опытно- подтвержденную эффективность технологии разрушения водонефтяных эмульсий в центробежных аппаратах [27,

28, 29, 30], способ не нашел широкого промышленного применения в виду значительной стоимости оборудования, низкой производительности аппаратов и высоких требований к квалификации обслуживающего персонала.

1.3 Методы интенсификации процесса разрушения водонефтяных эмульсий

Далее приводятся описание основных способов интенсификации процесса разрушения водонефтяных эмульсий, смысл которых заключается в предварительной подготовке эмульсии к расслоению.

Термообработка. Термическая обработка водонефтяных эмульсий (подогрев, промывка горячей водой) позволяет увеличить скорость процесса осаждения взвешенных капель дисперсной фазы (воды) в объеме дисперсионной среды (нефти). Повышение температуры водонефтяных эмульсий способствует ускорению броуновского движения капель воды, а следовательно, увеличивает вероятность взаимных столкновений и, как результат, способствует их укрупнению. Повышение температуры также не только уменьшает вязкость эмульсии, но и несколько увеличивает разницу плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды за счет разницы коэффициента расширения воды при температуре до 100 °С и коэффициента расширения нефти. И самое главное, нагрев эмульсии способствует ослаблению механической прочности адсорбционных оболочек на поверхности капель воды за счет увеличения коллоидной растворимости и пептизации веществ эмульгирующего слоя, что также положительно сказывается на процессе разрушения эмульсий.

Основным недостатком термообработки является то, что повышение температуры водонефтяных эмульсий увеличивает давление насыщенных паров нефти, что повышает вероятность возможных потерь легких фракций.

Также к недостаткам данного способа относят значительные потери тепла с отделяемой водной фазой. В большинстве случаев термообработка используется как интенсифицирующий фактор в комплексе с другими способами разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий.

Химическая обработка. Способ основан на вводе в водонефтяную эмульсию эффективных реагентов-деэмульгаторов, представляющих собой искусственно-

синтезированные поверхностно-активные вещества (ПАВ) различного строения. Существует ряд теорий, объясняющих механизм действия деэмульгаторов, которые условно можно разделить на следующие группы:

- физическая, предполагающая физическую адсорбцию молекул деэмульгатора на коллоидных частицах, разрыхляющее и модифицирующее их действие на межфазный слой, что способствует вытеснению и миграции молекул (частиц) стабилизатора в ту или иную фазу;

- химическая, основанная на предположении о преобладающей роли хемосорбции молекул деэмульгатора на компонентах защитного слоя с образованием прочных химических связей, в результате чего природные стабилизаторы нефти теряют способность эмульгировать воду.

В настоящее время общепринятой признана теория, разработанная академиком П.А. Ребиндером и его школой, согласно которой, попадая в эмульсию, деэмульгаторы за счет своей большей поверхностной активности, чем у природных эмульгаторов (асфальтены, нафтены, смолы, парафины и др.), вытесняют последние из адсорбционных оболочек на межфазной поверхности. Образуется новый гидрофильный адсорбционный слой, не обладающий прежней структурно-механической прочностью и не способный стабилизировать эмульсию, что способствует слиянию отдельных капель воды при их столкновении, с последующим укрупнением и осаждением [31]. В работе [32] авторы приходят к выводу о том, что процесс разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий является по своей природе коллоидно-физическим, в котором главную роль играет не химическое строение реагента, а его коллоидные свойства. Адсорбируясь на поверхности капли воды, деэмульгатор способствует изменению свойств смачиваемости природных эмульгаторов, их способности удерживаться на поверхности капли воды и их последующим замещением. Установлено, что водорастворимые деэмульгаторы, оставаясь в водной фазе, способствуют обезвоживанию нефти, в то время как деэмульгаторы на нефтерастворимой основе остаются в обеих фазах и препятствуют диспергированию нефти в воде.

Авторы работ [33, 34, 35] утверждают, что процесс разрушения водонефтяной эмульсии в присутствии реагента-деэмульгатора происходит в результате следующих процессов:

- инверсии (обращения) смачивания поверхности твердых частиц адсорбционных оболочек, после чего наблюдается полное смачивание нефтью или водой с последующим втягиванием внутрь этой фазы;

- замещения реагентом-деэмульгатором природных эмульгаторов на поверхности адсорбционных оболочек с диспергацией последних в объеме эмульсии.

Реагенты-деэмульгаторы, используемые для разрушения водонефтяных эмульсий, подразделяют на две группы: *ионогенные* и *неионогенные* [7].

Ионогенные деэмульгаторы в водных растворах диссоциируют на ионы. В зависимости от того, какие ионы (анионы или катионы) являются поверхностно-активными, ионогенные деэмульгаторы подразделяются на *анионоактивные* и *катионоактивные* [5]. *Анионоактивные вещества* в водных растворах диссоциируют на отрицательно заряженные ионы, в состав которых входит углеводородная часть молекулы, и на положительно заряженные ионы металла и водорода. *Катионоактивные вещества* в водных растворах распадаются на положительно заряженный радикал и отрицательно заряженный ион кислоты. Катиоактивные вещества как деэмульгаторы применяют весьма ограниченно.

Неионогенные вещества в водных растворах на ионы не распадаются. Их получают присоединением окиси этилена к органическим веществам с подвижным атомом водорода, т.е. содержащим карбоксильную, гидроксильную, сульфгидридную, аминную или амидную группы. В водных растворах неионогенные вещества образуют гидраты вследствие появления водородной связи между водородными атомами молекул воды и эфирными кислородными атомами полиэтиленгликолевой цепи. Гидратированная молекула приобретает способность растворяться в воде и при этом в незначительной степени диссоциируют на ионы. Деэмульгирующую способность неионогенных веществ можно легко регулировать, изменяя количество молекул присоединяемой окиси этилена, т.е.

длину полиоксиэтиленовой цепи. При удлинении данной цепи растворимость поверхностно-активных веществ в воде увеличивается.

Гидрофильная часть неионогенных ПАВ химически инертна, что позволяет еще более усилить деэмульгирующее действие этих веществ при использовании их в смеси с самыми различными компонентами для достижения синергетического эффекта [36].

Неионогенные деэмульгаторы могут быть водорастворимыми и нефтерастворимыми. Они имеют ряд особенностей и преимуществ перед ионогенными [7]:

- незначительный удельный расход;
- хорошо растворяясь в воде, не реагируют с солями и кислотами, содержащимися в пластовой воде и нефти, и не дают осадков в трубах и технологическом оборудовании;
- неионогенные деэмульгаторы применяются исключительно для разрушения обратных эмульсий В/Н и при этом не образуют прямых эмульсии Н/В;
- несмотря на более высокую стоимость по сравнению с ионогенными, являются экономически выгодными, т.к. их расход в сотни раз меньше.

Реагенты-деэмульгаторы, применяемые в процессах разрушения водонефтяных эмульсий, как правило, не растворяются в нефтяной фазе. Поэтому для максимального распределения реагента по всему объему эмульсии и эффективного обволакивания капель воды необходимо его диспергирование [37, 38, 39]. Но следует учесть, что чрезмерно активное перемешивание эмульсии с реагентом может привести к диспергированию капель воды, что осложняет процесс их коалесценции [6, 40].

Считается, что каждый деэмульгатор может быть эффективным только для конкретной эмульсии, имеющей вполне определенное соотношение жидких фаз, определенную степень их дисперсности, а также известное содержание и состав эмульгатора [1, 6, 41]. Под эффективностью деэмульгатора принято понимать его деэмульсионную способность, которая характеризуется его расходом, остаточной обводненностью нефти, а также минимальной температурой и

продолжительностью отстоя [7].

В современной промышленной практике деэмульгаторы часто применяют в комбинации с другим способом - подогревом эмульсии [23, 24, 25;]. Это позволяет в большинстве случаев достичь большего синергетического эффекта при разрушении устойчивых водонефтяных эмульсий. Повышение температуры эмульсии создает благоприятные условия молекулам деэмульгатора для адсорбирования на границе раздела фаз, а также способствует более эффективной пептизации и растворению в нефти защитных слоев капель [1].

Также в последнее время широкое распространение получил новый подход к эффективному воздействию на эмульсию, заключающийся в компаундировании новых композиционных смесей на основе модифицированных деэмульгаторов совместно с различными химическими добавками [43, 44, 45]. Вышеуказанные композиционные деэмульгаторы в зависимости от свойств входящих компонентов, структуры и соотношений ПАВ в композиции могут проявлять синергетические и аддитивные свойства [46]. Результаты исследований различных композиций на основе деэмульгаторов и химических веществ представлены в работах [43, 47, 48, 49].

Промывка в водном слое. Является элементом комбинированного термохимического способа разрушения и заключается в пропускании эмульсии тонкими струями через слой воды (жидкостный гидрофильный фильтр). Исследования показали, что разрушение устойчивой водонефтяной эмульсии при её промывке через слой дренажной воды объясняется нагревом последней и разрушением адсорбционных оболочек на каплях воды, находящихся на поверхности всплывающих в слое дренажной воды крупных капель эмульсии и капель, осаждающихся на его поверхность из тонкого слоя нефти, расположенного над ним.

Обработка в электрическом поле. Механизм способа интенсификации процесса разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий основан на следующей теории. Под влиянием внешнего электрического поля переменного тока, образующегося между электродами, между каплями воды вследствие их

поляризации возникают дополнительные (локальные) электрические силы, способные преодолеть сопротивление стабилизирующих абсорбционных оболочек на их поверхности. В результате действия основного (внешнего) и дополнительного (между каждой парой капель) электрических полей увеличивается число эффективных столкновений капель, происходит разрушение их бронирующих оболочек, слияние в крупные формы и отделение от нефти под действием силы тяжести [1, 50, 51].

Механизм поведения взвешенных в нефти капель воды, образующих эмульсию и находящихся в переменном электрическом поле заключается в следующем [7].

Если безводную нефть поместить между двумя плоскими параллельными

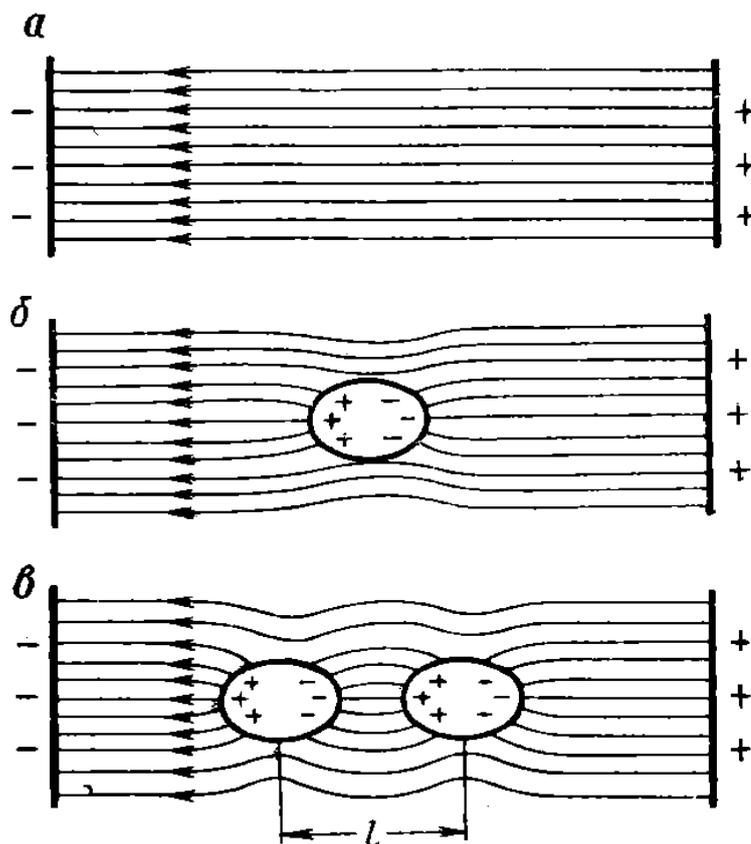


Рисунок 1.1 - Диспергирование в нефти капли воды в электрическом поле.

Силовые линии: а – в чистой нефти, б, в – в нефти с полярными каплями воды электродами, находящихся под напряжением, то возникает однородное электрическое поле, силовые линии которого параллельны друг другу (рис.1.1, а). Если в нефти присутствуют водяные капельки, то однородность поля нарушается (рис. 1.1, б). При этом на поверхности капли воды под действием внешнего

электрического поля индуцируются два равных по величине и противоположных по знаку электрических заряда за счет разделения противоположно заряженных ионов. Индуцированные заряды располагаются на поверхности капли воды таким образом, что положительные заряды находятся на той стороне капли, которая обращена к отрицательному электроду, а отрицательные заряды - на противоположной стороне. В результате взаимодействия индуцированных зарядов с внешним электрическим полем, капля вытягивается в его направлении. Две смежные капли воды, находящиеся на одной силовой линии (рис. 1.1, в) вследствие близости их концов с разной полярностью зарядов взаимно притягиваются и еще более вытягиваются. По мере их притяжения расстояние между ними уменьшается, напряженность местного электрического поля растет. При этом, как показывают расчеты, величина напряженности электрического поля между каплями оказывается намного больше напряженности внешнего электрического поля и при достаточном сближении капель воды между ними появляется вероятность местного электрического пробоя, что способствует разрушению адсорбционной оболочки и слиянию капель.

Скорость движения капли воды в электрическом поле можно определить по формуле:

$$v = \frac{\xi \cdot E_1 \cdot D}{6 \cdot \pi \cdot \nu} , \quad (1.13)$$

где ξ - электрический потенциал, определяющий заряд движущейся капли, В; E – напряжение, приложенное к электродам, В; E_1 –градиент электрического поля, в котором находится капля воды, равный $E = \frac{E}{l}$, В/см; l - расстояние между электродами, см; D – диэлектрическая постоянная дисперсионной среды (нефти), ν - вязкость нефти, м²/с.

Из формулы (1.13) видно, что с увеличением напряженности поля E_1 и уменьшением вязкости дисперсионной среды (нефти) скорость перемещения диспергированных капель дисперсной фазы (воды) и, соответственно, вероятность

их столкновения и слияния увеличивается.

Сила взаимного притяжения капель воды под влиянием электрического поля описывается следующей формулой:

$$F = \frac{k \cdot E^2 \cdot r^6}{d^4}, \quad (1.14)$$

где k – коэффициент пропорциональности; E – напряженность электрического поля, В/м; r – радиус капли воды, м; d – расстояние между центрами капелек, м.

Согласно (1.14) с уменьшением расстояния между каплями воды по линейному закону, увеличение силы притяжения будет происходить пропорционально 4-й степени и при незначительных расстояниях может стать настолько большой, что произойдет сдавливание адсорбционных оболочек, их последующее разрушение и слияние капель воды в крупные формы.

Эффективность разрушения водонефтяных эмульсий в поле переменного выше, чем в поле постоянного тока. В поле переменного тока происходит циклическое изменения движения тока и напряженности поля, в результате чего капли воды изменяют направление своего движения синхронно основному полю и поэтому постоянно находятся в состоянии колебания. Под влиянием сил электрического поля форма капель постоянно меняется, и капли воды испытывают непрерывную деформацию, что способствует разрушению адсорбционных оболочек на каплях воды и их слиянию [7].

Способ обработки водонефтяной эмульсии в электрическом поле является достаточно эффективным, особенно широкое распространение получил в совмещенных процессах обезвоживания и обессоливания нефти [52, 53, 54, 55].

Существуют также способы разрушения водонефтяных эмульсий под воздействием полей другой природы – магнитных, акустических и др., но пока не нашли промышленного применения [56] и в данной работе не рассматриваются.

Импульсные воздействия. Способ интенсификации основан на гипотезе о том, что интенсивность разрушения устойчивой водонефтяной эмульсии зависит не столько от времени отстаивания, сколько от внешнего гидродинамического

воздействия на эмульсию за счет создания интенсивных (импульсных) турбулентных условий её перемешивания. Осуществляется подбор такого режима движения водонефтяной эмульсии под воздействием импульсных пульсаций, при котором энергии пульсации будет достаточно для эффективного столкновения взвешенных капель воды, разрушения их адсорбционных оболочек и

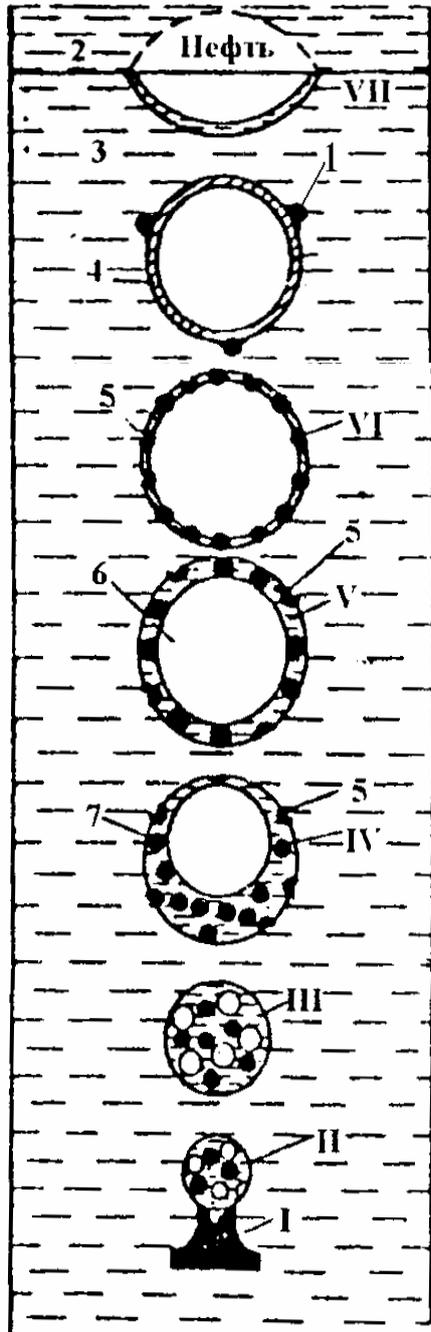


Рисунок 1.2 - Механизм разрушения водонефтяной эмульсии с использованием энергии расширяющегося газа

последующего слияния капель. Технологически способ осуществляется как в промысловых, так и специально смонтированных на площадках подготовки нефти, трубопроводах – каплеобразователях, в которых происходит предварительное укрупнение капель воды за счет турбулизации потока. Наибольший эффект разрушения водонефтяных эмульсий в условиях турбулизации достигается при обработке эмульсий, средний диаметр капель воды которых меньше среднего диаметра капель воды в нефти, способных существовать при данной степени турбулизации, т.е. обладающих выраженной степенью устойчивости. В случае, когда средний диаметр капель воды обрабатываемой эмульсии значительно превышает средний устойчивый диаметр капель, то эффект гидродинамического воздействия нейтрализуется процессом их дробления и для интенсификации процесса разрушения эмульсии необходимо подобрать более мягкий режим турбулизации [19]. В целом, эффективность предварительного перемешивания водонефтяной эмульсии является результатом турбулентной диффузии капель воды на границе раздела фаз «нефть/дренажная вода», играющего роль инверсирующего экрана [6].

В работах [57, 58, 59] установлено, что процесс разрушения эмульсии в условиях дополнительного импульсного воздействия ускоряется на 20-25% по сравнению с обычными условиями отстаивания. При равной времени отстаивания качество обработанной нефти улучшается на 20% [57, 60].

Пенная деэмульсация. Способ интенсификации процесса разрушения водонефтяных эмульсий был обнаружен Н.С. Марининым и в дальнейшем развит в [6]. Основан на вытеснении капель дисперсной фазы в слой дренажной воды под действием энергии расширяющегося газа в процессе сепарации капель нефти в водной среде или в присутствии большого количества крупных капель эмульгированной воды.

В способе используется эффект «прямой доставки» капель дисперсной фазы (воды) в объём свободной воды за счёт их оттеснения расширяющимися пузырьками газа из внутренних областей капли непосредственно в область её контакта с водой. Схематично механизм разрушения водонефтяной эмульсии с использованием энергии расширяющегося газа показан на рис. 1.2., где укрупнение капли нефти 5 и её одновременный подъём происходит в объёме водной «подушки» 3. На стадии I происходит отрыв нефтяной капли в объём водной фазы. Далее происходит постепенное увеличение объёма капли нефти за счёт расширения пузырьков газа 7 (стадия III), их дальнейшее слияние и формирование крупной формы 6 (стадия IV и V). В этот момент формируется сплошная пленка 4 вокруг пузырька газа 6, обволакивая его снаружи (стадия VI). Капли воды 1, содержащиеся в пленке 4, постепенно начинают контактировать друг с другом, сливаться в результате разрушения адсорбционных оболочек, образуя более крупные формы и вытесняться пузырьком газа 6 в область водяной «подушки» 3. По мере вытеснения за пределы нефтяной пленки капли воды сливаются с объёмом свободной воды. Нефтяная пленка совместно с пузырьком газа в виду разницы плотностей перемещается и сливается с областью основной массы нефти 2 (стадия VII).

Эффективность пенной деэмульсации в значительной степени зависит от времени (скорости) всплытия пузырька газа, окруженного пленкой нефти. Его

должно быть достаточно для разрушения бронирующих оболочек на каплях воды, их слияния в объеме нефтяной пленки и последующего вытеснения из её объема.

Внутритрубная деэмульсация. Как направление появилось в 1960-х годах [19, 25] и особенно широкое распространение получила в последнее время в связи с появлением высокоэффективных реагентов-деэмульгаторов. Основано на использовании трубопроводов в процессах разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий за счёт активного массообмена между каплями воды, нефти и деэмульгатора. Эффект обеспечивается при турбулентном движении эмульсии с деэмульгатором и переводе капель воды в пленочное состояние на стенках ограничивающей оболочки - внутренней поверхности трубопроводов [19, 23, 60, 61, 62]. Таким образом, внутренняя поверхность трубопровода при определенных термодинамических параметрах потока выполняет функцию инверсирующего экрана, способного переводить диспергированные капли воды в пленочное состояние. Механизм разрушения водонефтяной эмульсии представлен в следующем виде [6, 19]. Реагент-деэмульгатор с помощью дозирочного насоса подается в поток транспортируемой водонефтяной эмульсии. По мере движения потока происходит активное взаимодействие химического реагента с каплями воды. Причем, чем выше значение числа Рейнольдца, тем интенсивнее происходит процесс перемешивания и доставка реагента-деэмульгатора до капель воды. При ударе капли воды, уже представляющей собою раствор поверхностно-активных веществ, о стенку трубопровода под действием капиллярных и поверхностных сил, а также благодаря резкому возрастанию времени контакта капли воды с этой поверхностью (по сравнению с временем контакта капель друг с другом в объеме эмульсии), она разрушается и переходит в пленочное состояние. Последующие столкновения диспергированных в объеме эмульсии капель воды с уже имеющейся пленкой на поверхности стенок трубопровода приводит к её увеличению и под действием сил тяжести постепенному смещению в нижнюю часть трубопровода. Толщина пленки воды на стенках трубопровода зависит от вязкостных сил, обеспечивающих её объемную целостность, а также от динамического воздействия со стороны транспортируемого потока. Возможное частичное разрушение пленки

и обратное возвращение части воды из пленочного состояния в взвешенное в виде диспергированных капель не приводит к обратному образованию прочных адсорбционных оболочек в виду наличия в составе реагента-деэмульгатора. Более того, это способствует образованию в объеме эмульсии водных линз, способных выполнять роль активных центров коалесценции. Применение стенок трубопровода для предварительного укрупнения и разрушения эмульсий позволяет решать две основные задачи: 1) смешение реагента-деэмульгатора с дисперсной фазой и доведением, таким образом, реагента до каждой капли транспортируемой эмульсии; 2) разрушение адсорбционных оболочек и перевод капель воды из взвешенного дисперсного состояния в пленочное. При движении эмульсии в ламинарном или слаботурбулентном режиме стенки трубопровода могут выполнять и третью функцию – перевод капель воды в свободную фазу и обеспечение условий для последующего расслоения потока [63, 64; 65, 66, 67, 68, 69]. При низких скоростях движения потока эмульсии или высокой вязкости системы процессы массообмена протекают медленно, если эмульсия неустойчивая, то происходит расслоен фаз [70]. При высоких скоростях совместного движения потока эмульсии с реагентом-деэмульгатором, возможно ухудшение процесса эффекта внутритрубной деэмульсации за счет передиспергирования капель воды с разрушенными бронирующими оболочками [6, 71].

Эффективность внутритрубной деэмульсации зависит от многих факторов [7]:

- 1) эффективности или поверхностно активности реагента-деэмульгатора;
- 2) интенсивности и продолжительности перемешивания эмульсии с реагентом-деэмульгатором;
- 3) количество содержащейся воды в эмульсии и её дисперсности;
- 4) температуры транспортируемого потока и темпов её падения по длине трубопровода;
- 5) физико-химических свойств транспортируемой дисперсной фазы и дисперсионной среды и особенно от вязкости дисперсионной среды.

Внутритрубную деэмульсацию, как способ интенсификации, широко применяют в сочетании с другими способами разрушения эмульсий. Ввод реагента-деэмульгатора на начальных этапах транспортировки потока позволяет уменьшить расход деэмульгатора и считается самым эффективным способом повышения производительности установок подготовки нефти [72].

Обработка эмульсии коалесцирующими элементами. Способ интенсификации процесса разрушения водонефтяных эмульсий, основанный на явлении селективного смачивания [7]. При прохождении водонефтяной эмульсии через коалесцирующий элемент молекулы дисперсной фазы при столкновении с поверхностью элемента вступают в контакт с молекулами твердого вещества. Происходит удержание и растекание капли дисперсной фазы по поверхности элемента, т.е. имеет место процесс смачивания жидкостью твёрдой поверхности. По мере накопления отдельных капель на поверхности коалесцирующего элемента, происходит их слияние и уже в более крупных формах уносятся потоком эмульсии на дальнейшее отстаивание. Это позволяет сократить время отстаивания и улучшить глубину очистки. В большинстве случаев данный способ используют совместно с другими интенсифицирующими методами для получения синергетического эффекта – термической и химической обработки.

Исследованию процесса предварительного укрупнения дисперсной фазы прямых и обратных эмульсий с применением коалесцирующих элементов посвящено достаточное количество лабораторных и промысловых работ. Так, в работе [73] представлены результаты исследований процесса разрушения на примере эмульсий вода/нитробензол, вода/N,N-диметианилин и вода/2-этилгексеналь с применением коалесцирующих элементов на основе стекла и фторопласта. Показано, что дополнительная обработка эмульсии коалесцирующими элементами положительно сказывается на процессе её очистки. Автором предложен новый тип аппаратов с коалесцирующим элементов – диффузионный коалесцентор, позволяющий достигать высокой степени очистки дисперсионной среды от дисперсной фазы с возвращением последней в технологический процесс. В работе [74] на примере прямых эмульсий «нефть в

воде» показано, что пропускание эмульсии через коалесцирующий материал в лабораторных и промышленных условиях высокое качество очистки от нефти с учетом сокращения времени отстаивания в 4-5 раз по сравнению с обычными условиями отстаивания. В работе [75] представлены результаты многофакторных экспериментальных исследований по лабораторному моделированию процесса обработки коалесцирующими элементами и последующего отстаивания 20 %-ной эмульсии тяжелой нефти Ашальчинского месторождения. Экспериментально установлено, что предварительная обработка эмульсии коалесцирующими элементами по сравнению с обычными условиями отстаивания по окончании опытов позволяет получить нефть с меньшим в 1,5-2 раза остаточным содержанием воды. В работах [76, 77] представлены результаты промышленных исследований процесса обезвоживания эмульсий сверхвязких нефтей на пилотной установке с коалесцирующей загрузкой. В качестве коалесцирующей загрузки использовались кольца Рошига, кольца Палля и сетчатый пакет. Проведенные исследования показали, что предварительное воздействие на эмульсию коалесцирующими элементами по сравнению с обычными условиями отстаивания позволяет не только осуществить более глубокое обезвоживание до содержания воды в нефти не более 1,0 %, но и сократить время отстаивания. Также авторами установлено, что тип применяемых для обработки коалесцирующих элементов незначительно повлиял на результаты обезвоживания, что говорит об их близкой эффективности. В работе [78] приводятся результаты лабораторных исследований процесса разрушения эмульсии тяжелой нефти в условиях дополнительной обработки коалесцирующими элементами. Получены положительные результаты влияния дополнительной обработки на величину остаточной обводненности эмульсии, определены наиболее эффективные режимы обработки эмульсий. Результаты исследований обезвоживания нефти в аппаратах с коалесцирующими элементами [79] показали, что их применение позволяет значительно сократить время отстаивания эмульсии по сравнению с лабораторными условиями обезвоживания при тех же параметрах - температуре, расходе химического реагента.

Таким образом, обработка эмульсий коалесцирующими элементами с целью предварительного укрупнения капель дисперсной фазы перед отстаиванием эмульсии на сегодняшний день является актуальным способом интенсификации процесса их разрушения. Следует отметить, что большинство работ направлено на исследование очистки эмульсий прямого типа (нефтедержащих вод) и обезвоживания высоковязких и тяжелых нефтей. В тоже время процесс отстаивания обратных эмульсий легких и средних нефтей после обработки коалесцирующими элементами остается малоизученным.

1.4 Механизм укрупнения капель воды на поверхности коалесцирующих элементов

Коалесценция это процесс слияния капель воды с полной ликвидацией первоначально разделяющей эти капли межфазной поверхности (пленки) [6, 7, 19, 22].

Процесс коалесценции принято разделять на два последовательных этапа. Первый этап, называемый флокуляцией, характеризуется сближением капель воды с образованием их агрегатов, которые сами по себе не стабильны и распадаются при механическом и тепловом воздействии. На втором этапе после утончения и разрыва разделяющей пленки, капли находящиеся в агрегатах сливаются в одну большую каплю. При этом продолжительность этого процесса быть бесконечно долгой, т. к. чем тоньше пленка, тем более прочной она становится. Слияние капель воды приводит к изменению фазово-дисперсного состояния водонефтяной эмульсии и к её гравитационному разделению.

Если под действием каких-либо факторов имеет место сближение капель воды в объеме эмульсии, то происходит деформация межфазных пленок с образованием тонкой плоскопараллельной пленки дисперсионной среды (нефти), в результате чего образуется дополнительное давление в пленке (перепад Лапласа), способствующий её стабилизации:

$$\Delta P = \sigma \cdot \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right), \quad (1.15)$$

где ΔP - перепад давления, Па; σ - коэффициент поверхностного натяжения, R_1 и R_2 - главные радиусы кривизны поверхности раздела фаз в точке контакте на межфазной поверхности, м.

При достижении критической толщины плёнки в результате теплового движения молекул её постоянство нарушается, что может привести к разрыву и коалесценции отдельных капель воды.

Процесс коалесценции может быть ускорен под действием внешних сил. В случае пропускания эмульсии через коалесцирующий элемент, капли воды, контактируя с коалесцирующей поверхностью, прилипают к ней и укрупняясь образуют пленку, толщина которой изменяется во времени. В данном случае речь идет о контактной коалесценции, т. к. укрупнение капель происходит не в самом объеме эмульсии, а при контакте их с твердой поверхностью.

Принято считать, что процесс коалесценции проходит через пять последовательных стадий [80]:

1. Приближение капли воды к поверхности, приводящее к деформации, как самой капли, так и поверхности пленки воды на коалесцирующем материале.
2. Затухание колебаний капли на поверхности пленки воды.
3. Образование пленки дисперсионной среды (нефти) между каплей и слоем ранее скоалесцированной дисперсной фазы (воды).
4. Утончение пленки нефти, её разрыв и удаление.
5. Перенос содержимого капли воды в объемную фазу пленки воды на гидрофильной поверхности.

Время удаления пленки скоалесцированных капель воды с поверхности элемента зависит от её толщины и гидродинамических условий движения. Увеличение толщины этой пленки продолжается до тех пор, пока силы, стремящиеся оторвать её от коалесцирующей поверхности, не начнут превалировать над силами, удерживающими её на ней. По достижении этого момента происходит дренаж или отрыв этой пленки и формирование её в каплю более крупного размера, способную осесть в объеме эмульсии.

В контактных коалесцирующих элементах процесс предварительного укрупнения капель воды основан на явлении адгезии, селективного смачивания и растекания капель воды при контакте с твёрдой гидрофильной поверхностью материала коалесцирующего элемента. Определяется краевым углом смачивания θ и величиной поверхностного натяжения контактирующих тел.

Понятие адгезии, смачивания и растекания относятся к межфазным взаимодействиям, которые наблюдаются между конденсированными фазами. Межфазное взаимодействие, или взаимодействие между приведенными в контакт поверхностями конденсированных тел разной природы, называют адгезией (прилипание). Адгезия обеспечивает между двумя телами соединение определенной прочности благодаря физическим или химическим межмолекулярным силам. В случае контакта капель воды с поверхностью коалесцирующего материала имеет место контакт жидкость/твёрдое тело. Адгезия и смачивание сопровождают друг друга и соответствующим образом характеризуют межфазное взаимодействие.

Капля воды в объеме эмульсии приобретает сферическую форму благодаря силам поверхностного натяжения. Когда она при столкновении с плоской поверхностью твёрдого тела коалесцирующего элемента вступает с ней в контакт, равновесная форма капли зависит от соотношения величин молекулярных сил в жидкости (когезия) и сил, возникающих между жидкостью и твёрдым телом (адгезия).

Степень смачиваемости твёрдого тела жидкостью определяется соотношением между адгезией жидкости к твёрдому телу и когезией самой жидкости. Это соотношение характеризуется углом смачивания или краевым (контактным) углом θ между поверхностью капли воды и поверхностью коалесцирующего элемента [81].

В случае если при контакте молекул воды с молекулами твёрдого вещества коалесцера силы их взаимодействия сильнее, чем между собою, то капля воды растекается по поверхности, т.е. смачивает её [7]. Полное смачивание имеет место, когда капля воды по мере своего растекания полностью покрывает поверхность

твёрдого тела (рис. 1.3, а). Если молекулы жидкости взаимодействуют между собою сильнее, чем с молекулами твёрдого вещества, то растекания жидкости не произойдет, более того произойдет формирование капли воды в сферическую форму (рис. 1.3, б). Возможны также переходные случаи неполного смачивания, когда капля воды при контакте с твёрдой поверхностью образует определенный равновесный краевой или угол смачивания θ (рис. 1.3, в).

Смачивание водой поверхности твёрдого тела можно объяснить результатом действия сил поверхностного натяжения. Вода тем лучше молекулами. В случае, когда краевой угол смачивания $\theta < 90^\circ$, а $\cos \theta > 0$, смачивает твёрдое тело, чем меньше взаимодействие между её твёрдая поверхность является гидрофильной (рис. 1.3, а). Если краевой угол смачивания $\theta > 90^\circ$, а $\cos \theta < 0$, то твёрдая поверхность является гидрофобной (рис. 1.4, б). Когда краевой угол смачивания $\theta = 90^\circ$, а $\cos \theta = 0$, то избирательное смачивание отсутствует (рис. 1.3, в).

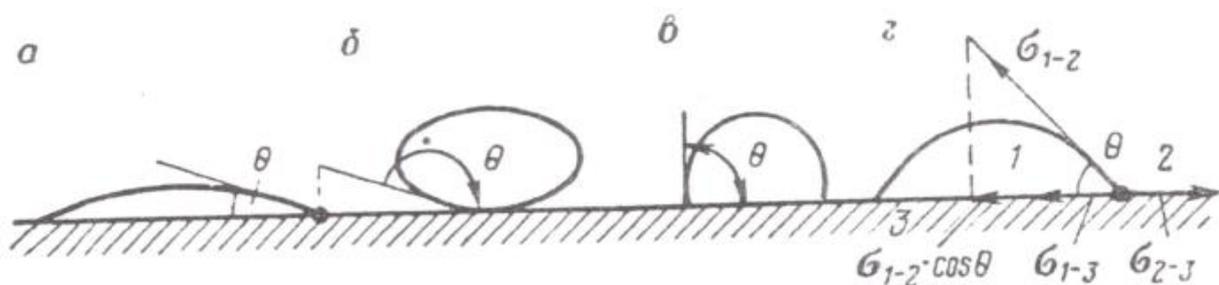


Рисунок 1.3 - Случаи смачивания жидкостью твёрдой поверхности (а - $\theta < 90^\circ$, б - $\theta > 90^\circ$, в - $\theta = 90^\circ$) и зависимость между краевым углом (θ) и поверхностными натяжениями σ_{1-2} ; σ_{2-3} и σ_{1-3} (г): 1 - жидкость, 2 - воздух, 3 - твёрдая поверхность

Состояние равновесия капли воды по отношению к твёрдой поверхности можно описать с помощью закона Юнга:

$$\cos \theta = (\sigma_{тг} - \sigma_{тж}) / \sigma_{жг}, \quad (1.16)$$

где σ - межфазное натяжение; индексы тг - поверхность твёрдое тело-газ; тж - поверхность твёрдое тело-жидкость; жг - поверхность жидкость-газ.

При проведении исследований, связанных с определением смачивания,

практическая цель состоит в умении предсказать значение θ для реальной системы на основании данных о химической природе и структуре контактирующих тел.

В случае контакта капель воды с твердой поверхностью коалесцирующего элемента происходит удержание капель воды на этой поверхности за счет проявления молекулярных связей. Мерой этих связей служит работа сил когезии (молекулярных сил в воде) и адгезии (сил, возникающих между жидкостью и твердым телом).

Работу когезии W_c можно определить как энергию, необходимую для разрыва однородной объемной фазы к единице площади разрыва:

$$W_c = 2 \cdot \sigma_{жж} \quad (1.17)$$

Работа адгезии W_d можно определить как энергию разрыва межфазного поверхностного слоя для системы «твердое тело-жидкость», которая затрачивается на образование двух новых поверхностей:

$$W_d = \sigma_{жг} + \sigma_{тг} - \sigma_{тж}, \quad (1.18)$$

Учитывая, что величины $\sigma_{тг}$ и $\sigma_{тж}$ не измеряемы на практике, работу адгезии можно определить по экспериментально измеренным значениям $\sigma_{жг}$ по формуле Дюпре:

$$W_d = \sigma_{1-2} \cdot (1 + \cos\theta), \quad (1.19)$$

Согласно (1.19) чем больше адгезия, тем больше $\cos\theta$, т.е. смачивание. Т.е. если силы межфазного взаимодействия (адгезионные силы) стремятся растянуть каплю, в то время как силы когезии стягивают каплю до полусферы, препятствуя растеканию, поскольку с ростом знаменателя уравнения (1.19) уменьшается абсолютное значение $\cos\theta$. Можно сделать вывод о том, что с увеличением толщины пленки на поверхности коалесцирующего материала происходит изменение характера межмолекулярного взаимодействия – от межфазного к

взаимодействию между молекулами дисперсной фазы. С увеличением толщины пленки увеличивается её подвижность, уменьшаются работа адгезионных сил и захватывающая способность поверхности материала.

При контакте поверхности твердого тела с двумя нерастворимыми (несмешивающимися) друг в друге жидкостей между ними образуется краевой угол, характеризующий относительную способность этих жидкостей смачивать данное тело, то есть имеет место избирательность смачивания. Очевидно, что жидкость, которая лучше смачивает поверхность, обладает большей избирательной смачивающей способностью по отношению к данной поверхности. В случае контакта водонефтяной эмульсии с гидрофильным коалесцирующим элементом такой жидкостью является вода.

Гидрофильность твердых поверхностей (т.е. когда краевой угол смачивания $\theta < 90^\circ$, а $\cos \theta > 0$) обусловлена не только химической и молекулярной природой, но также и микрорельефом. Гладкие поверхности лучше смачиваются водой, чем шероховатые. Истинная степень гидрофильности гладкой поверхности может быть определена только с учетом коэффициента шероховатости [82].

В работе [Пащенко А А, Воронков МГ, Крупа А А., Свидерский В.А. Гидрофобный вспученный перлит К, «Наукова думка», 1977 201 с] характеристику избирательности смачивания твердого тела (β) предложено определять как отношение теплоты смачивания тела водой (ΔH_g) и аполярной органической жидкостью (ΔH_m):

$$\beta = \Delta H_g / \Delta H_m, \quad (1.20)$$

Недостатком (1.20) является то, что не учитывается энтропийная (структурная) составляющая изменения энергии Гиббса при смачивании. Поэтому в [83] предложено характеризовать избирательность смачивания как отношение приращения энергии Гиббса (ΔG) при смачивании тела полярной средой (водой)

к энергии смачивания аполярной жидкостью (нефтью, маслом и др.). Эта величина носит название гидрофильно-липофильного баланса твердой поверхности (ГЛБ):

$$ГЛБ = \Delta G^0_{\text{полярной_фазы}} / \Delta G^0_{\text{аполярной_фазы}}, \quad (1.21)$$

ГЛБ можно выразить через соотношение межфазного поверхностного натяжения:

$$ГЛБ = (\sigma_{тв} - \sigma_{тг}) / (\sigma_{тм} - \sigma_{тг}), \quad (1.22)$$

где σ - межфазное (поверхностное) натяжение; индексы тв – поверхность твердое тело - вода; тм – поверхность твердое тело-масло; тг – поверхность твердое тело-газ.

Для макроскопических поверхностей (небольших компактных) величины ΔG^0_{θ} можно выразить через краевой угол, используя уравнение Юнга (1.16) и уравнение (1.22):

$$ГЛБ_{\theta} = \sigma_{вг} \cdot \cos\theta_{\theta} / \sigma_{мг} \cdot \cos\theta_{\theta}, \quad (1.22)$$

где σ - межфазное (поверхностное) натяжение; индексы: вг – поверхность вода-газ; мг – поверхность масло - газ.

При контакте твердого тела с водой и органической средой $ГЛБ_{\theta}$ можно также выразить через краевой угол избирательного смачивания $\theta_{мв}$, т.к. последний связан с θ_{θ} и θ_{θ} уравнением:

$$\cos\theta_{\theta} = \sigma_{вг} \cdot \cos\theta_{\theta} - \sigma_{мг} \cdot \cos\theta_{\theta} / \sigma_{мв}, \quad (1.23)$$

Подставляя $\cos\theta_{\theta}$, получаем:

$$ГЛБ_{\theta} = 1 + (\sigma_{мв} \cdot \cos\theta_{\theta} / \sigma_{мг} \cdot \cos\theta_{\theta}), \quad (1.24)$$

В то же время, следует уточнить, что использование уравнений (1.22) и (1.24) для вычисления ГЛБ не всегда удобно на практике, т.к. форма частиц твердого тела не всегда позволяет с высокой точностью измерить краевые углы смачивания.

Для растекания капли воды на поверхности твердого тела и установления равновесного краевого угла смачивания требуется определенное время [81]. В течение этого промежутка времени происходит полное или частичное удаление адсорбированной твердой поверхностью пленки воздуха и замена её смачивающей жидкостью. Явление замедления в достижении равновесного краевого угла называется гистерезисом смачивания. Гистерезис определяется составом и строением твердой поверхности, а также вязкостью и поверхностным натяжением смачивающей жидкостью. С увеличением гладкости (т.е. гидрофильности) поверхности гистерезис уменьшается и наоборот.

Согласно [81] величина угла смачивания твердой поверхности жидкостью в результате гистерезиса определяется следующими факторами: направления перемещения трехфазной границы в сторону жидкости или сторону газообразной фазы, скорости перемещения трехфазной границы, порядка смачивания - вытеснение газа жидкостью ($\theta_{жг}$), или, наоборот, вытеснение жидкости газом ($\theta_{гж}$), размера капли жидкости на поверхности твердого тела в газообразной среде или размера пузырька воздуха, прилипшего к твердой поверхности в жидкой среде; вязкости и поверхностного натяжения смачивающей жидкости, растворимости твердого тела в смачивающей жидкости, микрорельефа поверхности и наличия на поверхности посторонних молекул. Последние два фактора играют важную роль в процессах смачивания поверхностей.

При ярко выраженной шероховатости твердой поверхности наблюдаемый угол не является истинным углом, характеризующим адгезию между твердым телом и жидкостью. Он представляет собой кажущийся краевой угол. Шероховатость твердой поверхности увеличивает кажущийся краевой угол, если истинный превышает 90° , в обратном случае кажущийся краевой угол становится меньше истинного [84, 85]. Это связано с тем, что при тупом истинном краевом

угле жидкость не проникает в углубления, и кажущаяся «плоская» поверхность образуется лишь вершинами выступов на твердом теле, к находящемуся в углублении воздуху жидкость практически не проявляет адгезии.

Следует отметить, что большая шероховатость твердой поверхности может вследствие гистерезиса привести к значительному понижению смачиваемости даже в случае гидрофильных поверхностей, то есть когда истинный краевой угол меньше 90° . Так, несмачиваемость водой торфа, представляющего собой высокогидрофильное вещество, объясняется его пористой структурой. Таким образом, можно сделать вывод, что гидрофильность твердых поверхностей обусловлена не только их химической и молекулярной природой, но и микрорельефом.

Другим показателем свойств твердой поверхности материала коалесцирующего элемента при взаимодействии с каплями воды является величина поверхностного натяжения твердого тела δ , по которой поверхности классифицируют на высокоэнергетические и низкоэнергетические. К первым относятся металлы, их окислы, стекло, кварц и другие материалы, величина поверхностного натяжения которых находится в пределах $100-500$ мДж/м². У низкоэнергетических материалов (твердые полимеры и органические соединения) этот показатель менее 100 мДж/м². Энергетические свойства поверхности материала коалесцера определяют степень избирательной смачиваемости каплями водой. Так, высокоэнергетические поверхности относятся к гидрофильным, т.е. хорошо смачиваются водой. Низкоэнергетические поверхности являются гидрофобными, т.е. не склонны к удержанию на своей поверхности капель воды и в данной работе не рассматриваются.

Процесс накопления капель воды на поверхности элемента характеризуется коэффициентом захвата a , представляющим собой отношение осевших на поверхности капель воды и капель в объеме потока. На величину a влияют следующие факторы: физико-химические свойства материала коалесцера, заключающиеся в способности удерживать и накапливать на своей поверхности

капли воды, физико-химические свойства воды, проявляющиеся в изменении гидрофильных свойств поверхности материала коалесцирующего элемента; гидродинамический режим течения эмульсии в элементе.

При прохождении эмульсии через коалесцирующий элемент на пленку действуют гидродинамические силы, главными из которых являются силы трения, направленные по касательной к её поверхности, и силы давления, нормальные в каждой точке поверхности. Равнодействующая этих сил F_c в свою очередь имеет две составляющие. Одна из них сила лобового давления F_l , другая – динамическая подъёмная сила.

На силы F_c и F_l наибольшее влияние оказывают скорость потока эмульсии, площадь контактной поверхности коалесцирующего материала и критерий Рейнольдса, т.е. гидродинамические силы зависят в основном от скорости потока, а также размера и формы элемента.

Таким образом, процесс формирования пленки воды на поверхности коалесцирующего материала и отрыва её от поверхности определяется соотношением адгезионных и гидродинамических сил. При ламинарном режиме течения потока, когда гидродинамические силы небольшие, создаются условия для накопления капель воды на поверхности элемента и образования пленки. С развитием турбулентности потока начинают преобладать гидродинамические силы, в результате чего уменьшается коэффициент захвата, и ухудшаются условия формирования пленки. При определенном соотношении этих сил, действующих на ламинарный слой, на поверхности гранулы наступает равновесие между силами, удерживающими пленку на поверхности элемента, и силами, отрывающими её от поверхности.

Процесс предварительного укрупнения диспергированных капель воды при прохождении водонефтяных эмульсий через коалесцирующие элементы является результатом сложного взаимодействия адгезионных и гидродинамических сил, т.е. физико-химических свойств жидкости и твердой поверхности, геометрической формы, размеров коалесцирующих элементов и скорости прохождения эмульсии

через них. Определяется краевым углом смачивания θ и величиной поверхностного натяжения контактирующих тел.

1.5 Основные разновидности и материалы коалесцирующих элементов

Коалесцирующие элементы, используемые для предварительного укрупнения капель воды перед процессом отстаивания водонефтяных эмульсий, принято разделять на гидродинамические и контактные.

В гидродинамических элементах диспергированные капли воды в объеме эмульсии сближаются принудительно. Проходя через внутренние поровые каналы коалесцирующего элемента, капли под воздействием энергии потока контактируют при столкновении друг с другом, сливаются и выходят из элемента в более крупных формах. Эффективность коалесценции в таких элементах в значительной степени зависит от режима течения эмульсии по каналам и их размеров. При небольшой скорости течения могут не создаваться условия для разрушения бронирующих оболочек и слияния мелких капель воды, а чрезмерно большая скорость может привести к их вторичному диспергированию. В виду сложности обеспечения оптимальных гидродинамических условий для течения эмульсии данный тип элементов не нашел широкого применения.

Контактные коалесцирующие элементы представлены 2 группами: пластинчатыми и структурными.

Устройство пластинчатого элемента состоит из серии плоских параллельных пластин, объединенных в блок, сквозь который протекают жидкие фазы внутри аппарата (рис. 1.4). Близость пластин способствует сближению отдельных капель воды, их коалесценции и укрупнению, ускоряя их всплытие или осаждение, соответственно. Блоки пластин могут изготавливаться из разных материалов в зависимости от условий технологического процесса. Монтируются в новые или уже эксплуатируемые аппараты с помощью болтового крепления через люк. Расстояние между пластинами, их длина и острота углов обеспечивают оптимальный режим предварительного укрупнения капель воды.

В конструкции структурных коалесцирующих элементов используются тонкие рифленные пластины, на поверхности которых ускоряется коалесценция и укрупнение капель (рис. 1.5). По заявлению производителей рифление пластин



Рисунок 1.4 - Общий вид пластинчатого контактного коалесцирующего элемента

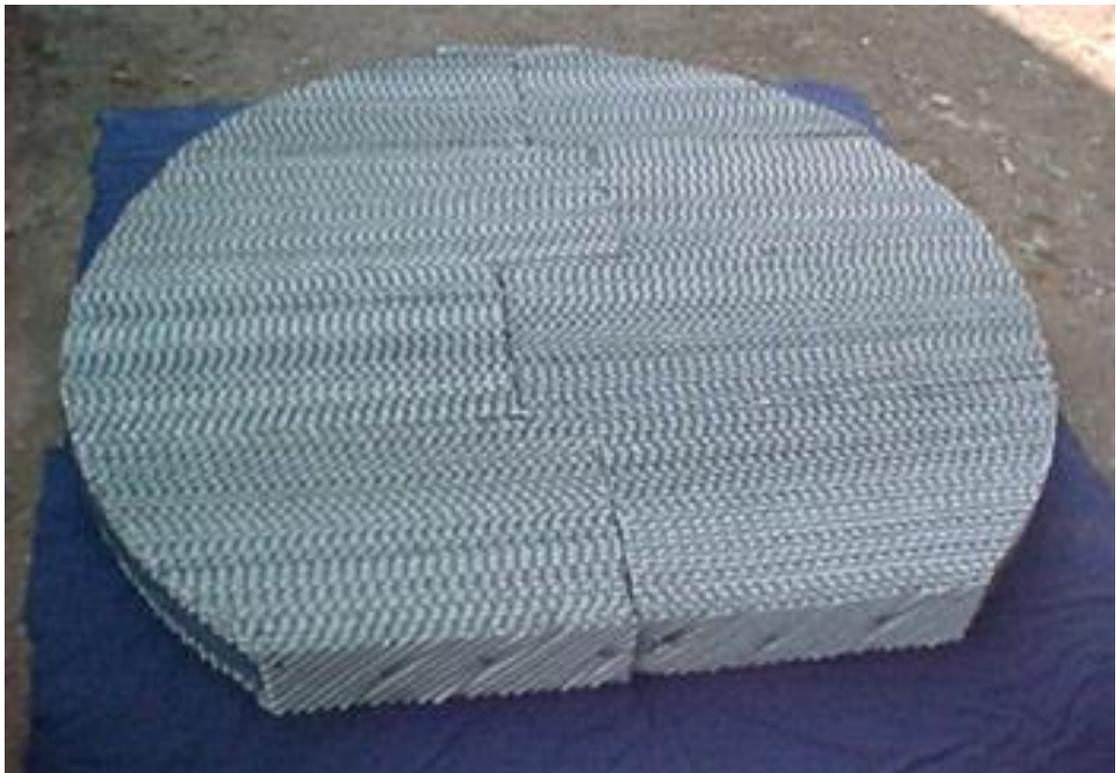


Рисунок 1.5 - Общий вид структурного контактного коалесцирующего элемента

позволяет ускорить процесс коалесценции капель воды до нескольких раз. Такие конструкции коалесцеров позволяют использовать укороченной длины сосуда для максимального снижения веса и площадки для установки аппарата. Структурные блоки также используются для модернизации старых сепараторов, что позволяет увеличить их производительность. Структурные коалесцирующие элементы применяются в горизонтальных и вертикальных сосудах, изготавливаются из различных материалов для соответствия технологическому процессу и, как правило, подобно пластинчатым элементам устанавливаются болтовым креплением через люк.

В работе оборудования по разрушению водонефтяных эмульсий с коалесцирующими элементами большую роль играет применяемый в качестве загрузки коалесцирующий материал, свойства которого обуславливают технологические параметры работы аппарата в целом.

Все коалесцирующие материалы можно разделить на гранулированные, волокнистые и пористые искусственного и естественного происхождения. При выборе коалесцирующего материала следует исходить из его доступности и стоимости с позиции эксплуатации оборудования, а также из соответствия выбранного материала требованиям, предъявляемым к ним. К числу этих требований относятся:

- 1) достаточная коалесцирующая способность;
- 2) необходимые адгезионные и электрокинетические свойства поверхности загрузки;
- 3) хорошие гидравлические свойства (форма элемента, его удельная поверхность, пористость);
- 4) высокая механическая прочность и химическая стойкость по отношению к пропускаемой среде (воде, нефти, нефтепродуктам), а также щелочам, кислотам, солевым растворам, ПАВ и др. органическим растворителям;
- 5) достаточная однородность размеров зёрен (для гранулированных загрузок);

- б) термическая стабильность при температуре до 70⁰С и термоциклическая выносливость;
- 7) значительный межрегенерационный период.

Перечисленным требованиям в различной степени отвечают многие коалесцирующие материалы, в том числе полимерные. В данной работе рассматриваются гидрофильные коалесцирующие материалы, которым характерен высокий эффект коалесценции капель воды.

Выводы по главе

1) Приведен обзор основных способов разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий. Показано, что одним из актуальных и перспективных способов интенсификации данного процесса является предварительное укрупнение капель дисперсной фазы эмульсии перед её отстаиванием методом обработки эмульсии коалесцирующими элементами.

2) Показано, что предварительное укрупнение капель воды в эмульсии на поверхности коалесцирующих элементов основано на явлении адгезии и селективного смачивания капель воды при контакте с поверхностью материала коалесцирующего элемента. Процесс основан на явлении адгезии, селективного смачивания и растекания капель воды при контакте с твёрдой гидрофильной поверхностью материала коалесцирующего элемента, определяется краевым углом смачивания θ и величиной поверхностного натяжения контактирующих тел.

3) На основании анализа научных трудов в области применения коалесцирующих элементов в процессах разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий сделан вывод о том, что значительное внимание уделяется вопросам обезвоживания высоковязких и тяжелых нефтей, в то время как влияние обработки коалесцирующими элементами на процесс разрушения обратных 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.

ГЛАВА 2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОАЛЕСЦИРУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ

В данной главе приведена последовательность и результаты экспериментальных работ по исследованию процесса разрушения водонефтяных эмульсий с применением коалесцирующих элементов.

2.1 Постановка задачи исследования

Ранее в разделе 1.3 указывалось, что в области исследования процесса разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий с применением коалесцирующих элементов значительное внимание уделяется вопросам обезвоживания эмульсий высоковязких и тяжелых нефтей. В то же время процесс разрушения средних и легких нефтей является не менее важным в области подготовки нефти, но остается малоизученным. Поэтому в данной работе была поставлена задача исследования процесса разрушения агрегативно устойчивых водонефтяных эмульсий с различными физико-химическими и эмульсионными свойствами до величины остаточного содержания воды в нефти $W=5\%$ (предварительный сброс воды) и $W=0,5\%$ (глубокое обезвоживание) в условиях дополнительной обработки коалесцирующими элементами.

2.2 Последовательность выполнения и результаты экспериментальных исследований

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.

2.2.1 Применяемое оборудование

Для проведения исследований использовался лабораторный стенд и вспомогательное оборудование:

- 1) лабораторная мешалка с регулируемым числом оборотов в диапазоне 200–3500 об/мин с термостатируемой ёмкостью объёмом $V=0,1 \dots 0,4$ л (рис.2.1);
- 2) набор элементов для приготовления и дополнительного гидродинамического воздействия на эмульсию: 6-ти лопастная турбинная мешалка, коалесцирующий элемент «пеноникель», коалесцирующий элемент «контейнер» с нерегулярной загрузкой из металлических шариков диаметра $D=6$ мм и колец Рашига (рис. 2.2);
- 3) водяная баня с автоматическим регулированием температуры в диапазоне $T=0 \dots 80$ °C (с погрешностью 0,5 °C);
- 4) лабораторный микроскоп ML2000Series фирмы MEIJI TECHNO (Япония) со встроенной фотокамерой model 49901 35 PAL Color Video Camera фирмы Cole Parmer и программный комплекс «Sigma Scan Pro» для обработки фотографий эмульсий;
- 5) весы лабораторные на 0–100 г с ценой деления не более 0,001 г;
- 6) роторная центрифуга с числом оборотов $N=0 \dots 3000$ об/мин и патронами для центрифужных пальчиков;
- 7) секундомер по ГУ 25-1894.003-90 или аналог;
- 8) стеклянные отстойники $V=100$ мл;
- 9) шприц (стеклянный или пластмассовый) на 20...50 мл с иглой диаметром 1...2 мм и длиной 150...200 мм;
- 10) специальный микрошприц-дозатор на 0...100 (0...200) мкл (микролитров) с ценой деления не более 5 мкл для дозирования рабочих растворов деэмульгаторов;
- 11) маленькие бутылочки на 5...20 мл с плотно закрытыми крышками (пробками) для приготовления рабочих растворов деэмульгаторов;
- 12) толуол для приготовления рабочих растворов деэмульгаторов;
- 13) бензин Б-70 или "Нефрас 120-180" – для приготовления смеси бензин-нефть при центрифугировании и для мытья посуды;
- 14) хлористый натрий (NaCl) для приготовления имитата пластовой воды.



Рисунок 2.1 - Стенд для исследования процесса обезвоживания водонефтяных эмульсий в составе: 1 – электропривод мешалки с блоком регулирования оборотов , 2 – термостатируемая ёмкость с отражательными перегородками, 3 – водяная баня для отстаивания эмульсии



Рисунок 2.2 - Набор элементов для приготовления и дополнительной обработки эмульсии: 1 - 6-ти лопастная 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.

2.2.2 Выбор нефтей для исследования

Для проведения исследований согласно поставленной в работе задачи, а именно исследования процесса разрушения эмульсий с различными физико-химическими и эмульсионными свойствами использовались лёгкая, средняя и тяжёлая типовые нефти. Физико-химические свойства исследуемых нефтей приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Физико-химические свойства исследуемых нефтей

№ п/п	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*	Лёгкая	Средняя	Тяжёлая
3	Кинематическая вязкость, мм ² /с при 20 ⁰ С при 50 ⁰ С	6,6 3,4	8,9 5,7	51,7 15,6
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 – смол силикагелевых – парафинов – серы	0,05 4,10 1,91 0,42	0,48 7,4 2,7 0,323	0,82 18,8 5,73 3,3
Примечание: * - согласно п.4.3 и таблицы 2 ГОСТ Р 51858-2020.				

2.2.3 Приготовление искусственных водонефтяных эмульсий

Экспериментальные исследования проводились на искусственных водонефтяных эмульсиях, приготовленных из безводной нефти и воды, по своей плотности и минерализации максимально приближенных к реальным промышленным условиям исследуемых месторождений. Практическая важность моделирования искусственных эмульсий была обусловлена необходимостью работы с эмульсиями различной степенью обводненности, что возможно только в случае их лабораторного моделирования.

Существующие способы лабораторного приготовления искусственных водонефтяных эмульсий (гомогенизации) можно условно разделить на следующие [86]:

- механическое встряхивание воды и нефти в сосуде;
- перемешивание при помощи различных мешалок (поршневого, пропеллерного, турбинного типа);
- перемешивание шестеренчатым насосом;
- другие.

Способ приготовления эмульсий с применением мешалок турбинного типа является наиболее изученным с точки зрения гидродинамики турбулентного перемешивания в ёмкости [87, 88]. Более того, как показали проведенные исследования, данный способ достаточно эффективен для моделирования искусственных эмульсий с дисперсностью, близкой к реальным промышленным эмульсиям (с размером капель воды в нефти от 1 до 10 мкм [1]). Поэтому было принято решение для приготовления эмульсий использовать стандартную 6-ти лопастную турбинную мешалку и термостатируемую ёмкость с 4-мя внутренними отражательными перегородками. Схематично мешалка и ёмкость показаны на рис. 2.3, их основные геометрические размеры представлены в табл. 2.2.

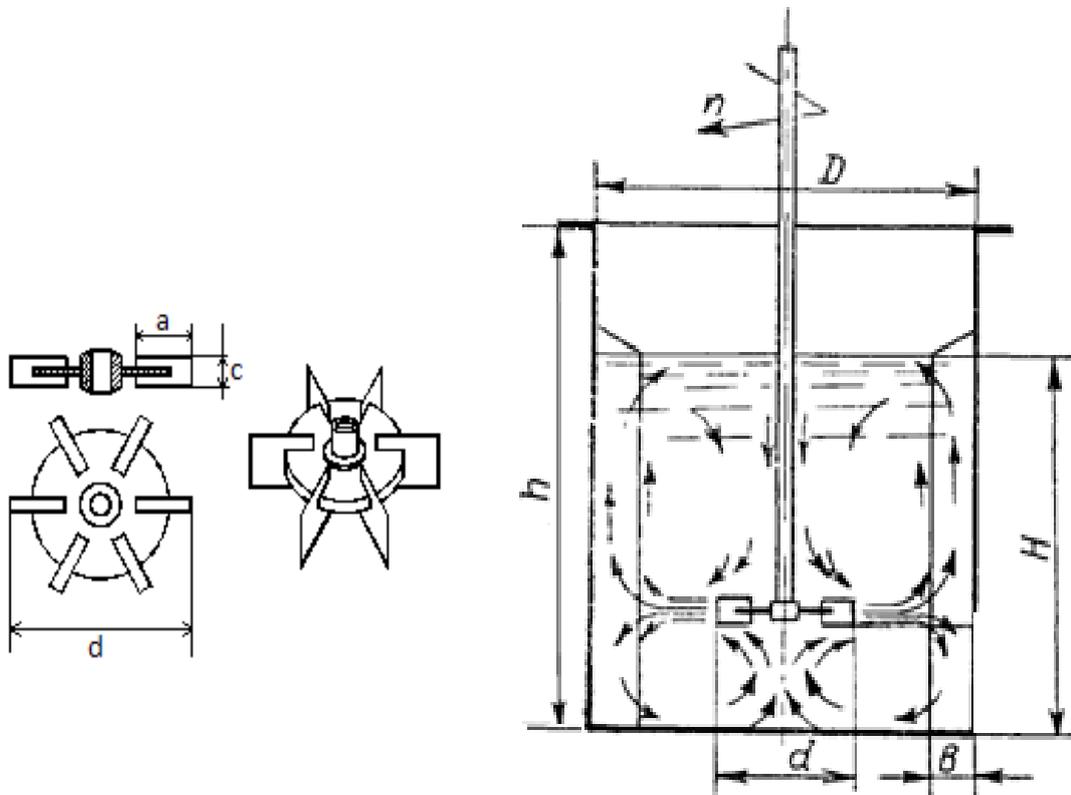


Рисунок 2.3 - Принципиальная схема 6-ти лопастной турбинной мешалки и термостатируемой ёмкости с 4-мя внутренними отражательными перегородками

Таблица 2.2 - Основные геометрические размеры 6-ти лопастной турбинной мешалки и термостатируемой ёмкости с 4-мя внутренними отражательными перегородками

№ п/п	Диаметр мешалки d , м	Длина лопасти мешалки a , м	Высота лопасти мешалки c , м	Диаметр ёмкости D , м	Высота ёмкости h , м	Высота отр. перегородок H , м	Глубина отр. перегородок b , м
1.	0,02	0,004	0,003	0,05	0,065	0,05	0,005

Искусственную водонефтяную эмульсию готовили следующим образом. В термостатируемую ёмкость 3 заливали расчётное количество нефти, не содержащей в своем составе реагент-деэмульгатор, и добавляли расчётное количество воды с учетом требуемой обводненности. В качестве водной фазы использовалась реальная пластовая вода исследуемого месторождения либо её имитат (2-х процентный раствор хлористого натрия (NaCl) в дистиллированной воде), максимально соответствующий по минерализации. Объём приготавливаемой искусственной эмульсии составлял 80-360 мл (1-4 пробы $V=80$ мл + «потери») в зависимости от объёма термостатируемой ёмкости и требуемого количества параллельных во времени экспериментов. Далее устанавливали режим приготовления эмульсии – задавали количество оборотов (n_1 , мин⁻¹) и время перемешивания (t , мин). На данной стадии работ подогрев ёмкости не осуществлялся, эмульсия готовилась при комнатной температуре $T=20$ °С.

Выбор параметров режима перемешивания эмульсии представляет собою определенную сложность. Опытным путём установлено, что эмульсии, приготовленные в лаборатории при одних и тех же условиях перемешивания из одинаковых проб нефти и воды, а также их соотношений могут значительно отличаться по показателю агрегативной устойчивости – расслаиваться на свободную воду и нефть в течение 1 часа (здесь и далее время отстаивания эмульсии) или же наоборот образовывать эмульсии с высокой степенью устойчивости. Известно, что определяющим фактором устойчивости эмульсии при этом является показатель дисперсности полученных эмульсий (размер капель воды в объёме нефти).

Известны способы математического определения режима приготовления эмульсии - интенсивности перемешивания (минимально количества оборотов n_1 , об/мин) и времени турбулизации (минимального времени перемешивания t , мин) для получения искусственной эмульсии по степени дисперсности максимально приближенной к реальным промышленным условиям. Так, интенсивность перемешивания эмульсии в условии равенства капель воды в нефти в трубопроводе и ёмкости для перемешивания можно определить по формуле [89]:

$$\left[N = \frac{0,05 \cdot d_i \cdot (1 + 2,316 \cdot W)}{(d_i / T)^{0,75} \cdot d_{32}} \cdot \left(\frac{\Delta \rho \cdot G \cdot H}{\rho_c \cdot d_i^2} \right)^{0,15} \cdot \left(\frac{\sigma}{\rho_c \cdot d_i^3} \right)^{0,6} \right]^{0,685}, \quad (2.1)$$

где N - скорость вращения турбинки, об/сек; d_i - диаметр турбинки, м; W - концентрация дисперсной фазы в эмульсии, доли единиц; T - диаметр ёмкости для перемешивания, м; d_{32} - равновесный диаметр капель воды в нефти моделируемой эмульсии, м; $\Delta \rho$ - разница плотностей дисперсионной среды и дисперсной фазы, кг/м³; G - гравитационная постоянная, м³·с⁻²·кг⁻¹; H - высота уровня эмульсии в ёмкости, м; ρ_c - плотность дисперсионной среды, кг/см³; σ - межфазное натяжение на границе нефть/вода, Н/м.

Согласно тому же источнику [89], минимальное время перемешивания эмульсии в первом приближении для 6-ти лопастной турбинной мешалки при заданном количестве оборотов можно рассчитать по следующей формуле:

$$N \cdot t = \frac{1995,3}{(d_i / T)^{2,37}} \cdot F^{0,97} \cdot \left(\frac{\mu_d}{\mu_c} \right) / Fr^{0,66}, \quad (2.2)$$

где N - скорость вращения турбинки, об/сек; t - время перемешивания, сек; d_i - диаметр турбинки, м; T - диаметр ёмкости для перемешивания, м; $F=We/Re$ - число Тейлора, равно отношению чисел Вебера ($We = \rho_c \cdot d_i^3 \cdot N^2 / \sigma$) и Рейнольдса ($Re = \rho_c \cdot d_i^2 \cdot N / \mu_c$); μ_d и μ_c - вязкости дисперсионной среды и

дисперсной фазы, Па*сек; σ - межфазное натяжение на границе нефть/вода, Н/м;
 $Fr = \rho_c \cdot d_i^2 \cdot N^2 / (\Delta\rho \cdot H \cdot g)$ - число Фруда; H - высота уровня эмульсии в ёмкости, м.

В данной работе подбор режима 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 1-10 микрон) и её агрегативной устойчивости (90-100%). Степень дисперсности полученных искусственных эмульсий по окончанию процесса турбулизации определялась на лабораторном микроскопе ML2000Series фирмы MEIJ I TECHNO (Япония) со встроенной фотокамерой model 49901 35 PAL Color Video Camera фирмы Cole Parmer и программного комплекса «Sigma Scan Pro» для обработки полученных изображений. Дополнительно в течение 1 часа фиксировали динамику самопроизвольного разрушения искусственной эмульсии и по окончании отстаивания определяли её агрегативную устойчивость. Для этого в 1 центрифужный пальчик наливали 50% бензина (или нефраза) и 50% полученной искусственной эмульсии. Во второй пальчик наливалась дистиллированная вода для отцентровки рабочего механизма центрифуги. Пальчики прокручивали в центрифуге с интенсивностью 2000 мин⁻¹ в течение 5 минут. По окончании центрифугирования фиксировали количество свободной воды и рассчитывали по формуле:

$$W = \frac{Q_в - Q_{отс.}}{Q_в} \cdot 100, \quad (2.3)$$

где W - агрегативная устойчивость эмульсии, %; $Q_в$ - количество воды, содержащейся в исходной эмульсии, см³; $Q_{отс.}$ - количество отстоявшейся воды, см³. Полученное значение умножали на 2 из-за добавления 50% растворителя.

Результатом данного этапа работ являлось 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 1-10 мкм. В случае, если при повышении обводненности эмульсия начинала разрушаться в течение 1 часа, дальнейший подбор режима приготовления для данной нефти прекращали. После определения основных параметров режима приготовления готовили новую пробу и выдерживали в течение 30 минут для «старения» (для формирования и упрочнения бронирующих оболочек на глобулах воды).

Результаты подбора режима приготовления и результаты дисперсного анализа эмульсий исследуемых нефтей приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Результаты определения режимов приготовления агрегативно-устойчивой водонефтяной эмульсии

№ п/п	Наименование месторождения	Содержание воды в нефти, %	Режим приготовления эмульсии		Количество свободной воды в мл от объема пробы ($V=80$ мл) за время отстаивания, мин				Величина промежуточного слоя, мл	Агрегативная устойчивость эмульсии, %
			Интенсивность, мин ⁻¹	Продолжительность, мин	0	15	30	60		
1.	Нефть №1	20	3500	10	0	0	0	0	3	100
2.	Нефть №2	25	3000	10	0	0	0	0	0	100
3.	Нефть №3	50	3000	10	0	0	0	0	0	100

Микрофотографии полученных эмульсий исследуемых нефтей представлены на рисунках 2.4-2.3. Опытным путем установлено, что требуемой устойчивостью (95-100%) обладает эмульсия лёгкой нефти №1 с режимом приготовления $n_1=3500$ мин⁻¹ и временем перемешивания $t=10$ мин. Для эмульсий средней нефти №2 и тяжелой нефти №3 режим приготовления составил: $n_1=3000$ мин⁻¹ и время приготовления $t=10$ мин.

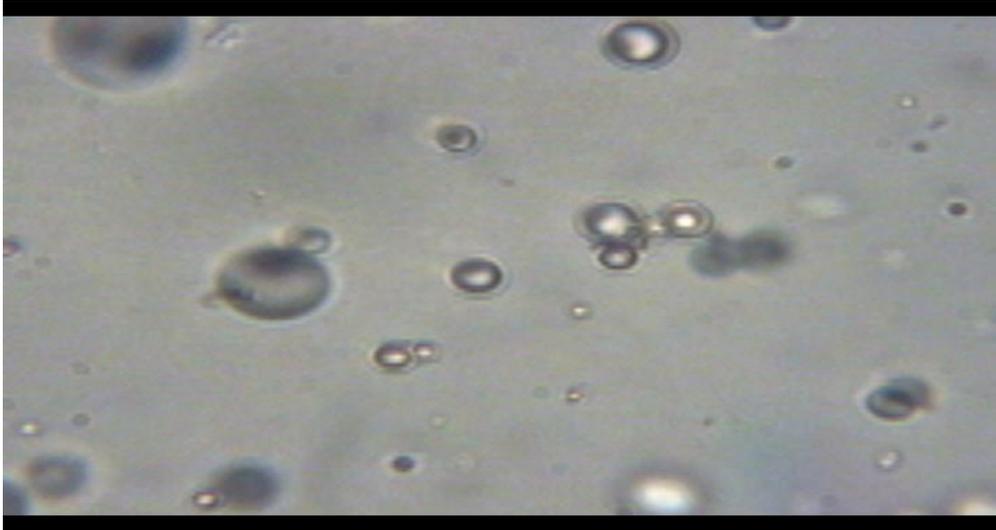


Рисунок 2.4 - Микрофотография 20%-ной эмульсии нефти №1

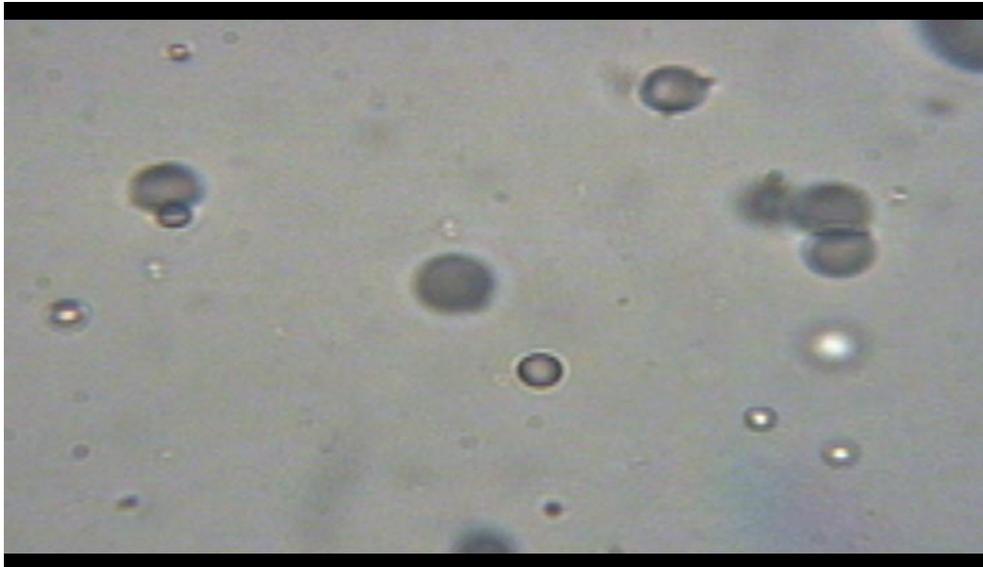


Рисунок 2.5 - Микрофотография 25%-ной эмульсии нефти №2

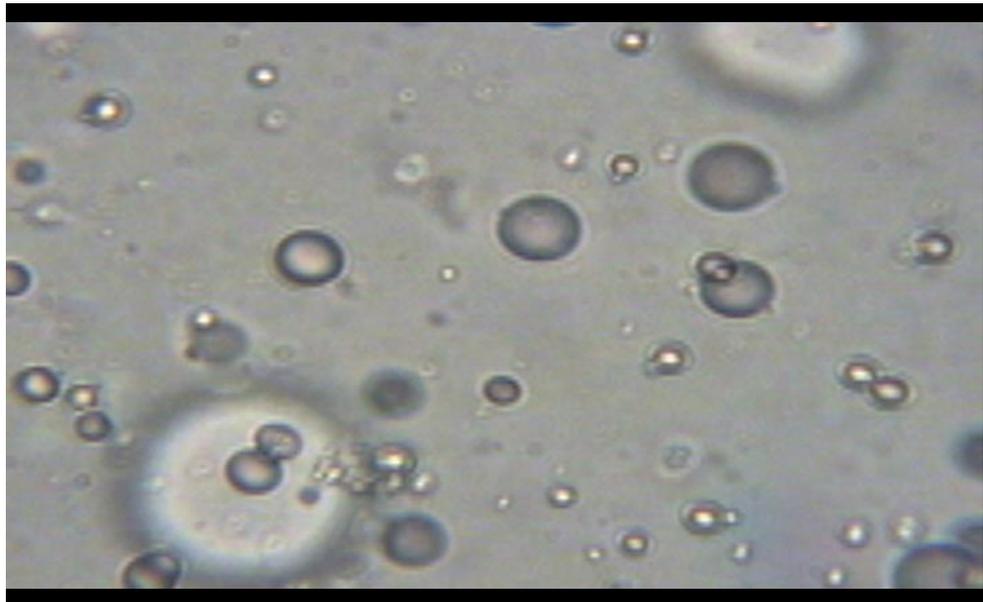


Рисунок 2.6 - Микрофотография 50%-ной эмульсии нефти №3

2.2.4 Приготовление и подбор рабочих растворов деэмульгаторов

Для интенсификации процесса разрушения эмульсии в опытах использовались неионогенные реагенты-деэмульгаторы разных производителей (ФЛЭК, Kemelix, Separol и др.). Так как при дозировании химических реагентов в объём пробы $V=80$ мл необходимо было вводить микронные дозы товарной формы деэмульгатора, то это могло привести к значительной погрешности при дозировании реагента с помощью дозирочной пипетки. Поэтому в опытах использовались 1%-ные растворы деэмульгаторов, которые готовили весовым способом путём смешения 1 части товарной формы реагента-деэмульгатора и 99 частей растворителя (изопропиловый спирт 30%, толуол 70%). Растворы реагентов-деэмульгаторов должны были быть прозрачными, не иметь в своём объёме осадка и хлопьев. 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. Было установлено, что для обезвоживания эмульсий лёгкой нефти №1 и средней нефти №2 наилучшие результаты показал реагент «Рекод 118М», для обезвоживания эмульсии тяжелой нефти №3 - «Флэк Д-012».

2.2.5 Моделирование процесса обезвоживания искусственных водонефтяных эмульсий в статических условиях

Определение основных параметров 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) сводилось к задаче определения минимального расхода химического реагента-деэмульгатора при заданной температуре и времени отстаивания. Продолжительность процесса отстаивания для каждой исследуемой пробы исследуемой нефти выбиралось согласно Таблице 3 источника [90] 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 [91]: для высокоэмульсионных нефтей $T=55...60$, среднеэмульсионных 40-50, низкоэмульсионных 35-40 °С.

Результаты предварительного и глубокого обезвоживания эмульсий нефтей №1, 2 и 3 представлены на рис.2.7 в виде графиков зависимости остаточного содержания от температуры процесса обезвоживания и расхода реагента-деэмульгатора. Из графиков (рис.2.7) видно, что в зависимости от физико-химических и эмульсионных свойств исследуемых нефтей (их группы) расход реагента-деэмульгатора и температура процесса предварительного и глубокого обезвоживания различается, 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.

2.2.6 Моделирование процесса предварительного укрупнения (коалесценции) капель воды в объёме эмульсии перед её отстаиванием с применением коалесцирующих элементов

Для моделирования процесса предварительного укрупнения (коалесценции)

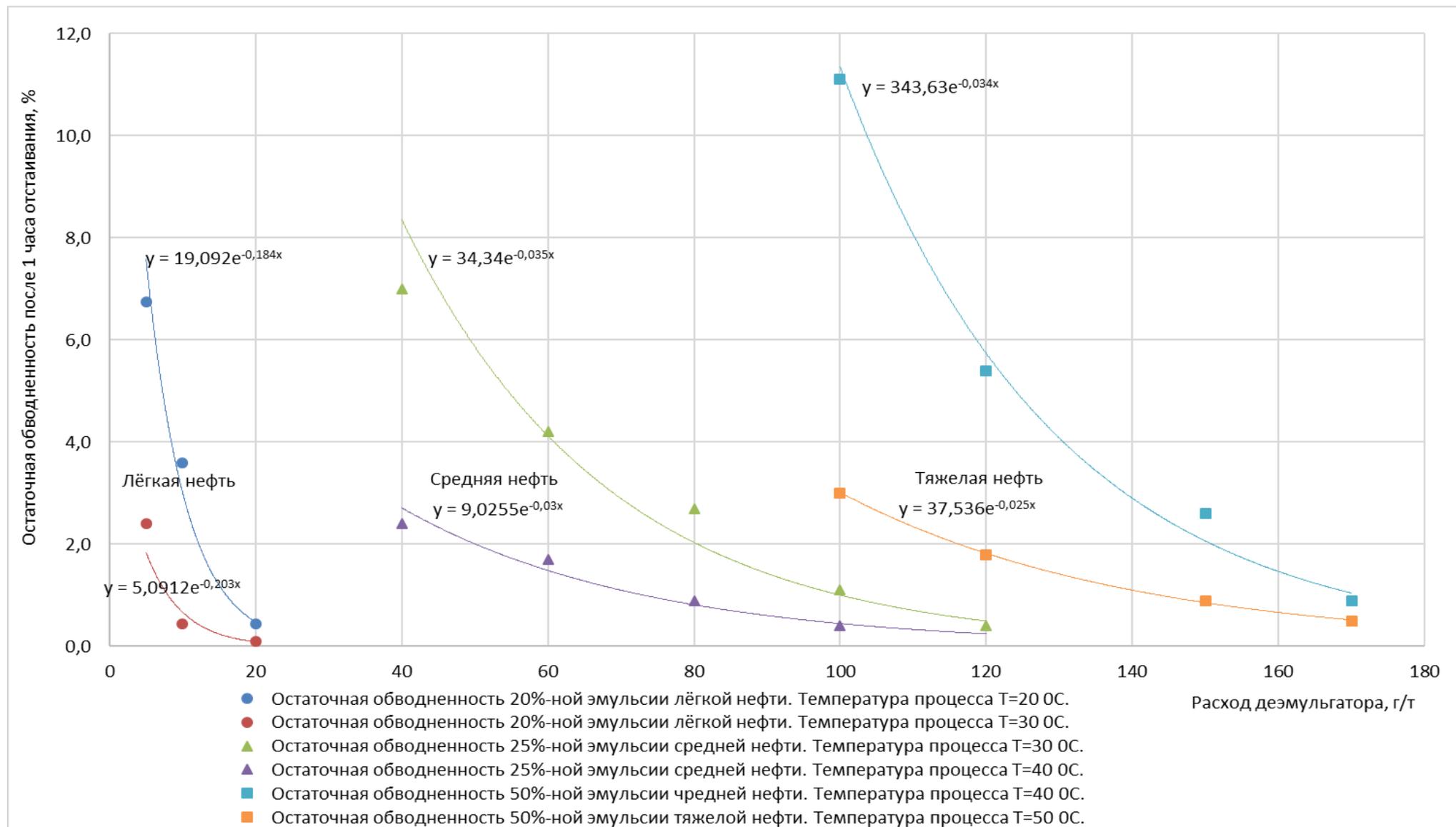


Рисунок 2.7. - Результаты предварительного и глубокого обезвоживания эмульсий нефтей №1, 2 и 3 в статических условиях

капель воды в объёме эмульсии перед её отстаиванием на эмульсию оказывали дополнительное гидродинамическое воздействие. Одну пробу исследуемой эмульсии пробу обрабатывали обычной 6-ти лопастной мешалкой (рис. 2.2 - 1). Другие пробы эмульсии обрабатывали коалесцирующими элементами (рис. 2.2 - 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 дезэмульгатором по трубопроводу и процесс обработки эмульсии коалесцирующими элементами.

Опытным путем подбирался такой режим дополнительной обработки (интенсивность перемешивания $n_3=200\dots1000$ мин⁻¹ и продолжительность дополнительного воздействия $t_3=5\dots30$ минут), после которого остаточная обводненность эмульсии принимала наименьшее значение за минимальное время отстаивания. Было установлено, что интенсивность дополнительного перемешивания $n_3=300$ мин⁻¹ и время перемешивания $t_3=10$ мин для исследуемых нефтей является оптимальным. По окончании дополнительной обработки пробы эмульсии переливали в стеклянные отстойники и помещали в термостат (рис. 2.1, 3) для отстаивания в течение 1 часа. Через час отстаивания отстойник вынимали из термостата, фиксировали объём свободной выделившейся воды и согласно [92] определяли остаточное содержание нефти в эмульсии.

Результаты обезвоживания искусственной 20%-ной эмульсии нефти №1 после обработки стандартным 6-ти лопастным валом и коалесцирующими элементами представлены на рис.2.8...2.11. Экспериментально установлено, что дополнительное воздействие на 20%-ную эмульсию лёгкой нефти №1 перед её отстаиванием в течении 1 часа стандартным 6-ти лопастным валом мешалки и коалесцирующими элементами при температуре процесса $T=20$ °C и $T=30$ °C незначительно уменьшило величину остаточной обводненности (рис.2.6). Так, содержание остаточной воды в эмульсии после обработки эмульсии коалесцирующими элементами при температуре $T=20$ °C и расходе химического

реагента $Q=5, 10$ и 20 г/т составила соответственно $W_{\text{ост.}}=6,2; 3,1; 0,4\%$ для насадки «пеноникель», $W_{\text{ост.}}=6,0; 2,9; 0,4\%$ для элемента «контейнер» ($D=6\text{мм}$), $W_{\text{ост.}}=6,1; 3,0; 0,4\%$ для элемента «контейнер» (кольца Рашига) и для стандартного вала $W_{\text{ост.}}=6,5; 3,2; 0,4\%$. При повышении температуры до $T=30$ °С и том же расходе реагента величина остаточной обводненности после обработки коалесцирующим элементом «пеноникель» составила $W_{\text{ост.}}=1,9; 0,3; 0,1\%$, после обработки коалесцирующей элементом «контейнер» ($D=6\text{мм}$) $W_{\text{ост.}}=1,8; 0,2; 0,1\%$, $W_{\text{ост.}}=1,9; 0,3; 0,1\%$ и $W_{\text{ост.}}=2,0; 0,3; 0,1\%$ после обработки коалесцирующим элементом «контейнер» (кольца Рашига) и стандартным валом соответственно.

Обработка эмульсии средней нефти №2 коалесцирующими элементами позволило ускорить процесс её обезвоживания (рис.2.12-1.16). За время отстаивания эмульсии $t=15$ мин при температуре $T=30$ °С и расходе химического реагента $Q=40, 60, 80$ и 100 г/т величина остаточной обводненности после обработки элементом «пеноникель» составила $W_{\text{ост.}}=10,4; 9,8; 7,7; 6,3$, после обработки элементом «контейнер» ($D=6\text{мм}$) - $W_{\text{ост.}}=9,8; 9,1; 7,0; 5,5\%$, после обработки элементом «контейнер» (кольца Рашига) - $W_{\text{ост.}}=10,0; 9,3; 6,9; 5,7\%$ и после обработки стандартным валом $W_{\text{ост.}}=11,8; 9,0; 8,4; 7,0\%$. За время отстаивания эмульсии $t=30$ мин при той же температуре и расходе деэмульгатора величина остаточной обводненности эмульсии после обработки элементом «пеноникель» составила $W_{\text{ост.}}=8,4; 7,7; 5,5$ и $3,2$ %, после обработки элементом «контейнер» ($D=6\text{мм}$) - $W_{\text{ост.}}=7,7; 6,3; 3,2$ и $2,4\%$, после обработки элементом «контейнер» (кольца Рашига) - $W_{\text{ост.}}=7,9; 6,4; 4,1$ и $2,5\%$ и после обработки стандартным валом - $W_{\text{ост.}}=9,8; 7,0; 5,5$ и $4,0$ %. При повышении температуры процесса обезвоживания до $T=40$ °С и расходе химического реагента $Q=40, 60, 80$ и 100 г/т за время $t=15$ мин величина остаточной обводненности эмульсии после обработки элементом «пеноникель» составила $W_{\text{ост.}}=7,0; 6,4; 6,2; 2,9\%$, после обработки элементом «контейнер» ($D=6\text{мм}$) - $W_{\text{ост.}}=6,3; 5,7; 5,5; 2,3\%$, после обработки элементом «контейнер» (кольца Рашига) - $W_{\text{ост.}}=6,5; 5,7; 5,7; 2,4\%$ и после обработки стандартным валом $W_{\text{ост.}}=7,7; 7,6; 7,0; 3,8\%$. При той же

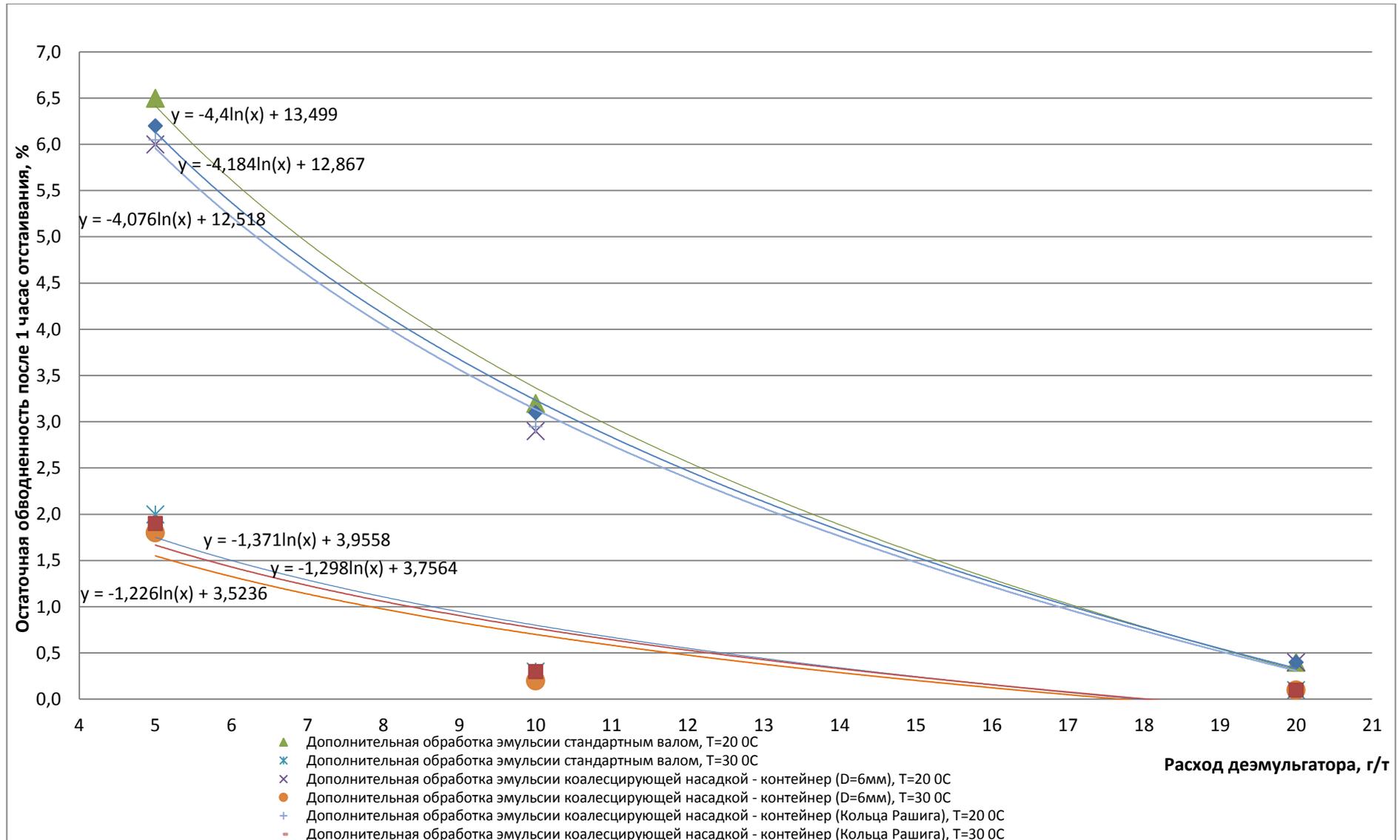


Рисунок 2.8 - Зависимость величины остаточной обводнённости 20%-ной эмульсий лёгкой нефти №1 после 1 часа отстаивания от температуры процесса, расхода деэмульгатора и типа применяемого коалесцирующего элемента для дополнительной обработки

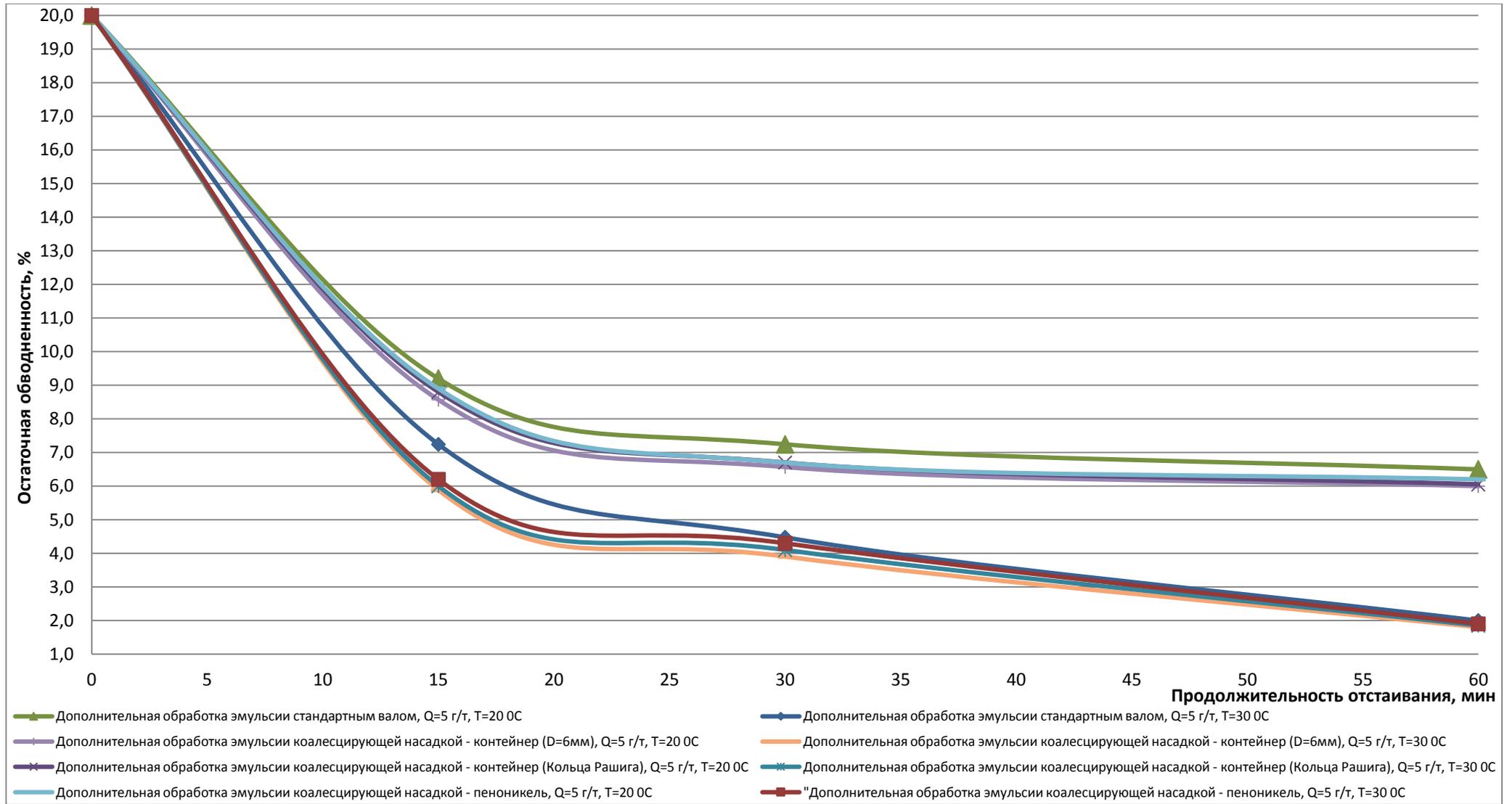


Рисунок 2.9 - Зависимость величины остаточной обводненности эмульсии лёгкой нефти №1 от времени отстаивания в условиях дополнительного воздействия стандартным валом и валом с коалесцирующим элементом. Расход дезэмульгатора Q=5 г/т.

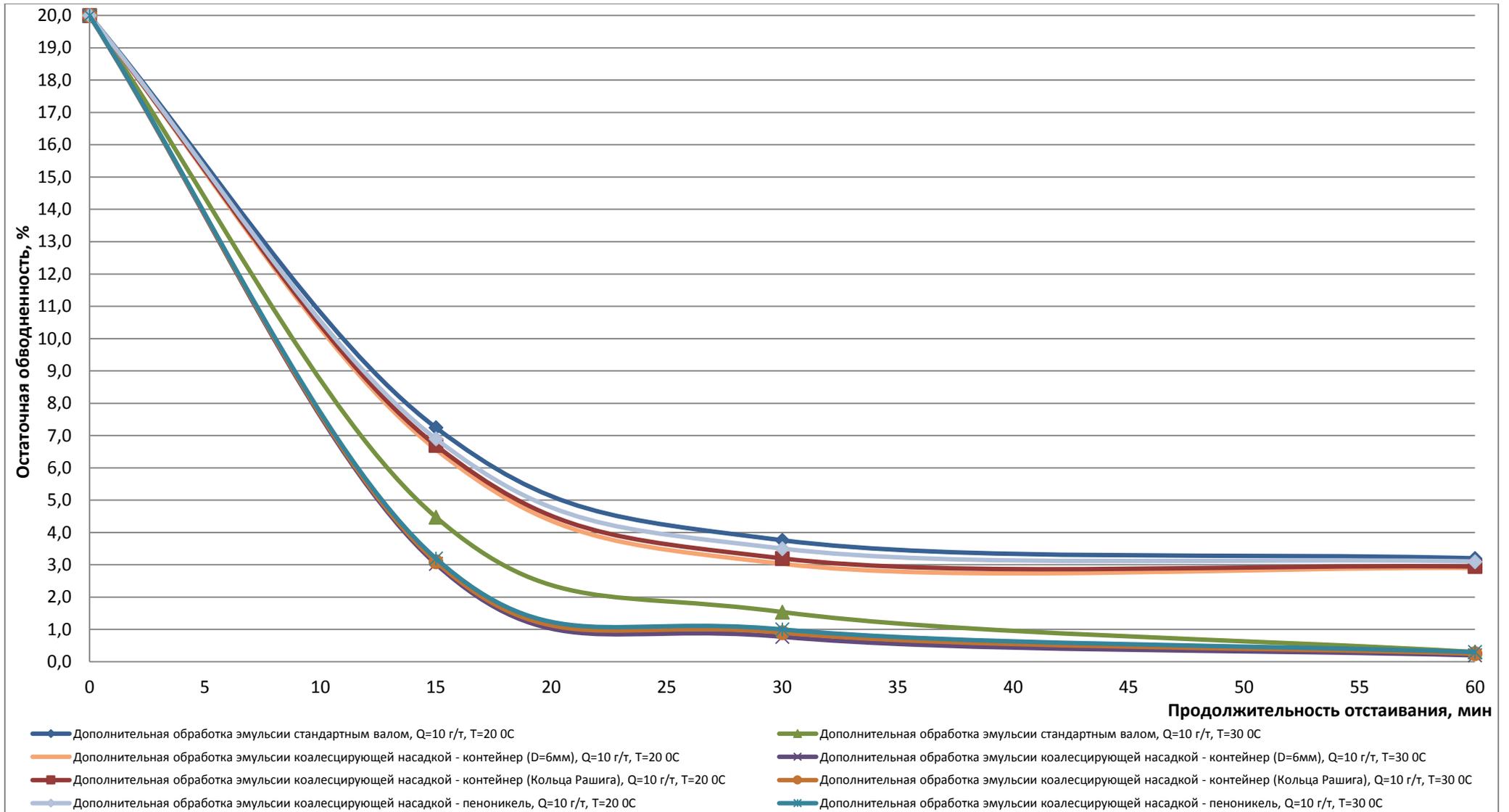


Рисунок 2.10 - Зависимость величины остаточной обводненности эмульсии лёгкой нефти №1 от времени отстаивания в условиях дополнительного воздействия стандартным валом и валом с коалесцирующим элементом. Расход деэмульгатора Q=10 г/т.

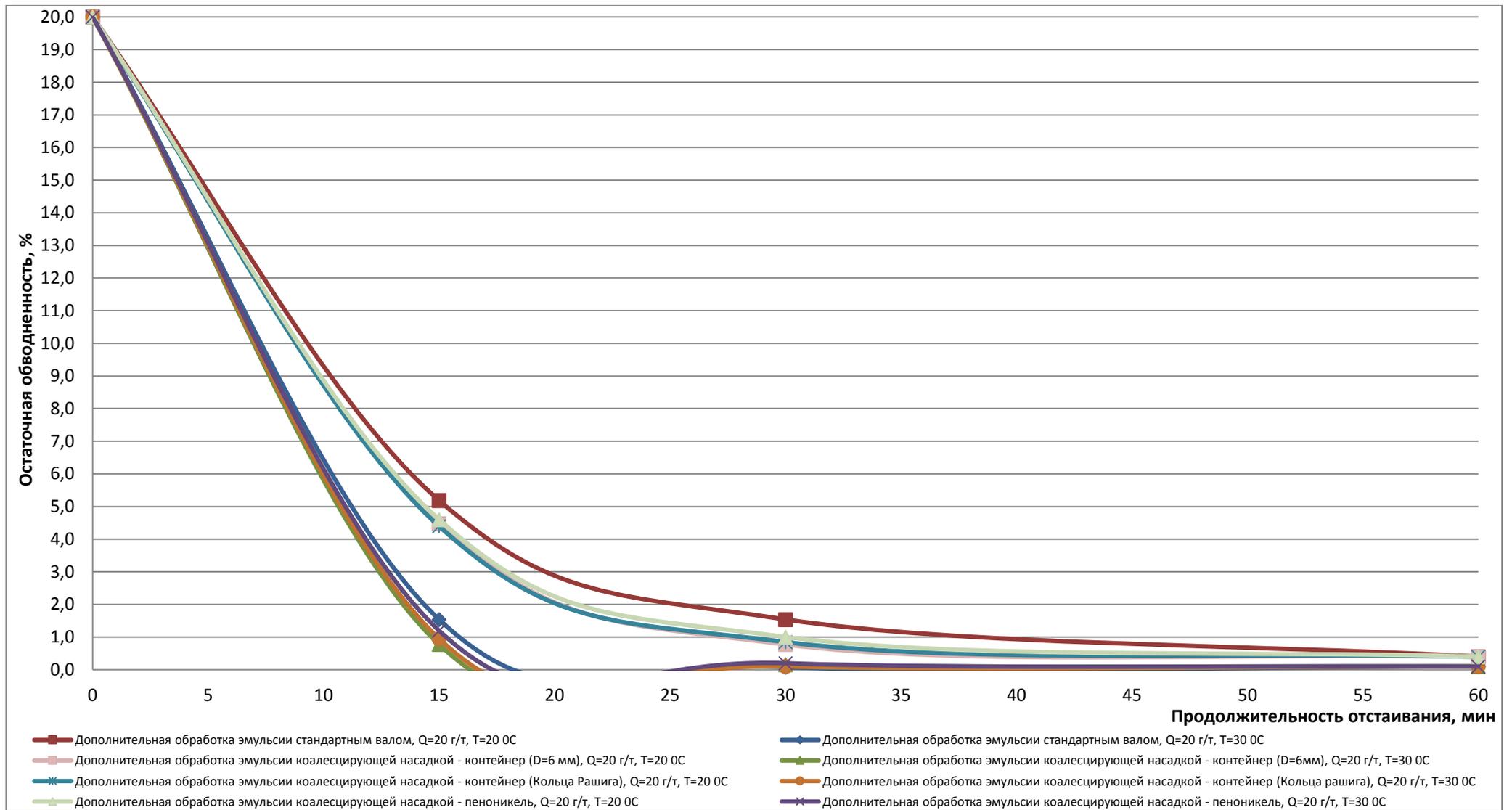


Рисунок 2.11 - Зависимость величины остаточной обводненности эмульсии лёгкой нефти №1 от времени отстаивания в условиях дополнительного воздействия стандартным валом и валом с коалесцирующим элементом. Расход деэмульгатора $Q=20$ г/т.

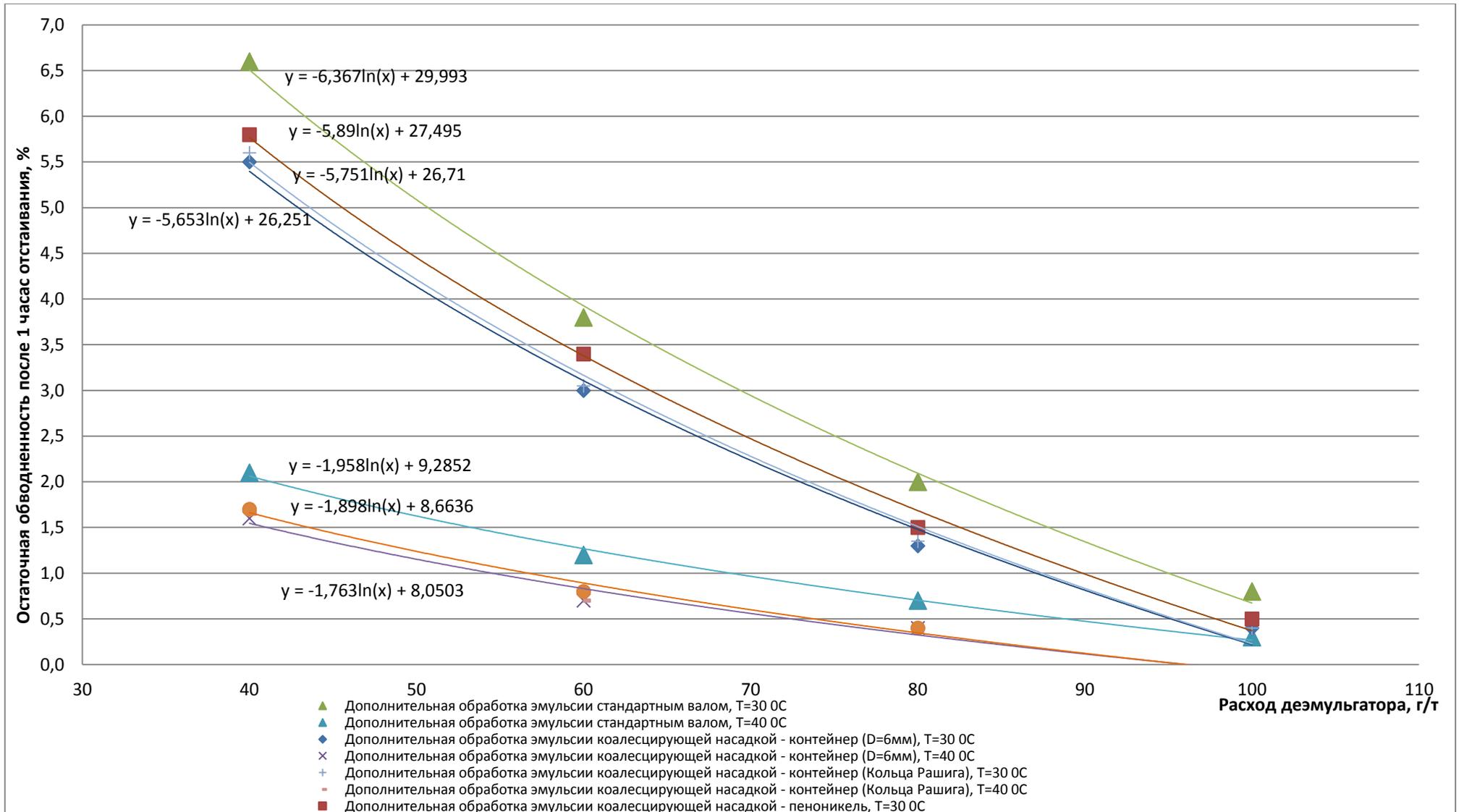


Рисунок 2.12 - Зависимость величины остаточной обводнённости эмульсий средней нефти №2 после 1 часа отстаивания от температуры процесса, расхода деэмульгатора и типа элемента, применяемого для предварительной обработки

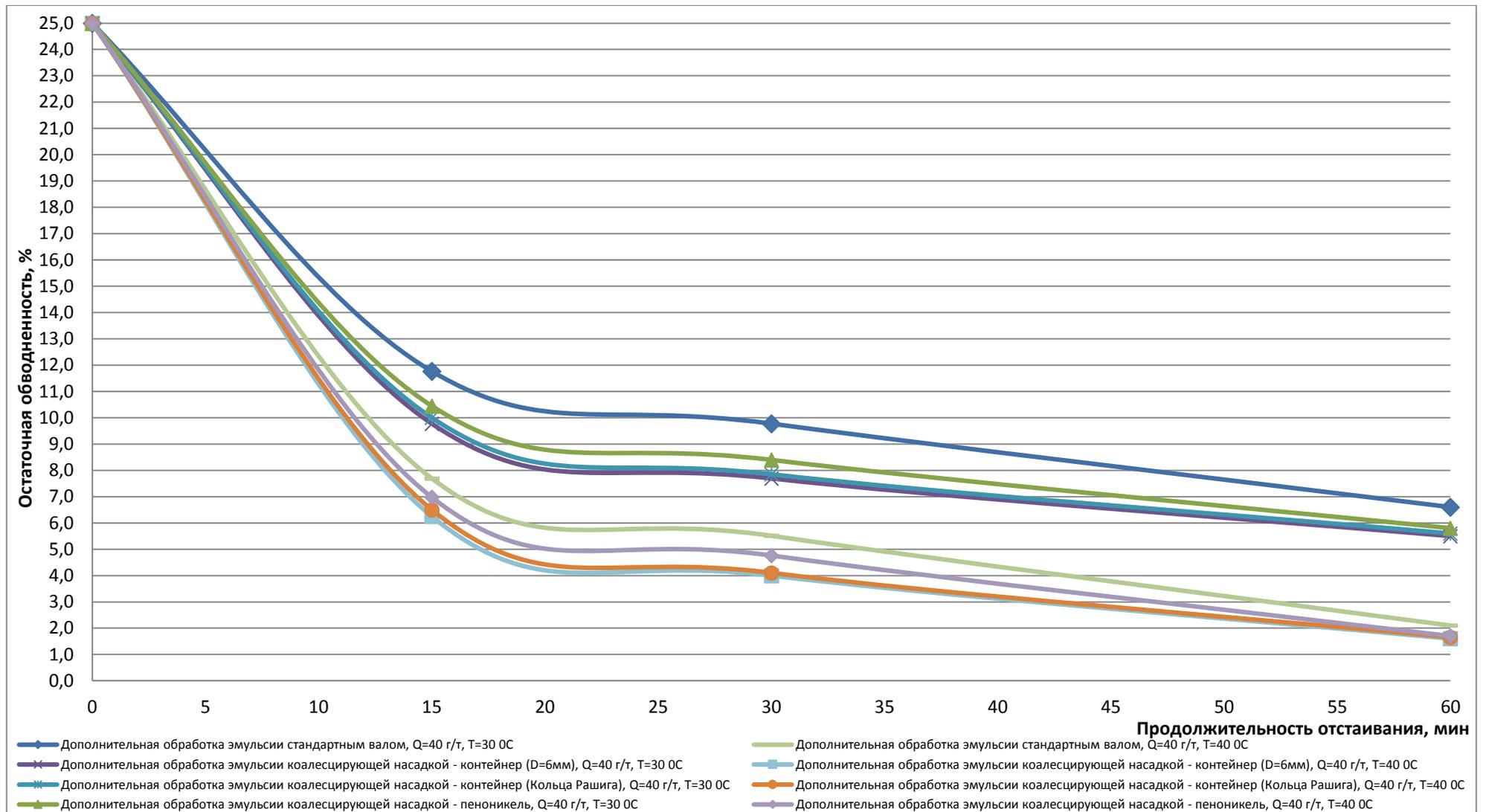


Рисунок 2.13 - Зависимость величины остаточной обводненности эмульсии средней нефти №2 от времени отстаивания в условиях дополнительного воздействия стандартным валом и валом с коалесцирующим элементом. Расход дезэмульгатора $Q=40$ г/т.

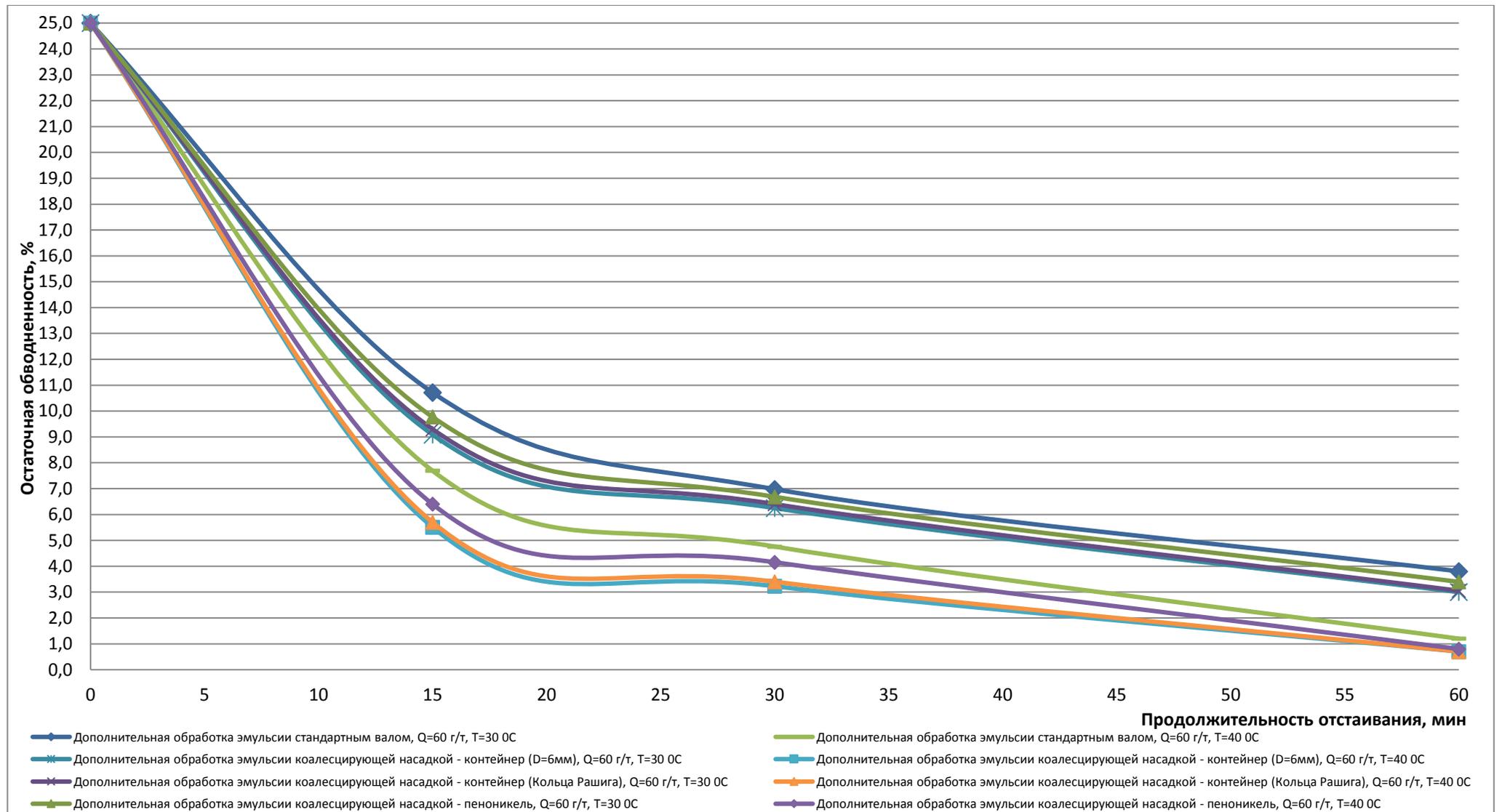


Рисунок 2.14 - Зависимость величины остаточной обводненности эмульсии средней нефти №2 от времени отстаивания в условиях дополнительного воздействия стандартным валом и валом с коалесцирующим элементом. Расход деэмульгатора Q=60 г/т.

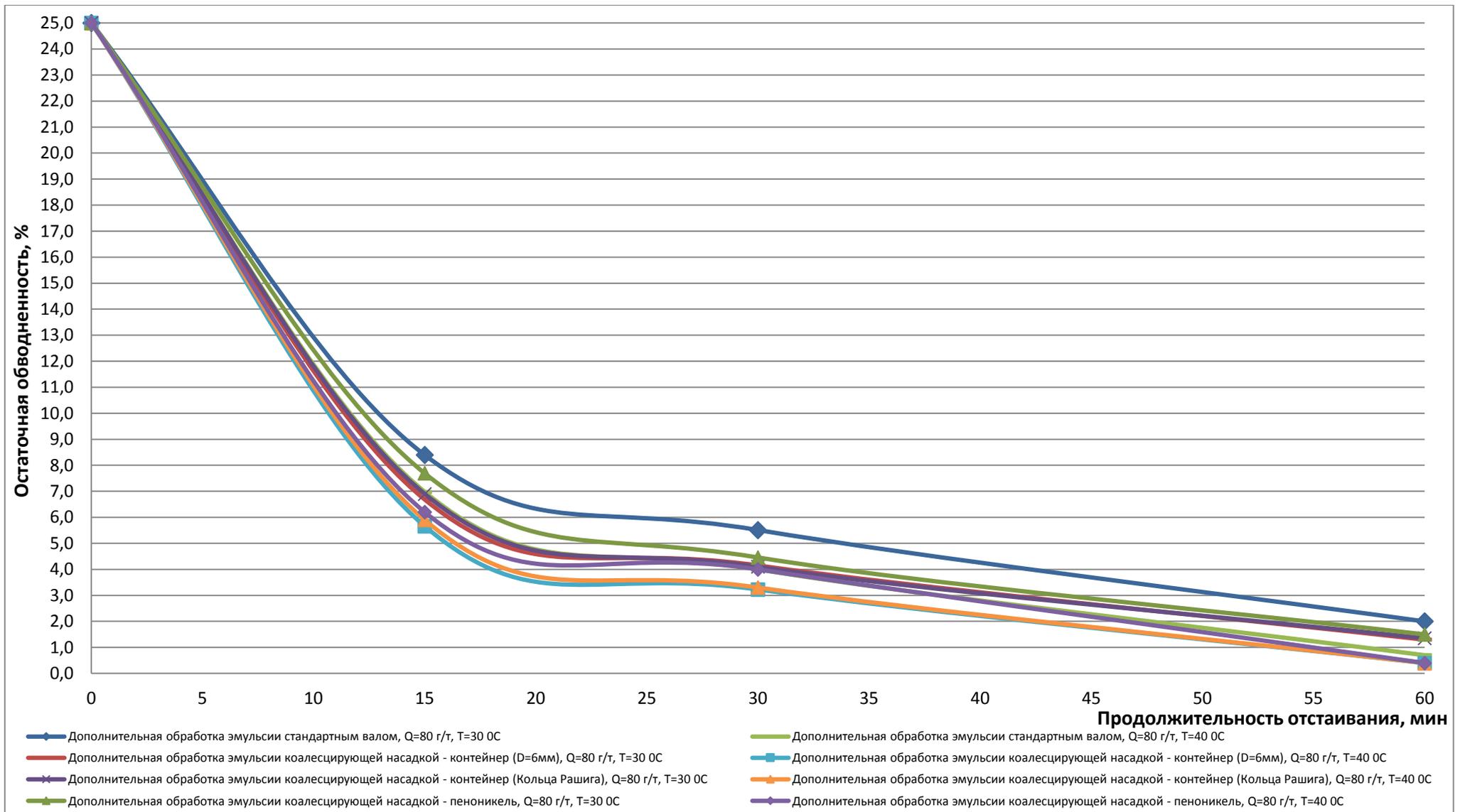


Рисунок 2.15 - Зависимость величины остаточной обводненности эмульсии средней нефти №2 от времени отстаивания в условиях дополнительного воздействия стандартным валом и валом с коалесцирующим элементом. Расход деэмульгатора Q=80 г/т.

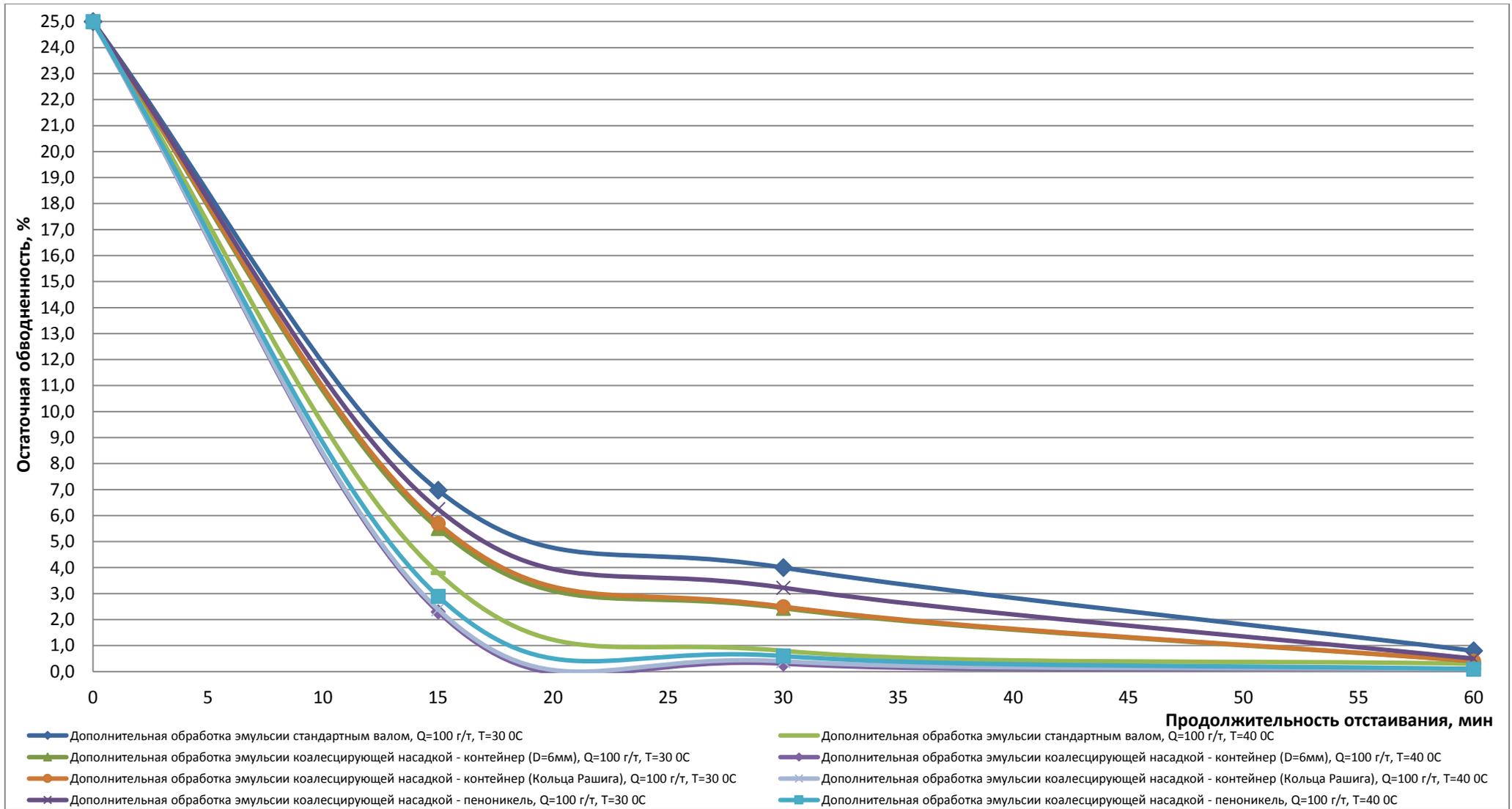


Рисунок 2.16 - Зависимость величины остаточной обводненности эмульсии средней нефти №2 от времени отстаивания в условиях дополнительного воздействия стандартным валом и валом с коалесцирующим элементом. Расход деэмульгатора $Q=10$ г/т.

температуре и расходе деэмульгатора величина остаточной обводненности эмульсии за время отстаивания $t=30$ мин после обработки элементом «пеноникель» составила $W_{\text{ост.}}=4,8; 4,2; 4,0; 0,6\%$, для элемента «контейнер» ($D=6\text{мм}$) - $W_{\text{ост.}}=4,0; 3,2; 3,2; 0,3\%$, для элемента «контейнер» (кольца Рашига) - $W_{\text{ост.}}=4,1; 3,4; 3,3; 0,4\%$ и $W_{\text{ост.}}=5,5; 4,8; 4,0; 0,8\%$ после обработки стандартным валом.

Результаты исследования процесса разрушения 50%-ной эмульсии тяжёлой нефти №3 показали, что дополнительное воздействие на эмульсию коалесцирующими насадками в сравнении с воздействием стандартным валом, также как и в случае с эмульсией средней нефти №2, позволило уменьшить величину остаточной обводненности нефти по окончании процесса отстаивания (Рис.2.15-2.19). Величина остаточного содержания воды в нефти после обработки эмульсии коалесцирующими элементами при температуре $T=40$ °С 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», $W_{\text{ост.}}=4,9; 1,9; 0,8; 0,1\%$ для элемента «контейнер» ($D=6\text{мм}$), $W_{\text{ост.}}=5,0; 1,9; 0,8; 0,2\%$ для элемента «контейнер» (кольца Рашига) и для стандартного вала $W_{\text{ост.}}=8,6; 3,8; 1,7; 0,8\%$. При повышении температуры до $T=40$ °С и расходе реагента $Q=100, 120, 150$ и 170 г/т остаточная обводненность эмульсии после обработки коалесцирующим элементом «пеноникель» составила $W_{\text{ост.}}=1,0; 0,6; 0,0; 0,0\%$, после обработки коалесцирующим элементом «контейнер» ($D=6\text{мм}$) $W_{\text{ост.}}=0,8; 0,3; 0,0; 0,0\%$, после обработки коалесцирующим элементом «контейнер» (кольца Рашига) - $W_{\text{ост.}}=0,8; 0,3; 0,0; 0,0\%$ и после обработки стандартным валом $W_{\text{ост.}}=1,8; 0,8; 0,3; 0,0\%$.

Опыты по обезвоживанию искусственной эмульсии тяжёлой нефти №3 при температуре процесса $T=400\text{С}$ и $T=500\text{С}$ показали, что дополнительное воздействие на эмульсию коалесцирующими элементами позволило ускорить динамику сброса воды (рис.1.15-1.18). За время отстаивания эмульсии $t=15$ мин при температуре $T=40$ °С и расходе химического реагента $Q=100, 120, 150$ и 170 г/т величина остаточной обводненности после обработки элементом «пеноникель» составила $W_{\text{ост.}}=23,6; 18,9; 14,9; 11,8\%$, после обработки элементом «контейнер» ($D=6\text{мм}$) - $W_{\text{ост.}}=22,1; 16,1; 12,4; 11,1\%$, после обработки элементом «контейнер»

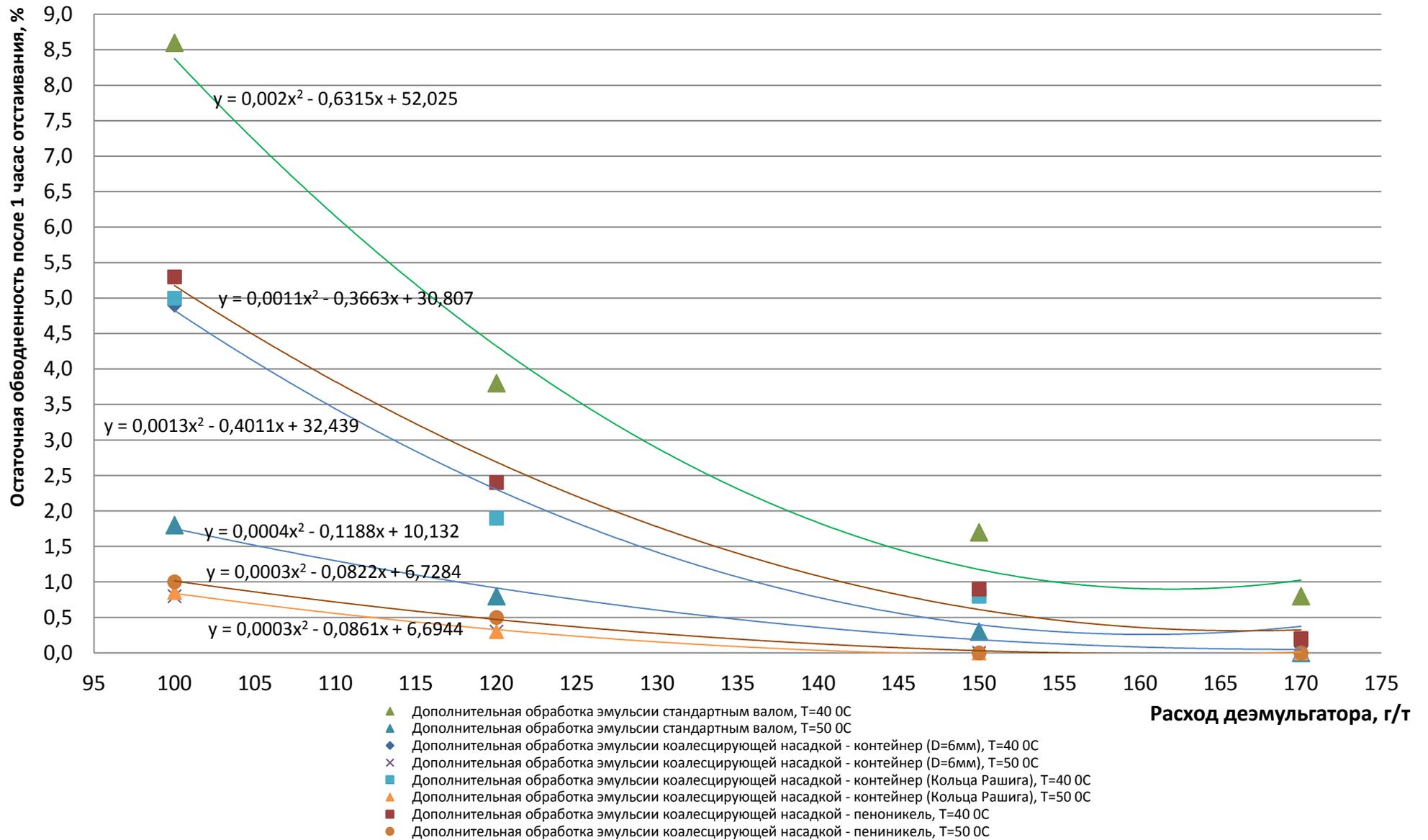


Рисунок 2.15 - Зависимость величины остаточной обводненности эмульсий тяжелой нефти №3 после 1 часа отстаивания от температуры процесса, расхода деэмульгатора и типа элемента, применяемого для предварительной обработки

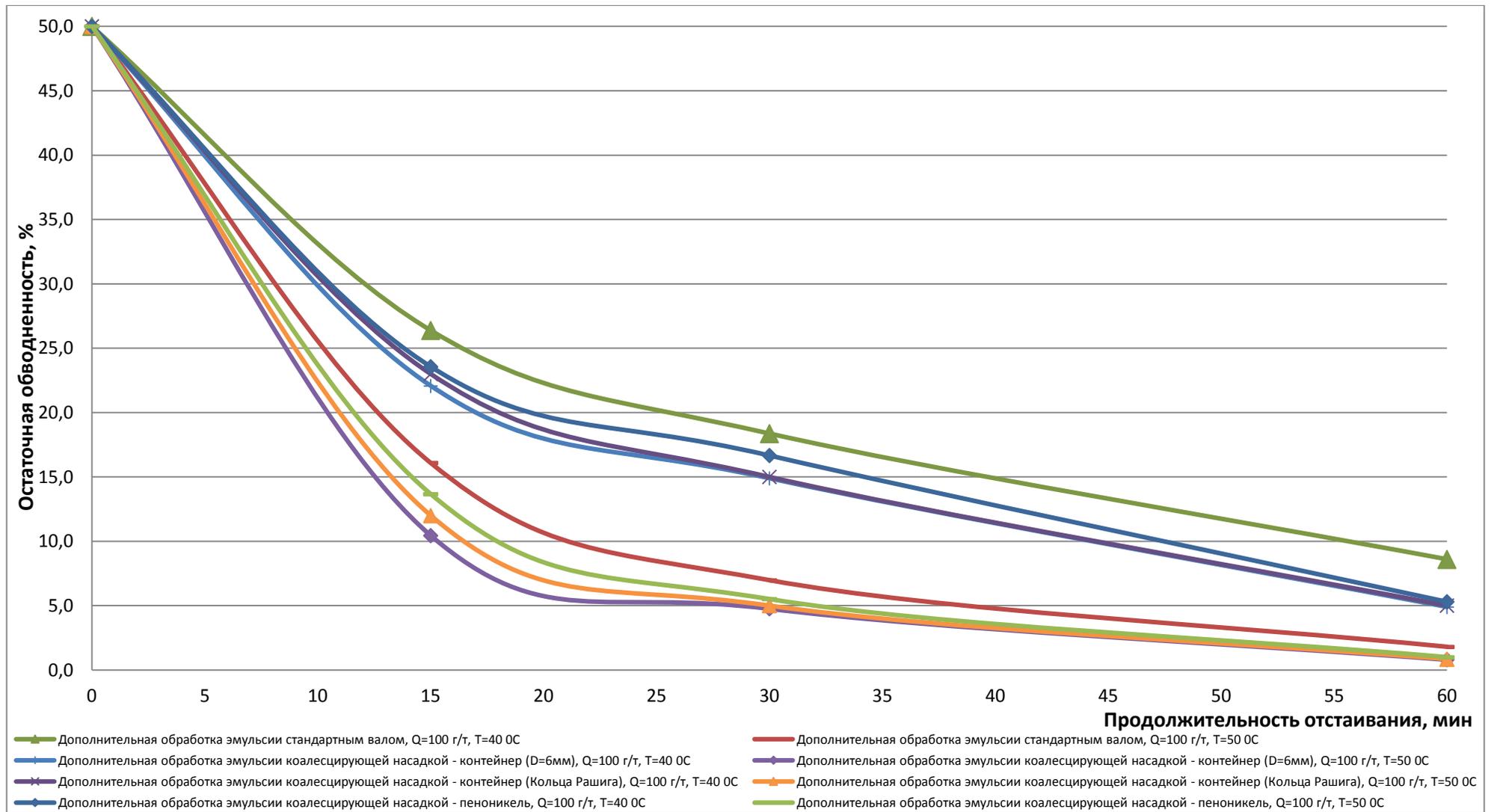


Рисунок 2.16 - Зависимость величины остаточной обводненности эмульсии тяжелой нефти №3 от времени отстаивания в условиях дополнительного воздействия стандартным валом и валом с коалесцирующим элементом. Расход деэмульгатора Q=100 г/т.

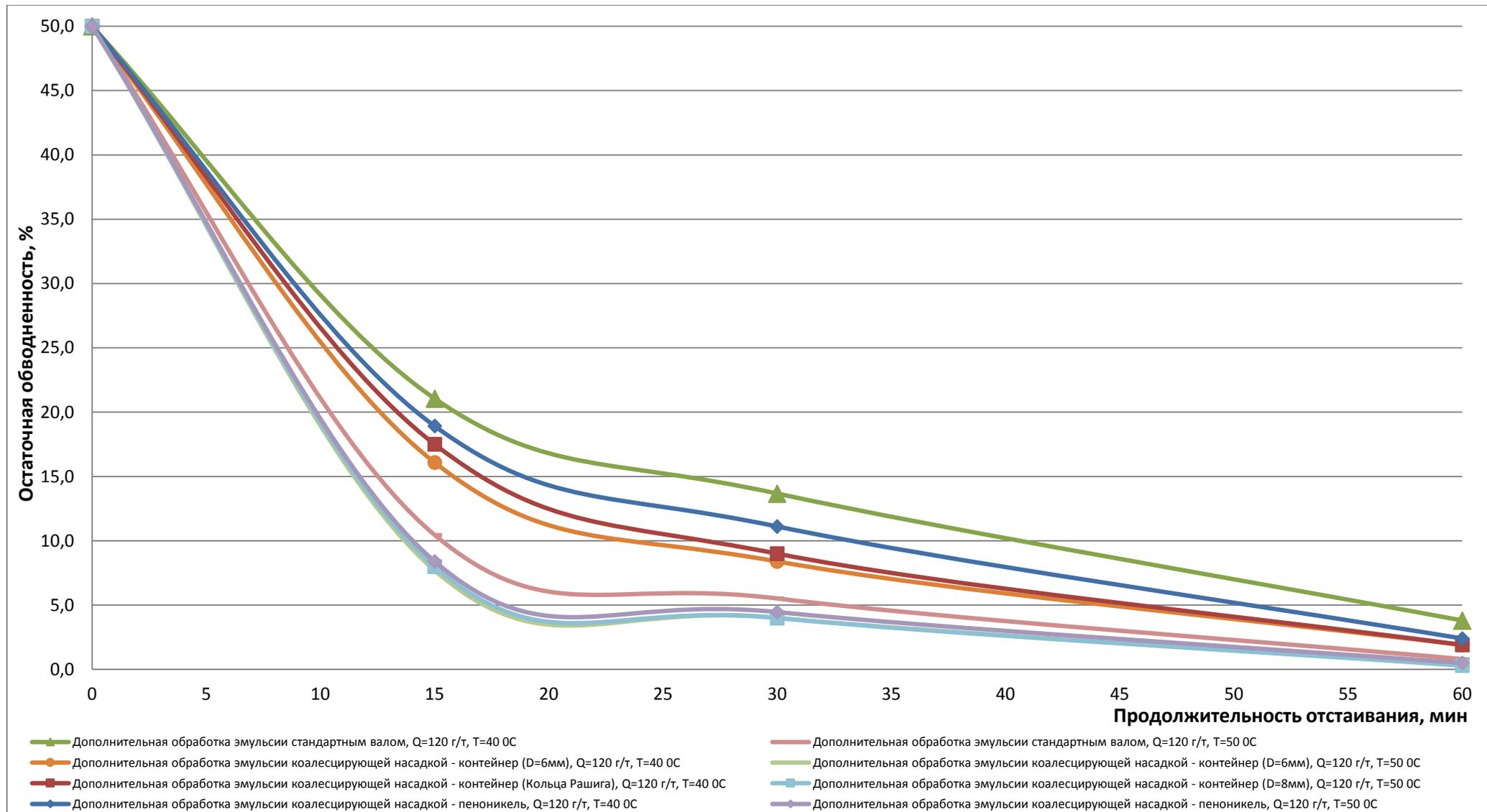


Рисунок 2.17 - Зависимость величины остаточной обводненности эмульсии тяжелой нефти №3 от времени отстаивания в условиях дополнительного воздействия стандартным валом и валом с коалесцирующим элементом. Расход деэмульгатора Q=120 г/т.

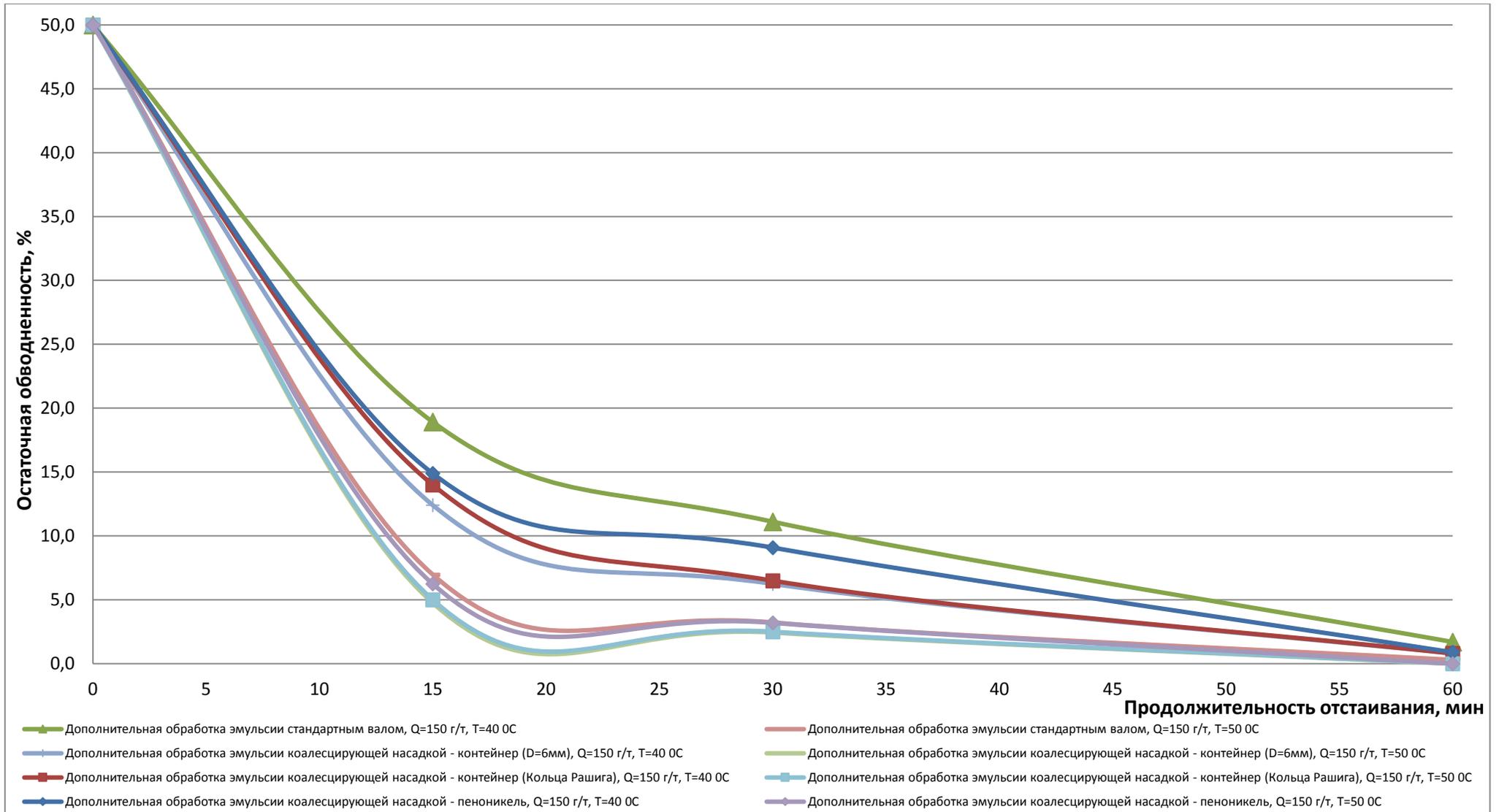


Рисунок 2.18 - Зависимость величины остаточной обводненности эмульсии тяжелой нефти №3 от времени отстаивания в условиях дополнительного воздействия стандартным валом и валом с коалесцирующим элементом. Расход деэмульгатора $Q=150$ г/т.

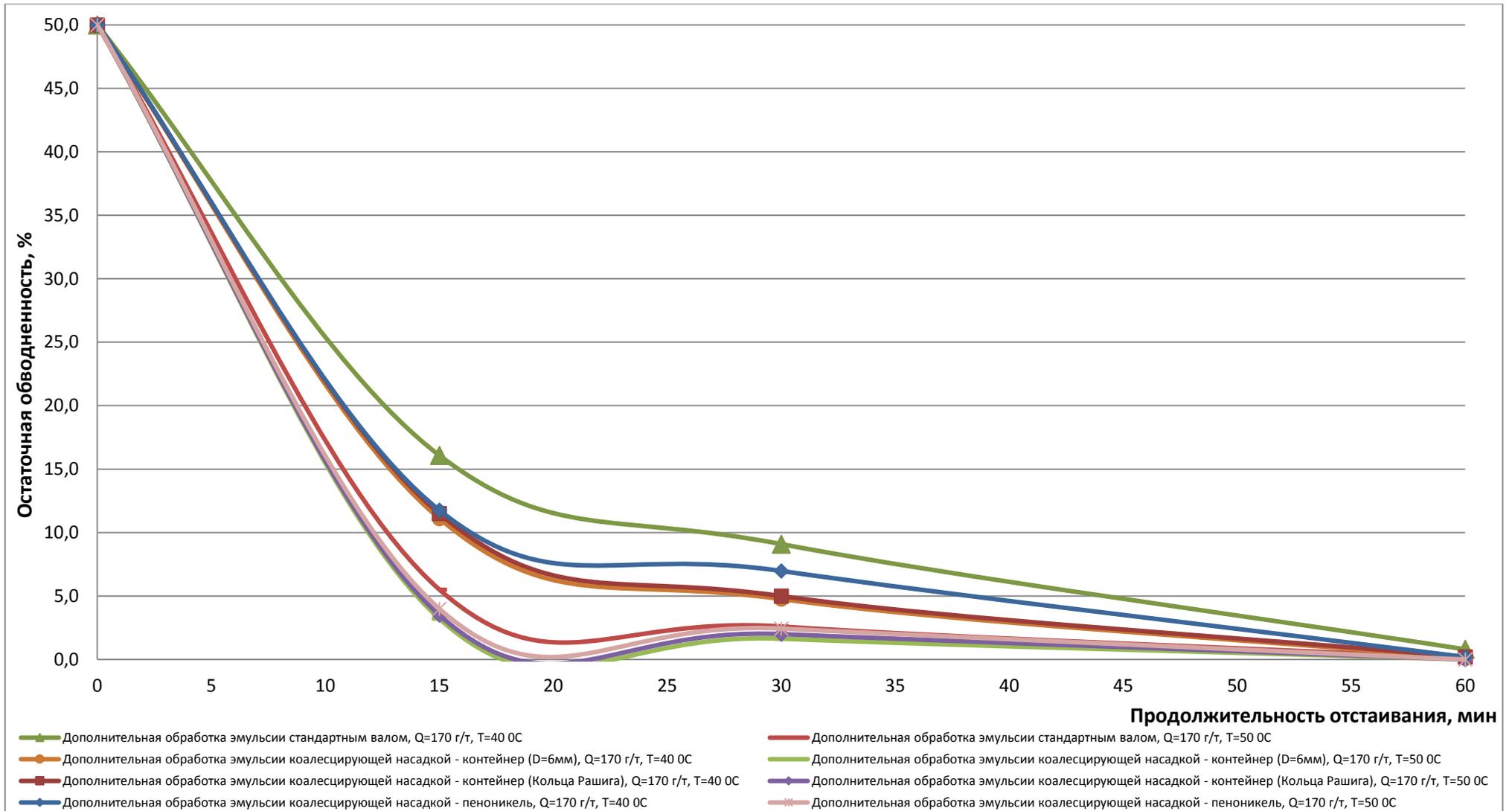


Рисунок 2.19 - Зависимость величины остаточной обводненности эмульсии тяжелой нефти Тайлаковского месторождения от времени отстаивания в условиях дополнительного воздействия стандартным валом и валом с коалесцирующим элементом. Расход деэмульгатора Q=170 г/т.

(кольца Рашига) - $W_{\text{ост.}}=22,1; 16,1; 12,4; 11,1$ % и после обработки стандартным валом $W_{\text{ост.}}=26,4; 21,1; 18,9; 16,1$ %. За время отстаивания эмульсии $t=30$ мин при той же температуре и расходе деэмульгатора величина остаточной обводненности эмульсии после обработки насадкой «пеноникель» составила $W_{\text{ост.}}=16,7; 11,1; 9,1; 7,0\%$, после обработки элементом «контейнер» ($D=6\text{мм}$) - $W_{\text{ост.}}=14,9; 8,4; 6,3; 4,8$ %, после обработки элементом «контейнер» (кольца Рашига) - $W_{\text{ост.}}=15,0; 9,0; 6,5; 5,0$ % и после обработки стандартным валом $W_{\text{ост.}}=18,4; 13,7; 11,1; 9,1\%$. При повышении температуры процесса обезвоживания до $T=50$ °C за время $t=15$ мин величина остаточной обводненности эмульсии после обработки насадкой «пеноникель» снизилась до $W_{\text{ост.}}=13,7; 8,4; 6,3; 4,0\%$, после обработки элементом «контейнер» ($D=6\text{мм}$) - до $W_{\text{ост.}}=10,4; 7,7; 4,8; 3,2\%$, после обработки элементом «контейнер» (кольца Рашига) - до $W_{\text{ост.}}=12,0; 8,0; 5,0; 3,5\%$ и после обработки стандартным валом до $W_{\text{ост.}}=16,1; 10,4; 7,0; 5,5$ %. При той же температуре и расходе деэмульгатора величина остаточной обводненности за время $t=30$ мин для элемента «пеноникель» составила $W_{\text{ост.}}=5,5; 4,5; 3,2; 2,4\%$, для элемента «контейнер» ($D=6\text{мм}$) - $W_{\text{ост.}}=4,8; 4,0; 2,4; 1,6$ %, для элемента «контейнер» (кольца Рашига) - $W_{\text{ост.}}=5,0; 4,0; 2,5; 2,0$ % и $W_{\text{ост.}}=7,0; 5,5; 3,2; 2,6$ % при обработке стандартным валом.

2.2.7 Расчёт усредненных коэффициентов эффективности дополнительной обработки эмульсии коалесцирующими элементами в процессах разрушения эмульсий

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

$$K_w = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{W_{1i} - W_{2i}}{W_{1i}}, \quad (2.4)$$

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 6-ти лопастным 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:

$$K_t = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{t_1 - t_2}{t_1}, \quad (2.5)$$

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 6-ти лопастным валом, мин; t_2 - время, требуемое для обезвоживания эмульсии до величины остаточной обводненности $W=10, 5$ и 1% после обработки коалесцирующим элементом, мин.

Данные для расчёта усредненных коэффициентов эффективности применения дополнительной обработки в процессах обезвоживания эмульсий легких, средних и тяжелых нефтей представлены в Таблицах 2.4-2.6.

Результаты расчета усредненных коэффициентов эффективности применения дополнительной обработки в процессах обезвоживания эмульсий легких, средних и тяжелых нефтей представлены в сводной Таблице 2.7.

Значение коэффициента эффективности применения дополнительной обработки эмульсии коалесцирующими элементами K_w и K_t по величине остаточной обводненности и времени отстаивания эмульсии для предварительного сброса воды и глубокого обезвоживания в зависимости от типа (плотности) нефти представлена на Рис.2.20.

Для определения расчетного значения величины остаточной обводненности

эмульсии после дополнительной обработки коалесцирующим элементом и 1 часа отстаивания с учетом усредненных коэффициентов эффективности в зависимости от типа нефти (Таблица 2.7) предлагается пользоваться формулой:

$$W_2 = W_1 - W_1 \times K_w, \quad (2.6)$$

где W_1 - величина остаточной обводнённости эмульсии после обработки эмульсии стандартным 6-ти лопастным валом и 1 часа отстаивания, %; W_2 - величина остаточной обводнённости эмульсии после обработки коалесцирующим элементом и 1-го часа отстаивания, %, K_w - усредненный коэффициент эффективности применения дополнительной обработки эмульсии коалесцирующим элементом (см. Таблицу 2.7 и Рис.2.20).

Для определения расчетного значения величины времени, требуемого для предварительного ($W=10\%$ и $W=5\%$) и глубокого ($W=1\%$) обезвоживания эмульсии с учетом усредненных коэффициентов эффективности в зависимости от типа нефти (Таблица 2.7) предлагается пользоваться формулой:

$$t_2 = t_1 - t_1 \cdot K_t, \quad (2.7)$$

где t_1 - время, требуемое для обезвоживания эмульсии до величины остаточной обводненности $W=10, 5$ и 1% после обработки стандартным 6-ти лопастным валом, мин; t_2 - время, требуемое для обезвоживания эмульсии до величины остаточной обводненности $W=10, 5$ и 1% после обработки коалесцирующим элементом, мин, K_t - усредненный коэффициент эффективности применения дополнительной обработки эмульсии коалесцирующим элементом (см. Таблицу 2.7 и Рис.2.20).

Таблица 2.4 - Время обезвоживания эмульсии лёгкой нефти №1 до требуемой величины остаточной обводненности

№ п/п	Тип насадки	Время обезвоживания, мин																	
		W=10%						W=5%						W=1,0%					
		T=20°C			T=30°C			T=20°C			T=30°C			T=20°C			T=30°C		
		5 г/г	10 г/г	20 г/г	5 г/г	10 г/г	20 г/г	5 г/г	10 г/г	20 г/г	5 г/г	10 г/г	20 г/г	5 г/г	10 г/г	20 г/г	5 г/г	10 г/г	20 г/г
1.	Стандартный вал	13,5	11,0	9,5	11,0	9,0	8,0	-	20,5	15,5	24,0	14,0	11,0	-	-	37,0	-	23,0	16,0
2.	Контейнер D=6 мм	12,0	10,0	9,0	10,0	8,0	7,0	-	18,0	14,0	17,0	12,5	10,5	-	-	27,0	-	20,5	15,0
3.	Контейнер Кольца Рашига	12,5	10,5	9,0	10,0	8,5	7,5	-	19,0	14,5	17,5	13,0	11,0	-	-	29,0	-	21,0	15,0
4.	Пеноникель	12,5	10,5	9,0	10,5	8,5	7,5	-	19,5	14,5	18,0	13,0	11,0	-	-	30,0	-	22,0	15,5

Таблица 2.5 - Время обезвоживания эмульсии средней нефти №2 до требуемой величины остаточной обводненности

№ п/п	Тип насадки	Время обезвоживания, мин																							
		W=10%								W=5%								W=1,0%							
		T=20°C				T=30°C				T=20°C				T=30°C				T=20°C				T=30°C			
		40 г/г	60 г/г	80 г/г	100 г/г	40 г/г	60 г/г	80 г/г	100 г/г	40 г/г	60 г/г	80 г/г	100 г/г	40 г/г	60 г/г	80 г/г	100 г/г	40 г/г	60 г/г	80 г/г	100 г/г	40 г/г	60 г/г	80 г/г	100 г/г
1.	Стандартный вал	25,0	16,5	13,0	12,0	12,5	12,0	12,0	10,5	-	47,5	34,0	19,0	35,0	28,0	19,0	14,0	-	-	-	58,0	-	65,0	57,5	22,0
2.	Контейнер D=6 мм	15,0	13,5	12,0	11,0	11,0	11,0	10,0	9,0	-	41,5	18,5	16,0	17,5	16,5	16,0	12,5	-	-	-	50,0	-	56,0	53,5	17,0
3.	Контейнер кольца Рашига	15,5	13,5	12,0	11,0	11,0	11,0	10,5	9,0	-	42,5	19,0	16,0	18,5	17,0	17,0	13,0	-	-	63,0	51,0	-	57,0	53,5	17,5
4.	Пеноникель	16,5	15,0	12,5	11,5	11,5	11,5	10,5	9,5	-	45,0	24,5	18,5	25,0	18,0	18,5	13,5	-	-	-	54,0	-	58,5	54,5	18,0

Таблица 2.6 - Время обезвоживания эмульсии тяжелой нефти №3 до требуемой величины остаточной обводненности

№ п/п	Тип насадки	Время обезвоживания, мин																							
		W=10%								W=5%								W=1,0%							
		T=40°C				T=50°C				T=40°C				T=50°C				T=40°C				T=50°C			
		100 г/г	120 г/г	150 г/г	170 г/г	100 г/г	120 г/г	150 г/г	170 г/г	100 г/г	120 г/г														
1.	Стандартный вал	56,0	40,5	33,0	26,5	21,5	15,5	14,0	13,0	-	56,0	49,0	44,5	39,0	32,0	19,0	16,0	-	-	62,0	60,0	-	59,0	51,0	48,0
2.	Контейнер D=6 мм	44,5	24,0	16,0	16,5	15,5	14,0	12,5	12,0	59,0	43,5	36,0	29,0	30,0	20,0	15,0	14,0	-	-	58,0	56,0	56,0	55,0	45,0	40,0
3.	Контейнер Кольца Рашига	45,0	27,0	17,5	16,5	16,5	14,0	12,5	12,0	59,0	46,0	36,0	30,0	31,0	21,0	15,0	14,0	-	-	58,0	56,5	56,0	55,5	45,0	40,0
4.	Пеноникель	48,0	33,0	24,0	18,0	18,5	14,5	13,5	12,5	60,0	50,0	44,0	38,0	33,0	23,0	16,0	14,5	-	-	59,5	58,0	57,0	58,0	49,0	47,0

Таблица 2.7 - Результаты расчета усредненных коэффициентов эффективности применения дополнительной обработки эмульсий легкой, средней и тяжелой нефтя

№ п/п	Тип нефти	Плотность, кг/м³	Обводненность исследуемой эмульсии, %	Тип насадки	K _{t=1 час}	K _{w=10%}	K _{w=5%}	K _{w=1%}
1.	Лёгкая	836	20	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	853	25	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	881	50	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

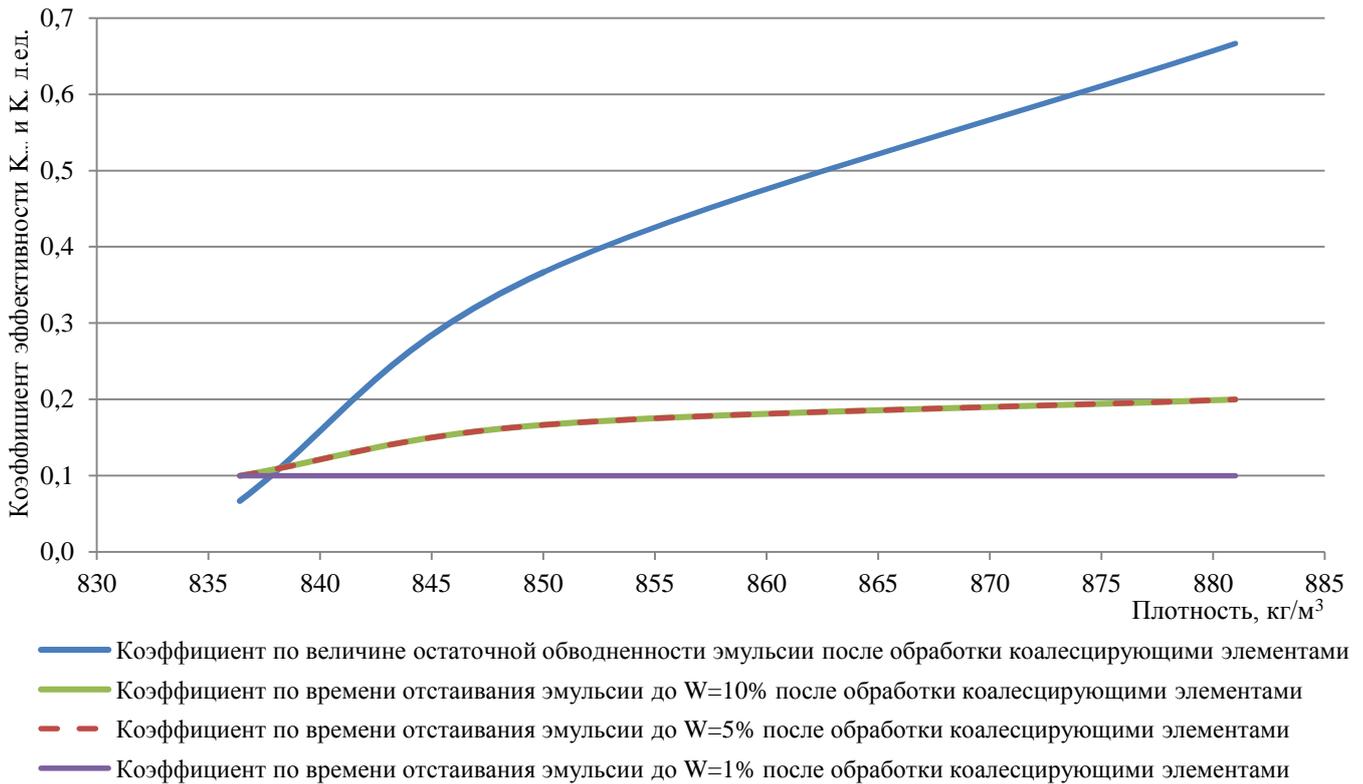


Рисунок 2.20 – Значение коэффициента эффективности применения дополнительной обработки эмульсии коалесцирующими элементами K_w и K_t по величине остаточной обводненности и по времени отстаивания эмульсии для предварительного сброса воды и глубокого обезвоживания в зависимости от типа (плотности) нефти.

2.2.8 Расчёт и оценка воспроизводимости, однородности и достоверности полученных опытных данных

Оценка воспроизводимости, однородности и достоверности полученных экспериментальных данных осуществлялась согласно [93].

Каждый опыт проводился не менее 3 раз в рассматриваемой области расхода реагента-деэмульгатора, температуры процесса и типа элемента для дополнительной обработки, после чего определялось среднеарифметическое значение (для прямых измерений – количества свободной отделившейся воды после 15 и 30 минут):

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i, \quad (2.8)$$

где i и n - порядковый номер и общее число параллельных опытов для исследуемого коалесцирующего элемента с различным расходом реагента-деэмульгатора и

температуры процесса, $n=3$, $i=1,2,3$; y_q – результат отдельного опыта.

Результаты расчёта среднеарифметических значений \bar{y} представлены в таблице 2.8.

Дисперсию результатов S^2 , характеризующую разброс полученных значений, определяли по формуле:

$$S^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (y_q - \bar{y})^2, \quad (2.9)$$

где $(n-1)$ – число степеней свободы.

Результаты расчета дисперсий S^2 , а также квадратного корня из дисперсии S (среднего квадратичного отклонения), представлены в таблице 2.8.

Оценка однородности (отсутствия выбросов) для трёх дисперсий полученных экспериментальных данных на исследуемом уровне изменяемых параметров определяли по критерию Кохрена:

$$G_{расч.} = \frac{S_{max}^2}{\sum_{i=1}^p S_i^2}, \quad (2.10)$$

где S_{max} – наибольшее значение среднего квадратичного отклонения.

Полученные расчетные значения критерия Кохрена $G_{расч.}$ по формуле (2.3) представлены в Таблице 2.8 и не превышают величину табличного значения $G_{табл.}=0,871$ при доверительной вероятности $P=0,95$, числа степеней свободы $f=3-1=2$ и числа $N=4$. Гипотеза об однородности дисперсий подтверждается.

Оценка достоверности полученных результатов осуществляется путём расчёта абсолютной и относительной погрешности полученных опытных данных при уровне надежности 0,95.

Абсолютную погрешность полученных экспериментальных данных рассчитывали по формуле:

$$\Delta A = t_{\alpha} \times S_n, \quad (2.11)$$

где t_{α} - коэффициента Стьюдента. Для уровня надежности 0,95 и числа параллельных опытов $n=3$ принимает значение $t_{\alpha} = 4,7$.

Относительную погрешность определяли по формуле:

$$E_y = \pm \frac{\Delta A}{y} \times 100 \quad (2.12)$$

Расчет значений абсолютной и относительной погрешностей на уровне надежности 0,95 показали, что полученные значения сравнимы с погрешностью измерения (не более 5%), поэтому можно утверждать, что полученные экспериментальные данные достоверны.

Таблица 2.8 - Оценка воспроизводимости однородности и достоверности полученных экспериментальных данных

№ п/п	Условие опыта		Отделилось свободной воды за 15 мин отстаивания, %				S_{15}^2	S_{15}	Расчетный критерий Кохрена $G_{расч.}$	Квадратичная погрешность S_n	Абсолютная погрешность, ±% ΔA	Относительная погрешность, ±% εA	Отделилось свободной воды за 30 мин отстаивания, %				S_{15}	S_{30}	Расчетный критерий Кохрена $G_{дан.}$	Квадратичная погрешность S_n	Абсолютная погрешность, ±% ΔA	Относительная погрешность, ±% εA	
	X_1 , г/г	X_2 , °C	Y_1	Y_2	Y_3	\bar{Y}							Y_1	Y_2	Y_3	\bar{Y}							
Обезвоживание 20%-ной эмульсии лёгкой нефти																							
Обработка стандартным 6-ти лопастным валом																							
1.	5	20	58,2	59,7	60,3	59,4	0,78	0,88	0,367	0,624	2,9	4,9	69,9	67,5	69,0	68,8	0,98	0,99	0,375	0,70	3,29	4,78	
2.	10		68,4	70,1	67,9	68,8	0,89	0,94		0,666	3,1	4,5	84,7	84,4	84,1	84,4	0,06	0,24		0,17	0,81	0,96	
3.	20		78,6	77,5	78,2	78,1	0,21	0,45		0,321	1,5	1,9	93,8	92,6	93,5	93,3	0,26	0,51		0,36	1,69	1,82	
4.	5		30	68,1	69,4	68,8	68,8	0,26		0,51	0,362	1,7	2,5	82,0	81,5	80,4	81,3	0,45		0,67	0,47	2,22	2,73
5.	10			81,6	81,0	81,2	81,3	0,07		0,27	0,189	0,9	1,1	93,9	92,7	94,8	93,8	0,74		0,86	0,61	2,86	3,05
6.	20			93,4	94,5	93,8	93,9	0,21		0,45	0,321	1,5	1,6	99,9	100,0	99,2	99,7	0,13		0,36	0,25	1,18	1,19
Обработка коалесцирующей насадкой «пеноникель»																							
7.	5	30	61,3	61,3	60,4	61,0	0,18	0,42	0,239	0,300	1,4	2,3	70,5	70,1	70,9	70,5	0,11	0,33	0,370	0,23	1,1	1,5	
8.	10		69,8	71,3	70,1	70,4	0,42	0,65		0,458	2,2	3,1	84,8	86,2	86,1	85,7	0,41	0,64		0,45	2,1	2,5	
9.	20		80,7	81,1	80,3	80,7	0,11	0,33		0,231	1,1	1,3	96,0	96,0	95,4	95,8	0,08	0,28		0,20	0,9	1,0	
10.	5	40	73,9	74,3	72,6	73,6	0,53	0,73		0,513	2,4	3,3	81,3	82,2	82,5	82,0	0,26	0,51		0,36	1,7	2,1	
11.	10		86,8	87,7	85,9	86,8	0,54	0,73		0,520	2,4	2,8	96,1	95,8	96,4	96,1	0,06	0,24		0,17	0,8	0,8	
12.	20		94,5	96,2	95,2	95,3	0,49	0,70		0,493	2,3	2,4	99,4	99,6	98,6	99,2	0,19	0,43		0,31	1,4	1,4	
Обработка коалесцирующей насадкой «контейнер» (D6)																							
13.	5	30	62,8	62,0	62,7	62,5	0,13	0,36	0,398	0,252	1,2	1,9	71,8	71,4	72,5	71,9	0,21	0,45	0,506	0,32	1,51	2,1	
14.	10		71,3	72,1	72,3	71,9	0,19	0,43		0,306	1,4	2,0	87,9	87,1	87,5	87,5	0,11	0,33		0,23	1,09	1,2	
15.	20		80,3	81,9	81,7	81,3	0,51	0,71		0,503	2,4	2,9	95,8	97,9	97,0	96,9	0,74	0,86		0,61	2,86	3,0	
16.	5	40	75,1	75,6	74,3	75,0	0,29	0,54		0,379	1,8	2,4	84,0	83,5	83,9	83,8	0,05	0,22		0,15	0,72	0,8	
17.	10		87,6	87,8	87,1	87,5	0,09	0,29		0,208	1,0	1,1	96,2	98,6	95,9	96,9	1,46	1,21		0,85	4,02	4,1	
18.	20		96,7	96,7	97,3	96,9	0,08	0,28		0,200	0,9	1,0	98,6	99,9	99,7	99,4	0,33	0,57		0,40	1,90	1,9	
Обработка коалесцирующей насадкой «контейнер» (кольца Рашига)																							
19.	5	30	62,1	61,1	61,6	61,6	0,17	0,41	0,408	0,289	1,4	2,2	71,8	70,9	71,5	71,4	0,14	0,37	0,615	0,26	1,2	1,7	
20.	10		70,4	72,5	71,6	71,5	0,74	0,86		0,608	2,9	4,0	87,0	87,3	86,4	86,9	0,14	0,37		0,26	1,2	1,4	
21.	20		81,9	81,2	81,1	81,4	0,13	0,36		0,252	1,2	1,5	96,9	95,8	96,2	96,3	0,21	0,45		0,32	1,5	1,6	
22.	5	40	74,3	73,8	74,8	74,3	0,17	0,41		0,289	1,4	1,8	84,2	81,8	83,0	83,0	0,96	0,98		0,69	3,3	3,9	
23.	10		88,0	85,8	87,5	87,1	0,89	0,94		0,666	3,1	3,6	96,4	96,2	96,6	96,4	0,03	0,16		0,12	0,5	0,6	
24.	20		96,2	96,4	95,7	96,1	0,09	0,29		0,208	1,0	1,0	99,2	99,9	99,7	99,6	0,09	0,29		0,21	1,0	1,0	
Обезвоживание 25%-ной эмульсии средней нефти																							
Обработка стандартным 6-ти лопастным валом																							
25.	40	30	60,8	59,5	59,7	60,0	0,33	0,57	0,366	0,404	1,9	3,2	67,5	66,8	68,2	67,5	0,33	0,57	0,645	0,40	1,9	2,8	
26.	60		63,8	64,0	64,2	64,0	0,03	0,16		0,115	0,5	0,8	77,6	77,7	77,2	77,5	0,05	0,22		0,15	0,7	0,9	
27.	80		72,5	72,1	72,9	72,5	0,11	0,33		0,231	1,1	1,5	81,7	83,8	82,0	82,5	0,86	0,93		0,66	3,1	3,7	
28.	100		77,8	76,6	78,1	77,5	0,42	0,65		0,458	2,2	2,8	87,6	87,6	87,3	87,5	0,02	0,14		0,10	0,5	0,5	
29.	40		40	75,6	74,6	74,8	75,0	0,19		0,43	0,306	1,4	1,9	82,5	82,2	82,8	82,5	0,06		0,24	0,17	0,8	1,0

30.	60		75,2	75,2	74,6	75,0	0,08	0,28		0,200	0,9	1,3	85,1	85,1	84,8	85,0	0,02	0,14		0,10	0,5	0,6
31.	80		77,3	77,6	77,6	77,5	0,02	0,14		0,100	0,5	0,6	87,6	87,2	87,7	87,5	0,05	0,22		0,15	0,7	0,8
32.	100		82,5	82,0	83,0	82,5	0,17	0,41		0,289	1,4	1,6	83,1	82,2	82,2	82,5	0,18	0,42		0,30	1,4	1,7
Обработка коалесцирующей насадкой «пеноникель»																						
33.	40	30	65,0	65,7	64,3	65,0	0,33	0,57	0,292	0,404	1,9	2,9	72,4	72,3	72,8	72,5	0,05	0,22	0,346	0,15	0,7	1,0
34.	60		68,1	66,6	67,8	67,5	0,42	0,65		0,458	2,2	3,2	77,9	79,4	78,2	78,5	0,42	0,65		0,46	2,2	2,7
35.	80		75,1	74,6	75,3	75,0	0,09	0,29		0,208	1,0	1,3	86,3	85,0	86,7	86,0	0,53	0,73		0,51	2,4	2,8
36.	100		80,7	79,5	79,8	80,0	0,26	0,51		0,361	1,7	2,1	89,7	89,7	90,6	90,0	0,18	0,42		0,30	1,4	1,6
37.	40	40	77,1	78,0	77,4	77,5	0,14	0,37	0,292	0,265	1,2	1,6	84,8	85,1	85,1	85,0	0,02	0,14	0,346	0,10	0,5	0,6
38.	60		80,6	79,9	79,5	80,0	0,21	0,45		0,321	1,5	1,9	86,3	87,7	87,0	87,0	0,33	0,57		0,40	1,9	2,2
39.	80		79,8	78,8	78,4	79,0	0,35	0,59		0,416	2,0	2,5	87,6	87,1	87,8	87,5	0,09	0,29		0,21	1,0	1,1
40.	100		90,5	91,5	91,3	91,1	0,19	0,43		0,306	1,4	1,6	98,8	98,1	98,0	98,3	0,13	0,36		0,25	1,2	1,2
Обработка коалесцирующей насадкой «контейнер» (D6)																						
41.	40	30	67,3	67,0	68,2	67,5	0,26	0,51	0,291	0,361	1,7	2,5	75,6	74,5	74,9	75,0	0,21	0,45	0,342	0,32	1,5	2,0
42.	60		69,4	70,5	70,1	70	0,21	0,45		0,321	1,5	2,2	79,6	80,5	79,9	80,0	0,14	0,37		0,26	1,2	1,6
43.	80		78,5	78,1	78,9	78,5	0,11	0,33		0,231	1,1	1,4	87,4	86,0	87,6	87,0	0,51	0,71		0,50	2,4	2,7
44.	100		83,0	81,9	82,6	82,5	0,21	0,45		0,321	1,5	1,8	92,8	92,9	91,8	92,5	0,25	0,50		0,35	1,7	1,8
45.	40	40	79,1	80,5	80,4	80	0,41	0,64	0,291	0,451	2,1	2,6	88,0	87,1	87,4	87,5	0,14	0,37	0,342	0,26	1,2	1,4
46.	60		83,3	81,6	82,6	82,5	0,49	0,70		0,493	2,3	2,8	90,0	89,4	90,6	90,0	0,24	0,49		0,35	1,6	1,8
47.	80		83,2	80,8	82,0	82	0,96	0,98		0,693	3,3	4,0	90,8	88,9	90,3	90,0	0,65	0,80		0,57	2,7	3,0
48.	100		80,6	80,0	81,5	80,7	0,38	0,62		0,436	2,0	2,5	94,3	93,7	94,9	94,3	0,24	0,49		0,35	1,6	1,7
Обработка коалесцирующей насадкой «контейнер» (кольца Рашига)																						
49.	40	30	66,4	66,8	67,2	66,8	0,11	0,33	0,407	0,231	1,1	1,6	74,5	74,2	73,6	74,1	0,14	0,37	0,387	0,26	1,2	1,7
50.	60		70,3	68,9	68,4	69,2	0,65	0,80		0,569	2,7	3,9	80,4	79,1	79,0	79,5	0,41	0,64		0,45	2,1	2,7
51.	80		77,5	77,9	78,0	77,8	0,05	0,22		0,153	0,7	0,9	86,5	87,7	87,1	87,1	0,24	0,49		0,35	1,6	1,9
52.	100		81,8	81,3	82,3	81,8	0,17	0,41		0,289	1,4	1,7	93,1	91,0	92,5	92,2	0,78	0,88		0,62	2,9	3,2
53.	40	40	80,0	78,7	78,9	79,2	0,33	0,57	0,407	0,404	1,9	2,4	87,3	86,7	87,9	87,3	0,24	0,49	0,387	0,35	1,6	1,9
54.	60		80,7	83,0	82,0	81,9	0,89	0,94		0,666	3,1	3,8	90,1	89,0	89,7	89,6	0,21	0,45		0,32	1,5	1,7
55.	80		82,1	81,3	82,6	82,0	0,29	0,54		0,379	1,8	2,2	90,6	89,6	89,2	89,8	0,35	0,59		0,42	2,0	2,2
56.	100		93,2	92,1	92,5	92,6	0,21	0,45		0,321	1,5	1,6	98,5	98,9	99,0	98,8	0,05	0,22		0,15	0,7	0,7
Обезвоживание 50%-ной эмульсии тяжелой нефти																						
Обработка стандартным 6-ти лопастным валом																						
57.	100	40	47,0	45,8	46,1	46,3	0,26	0,51	0,473	0,361	1,7	3,7	66,0	67,3	65,5	66,3	0,54	0,74	0,408	0,52	2,4	3,7
58.	120		60,1	59,5	60,4	60,0	0,14	0,37		0,265	1,2	2,1	76,4	76,6	75,8	76,3	0,11	0,32		0,23	1,1	1,4
59.	150		64,3	65,6	65,1	65,0	0,29	0,54		0,379	1,8	2,7	81,3	81,9	80,6	81,3	0,26	0,51		0,36	1,7	2,1
60.	170		71,3	72,4	70,2	71,3	0,81	0,90		0,635	3,0	4,2	84,6	85,2	85,2	85,0	0,08	0,28		0,20	0,9	1,1
61.	100	50	71,9	70,9	71,1	71,3	0,19	0,43	0,473	0,306	1,4	2,0	89,2	88,1	89,0	88,8	0,25	0,50	0,408	0,35	1,7	1,9
62.	120		82,7	82,3	82,5	82,5	0,03	0,16		0,115	0,5	0,7	91,4	90,1	92,3	91,3	0,86	0,92		0,65	3,1	3,4
63.	150		88,4	90,1	87,9	88,8	0,89	0,94		0,666	3,1	3,5	94,7	95,4	94,9	95,0	0,09	0,29		0,21	1,0	1,0
64.	170		91,0	91,5	91,4	91,3	0,05	0,22		0,153	0,7	0,8	96,3	95,9	95,8	96,0	0,05	0,22		0,15	0,7	0,7
Обработка коалесцирующей насадкой «пеноникель»																						
65.	100	40	53,9	53,3	54,2	53,8	0,14	0,37	0,378	0,265	1,2	2,3	70,8	69,0	70,2	70,0	0,56	0,75	0,350	0,53	2,5	3,6

66.	120		64,2	65,7	65,1	65,0	0,38	0,62		0,436	2,0	3,2	80,7	81,9	81,3	81,3	0,24	0,49		0,35	1,6	2,0
67.	150		73,8	74,2	73,4	73,8	0,11	0,33		0,231	1,1	1,5	85,0	84,6	85,4	85,0	0,11	0,33		0,23	1,1	1,3
68.	170		79,6	80,6	79,8	80,0	0,19	0,43		0,306	1,4	1,8	88,4	88,7	89,3	88,8	0,14	0,37		0,26	1,2	1,4
69.	100	50	76,5	76,2	76,2	76,3	0,02	0,14		0,100	0,5	0,6	90,3	91,7	91,9	91,3	0,51	0,71		0,50	2,4	2,6
70.	120		85,3	86,7	86,9	86,3	0,51	0,71		0,503	2,4	2,7	92,7	93,2	93,1	93,0	0,05	0,22		0,15	0,7	0,8
71.	150		89,4	90,1	90,5	90,0	0,21	0,45		0,321	1,5	1,7	92,5	92,3	92,7	92,5	0,03	0,16		0,12	0,5	0,6
72.	170		93,9	93,5	94,0	93,8	0,05	0,22		0,153	0,7	0,8	97,4	95,3	96,2	96,3	0,74	0,86		0,61	2,9	3,0
Обработка коалесцирующей насадкой «контейнер» (D6)																						
73.	100	40	57,8	57,9	56,8	57,5	0,25	0,50	0,351	0,351	1,7	2,9	74,6	73,1	73,7	73,8	0,38	0,62	0,320	0,44	2,0	2,8
74.	120		71,3	71,0	71,6	71,3	0,06	0,24		0,173	0,8	1,1	86,2	86,4	86,3	86,3	0,01	0,08		0,06	0,3	0,3
75.	150		79,7	77,8	78,9	78,8	0,61	0,78		0,551	2,6	3,3	89,7	89,7	90,6	90,0	0,18	0,42		0,30	1,4	1,6
76.	170		80,4	82,5	81,0	81,3	0,78	0,88		0,624	2,9	3,6	91,9	93,3	92,3	92,5	0,35	0,59		0,42	2,0	2,1
77.	100	50	82,5	82,9	82,1	82,5	0,11	0,33	0,231	1,1	1,3	92,5	92,3	92,7	92,5	0,03	0,16	0,12	0,5	0,6		
78.	120		88,4	86,9	87,2	87,5	0,42	0,65	0,458	2,2	2,5	94,2	94,1	93,1	93,8	0,25	0,50	0,35	1,7	1,8		
79.	150		92,0	93,2	92,3	92,5	0,26	0,51	0,361	1,7	1,8	96,4	96,4	96,1	96,3	0,02	0,14	0,10	0,5	0,5		
80.	170		95,9	94,0	95,1	95,0	0,61	0,78	0,551	2,6	2,7	97,0	98,4	97,1	97,5	0,41	0,64	0,45	2,1	2,2		
Обработка коалесцирующей насадкой «контейнер» (кольца Рашига)																						
81.	100	40	55,0	54,5	56,1	55,2	0,45	0,67	0,528	0,473	2,2	4,0	74,0	73,3	73,2	73,5	0,13	0,36	0,307	0,25	1,2	1,6
82.	120		68,6	67,9	68,1	68,2	0,09	0,29		0,208	1,0	1,4	85,2	84,5	85,9	85,2	0,33	0,57		0,40	1,9	2,2
83.	150		75,6	76,2	75,0	75,6	0,24	0,49		0,346	1,6	2,2	89,6	90,2	89,0	89,6	0,24	0,49		0,35	1,6	1,8
84.	170		81,3	79,8	80,7	80,6	0,38	0,62		0,436	2,0	2,5	92,4	91,9	92,0	92,1	0,05	0,22		0,15	0,7	0,8
85.	100	50	79,5	80,2	79,1	79,6	0,21	0,45	0,321	1,5	1,9	92,8	91,1	92,4	92,1	0,53	0,73	0,51	2,4	2,6		
86.	120		88,4	85,4	87,2	87,0	1,52	1,23	0,872	4,1	4,7	92,8	94,0	94,6	93,8	0,56	0,75	0,53	2,5	2,7		
87.	150		92,2	91,6	92,5	92,1	0,14	0,37	0,265	1,2	1,4	95,7	96,4	96,5	96,2	0,13	0,36	0,25	1,2	1,2		
88.	170		94,5	94,5	94,8	94,6	0,02	0,14	0,100	0,5	0,5	97,1	97,4	96,5	97,0	0,14	0,37	0,26	1,2	1,3		

Выводы по главе

1. Предложены усредненные коэффициенты по величине остаточного содержания воды в нефти после дополнительной обработки коалесцирующим элементом и 1 часа отстаивания до остаточной обводненности $W=0,5\%$: $K_w=0,1$, $K_w=0,4$ и $K_w=0,7$ для лёгкой (№1), средней (№2) и тяжёлой (№3) нефтей соответственно. Для расчета величины остаточного содержания воды в нефти после обработки коалесцирующими элементами с учётом коэффициентов предложена формула (2.6).

2. Предложены усредненные коэффициенты по времени отстаивания эмульсии для предварительного обезвоживания эмульсии ($W=10\%$, $W=5\%$) и глубокого ($W=1\%$) после дополнительной обработки коалесцирующим элементом и 1 часа отстаивания: $K_t=0,1;0,2;0,2$, $K_t=0,1;0,2;0,2$ и $K_t=0,1;0,2;0,1$ для лёгкой, средней и тяжёлой нефтей соответственно. Для расчета времени обезвоживания эмульсии до требуемой величины остаточного содержания воды после обработки коалесцирующими элементами предложена формула (2.7).

3. Предложенные усредненные коэффициенты и расчетные формулы могут быть использованы 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.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА СПОСОБА РАСЧЕТА БЛОКА КОАЛЕСЦИРУЮЩИХ ПЛАСТИН В АППАРАТАХ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

3.1 Расчет коалесцирующих элементов в аппаратах подготовки нефти

Одной из актуальных задач в области технологии подготовки нефти с применением коалесцирующих элементов является разработка методики расчета блоков данных элементов, устанавливаемых в новые аппараты подготовки нефти и уже действующие для повышения эффективности процесса разделения эмульсий на поздних стадиях разработки.

Математическое описание процесса гравитационного отстаивания эмульсии в аппаратах без внутренних интенсифицирующих устройства основывается на известном законе Стокса, а именно описании движении частицы сферической формы в объеме вязкой жидкости [6]:

$$V = \frac{2}{9} \frac{gr^2(\rho_1 - \rho_2)}{\mu}, \quad (3.1)$$

где V – установившаяся скорость капли воды в объеме эмульсии, м/с, g – ускорение свободного падения, м²/с, r – радиус капли воды, м, $\rho_1 - \rho_2$ – разность относительных плотностей, кг/м³, μ – вязкость среды, Па*с.

Согласно закону, зная средний размер капель воды в объеме эмульсии, можно оценить их среднюю скорость осаждения и тем самым определить минимальное время нахождения эмульсии в аппарате для достижения требуемой обводненности на выходе с аппарата. Следует отметить, что закон справедлив для случаев когда: 1) характер движения потока эмульсии ламинарный без значительных турбулентных пульсаций ($Re < 1$); 2) капли правильной сферической формы размером 1...10 мкм.

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.

На рис.3.1 приведена принципиальная схема расположения блока пластинчатых коалесцирующих пластин, расположенных под углом 45° и расположенные друг от друга на расстоянии $1...5$ см [94]. Капли воды в объеме эмульсии при прохождении блока пластин сталкиваются с коалесцирующим гидрофильным материалом и образуют пленку, которая по мере своего движения вниз по наклонной поверхности направляется в нижнюю часть аппарата и далее отводится через штуцер (рис.3.2). Обезвоженная нефть пройдя через переливную перегородку и секцию накопления также отводится из аппарата.

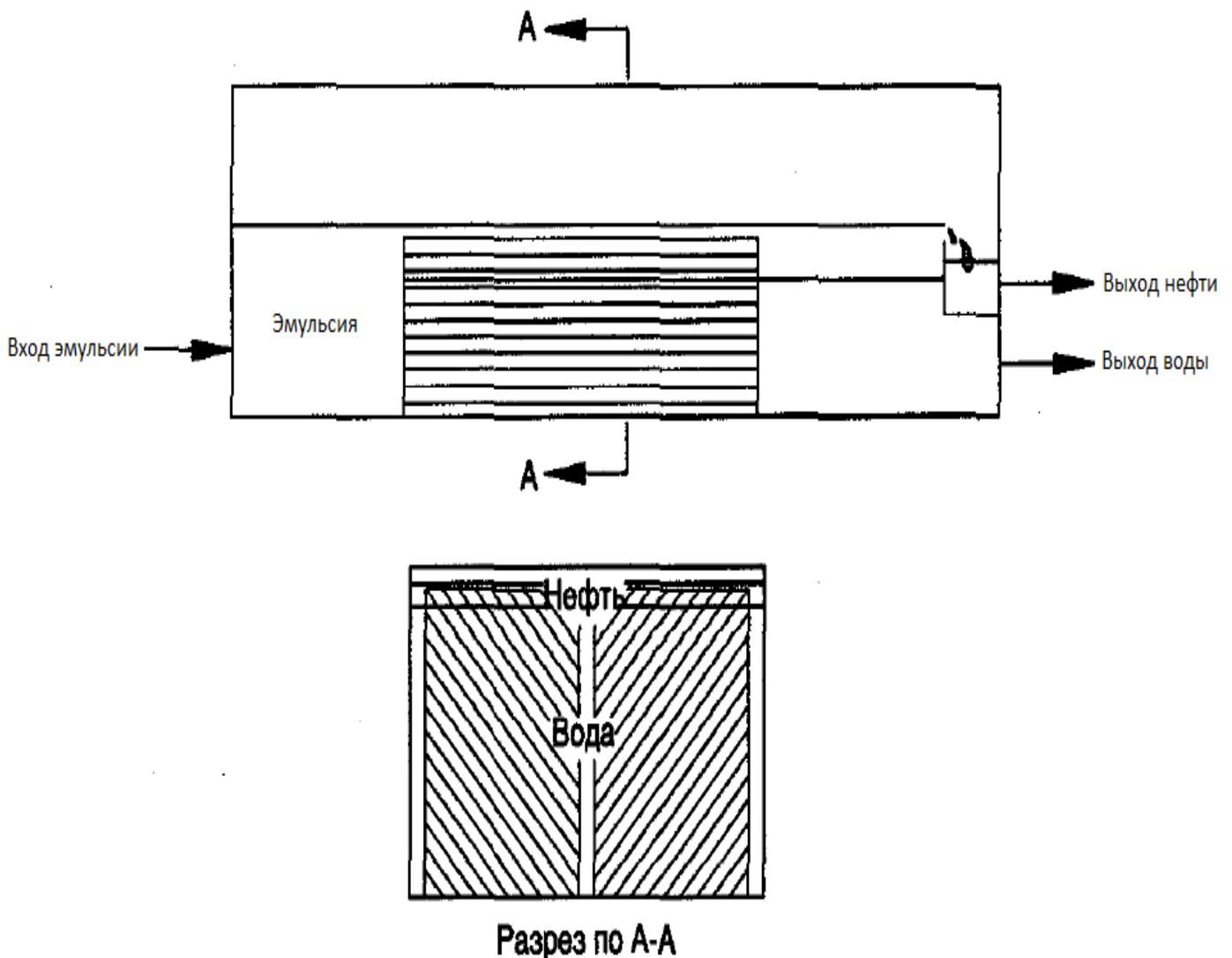


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема расположения блока коалесцирующих пластин в аппарате подготовки нефти

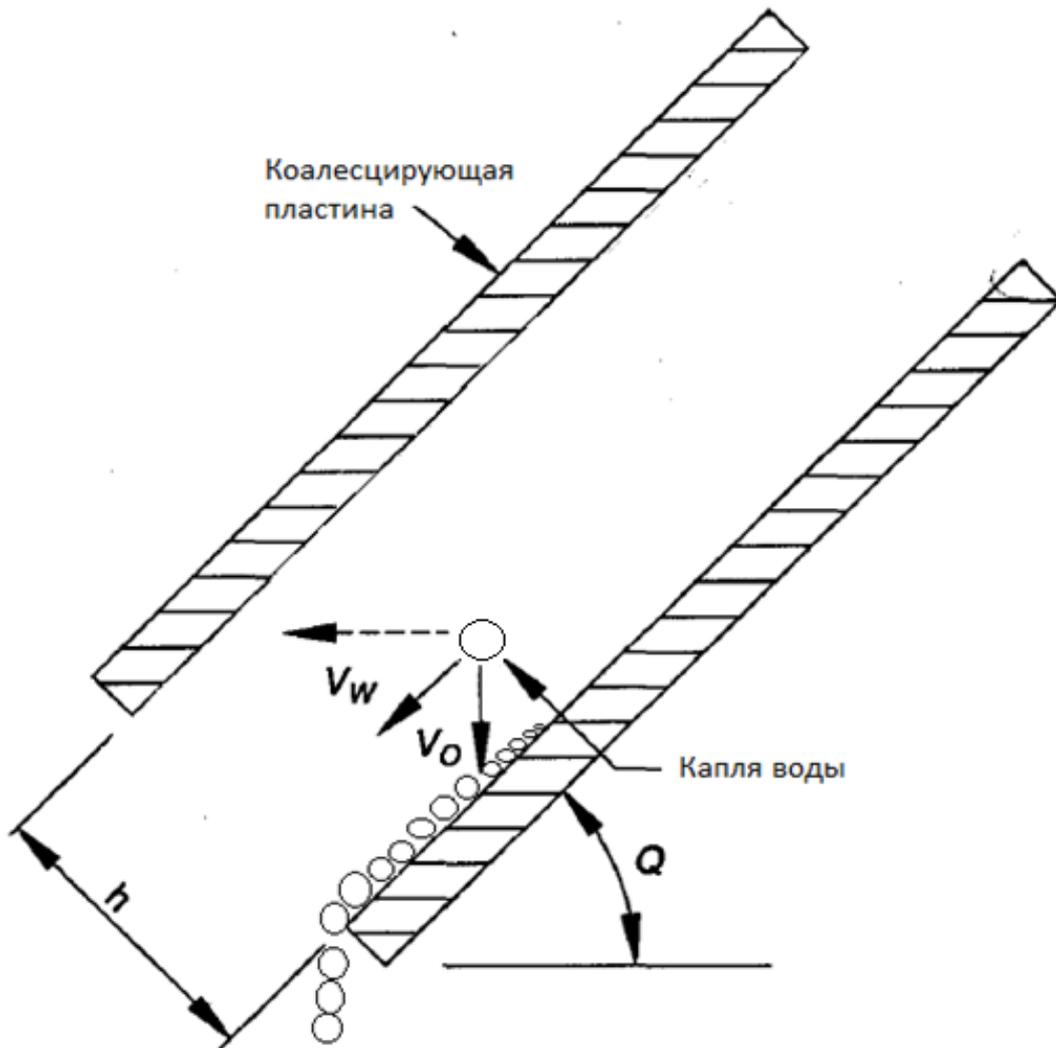


Рисунок 3.2 – Схема укрупнения капель воды в объёме эмульсии на поверхности коалесцирующего элемента

Математическое описание процесса коалесценции капли воды в объёме нефти сводится к описанию процесса их укрупнения на поверхности коалесцирующего элемента и последующему осаждению в соответствии с законом Стокса. Решив уравнение для вертикального перемещения капли вдоль пластины, можно определить диаметр капли, скорость её перемещения и соответственно время её осаждения.

Рассмотрим типовую схему блока коалесцирующих пластинчатых пластин, установленных под углом 45° – рисунок 3.3. Блок коалесцирующих элементов характеризуется следующими размерами: ширина m_k , м; высота $H_{к,м}$; длина (толщина), L_k , м; расстояние между пластинами, $h_{вкц}$, м; угол наклона пластин, θ , град.

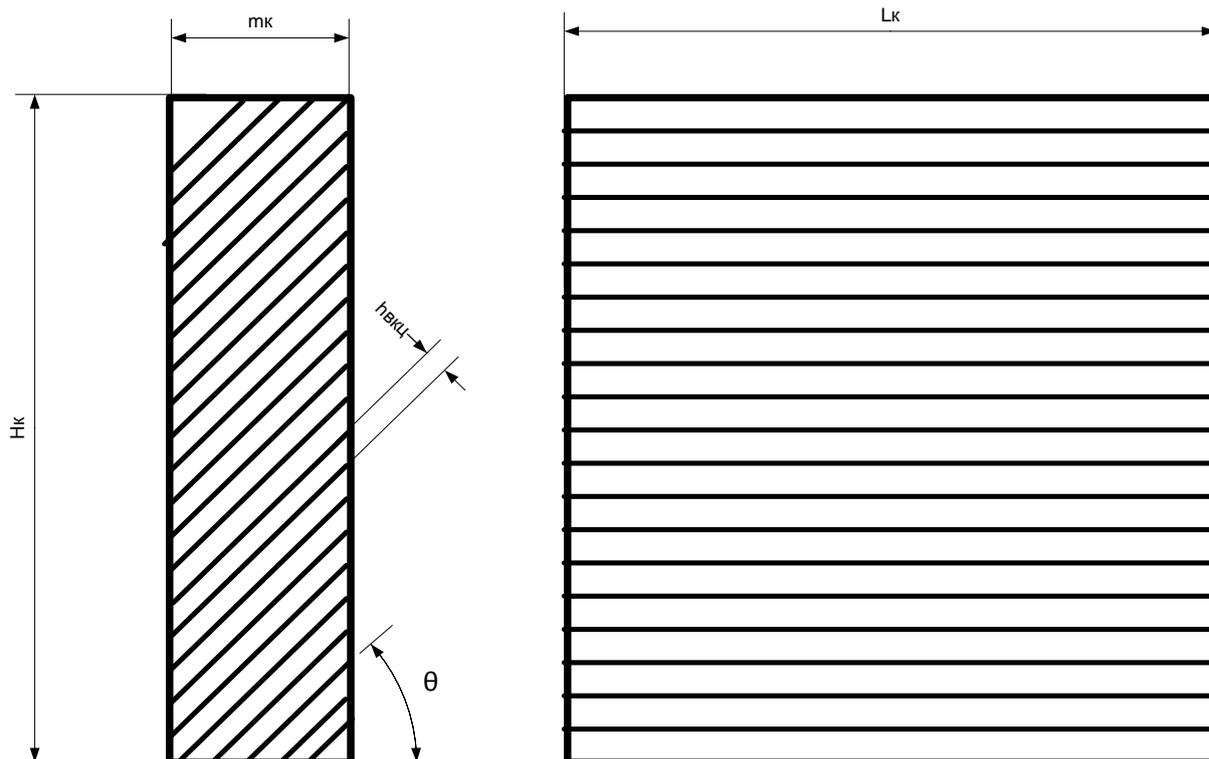


Рисунок 3.3 - Расчетная схема блока коалесцирующих пластин

Примем, что время нахождения эмульсии в аппарате с блоком коалесцирующих пластин для достижения требуемой остаточной обводненности равно времени укрупнению на поверхности пластин и их последующего осаждения капель воды в объёме эмульсии, т.е.:

$$t_w = t_k, \quad (3.2)$$

где t_w – время нахождения эмульсии в аппарате для достижения требуемой остаточной обводненности, с, t_k – время укрупнения капли воды на поверхности коалесцирующей пластины (время коалесценции), с.

Время укрупнения и осаждения капли воды в объёме эмульсии в нашем случае можно определить, как отношение длины блока пластинчатых коалесцеров к скорости эмульсии в аппарате:

$$t_k = \frac{L_k}{V_{эм}}, \quad (3.3)$$

где L_k – длина блока коалесцирующих пластин, м, $V_{эм}$ – скорость эмульсии в аппарате, м/с.

Учитывая, что капли воды начинают укрупняться уже по мере своего движения по поверхности элементов, будем использовать понятие эффективной длины блока $L_{к.эф.}$, т.е. участка на котором капли после контакта с пластиной начинается процесс их укрупнения и осаждения. Таким образом, формула имеет вид:

$$t_{к} = \frac{L_{к.эф.}}{V_{эм}}, \quad (3.4)$$

Как показывает промышленный опыт в большинстве случаев для аппаратов подготовки нефти величина эффективной длиной блока составляет $\sim 70\%$ фактической длины блока пластин [94], т.е. $L_{к.эф.} = 0,7L_{к.}$

Примем линейную скорость потока эмульсии в блоке пластин как отношение расхода эмульсии в аппарате к площади сечения блока, т.е.:

$$V_{эм} = \frac{Q_{эм.}}{3600 \cdot F_{кц}}, \quad (3.5)$$

где $Q_{эм.}$ – расход эмульсии в аппарате, m^3/c , $F_{кц}$ – площадь поперечного сечения блока коалесцирующих пластин, m^2 .

Т.к. коалесцирующие пластины установлены в аппарате таким образом, что не перекрывают сечение аппарата и поток эмульсии полностью, то примем в расчетах величину 10% поперечного сечения, а именно:

$$F_{к} = 0,9 \cdot H_{к} \cdot m_{к}, \quad (3.6)$$

где $H_{к}$ – высота блока коалесцирующих пластин, м, $m_{к}$ – ширина блока коалесцирующих пластин, м.

Подставляя линейную скорость эмульсии в блоке коалесцирующих пластин в формулу времени осаждения капель воды в объёме эмульсии, получаем:

$$t_{к} = \frac{(0,7) \cdot L_{к} \cdot (0,9) \cdot H_{к} \cdot m_{к} \cdot (3600)}{Q_{эм.}}, \quad (3.7)$$

Время укрупнения капли воды на поверхности пластины можно определить через вертикальную скорость движения вдоль пластины, а именно:

$$t_w = \frac{H_k}{1000 \cos \theta} \cdot \frac{1}{v_{кв}}, \quad (3.8)$$

где скорость осаждения капли воды в объёме нефти можно определить по закону Стокса.

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:

$$V_k = F_k \cdot L_k = \frac{8,09 \cdot 10^{-4} Q_{эм} \cdot \mu_n \cdot h_{вкц}}{\cos \theta \cdot (\rho_n) \cdot d_{кв}^2}, \quad (3.9)$$

где V_k – объём блока коалесцирующих пластин, m^3 , F_k – площадь сечения блока коалесцирующих пластин, m^2 , L_k – длина блока коалесцирующих пластин, m , $Q_{эм}$ – производительность по эмульсии, $m^3/ч$, $h_{вкц}$ – расстояние между пластинами, m , μ_n – динамическая вязкость нефти в рабочих условиях, $Pa \cdot c$, $\cos \theta$ – косинус угла наклона пластин ($\theta = 45$), 0 , ρ_n – плотность нефти в рабочих условиях, $кг/м^3$, ρ_v – плотность воды в рабочих условиях, $кг/м^3$, $d_{кв}$ – диаметр капли воды, оседающий в объёме нефти, m .

Полученное уравнение справедливо для случаев, когда $Re < 1$, 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.

Выводы по главе

1. Предложена зависимость определения геометрических размеров блока пластинчатых коалесцирующих для обеспечения требуемой остаточной обводненности эмульсии на выходе аппарата подготовки нефти (3.9).

ГЛАВА 4. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В АППАРАТАХ С ПРЯМЫМ ПОДОГРЕВОМ И КОАЛЕСЦИРУЮЩИМИ ЭЛЕМЕНТАМИ

4.1 Проблемы подготовки нефти в трехфазных аппаратах с прямым подогревом и коалесцирующими элементами

В современной промышленной практике подготовки нефти для обезвоживания скважинной продукции достаточно широкое распространение получили комбинированные аппараты - нефтеводогазоразделители с прямым подогревом, совмещающие в себе процессы нагрева и отстоя эмульсии. В данных аппаратах подогрев осуществляется за счет передачи тепла водонефтяной эмульсии от высокотемпературного продукта сгорания топливного газа через разделяющую их стенку жаровой трубы.

Практикой эксплуатации данных аппаратов на месторождениях РФ определен ряд требований, связанных со спецификой нагрева и отстаивания эмульсий в аппаратах данного типа. В то же время, в виду различия нефтей разных месторождений по составу и физико-химическим свойствам, практически невозможно сформулировать единые требования к технологическим параметрам и режимам работы аппаратов. Учитывая вышеуказанные различия свойств поступающих в аппарат эмульсий, а также разность температур отдающего и принимающего теплоносителя, одним из основных требований к эксплуатации аппаратов с прямым подогревом и коалесцирующими элементами является ограничение максимальной температуры нагрева теплопередающей поверхности (тепловой мощности жаровой трубы), при которой начинается процесс интенсивного коксования нефти и отложения сплошной твердой фаз на поверхности жаровой трубы с последующим локальным прогоранием. Опытным путём установлено, что процесс интенсивного образования твердых отложений начинается при температурах 250...300 °С и скорость роста отложений составляет около 1 мкм в час. В то же время, для лёгких нефтей эта температура несколько выше [95].

Образование твердой фазы на поверхности жаровых труб также возможно в случае их работы в свободной воде, когда в результате «выпадения» из минерализованной пластовой воды карбонатных включений на стенках труб формируется сплошной твердый налёт солеотложений (Рис.4.1), показатели теплопроводности которого, могут значительно отличаться от аналогичных характеристик стали. Так, образование твердого налета на трубах снижает коэффициент теплопередачи на 10...15% и больше [95], что уменьшает тепловую мощность аппарата и, тем самым, снижает эффективность процесса разделения водонефтяной эмульсии. Работа жаровой трубы «ниже уровня раздела фаз» сопровождается значительными тепловыми потерями тепла на нагрев воды, в то время как процесс подогрева «связанной» водонефтяной эмульсии не требует высокой температуры (тепловой мощности), что выражается в потреблении меньшего количества топливного газа. Более того, в случае работы жаровой трубы в свободной воде значительно увеличивается скорость коррозии, что сокращается срок её эксплуатации. Это приводит к снижению эффективности работы нефтегазоводоразделителя в целом и сокращению сроков его межремонтного периода (очистки).

Отложение твердой фазы на поверхности труб также зависит и от ряда других факторов, таких как шероховатость материала труб, состав нефти, скорость и режим движения эмульсии в аппарате.



Рисунок - 4.1 Карбонатные отложения на жаровой трубе аппарата с прямым подогревом

Решением вышеуказанных проблем в работе аппаратов должно быть разработана такая конструкция аппарата и определение его режимных характеристик (в том числе с учетом возрастающей обводненности поступающей продукции скважин), при которых будут исключаться процессы коксообразования и солеотложения на жаровых трубах. Регулирование температуры нагрева (температуры жаровой трубы) в интервале 200...250 °С, а именно исключение режимов работы, при которых происходит интенсивное коксообразование, технически проблематично, так как начальная температура продуктов сгорания топливного газа составляет до 1800 °С и возможно только за счет снижения этого показателя, например, путём рециркуляции дымовых газов [96]. В то же время разработка усовершенствованной конструкции аппарата, в котором будут исключены «потенциально нежелательные» режимы контакта жаровых труб с минерализованной пластовой водой в условиях обеспечения требуемой тепловой мощности для процесса нагрева, последующего отстаивания эмульсии и, соответственно, сведены к минимуму тепловые потери на нагреве свободной воды является перспективным направлением, требующего дальнейшего исследования.

4.2 Совершенствование технологии подготовки нефти в аппаратах с прямым подогревом и коалесцирующими элементами

Совершенствование технологии подготовки нефти в аппаратах с прямым подогревом и коалесцирующими элементами сводится к решению двух задач: 1 – разработка адаптивной системы нагревательных элементов (жаровых труб), учитывающую величину обводненности поступающей эмульсии (уровень раздела фаз «нефть/вода»); 2 – разработка оперативной системы контроля тепловой мощности нагревательных элементов, требуемой для подогрева эмульсии, поступающей в аппарат с учетом её обводненности.

В известной конструкции аппарата подогрев эмульсии, поступающей в аппарат, осуществляется посредством 2-х U-образных жаровых труб с вертикально ориентированными друг относительно друга ветвями (рис.4.2).

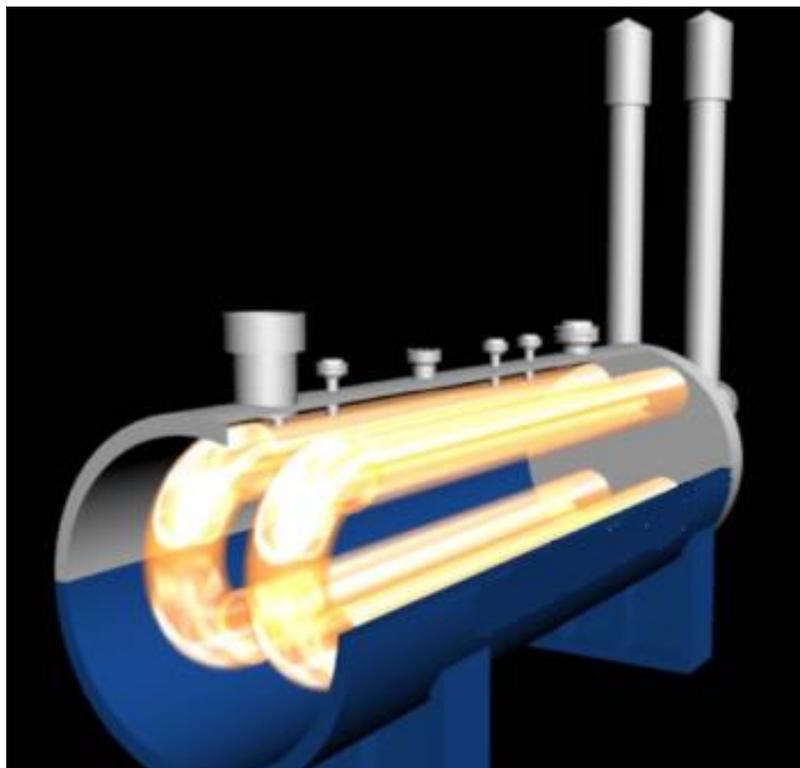


Рисунок 4.2 - Система 2-х U-образных жаровых труб с вертикально ориентированными друг относительно друга ветвями

Недостатком аппарата является то, что вертикально ориентированные относительно друг друга ветви жаровых труб занимают значительный объем аппарата, в результате чего при увеличении обводненности входящей продукции нагреву подвергается не только нефтегазоводяная смесь, находящаяся выше уровня раздела фаз «нефть/вода», но и свободная вода, нагрев которой не желателен. При высокой обводненности поступающей эмульсии возможна работа жаровой трубы в свободной минерализованной пластовой воде.

Предлагаемая усовершенствованная конструкция нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом (рис.4.3) содержит секцию нагрева и секцию отстоя, разделенные друг от друга поперечной перегородкой 5. Конструкция обеспечивает беспрепятственное передвижение свободной воды из одной секции в другую вдоль нижней образующей нефтегазоводоразделителя, свободное передвижение газа вдоль верхней образующей аппарата и переливание нефти с эмульгированной водой через верхний край. В секции нагрева подогрев эмульсии осуществляется посредством расположенных друг над другом двух U-образных жаровых труб с горизонтально ориентированными друг относительно друга ветвями. При этом, по

меньшей мере, первая (нижняя) жаровая труба выполнена с возможностью отключения её нагрева в процессе работы нефтегазоводоразделителя.

Секция отстоя оснащена блоком коалесцирующих элементов 6. В качестве коалесцирующего элемента используется материал с хорошо выраженными гидрофильными свойствами и низким гидравлическим сопротивлением.

Отделение свободного газа и свободной воды от нефтегазоводяной смеси и нагрев водонефтяной эмульсии выполняют в секции нагрева, а процесс обезвоживания (отделение от нефти растворенного газа и эмульгированной воды) водонефтяной эмульсии происходит в секции отстоя. При прохождении водонефтяной эмульсии через блок коалесценции 6 происходит столкновение эмульсии с коалесцирующими пластинами и накопление отдельных капелек воды на их поверхности. По мере укрупнения капель воды под действием разности плотностей нефти и воды происходит их осаждение в поток свободной воды с последующим уносом через патрубок отвода пластовой воды. Отбор отсепарированного газа выполняют через расположенный в верхней части аппарата. патрубок отвода газа 9, а отбор нефти - через патрубок отвода нефти в сборнике нефти 7.

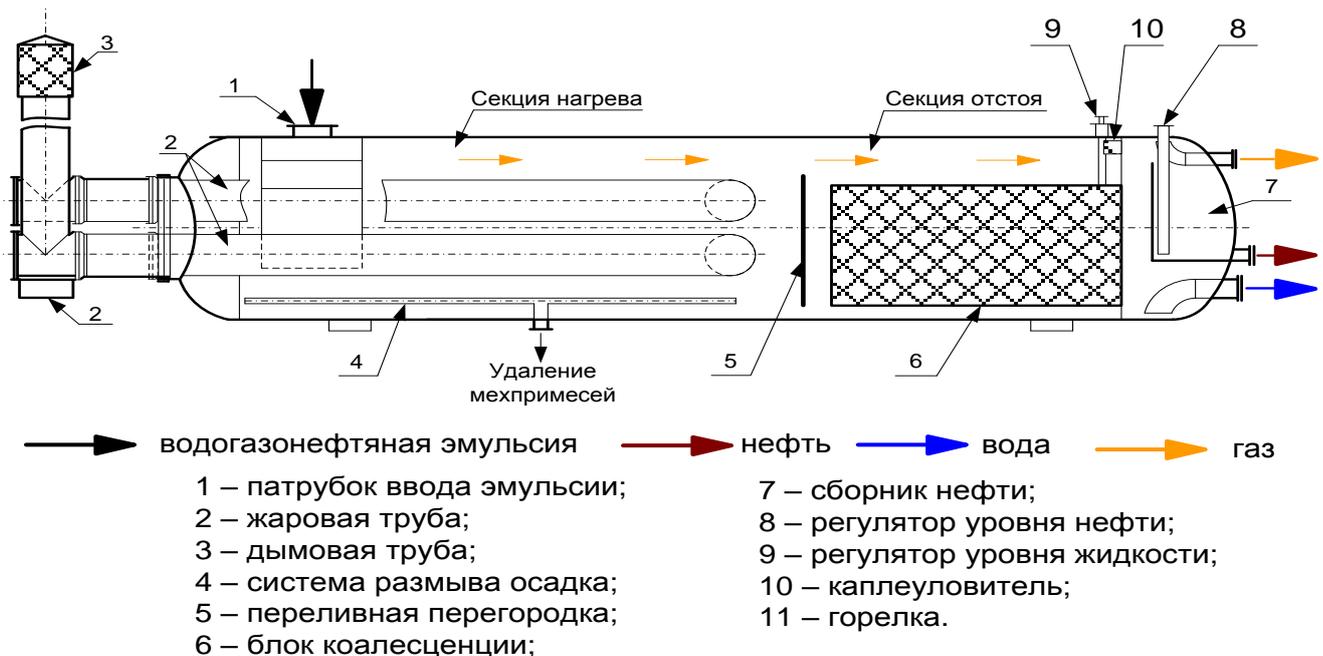


Рисунок 4.3 - Принципиальная схема усовершенствованной конструкции нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом и коалесцирующими элементами

Предлагаемая усовершенствованная конструкция нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом позволяет решить поставленные задачи 1 и 2. По своим геометрическим размерам, внутренней начинке (перегородки, блока коалесцирующих элементов, фланцев и отводов) полностью соответствует серийным аппаратам отечественного производства. Отличием является конструкция жаровых труб, позволяющая более эффективно использовать тепловую мощность нагревательных элементов, исключая нежелательные режимы работы в свободной минерализованной пластовой воде. Поэтому технологический расчет (определение основных рабочих характеристик) предлагаемой конструкции нефтегазоводоразделителя сводится к поверочному тепловому расчету.

4.3 Технологический расчет усовершенствованной технологии подготовки нефти в аппаратах с прямым подогревом и коалесцирующими элементами

Исходные данные для расчета

Исходными данными для расчета являются паспортные технические характеристики нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом НГВРП-1,0-115-ПС отечественного производства и представлены в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Техническая характеристика нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом и коалесцирующими элементами

№ п/п	Показатели	Ед. измерения	Значение
1.	Производительность по водонефтяной эмульсии, не более	т/сут	10000
2.	Производительность по нефти	т/сут	1000...3000
3.	Производительность по воде	т/сут	7000...9000
4.	Производительность по газу	нм ³ /сут	50400...150000
5.	Расчетная обводненность нефтяной эмульсии на входе в аппарат	%	20...90
6.	Обводненность нефти на выходе из аппарата, не более	%	5...10
7.	Давление	рабочее	0,3...0,8
		расчетное	1,0
		топливного газа	0,2...0,6

Продолжение таблицы 4.1

№ п/п	Показатели		Ед. измерения	Значение
8.	Температура	рабочая среды	в корпусе	45
			в подогревателе	400
	расчетная стенки	в корпусе	100	
		в подогревателе	400	
9.	Среда	в корпусе	нефть, пластовая вода (растворенный газ в эмульсии в тепловом расчете не учитывается)	
		в подогревателе	продукты сгорания попутного газа	
10.	Внутренний объем (с учетом жаровых труб)		м ³	110 (100)
11.	Рабочий уровень «газ/эмульсия» (рекомендуемый, выше верхней образующей верхней жаровой трубы)		м	2,8
12.	Рабочий уровень «эмульсия/свободная вода» (рекомендуемый, ниже нижней образующей жаровой трубы)		м	0,8
13.	Площадь поверхности нагрева жаровой трубы (одной)		м ²	33
14.	Диаметр жаровой трубы		м	0,72
15.	Длина жаровой трубы		м	14,5
16.	Высота дымовой трубы		м	6,7
17.	Расход топливного газа на одну горелку		нм ³ /сут	3600
18.	Давление топливного газа		МПа	0,2...0,6
19.	Тепловая мощность газовой горелки (без учета КПД, при низшей теплотворной способности 36 МДж/м ³)		МВт (Гкал)	1,5 (1,3)
20.	Теплоемкость безводной нефти		ккал/(кг*°C)	0,5
21.	Теплоемкость воды		ккал/(кг*°C)	1,0
22.	Перепад температуры нагреваемого потока (эмульсии) на входе и выходе аппарата		°C	50
23.	Устойчивость эмульсии, поступающей в аппарат (в зависимости от её физико-химических и эмульсионных свойств)		%	10...70
24.	Расчетный срок службы аппарата		лет	20

Тепловой баланс и тепловая мощность аппарата

В соответствии с тепловым балансом процесса нагрева эмульсии в аппарате при наличии тепловых потерь соблюдается равенство подводимого количества тепла Q_1 от сгораемого топливного газа и воспринимаемого потоком водонефтяной эмульсии количества тепла Q_2 [79, 97]:

$$Q_2 = \eta Q_1, \quad (4.1)$$

где η - коэффициент использования тепла (обычно $\eta = 0,95$).

Величины Q_1 и Q_2 определяются по следующим выражениям:

$$Q_1 = m_1 C_1 (T_2 - T_1), \quad (4.2)$$

$$Q_2 = m_2 C_2 (T_2' - T_1'), \quad (4.3)$$

где m_1 и m_2 – соответственно масса охлаждаемого (сгораемого топливного газа) и нагреваемого (эмульсии) потоков; C_1 и C_2 – теплоемкость охлаждаемого и нагреваемого потоков, ккал/(кг*°C); T_1 и T_2 – температура охлаждаемого потока соответственно до и после процесса теплообмена, °C; T_1' и T_2' – температура нагреваемого потока соответственно до и после процесса теплообмена, °C.

Учитывая, что в аппарат поступает поток, состоящий из нескольких компонентов с различными тепловыми свойствами (водонефтяная эмульсия), то уравнение воспринимаемого потоком эмульсии количества тепла Q_2 принимает вид:

$$Q_2 = m_{21} C_{21} (T_2' - T_1') + m_{22} C_{22} (T_2' - T_1'), \quad (4.4)$$

где m_{21} и m_{22} – соответственно количество нагреваемого потока нефти и воды соответственно; C_{21} и C_{22} – теплоемкость нефти и воды соответственно, ккал/(кг*°C); T_1' и T_2' – температура нагреваемого потока соответственно до и после процесса теплообмена, °C.

Подставляя (4.2) и (4.4) в (4.1), уравнение теплового баланса процесса нагрева водонефтяной эмульсии в аппарате принимает вид:

$$m_1 C_1 (T_2 - T_1) = \eta (m_{21} C_{21} (T_2' - T_1') + m_{22} C_{22} (T_2' - T_1')), \quad (4.5)$$

Тепловую мощность аппарата в [Вт, ккал] можно определить по известной формуле [98, 99]:

$$N = \frac{Q}{C(T_2 - T_1)}, \quad (4.6)$$

где Q – расход нагреваемого потока (эмульсии), кг; C – теплоемкость нагреваемого потока (эмульсии), ккал/(кг*°C); T_1 и T_2 – температура нагреваемого потока до и после процесса теплообмена соответственно, °C.

Тепловой расчет усовершенствованной конструкции аппарата с прямым подогревом и коалесцирующими элементами

По формуле (4.6) и исходным данным Таблицы 4.1 рассчитаем количество устойчивой эмульсии поступающей в аппарат (с учетом обводненности от 0 до 99%), которое можно нагреть на 50 °С при работе двух нагревательных элементов (жаровых труб). Расчет теплоемкости эмульсии производился по принципу аддитивности величин теплоемкости воды и нефти. Результаты расчетов величины теплоемкости устойчивой эмульсии с различной обводненностью, а также результаты расчета максимального количества устойчивой эмульсии, которое можно нагреть на 50 °С при работе двух нагревательных элементов мощностью $N=1,3$ Гкал каждый представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Результаты расчетов величины теплоемкости эмульсии в зависимости от её обводненности, которое можно нагреть на 50 °С при работе 2-х нагревательных элементов мощностью $N=1,3$ Гкал

№ п/п	Содержание воды в эмульсии, %	Содержание нефти в эмульсии, %	Теплоемкость эмульсии С, кал/кг*°С	Расчетное количество эмульсии, т
1.	0	100	0,50	104,00
2.	10	90	0,55	94,55
3.	20	80	0,60	86,67
4.	30	70	0,65	80,00
5.	40	60	0,70	74,29
6.	50	50	0,75	69,33
7.	60	40	0,80	65,00
8.	70	30	0,85	61,18
9.	80	20	0,90	57,78
10.	90	10	0,95	54,74
11.	99	1	1,00	52,26

Из таблицы 4.2 видно, что максимальное количество чистой нефти, которое теоретически можно нагреть на 50 °С при работе двух нагревательных элементов (жаровых труб) мощностью $N=1,3$ Гкал каждый составляет $Q=104$ т. В то же время, следует отметить, что в аппарат поступает жидкость в виде устойчивой эмульсии и свободной воды (в том числе в результате воздействия деэмульгатора). Причем в зависимости от физико-химических и эмульсионных свойств величина

устойчивости эмульсии может принимать значение $Y=10\dots70\%$. Поэтому далее произведем тепловой расчет процесса нагрева устойчивой эмульсии, поступающей в аппарат, с учетом её устойчивости, а именно по принципу – расход нефти уменьшается, расход связанной воды уменьшается (пропорционально), количество свободной воды увеличивается. Расчет тепловой мощности процесса нагрева устойчивой эмульсии производился по формуле (3.6). Результаты расчетов представлены в таблицах 4.3...4.9 и на рисунках 4.4...4.10.

Согласно проведенному тепловому расчету видно, что в зависимости от физико-химических и эмульсионных свойств эмульсии (т.е. её устойчивости), поступающей в аппарат, при обводненности $W=42,5\dots82,5\%$ из процесса нагрева эмульсии на 50°C можно исключить «бесполезную» тепловую мощность $N=1,3$ Гкал, что соответствует мощности одной жаровой трубы аппарата. Отсюда можно сделать вывод о том, что по мере работы аппарата и повышения обводненности эмульсии на входе до значений $W=42,5\dots82,5\%$ (т. е. с увеличением устойчивости эмульсии величина её обводненности, при которой можно исключить тепловую мощность $N=1,3$ Гкал, возрастает – см. Рис.4.11), 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» с 0,8 м до 1,8 м, но и улучшить показатели надежности аппарат в целом за счет исключения нежелательных режимов работы жаровой трубы в свободной воде.

Таблица 4.3 - Результаты теплового расчета эмульсии с устойчивостью $Y=10\%$

Масса жидкости, т	Обводненность, %	Связанная вода, %	Свободная вода, %	Масса нефти, т	Масса воды (общая), т	Масса связанной воды, т	Масса свободной воды, т	Масса эмульсии (нефть + связанная вода), т	Теплоёмкость смеси (нефть + связанная вода), ккал/кг·°С	Требуемая тепловая мощность для нагрева эмульсии, Гкал	Требуемая тепловая мощность для нагрева свободной воды, Гкал
94,6	0	0	0	80	0	0	0,0	80,0	0,50	2,0	0,0
	10	10	0	72	8	7,99	0,0	80,0	0,55	2,2	0,0
	20	10	10	64	16	7,10	8,9	71,1	0,55	2,0	0,4
	30	20	10	56	24	6,22	17,8	62,2	0,55	1,7	0,9
	40	20	20	48	32	5,33	26,7	53,3	0,55	1,5	1,3
	50	20	30	40	40	4,44	35,6	44,4	0,55	1,2	1,8
	60	20	40	32	48	3,55	44,4	35,6	0,55	1,0	2,2
	70	20	50	24	56	2,66	53,3	26,7	0,55	0,7	2,7
	80	20	60	16	64	1,78	62,2	17,8	0,55	0,5	3,1
	90	20	70	8	72	0,89	71,1	8,9	0,55	0,2	3,6
	99	20	79	0,8	79,2	0,09	79,1	0,9	0,55	0,0	4,0

Вывод: для эмульсии с устойчивостью $Y=10\%$ при повышении обводненности до $W=42,5\%$ с учетом количества свободной воды из процесса нагрева можно исключить тепловую мощность $N=1,3$ Гкал, затрачиваемую на её нагрев. При этом количество свободной воды составляет от 8,9 т и больше.

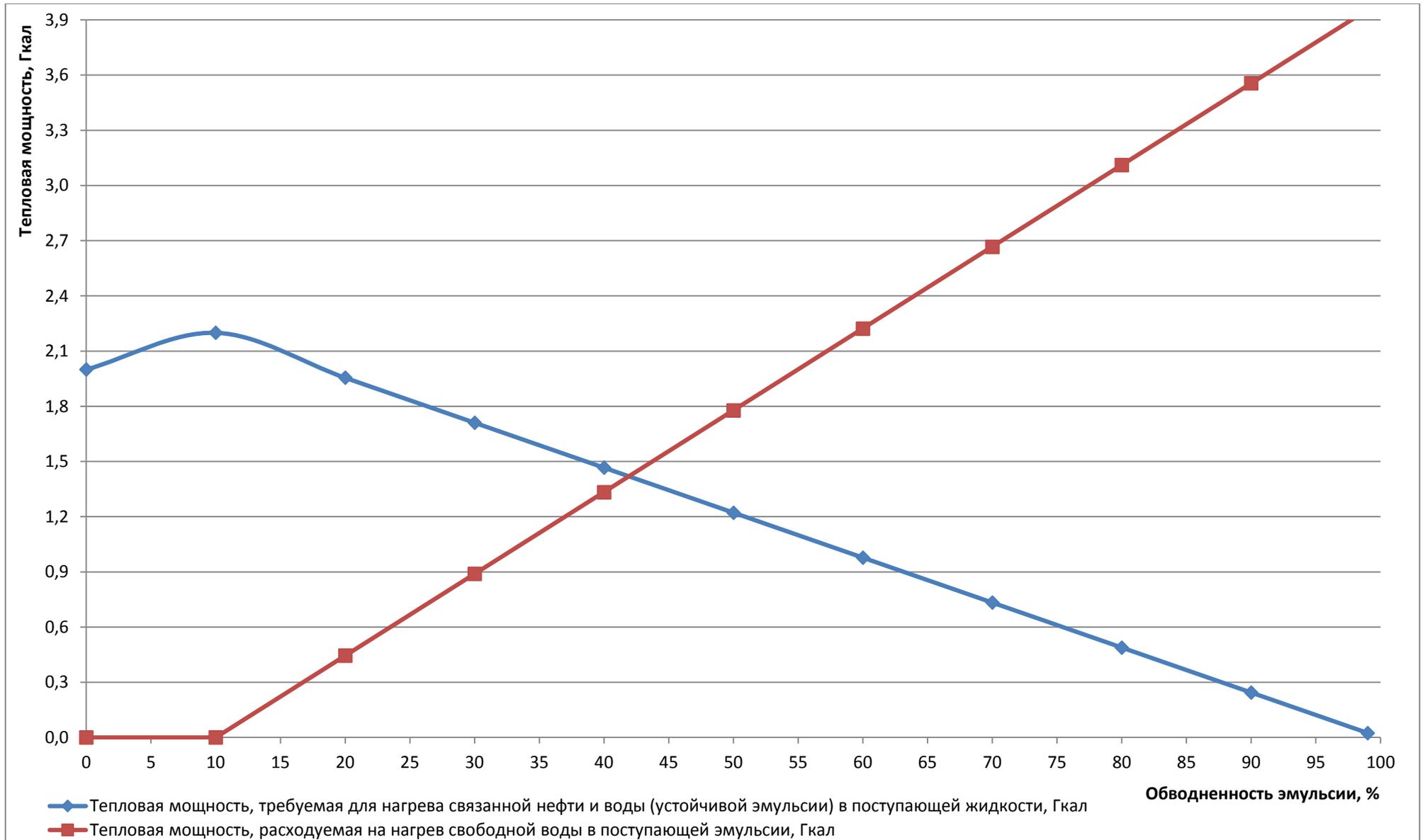


Рисунок 4.4 - Зависимость требуемой тепловой мощности для нагрева эмульсии с устойчивостью $U=10\%$ и свободной воды от обводненности поступающей жидкости

Таблица 4.4 - Результаты теплового расчета эмульсии с устойчивостью $Y=20\%$

Масса жидкости, т	Обводненность, %	Связанная вода, %	Свободная вода, %	Масса нефти, т	Масса воды (общая), т	Масса связанной воды, т	Масса свободной воды, т	Масса эмульсии (нефть + связанная вода), т	Теплоёмкость смеси (нефть + связанная вода), ккал/кг*°С	Требуемая тепловая мощность для нагрева эмульсии, Гкал	Требуемая тепловая мощность для нагрева свободной воды, Гкал
86,67	0	0	0	80	0	0	0,0	80,0	0,50	2,0	0
	10	10	0	72	8	8,00	0,0	80,0	0,55	2,2	0
	20	20	0	64	16	16,00	0,0	80,0	0,60	2,4	0
	30	20	10	56	24	14,00	10,0	70,0	0,60	2,1	0,5
	40	20	20	48	32	12,00	20,0	60,0	0,60	1,8	1
	50	20	30	40	40	10,00	30,0	50,0	0,60	1,5	1,5
	60	20	40	32	48	8,00	40,0	40,0	0,60	1,2	2
	70	20	50	24	56	6,00	50,0	30,0	0,60	0,9	2,5
	80	20	60	16	64	4,00	60,0	20,0	0,60	0,6	3
	90	20	70	8	72	2,00	70,0	10,0	0,60	0,3	3,5
	99	20	79	0,8	79,2	0,20	79,0	1,0	0,60	0,0	3,95

Вывод: для эмульсии с устойчивостью $Y=20\%$ при повышении обводненности до $W=47,5\%$ с учетом количества свободной воды из процесса нагрева можно исключить тепловую мощность $N=1,3$ Гкал, затрачиваемую на её нагрев. При этом количество свободной воды составляет от 10 т и больше.

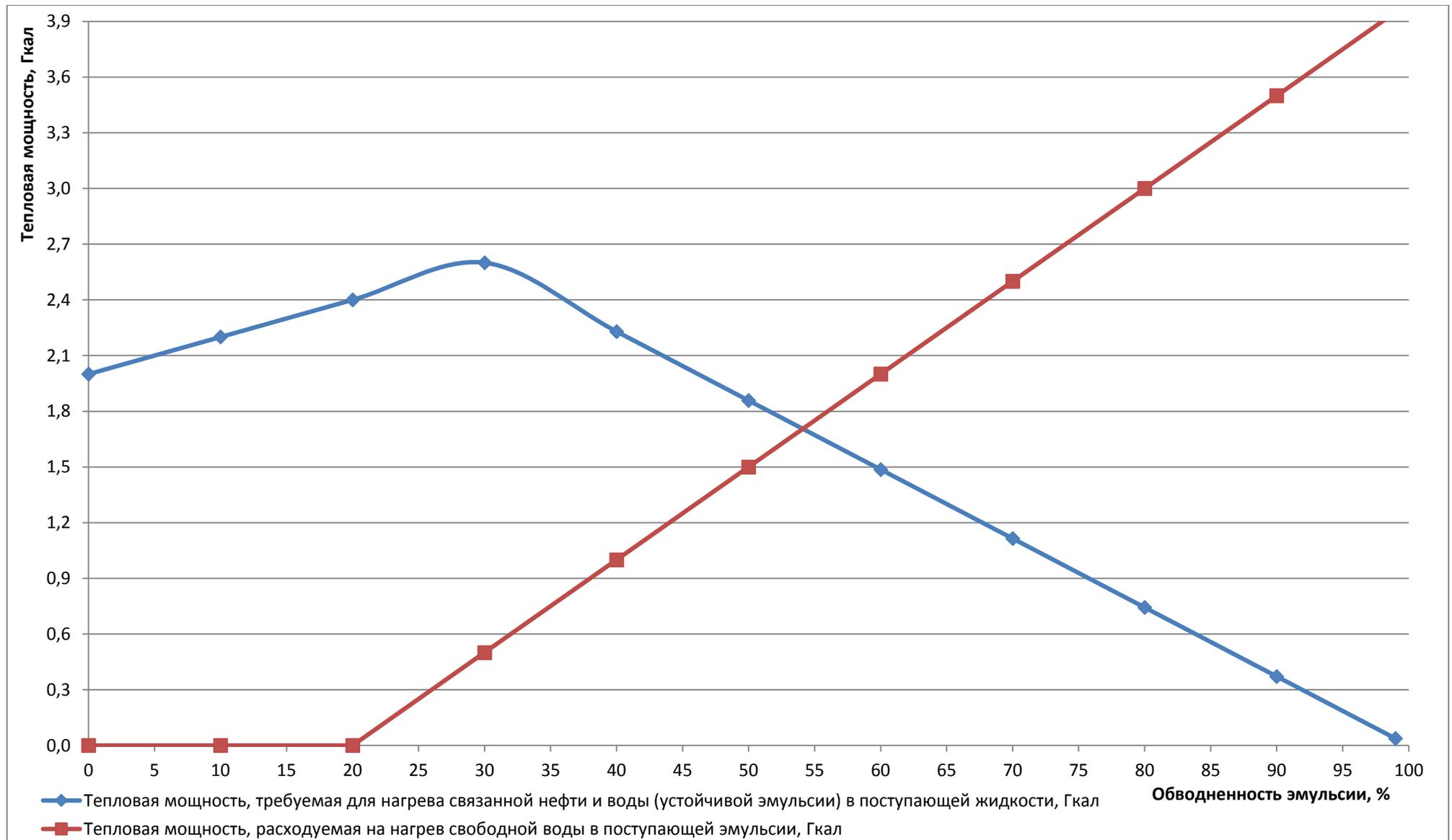


Рисунок 4.5 - Зависимость требуемой тепловой мощности для нагрева эмульсии с устойчивостью $Y=20\%$ и свободной воды от обводненности поступающей жидкости

Таблица 4.5 - Результаты теплового расчета эмульсии с устойчивостью $Y=30\%$

Масса жидкости, т	Обводненность, %	Связанная вода, %	Свободная вода, %	Масса нефти, т	Масса воды (общая), т	Масса связанной воды, т	Масса свободной воды, т	Масса эмульсии (нефть + связанная вода), т	Теплоёмкость смеси (нефть + связанная вода), ккал/кг*°С	Требуемая тепловая мощность для нагрева эмульсии, Гкал	Требуемая тепловая мощность для нагрева свободной воды, Гкал
80	0	0	0	80	0	0	0,0	80,0	0,50	2,0	0,0
	10	10	0	72	8	8,00	0,0	80,0	0,55	2,2	0,0
	20	20	0	64	16	16,00	0,0	80,0	0,60	2,4	0,0
	30	30	0	56	24	24,00	0,0	80,0	0,65	2,6	0,0
	40	30	10	48	32	20,59	11,4	68,6	0,65	2,2	0,6
	50	30	20	40	40	17,16	22,8	57,2	0,65	1,9	1,1
	60	30	30	32	48	13,73	34,3	45,7	0,65	1,5	1,7
	70	30	40	24	56	10,30	45,7	34,3	0,65	1,1	2,3
	80	30	50	16	64	6,86	57,1	22,9	0,65	0,7	2,9
	90	30	60	8	72	3,43	68,6	11,4	0,65	0,4	3,4
	99	30	69	0,8	79,2	0,34	78,9	1,1	0,65	0,0	3,9

Вывод: для эмульсии с устойчивостью $Y=30\%$ при повышении обводненности до $W=55\%$ с учетом количества свободной воды из процесса нагрева можно исключить тепловую мощность $N=1,3$ Гкал, затрачиваемую на её нагрев. При этом количество свободной воды составляет от 11,4 т и больше.

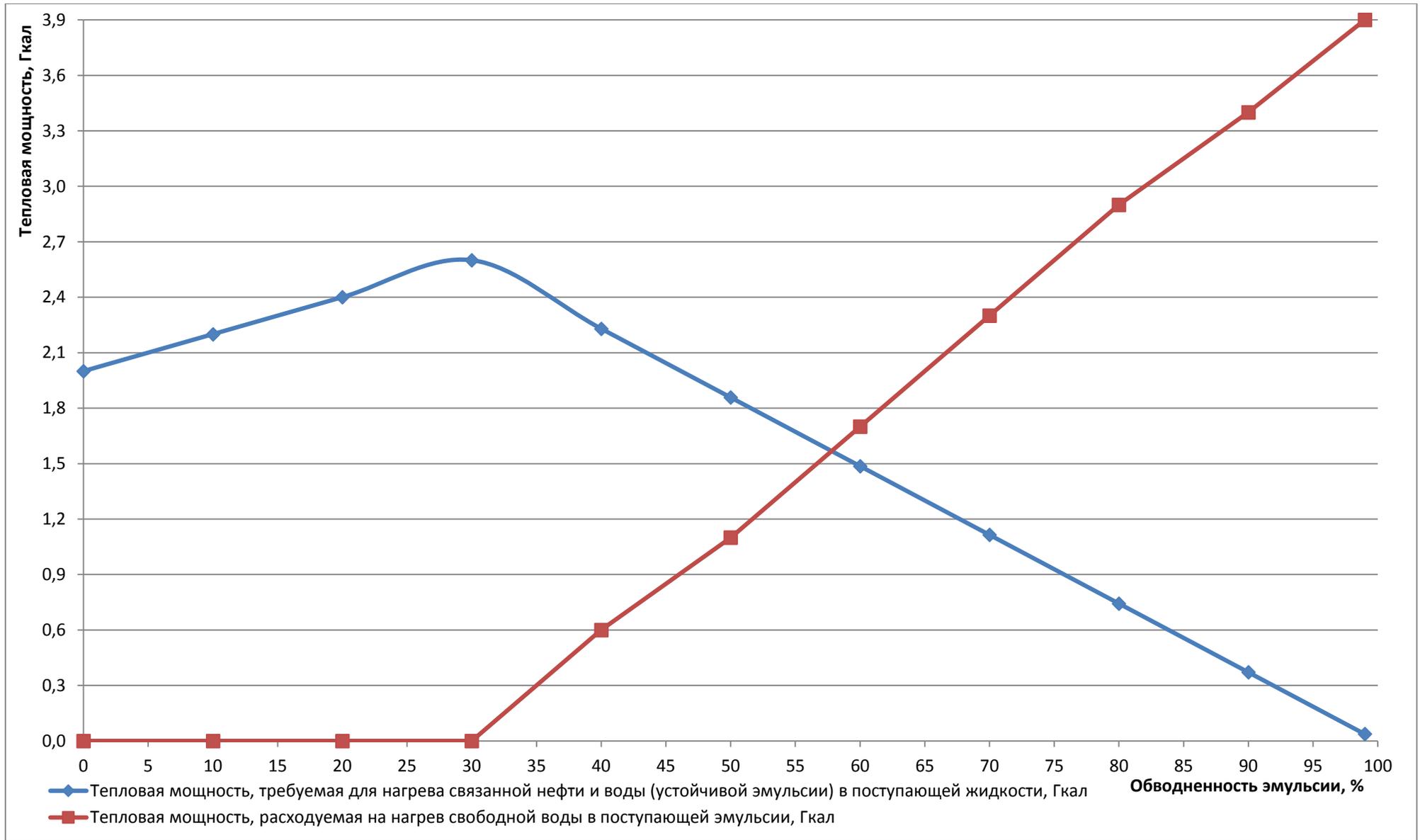


Рисунок 4.6 - Зависимость требуемой тепловой мощности для нагрева эмульсии с устойчивостью $U=30\%$ и свободной воды от обводненности поступающей жидкости

Таблица 4.6 - Результаты теплового расчета эмульсии с устойчивостью $U=40\%$

Масса эмульсии, т	Обводненность, %	Связанная вода, %	Свободная вода, %	Масса нефти, т	Масса воды (общая), т	Масса связанной воды, т	Масса свободной воды, т	Масса эмульсии (нефть + связанная вода), т	Теплоёмкость смеси (нефть + связанная вода), ккал/кг* $^{\circ}$ С	Требуемая тепловая мощность для нагрева эмульсии, Гкал	Требуемая тепловая мощность для нагрева свободной воды, Гкал
74,3	0	0	0	74,3	0	0	0	74,3	0,5	1,9	0
	10	10	0	66,87	7,43	7,43	0	74,3	0,55	2	0
	20	20	0	59,44	14,86	14,86	0	74,3	0,6	2,2	0
	30	30	0	52,01	22,29	22,29	0	74,3	0,65	2,4	0
	40	40	0	44,58	29,72	29,72	0	74,3	0,7	2,6	0
	50	40	10	37,15	37,15	24,8	12,4	61,9	0,7	2,2	0,6
	60	40	20	29,72	44,58	19,8	24,8	49,5	0,7	1,7	1,2
	70	40	30	22,29	52,01	14,9	37,1	37,2	0,7	1,3	1,9
	80	40	40	14,86	59,44	9,9	49,5	24,8	0,7	0,9	2,5
	90	40	50	7,43	66,87	5	61,9	12,4	0,7	0,4	3,1
99	40	59	0,743	73,557	0,5	73,1	1,2	0,7	0	3,7	

Вывод: для эмульсии с устойчивостью $U=40\%$ при повышении обводненности до $W=62,5\%$ с учетом количества свободной воды из процесса нагрева можно исключить тепловую мощность $N=1,3$ Гкал, затрачиваемую на её нагрев. При этом количество свободной воды составляет от 12,4 т и больше.

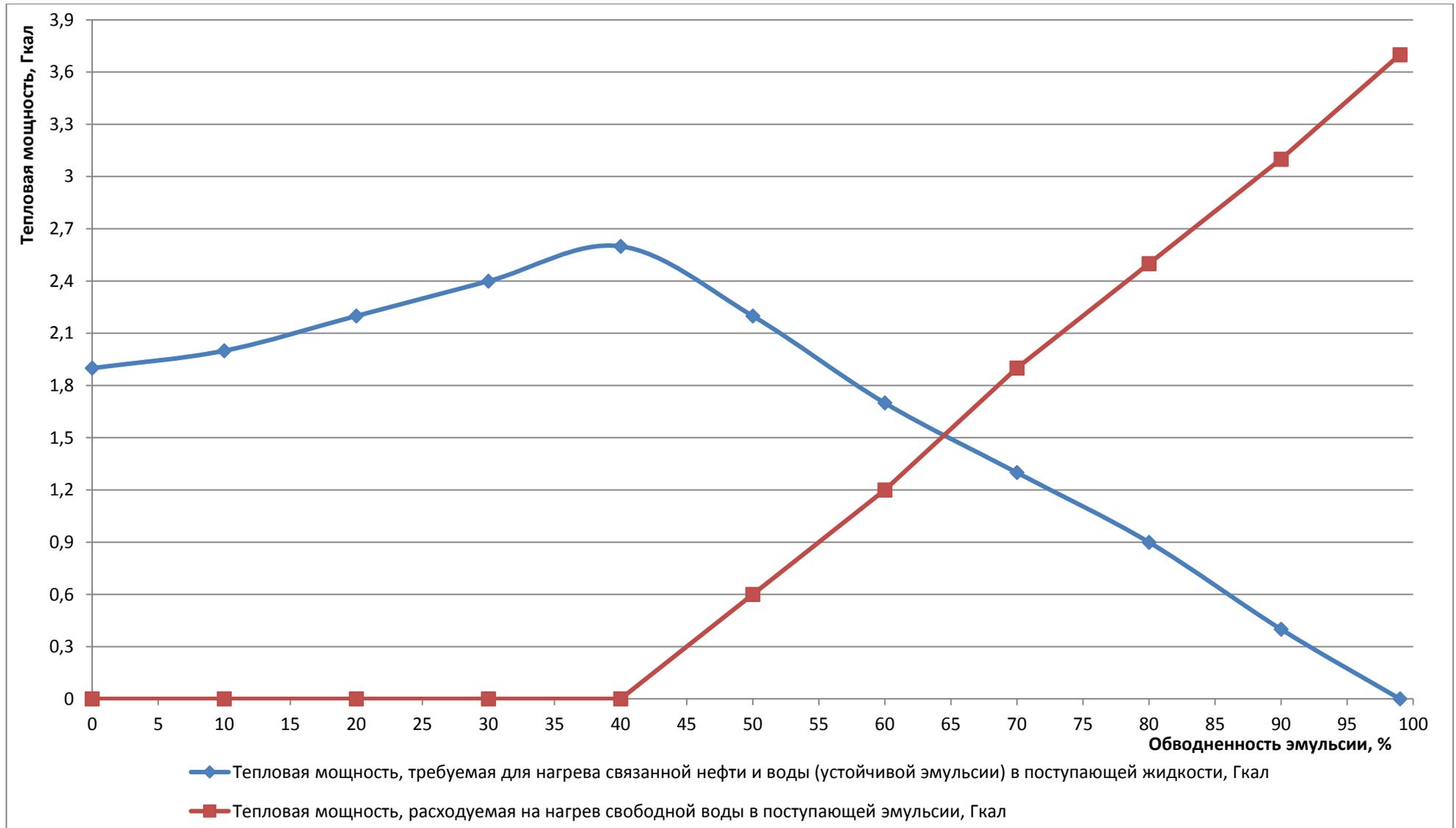


Рисунок 4.7 - Зависимость требуемой тепловой мощности для нагрева эмульсии с устойчивостью $U=40\%$ и свободной воды от обводненности поступающей жидкости

Таблица 4.7 - Результаты теплового расчета эмульсии с устойчивостью КУ=50%

Масса эмульсии, т	Обводненность, %	Связанная вода, %	Свободная вода, %	Масса нефти, т	Масса воды (общая), т	Масса связанной воды, т	Масса свободной воды, т	Масса эмульсии (нефть + связанная вода), т	Теплоёмкость смеси (нефть + связанная вода), кал/кг*°С	Требуемая тепловая мощность для нагрева эмульсии, Гкал	Требуемая тепловая мощность для нагрева свободной воды, Гкал
69,3	0	0	0	69,3	0	0	0,0	69,3	0,50	1,7	0,0
	10	10	0	62,37	6,93	6,93	0,0	69,3	0,55	1,9	0,0
	20	20	0	55,44	13,86	13,86	0,0	69,3	0,60	2,1	0,0
	30	30	0	48,51	20,79	20,79	0,0	69,3	0,65	2,3	0,0
	40	40	0	41,58	27,72	27,72	0,0	69,3	0,70	2,4	0,0
	50	50	0	34,65	34,65	34,65	0,0	69,3	0,75	2,6	0,0
	60	50	10	27,72	41,58	29,72	11,9	57,4	0,75	2,2	0,7
	70	50	20	20,79	48,51	22,29	26,2	43,1	0,75	1,6	1,3
	80	50	30	13,86	55,44	14,86	40,6	28,7	0,75	1,1	2,1
	90	50	40	6,93	62,37	7,43	54,9	14,4	0,75	0,5	2,8
	99	50	49	0,693	68,607	0,74	67,9	1,4	0,75	0,1	3,4

Вывод: для эмульсии с устойчивостью У=50% при повышении обводненности до W=72,5% с учетом количества свободной воды из процесса нагрева можно исключить тепловую мощность N=1,3 Гкал, затрачиваемую на её нагрев. При этом количество свободной воды составляет от 13,9 т и больше.

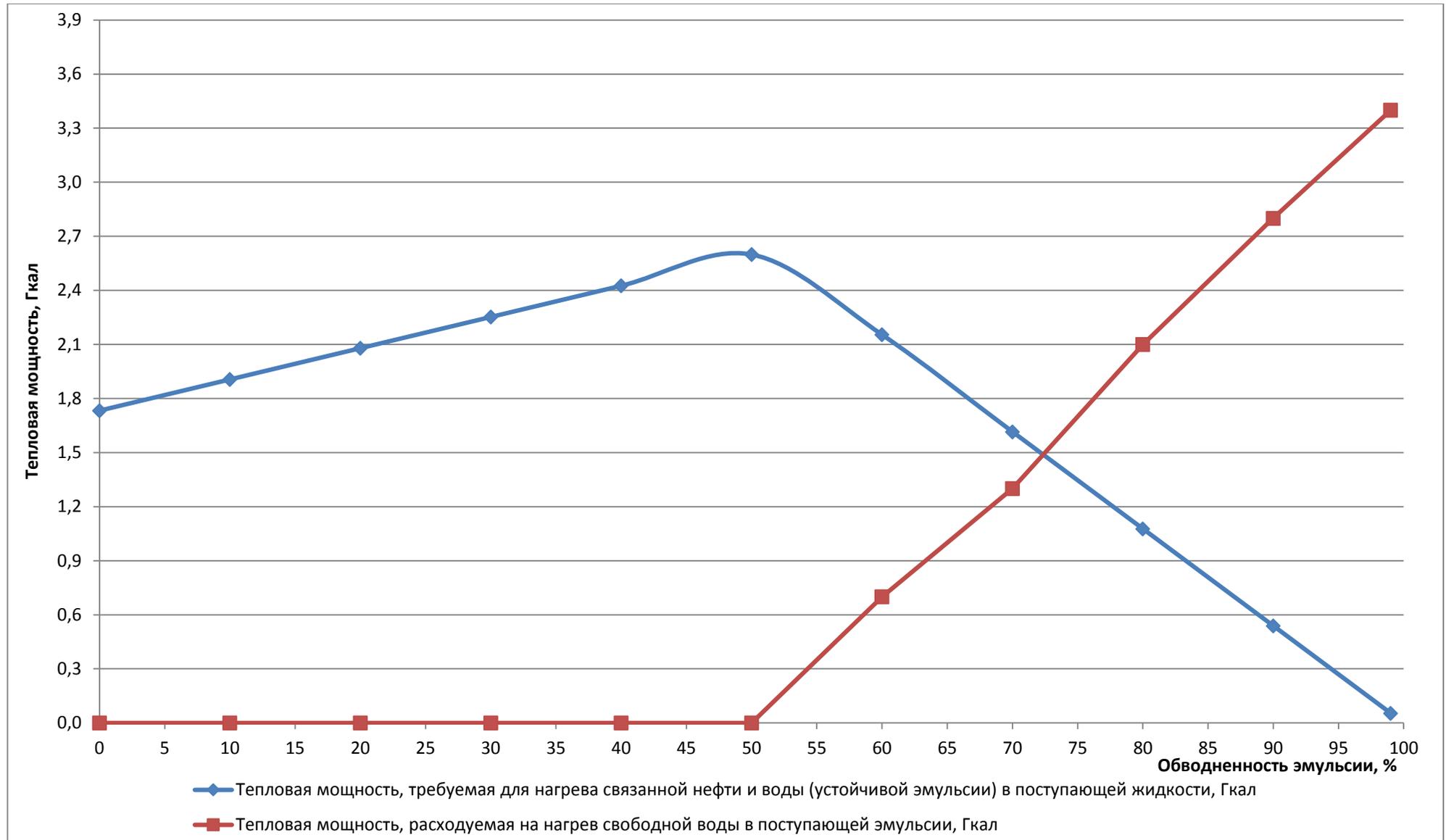


Рисунок 4.8- Зависимость требуемой тепловой мощности для нагрева эмульсии с устойчивостью $U=50\%$ и свободной воды от обводненности поступающей жидкости

Таблица 4.8 - Результаты теплового расчета эмульсии с устойчивостью $Y=60\%$

Масса эмульсии, т	Обводненность, %	Связанная вода, %	Свободная вода, %	Масса нефти, т	Масса воды (общая), т	Масса связанной воды, т	Масса свободной воды, т	Масса эмульсии (нефть + связанная вода), т	Теплоёмкость смеси (нефть + связанная вода), ккал/кг* $^{\circ}$ С	Требуемая тепловая мощность для нагрева эмульсии, Гкал	Требуемая тепловая мощность для нагрева свободной воды, Гкал
65	0	0	0	65	0	0	0,0	65,0	0,50	1,6	0,0
	10	10	0	58,5	6,5	6,5	0,0	65,0	0,55	1,8	0,0
	20	20	0	52	13	13	0,0	65,0	0,60	2,0	0,0
	30	30	0	45,5	19,5	19,5	0,0	65,0	0,65	2,1	0,0
	40	40	0	39	26	26	0,0	65,0	0,70	2,3	0,0
	50	50	0	32,5	32,5	32,5	0,0	65,0	0,75	2,4	0,0
	60	60	0	26	39	39	0,0	65,0	0,80	2,6	0,0
	70	60	10	19,5	45,5	29,25	16,3	48,8	0,80	2,0	0,8
	80	60	20	13	52	19,50	32,5	32,5	0,80	1,3	1,6
	90	60	30	6,5	58,5	9,75	48,8	16,3	0,80	0,7	2,4
99	60	39	0,65	64,35	0,98	63,4	1,6	0,80	0,1	3,2	

Вывод: для эмульсии с устойчивостью $Y=60\%$ при повышении обводненности до $W=77,5\%$ с учетом количества свободной воды из процесса нагрева можно исключить тепловую мощность $N=1,3$ Гкал, затрачиваемую на её нагрев. При этом количество свободной воды составляет от 16,3 т и больше.

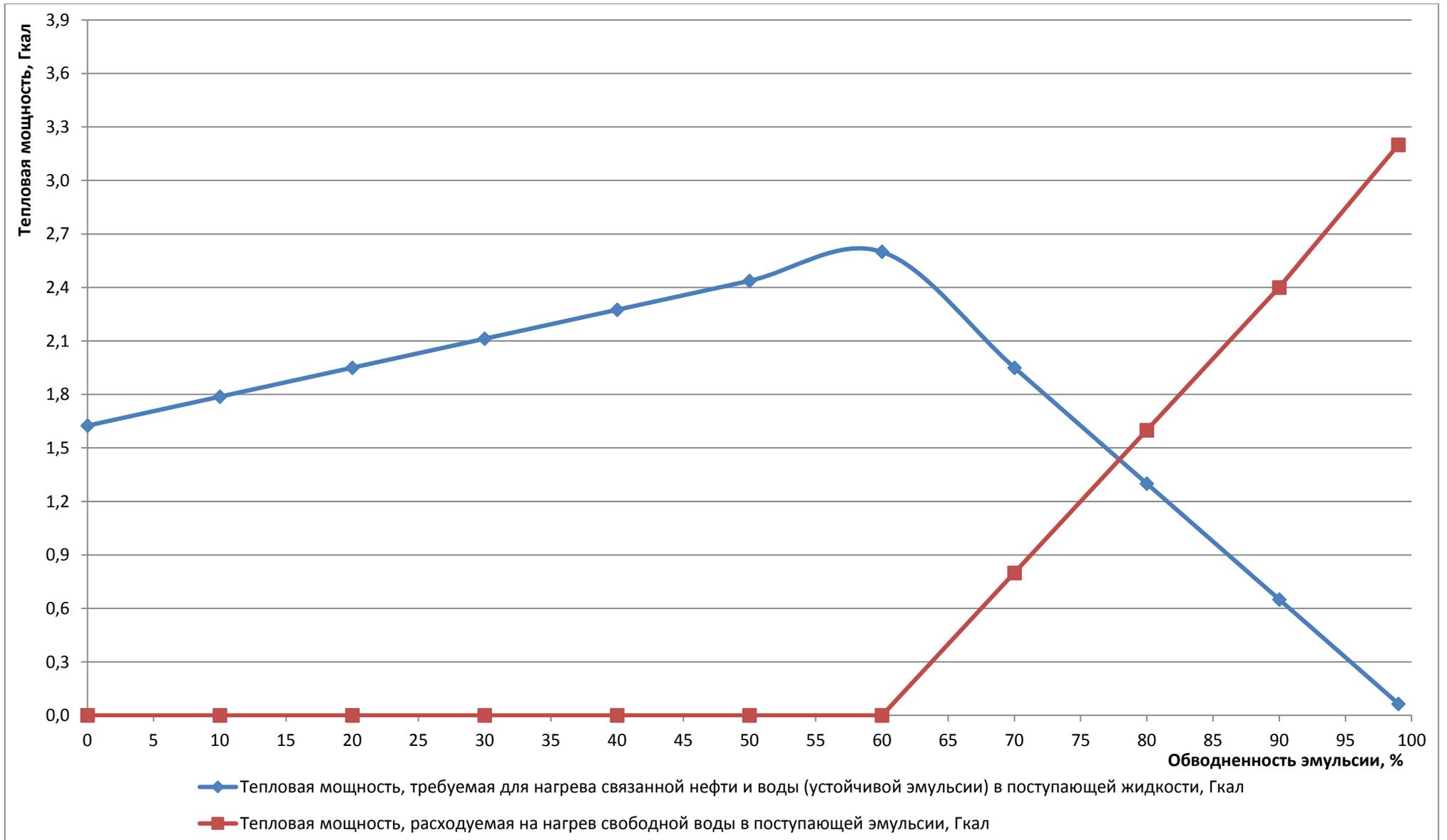


Рисунок 4.9- Зависимость требуемой тепловой мощности для нагрева эмульсии с устойчивостью $U=60\%$ и свободной воды от обводненности поступающей жидкости

Таблица 4.9 - Результаты теплового расчета эмульсии с устойчивостью КУ=70%

Масса эмульсии, т	Обводненность, %	Связанная вода, %	Свободная вода, %	Масса нефти, т	Масса воды (общая), т	Масса связанной воды, т	Масса свободной воды, т	Масса эмульсии (нефть + связанная вода), т	Теплоёмкость смеси (нефть + связанная вода), ккал/кг*°С	Требуемая тепловая мощность для нагрева эмульсии, Гкал	Требуемая тепловая мощность для нагрева свободной воды, Гкал
61,18	0	0	0	61,18	0,00	0,00	0,0	61,2	0,50	1,5	0,0
	10	10	0	55,06	6,12	6,12	0,0	61,2	0,55	1,7	0,0
	20	20	0	48,94	12,24	12,24	0,0	61,2	0,60	1,8	0,0
	30	30	0	42,83	18,35	18,35	0,0	61,2	0,65	2,0	0,0
	40	40	0	36,71	24,47	24,47	0,0	61,2	0,70	2,1	0,0
	50	50	0	30,59	30,59	30,59	0,0	61,2	0,75	2,3	0,0
	60	60	0	24,47	36,71	36,71	0,0	61,2	0,80	2,4	0,0
	70	70	0	18,35	42,83	42,83	0,0	61,2	0,85	2,6	0,0
	80	70	10	12,24	48,94	28,55	20,4	40,8	0,85	1,7	1,0
	90	70	20	6,12	55,06	14,27	40,8	20,4	0,85	0,9	2,0
99	70	29	0,61	60,57	1,43	59,1	2,0	0,85	0,1	3,0	

Вывод: для эмульсии с устойчивостью У=70% при повышении обводненности до W=82,5% с учетом количества свободной воды из процесса нагрева можно исключить тепловую мощность N=1,3 Гкал, затрачиваемую на её нагрев. При этом количество свободной воды составляет от 20,4 т и больше.

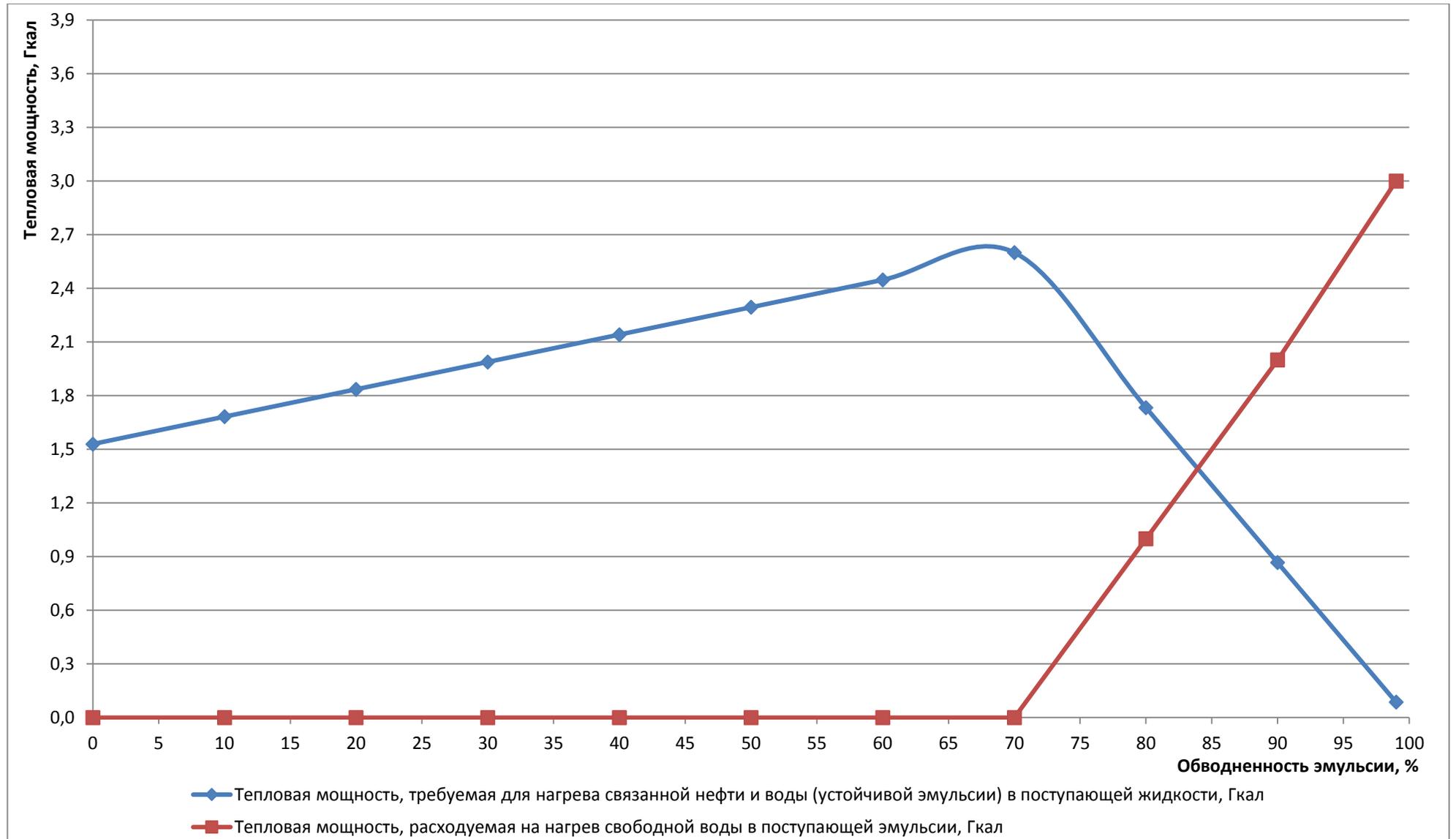


Рисунок 4.10 - Зависимость требуемой тепловой мощности для нагрева эмульсии с устойчивостью $U=70\%$ и свободной воды от обводненности поступающей жидкости

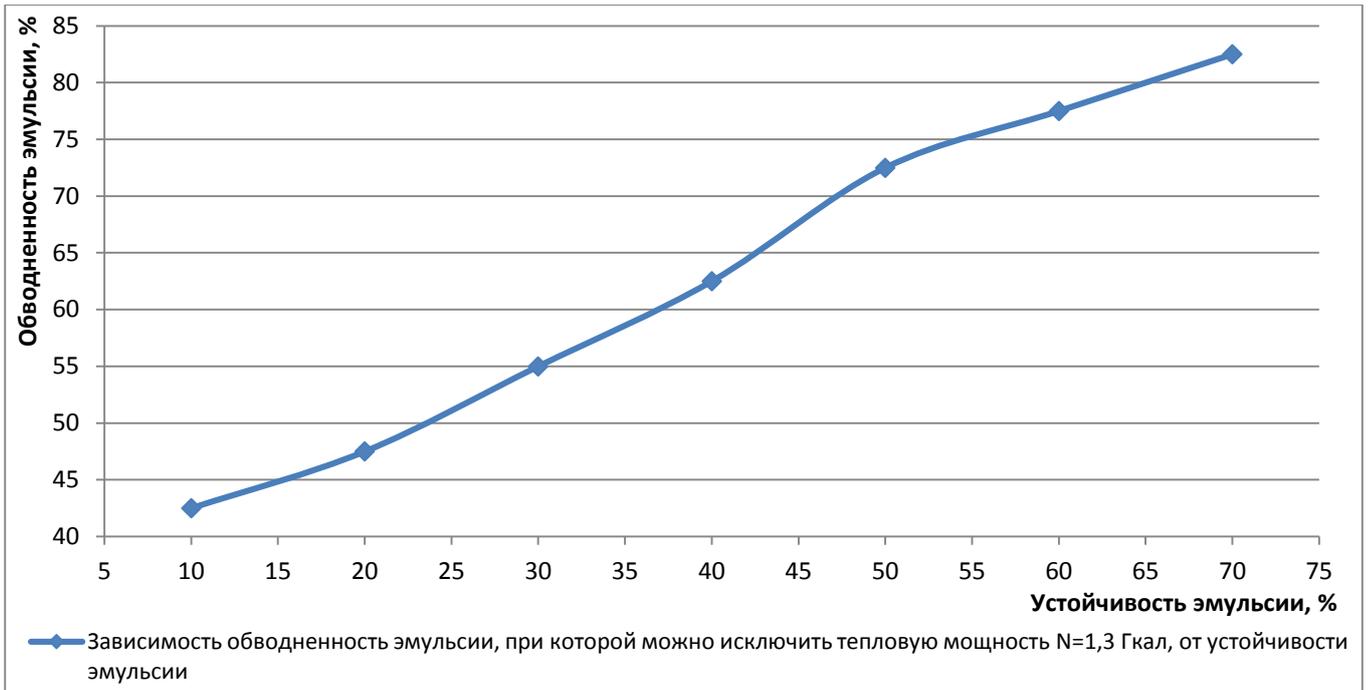


Рисунок 4.11 - Зависимость величины устойчивости эмульсии от величины её обводненности, при которой можно исключить «бесполезную» тепловую мощность $N=1,3$ Гкал

4.4 Расчет технологической схемы площадочного объекта подготовки нефти с усовершенствованной конструкцией нефтеводогазразделителя

Объектом исследования и модернизации является существующая установка предварительного сбора воды нефтяного месторождения РФ (на примере ДНС-2 с УПСВ Талаканского месторождения).

УПСВ предназначена для обеспечения следующих процессов:

- сбора продукции скважин месторождения;
- сепарации газа и его транспорта на КС;
- предварительного обезвоживания нефти методом термохимического отстаивания в аппаратах с прямым подогревом и коалесцирующими элементами с последующей перекачкой на ЦПС;
- подготовки подтоварной воды до соответствующих стандартов (норм) и откачки её на КНС.

В состав основного технологического оборудования УПСВ входит:

- 1) сепараторы 1-й ступени С-1/1...3 (3 ед.);
- 2) газосепаратор Г-1;

- 3) аппараты с прямым подогревом и коалесцирующими элементами ХТ-1/1...4 (4 ед.);
- 4) газосепаратор Г-2;
- 5) сепараторы 2-й ступени С-2/1, 2 (2 ед.);
- 6) резервуары нефти Р-1,2 ($V=5\ 000\ \text{м}^3$);
- 7) резервуары воды РО-1,2 ($V=3\ 000\ \text{м}^3$);
- 8) насосы внешней откачки нефти Н-1/1...3 (3 ед.);
- 9) насосы откачки воды В-1/1,2 (2 ед.).

В состав вспомогательного оборудования УПСВ входят:

- 1) операторная;
- 2) технологические и вспомогательные трубопроводы;
- 3) запорная и запорно-регулирующая арматура;
- 4) оборудование КИПиА для автоматизации и контроля процесса.

Компонентный состав и основные физико-химические свойства нефти, поступающей на вход УПСВ, приведены в таблице 4.10. Результаты определения агрегативной (АУ) и кинетической (КУ) устойчивости эмульсий приведены в таблице 4.11. Динамика поступления продукции скважина на УПСВ приведена в таблице 4.12 и на рисунке 4.12.

Таблица 4.10 – Компонентный состав и основные физико-химические свойства нефти

Наименование компонента	Обозначение	Значение
1	2	3
Двуокись углерода	CO ₂	0,00
Азот	N ₂	0,00
Метан	CH ₄	0,41
Этан	C ₂ H ₆	2,46
Пропан	C ₃ H ₈	4,48
Изобутан	iC ₄ H ₁₀	1,25
Н-бутан	nC ₄ H ₁₀	3,25
Изопентан	iC ₅ H ₁₂	1,69
Н-пентан	nC ₅ H ₁₂	2,62
Высшие	C ₆ +высш	83,84
Итого	-	100
Молярная масса	кг/моль	239,50
Массовая плотность	кг/м ³	843,57
Тип нефти по ГОСТ Р 51858-2002	-	легкая
Температура застывания	°С	-38,8

Таблица 4.11 – Результаты определения агрегативной (АУ) и кинетической (КУ) устойчивости эмульсий

Наименование эмульсии	Плотность эмульсии при 20 °С, кг/м ³	Агрегативная устойчивость (АУ), %	Кинетическая устойчивость (КУ)
1	2	3	4
10%-ная водонефтяная эмульсия	884,0	19,0	За 1 час отстаивания эмульсия стабильна
20%-ная водонефтяная эмульсия	924,0	6,0	За 1 час отстаивания эмульсия стабильна
30%-ная водонефтяная эмульсия	965,0	0,0	За 1 час отстаивания эмульсия расслаивается полностью.

Таблица 4.12 – Динамика поступления продукции скважина на УПСВ

Год	Расход жидкости, тыс.т	Расход нефти, тыс.т	Расход воды, тыс.т	Обводненность, %
2015	3095,0	2932,5*	162,5	5,3
2016	2954,5	2762,4	192,1	6,5
2017	2957,9	2679,1	278,8	9,4
2018	2918,7	2585,6	333,1	11,4
2019	3840,3	2682,9	1157,4	30,1
2020	3893,6	2532,9	1360,7	34,9
2021	3901,8	2365,8	1536,0	39,4
2022	3869,4	2210,0	1659,4	42,9
2023	3838,6	2092,5	1746,1	45,5
2024	3822,5	1999,3	1823,2	47,7
2025	3839,3	1972,1	1867,2	48,6
2026	3852,0*	1943,4	1908,6	49,6
2027	3837,0	1895,1	1941,9	50,1
2028	3828,1	1850,8	1977,3	51,7
2029	3805,7	1755,0	2050,7	53,9
2030	3781,0	1640,0	2141,0	56,6
2031	3731,4	1527,6	2203,8	59,1
2032	3668,6	1412,4	2256,2	61,5
2033	3601,7	1299,6	2302,1	63,9
2034	3556,2	1200,0	2356,2	66,3
2035	3523,9	1108,7	2415,2	68,5
2036	3458,8	1015,7	2443,1	70,6
2037	3398,3	927,1	2471,2*	72,7*

Примечание: * - максимумы по жидкости, нефти, воде и обводненности.

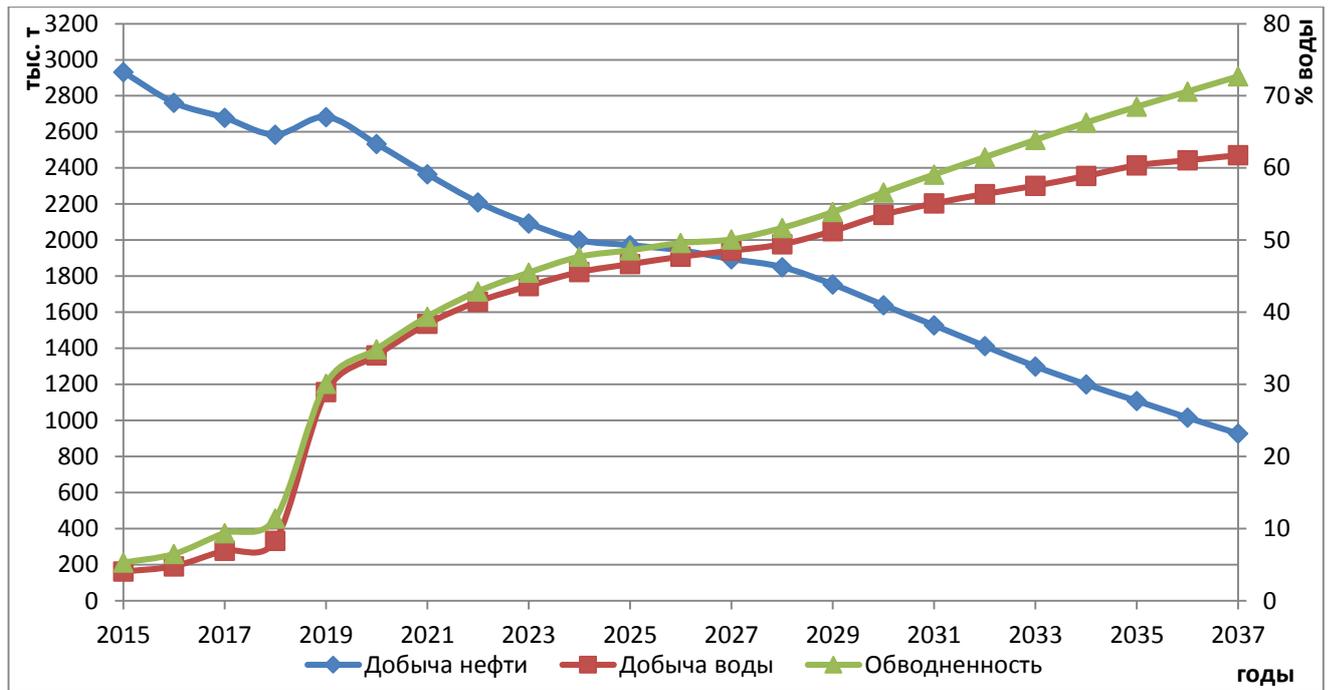


Рисунок 4.12 – Динамика поступления продукции скважин на УПСВ

Описание технологического процесса УПСВ

Принципиальная технологическая схема УПСВ представлена на рис.4.13. Продукция скважин с давлением $P=0,35...0,7$ МПа, температурой $T=0...20$ °С и обводненностью до $W=70$ % поступает на площадку узла сепарации в сепараторы первой ступени С-1/1...3, где происходит отделение свободного газа. Отделившийся поток газа направляется в газосепаратор ГС-1 на дополнительную подготовку и далее под собственным давлением через УУГ направляется в газопровод на ГПЗ. Часть попутного нефтяного газа используется на собственные нужды УПСВ (котельное топливо и топливный газ для аппаратов ХТ-1/1...4).

Далее частично разгазированная эмульсия после сепараторов первой ступени сепарации С-1/1...3 с давлением $P=0,35...0,6$ МПа и температурой $T=0...20$ °С направляется в аппараты Х/Т-1...4. В аппаратах Хитер-Тритер осуществляется подогрев нефтяной эмульсии до температуры $T=40$ °С, дополнительное разгазирование и предварительный сброс воды до содержания $W=10\%$. Отделившийся от эмульсии газ поднимается в верхнюю часть аппарата, выводится из него через соответствующий патрубок и направляется в газосепаратор Г-2 на дополнительную подготовку и далее на собственные нужды. Отделившаяся вода через соответствующий патрубок в нижней части аппарата поступает на очистные

РВС № РО-1,2. Для откачки уловленной нефти с РО-1,2 на вход сепараторов С-1/1...3 предусмотрены насосы Н-2/1,2 (1раб+1рез).

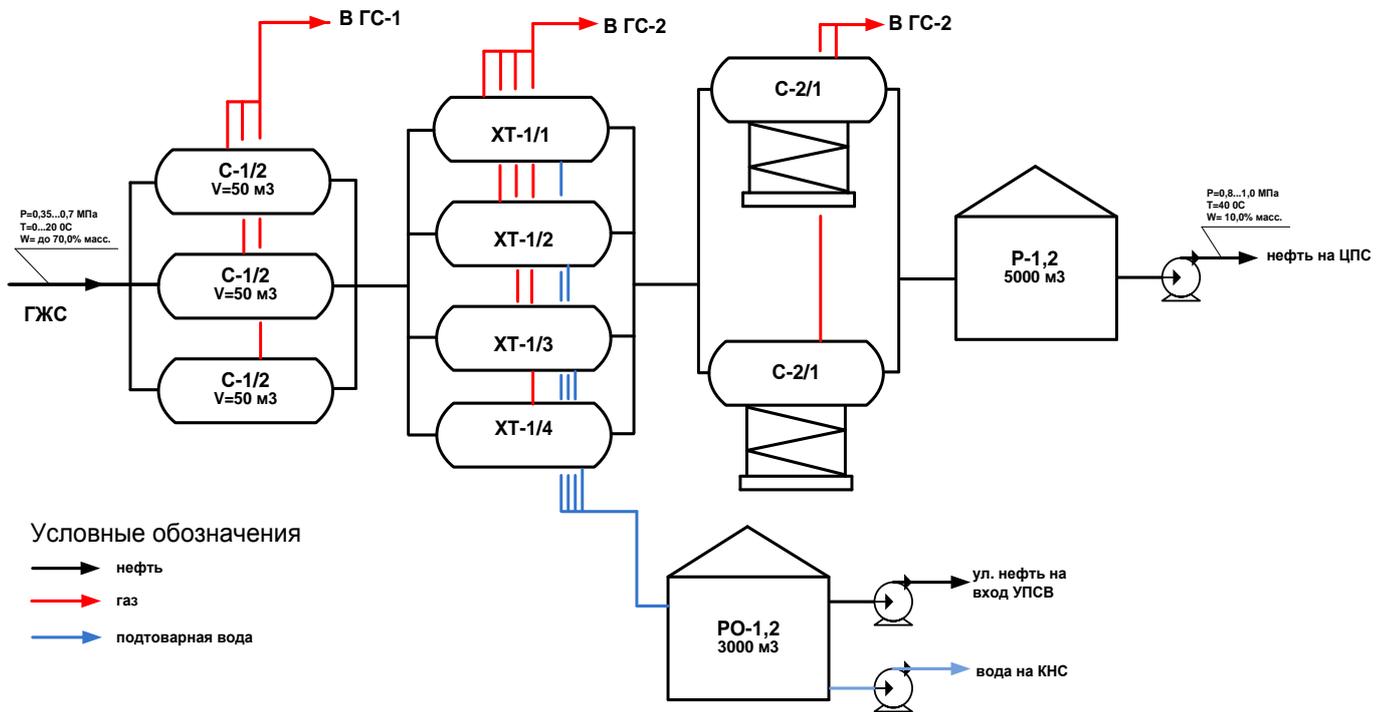


Рисунок 4.13 – Принципиальная технологическая схема УПСВ
 Частично обезвоженная нефть после Х/Т-1/1...4 с давлением $P=0,2...0,4$ МПа, температурой $T=40^{\circ}\text{C}$ и обводненностью $W=10\%$ далее направляется в сепараторы-буферы С-2/1,2 для дегазации и дальнейшей подачи нефти на прием насосов внешней откачки.

Нефть после сепараторов С-2/1,2 подается на насосы внешней перекачки Н-1/1...3 и через УУН направляется на ЦПС для товарной подготовки перед сдачей в систему магистральных нефтепроводов АО «АК «Транснефть».

Расчет процесса обезвоживания на УПСВ

Количество емкостного оборудования требуемого для процесса обезвоживания (предварительного и глубокого) определяется с учетом максимума поступления жидкости по известной расчетной формуле:

$$n = \frac{Q \cdot t}{V \cdot k \cdot 60}, \quad (4.7)$$

где Q – максимум поступающей жидкости, т/час; t – время пребывания жидкости в аппарате, час; V – внутренний объем аппарат, м^3 ; k – коэффициент заполнения

аппарата.

Для исследуемой УПСВ количество аппаратов с прямым подогревом и коалесцирующими элементами (ХТ-1/1...4) на стадии проектирования определялось с учетом следующих исходных данных:

- $Q=440$ т/час (максимум по жидкости - 2026 год);
- $t=30$ мин (согласно отчету обезвоживания исследуемой нефти);
- $V=100$ м³ (согласно заводским характеристикам – см. таблицу 4.1);
- $K=0,7$ (рекомендуемая степень заполнения аппарат по типу НГСВ).

Подставляя исходные данные в формулу (4.7), получаем:

$$n = \frac{440 \cdot 30}{100 \cdot 0,7 \cdot 60} = 3,14$$

Расчетом подтверждается, что для процесса предварительного сброса воды на УПСВ требуется 4 аппарата с прямым подогревом и коалесцирующими элементами. В данном расчете принято, что аппарат на 70% ($k=0,7$) заполнен условно обводненной нефтью, не учитывается отдельная структура поступающего потока жидкости и не учитывается истинное количества тепла, требуемое для нагрева устойчивой эмульсии.

Поэтому произведем тепловой расчет процесса обезвоживания эмульсии на УПСВ в аппаратах ХТ-1/1...4. Дополнительно учтём, что:

- для предварительного сброса воды ($W=10\%$) эмульсию необходимо нагреть на $T=30$ °С;
- устойчивость эмульсии составляет $Y=25\%$ (см. таблицу №4);
- в аппаратах с прямым подогревом и коалесцирующими элементами имеется 2 жаровые трубы тепловой мощностью $N=1,3$ Гкал каждая.

Тепловая мощность рассчитывалась по формуле (3.6). Количество свободной воды определяли по следующему уравнению:

$$Q_{св} = \frac{Q_n \cdot (W_1 - W_2)}{(1 - W_1) \cdot (1 - W_2)}, \quad (4.8)$$

где Q_n - количество нефти, т/час; W_1 и W_2 – общее содержание воды и содержание

связанной воды, доли ед.

Результаты расчета процесса подготовки нефти приведены в таблице 4.13.

По результатам теплового расчета процесса обезвоживания видно, что с учетом динамики поступления эмульсии и её устойчивости максимальное количество нагревательных элементов требуемых для её нагрева согласно проектному технологическому режиму составляет 6 ед. и соответствует 2019 году – году максимального количества нефти/устойчивой эмульсии. С 2026 года количество свободной воды, отделившееся от эмульсии составляет 81,2 т/час и более. Для её нагрева потребуется тепловая мощность от 4013,9 Гкал, что соответствует тепловой мощности 3-х нагревательных элементов, работу которых можно исключить из общего процесса нагрева и тем самым не только повысить показатели производительности аппарата по жидкости за счет повышения рабочего межфазного уровня «эмульсия/свободная вода» с 0,8 м до 1,8 м, но и улучшить показатели надежности аппарат в целом за счет исключения нежелательных режимов работы жаровой трубы в свободной воде.

Согласно проведенному расчету экономическая эффективность применения аппаратов с прямым подогревом и коалесцирующими элементами усовершенствованной конструкции рассмотренной технологической схемы выражается в стоимости 1-го аппарата.

Таблица 4.13 – Результаты расчета процесса подготовки нефти

Год	Расход жидкости, т/час	Обводненность W, %	Расход нефти, т/час	Расход воды, т/час	Расход «свободной» воды, т/час	Расход эмульсия (нефть+своб. вода), т/час	Мощность для нагрева эмульсии N, Гкал	Количество нагр. эл. для нагрева эмульсии, ед.	Количество аппаратов для нагрева эмульсии, ед.	Мощность для нагрева воды N, Гкал	Количество нагр. эл. для нагрева свободной воды, ед.
2015	353,3	5,3	334,8	18,6	0,0	353,3	5299,7	4,1	2,0	0,0	0,0
2016	337,3	6,5	315,3	21,9	0,0	337,3	5059,1	3,9	1,9	0,0	0,0
2017	337,7	9,4	305,8	31,8	0,0	337,7	5064,9	3,9	1,9	0,0	0,0
2018	333,2	11,4	295,2	38,0	0,0	333,2	4997,8	3,8	1,9	0,0	0,0
2019	438,4	30,1	306,3	132,1	16,8	421,6	7842,3	6,0	3,0	481,4	0,4
2020	444,5	34,9	289,1	155,3	33,0	411,5	7900,7	6,0	3,0	1372,4	1,1
2021	445,4	39,4	270,1	175,3	48,1	397,3	7627,8	5,9	2,9	2189,6	1,7
2022	441,7	42,9	252,3	189,4	59,3	382,4	7342,0	5,6	2,8	2814,4	2,2
2023	438,2	45,5	238,9	199,3	67,4	370,8	7119,5	5,5	2,7	3263,8	2,5
2024	436,4	47,7	228,2	208,1	74,3	362,1	6951,6	5,3	2,7	3648,9	2,8
2025	438,3	48,6	225,1	213,2	77,5	360,8	6926,4	5,3	2,7	3834,8	2,9
2026	439,7	49,6	221,8	217,9	81,2	358,5	6883,5	5,3	2,6	4013,9	3,1
2027	438,0	50,1	216,3	221,7	81,6	356,4	6842,9	5,3	2,6	4190,6	3,2
2028	437,0	51,7	211,3	225,7	87,6	349,4	6708,5	5,2	2,6	4369,3	3,4
2029	434,4	53,9	200,3	234,1	94,2	340,2	6532,7	5,0	2,5	4745,1	3,7
2030	431,6	56,6	187,2	244,4	102,2	329,4	6324,2	4,9	2,4	5203,6	4,0
2031	426,0	59,1	174,4	251,6	109,0	316,9	6084,8	4,7	2,3	5564,5	4,3
2032	418,8	61,5	161,2	257,6	114,6	304,1	5839,6	4,5	2,2	5893,5	4,5
2033	411,2	63,9	148,4	262,8	119,9	291,3	5592,1	4,3	2,2	6197,1	4,8
2034	406,0	66,3	137,0	269,0	125,9	280,0	5376,9	4,1	2,1	6511,6	5,0
2035	402,3	68,5	126,6	275,7	131,1	271,2	5206,8	4,0	2,0	6832,2	5,3
2036	394,8	70,6	115,9	278,9	134,9	260,0	4991,3	3,8	1,9	7048,5	5,4
2037	387,9	72,7	105,8	282,1	138,7	249,2	4785,5	3,7	1,8	7259,7	5,6

Выводы по главе

1. На примере действующего месторождения показано, что по мере выработки запасов (поздняя стадия разработки), а также эмульсионных свойств эмульсии (устойчивости и обводненности) имеют место случаи неэффективного нагрева эмульсии на объектах подготовки (нагревается не только разделяемая жидкость, но и свободная вода, нагрев которой не нужен). Для большинства месторождений данное явление наблюдается при добыче жидкости с обводненностью $W=42,5...82,5\%$.

2. Предложена усовершенствованная технология разрушения водонефтяных эмульсий в аппаратах с прямым подогревом и коалесцирующими элементами с возможностью исключения из процесса по меньшей мере одной жаровой трубы 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. Эффективность предлагаемой технологии может заключаться в сокращении аппаратов подготовки нефти при проектировании новых и реконструкции действующих месторождений.

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», 2021г.).

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 05.10.2018г. о реализации технического решения в 2019 г. в ДО Компании при строительстве новых и реконструкции существующих объектов подготовки нефти).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Худякова А.Д., Николаева Н.М. Эмульсии нефтей с водой и методы её разрушения. М.: Химия, 1967. – 200 с.
2. Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. – М.:Наука, 1978. – 365 с.
3. Борисов С.И. О современной подготовке нефти угленосного и девонского горизонтов//Нефтепромысловое дело. – 1976 . -№ 6. С.30-31.
4. Позднышев Г.Н., Емков А.А., Плахута Г.Н. Применение коллоидно-химических методов для разработки синергетических смесей неиногенных и анионоактивных ПАВ при разрушении нефтяных эмульсий. Тр. ВНИИСПТнефть. вып.ХІІІ, Уфа, 1975. – С.98-106.
5. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах. М.: Недра, 1987. 144 с.
6. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти.- Казань: ФЭН, 2000. - 417 с.
7. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти и газа. М.: Недра – 1979. - 224 с.
8. Венстрем Е.К., Ребиндер П.А., ЖФХ, 2, 760 (1930)
9. Ребиндер П.А., Серб-Сербина Н.Н., ЖФХ, 2, 760 (1931)
10. Ребиндер П.А., Трапезников А.А., ДАН СССР, 18, №7, 421 (1938)
11. Трапезников А.А., в сб. «Вязкость жидкостей и коллоидных растворов», Изд. АН СССР, 1941
12. Морданенко В.П., Беньковский В.Г., Химия и технология топлив и масел, №7 (1965)
13. Steinhauff F., Petroleum, 9, 294 (1962)
14. Гурвич Л.Г. Научные основы переработки нефти. – М. – Гостоптехиздат, 1940. – 544 с.
15. Борисов С.И. К вопросу об устойчивости смесей сероводород- и железосодержащих нефтяных эмульсий / С.И.Борисов, А.А.Петров, Н.В.Веретенникова // В кн.: Тр. Гипрвостокнефть. - Куйбышев, 1974. - 22. - С. 24-30.

16. Позднышев Г.Н. Современные достижения в области подготовки нефти / Г.Н.Позднышев, А.А. Емков // сер. Нефтепромысловое дело: - Обзорная информация. - 1979. - 50 с.
17. Русанов А.И. Мицеллообразование в растворах поверхностно-активных веществ. – Спб.: Химия, 1992. – 280 с.
18. Пелевин Л.А. О классификации и оценке эффективности методов подготовки нефти/Л.А. Пелевин, Г.Н. Позднышев и др.-Нефтяное хозяйство, 1975, №3, с.40-42
19. Тронов В.П. Разрушение эмульсий при добыче нефти. – М.: Недра, 1974. – 271 с.
20. Валиханов А.В. Оптимизация процессов сбора, транспорта и подготовки нефти / А.В. Валиханов, Р.Т. Булгаков, Э.И. Мансуров и др.: Казань, 1971. – С.56.
21. Левченко Д.Н. Выделение и исследование эмульгаторов нефтяных эмульсий // Химия и технология топлив и масел. – 1970. - №10. – С. 21-25.
22. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти за рубежом. – М. : Недра, 1983. – 223 с.
23. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – М.: Недра, 1977. – 271 с.
24. Логинов В.В. Обезвоживание и обессоливание нефтей. – М. : Химия, 1979. – 216 с.
25. Тронов В.П., Грайфер В.И. Обезвоживание и обессоливание нефти. – Казань: Тат. кн. изд-во, 1974. - 183 с.
26. Львов В.М. Особенности конструкций аппаратов и установок по обезвоживанию нефтей и методы повышения их эффективности. – М. : ВНИИОЭНГ, 1974. – 57 с.
27. Щуров В.И., Приходько Н.К. О возможности применения способа центрифугирования для разделения промысловых нефтяных эмульсий / Нефтяное хозяйство. – 1966. - №1. – С. 56-59.
28. Адельшин А.Б., Иванов Н.В. Обезвоживание нефти с применением гидроциклонов / Нефтяное хозяйство. – 1976. – №8. – С.45-47
29. Адельшин А.Б. Обезвоживание нефтей в напорных гидроциклических установках / Нефтяное хозяйство. – 1988. - №4. – С.54.
30. Борисов С.И. Методы управления технологическим процессом подготовки нефти/ С.И. Борисов, О.С Калинина, Н.П. Мелошенко и др.//Нефтяное хозяйство. – 2003. - №1. – С.76-78

31. Копылева Б.Б. Влияние ПАВ на свойства дисперсных систем и процессы их разделения / Б.Б. Копылева, В.Н. Белов, М.С. Бабурина – М.: НИИТЭХИМ, 1983. – С.38
32. Neuman M.J. / Erdoll-Erdgassheltschrift. – 1967. №1. – P.87-89
33. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – М.: Недра, 1982. – 221 с.
34. Петров А.А. Механизм действия ПАВ как деэмульгаторов нефтяных эмульсий / А.А. Петров, С.И. Борисов, Ю.С. Смирнов // В кн.: Тр. Международного конгресса по поверхностно-активным веществам. – М.: 1978. – Т.3 – С.972-984.
35. Петров А.А. Коллоидные стабилизаторы нефтяных эмульсий / А.А. Петров, Г.Н. Позднышев // В кн. Обезвоживание нефти и очистка сточных вод: Тр. Гипровостокнефть. – М.:Недра, 1971. – Вып.13. – С.3-8.
36. Yarranton, H. W.; Hussein, H.; Masliyah, J. H. Water-in-Hydrocarbon Emulsions Stabilized by Asphaltenes at Low Concentrations. J. Colloid Interface Sci. 2000, 228(1), 52-63.
37. Канзафаров Ф.Я. Влияние обводненности нефти на распределение деэмульгатора в водонефтяном потоке / Ф.Я. Канзафаров, Н.В. Сычкова, С.Г. Канзафарова и др. // Нефтяное хозяйство. – 1992. №6. – С.30.
38. Мирошниченко Е.В. Применение малорастворимых деэмульгаторов в виде нефтяных растворов / Е.В. Мирошниченко, Т.П. Федорищев, А.С. Феликсов и др. / Нефтепромысловое дело. – 1980. №4. – С.38-39.
39. Никитин Ю.М. Диагностика предварительного обезвоживания нефти / Ю.М. Никитин, М.Н. Персиянцев, И.И. Редькин // Нефтяное хозяйство. – 1995. - №8. – С.13
40. Тронов В.П. Высокоэффективные технологии и процессы очистки промышленных сточных вод на месторождениях Татарстана / В.П. Тронов, Ф.А. Закиев, А.Д. Ли и др. // Нефтяное хозяйство. – 1998. - №7. – С.60-61.
41. Water in crude oil emulsions from Norwegian shelf. Part 2. Chemical destabilization and Interfacial tensions // Coll. and Polim.Sci. – 1990. – V.268. - №4. – P.389-398.

42. Смирнов Ю.С. Современное состояние и перспективы развития деэмульгаторов для подготовки нефти за рубежом/Ю.С. Смирнов, Н.П. Мелошенко// сер. Нефтепромысловое дело: - Обзорная информация. – 1987. – Вып. 17. – С. 39.
43. Башкирцева, Н.Ю. Композиция на основе неионогенных ПАВ для комплексного решения задач повышения нефтеотдачи, подготовки и транспортирования высоковязких нефтей : диссертация ... доктора технических наук : 02.00.13 / Башкирцева Наталья Юрьевна. – г.Казань : КГТУ, 2009. – 360 с.
44. Хамидуллин Р.Ф. Композиция реагентов для подготовки смеси продукции скважин, добываемой методом внутрислоевого горения и других углеводородных нефтей // Р.Ф. Хамидуллин, И.Н. Дияров, Ф.Ф. Хамидуллин // Тез.докладов Всесоюзной научно-технической конференции «Творческие возможности молодых нефтяников». – Альметьевск, 1987. – С. 133
45. Хамидуллин Р.Ф. Хамидуллин Ф.Ф., Хамидуллин М.Ф. и др. Новая композиция реагентов для разрушения стойких нефтяных эмульсий // Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений: Э.И. – 1991. - №7. – С. 41-45.
46. Фахрутдинов Б.Р. Изучение поверхностно-активных свойств неионогенных поверхностно-активных веществ/ Б.Р. Фахрутдинов, О.А. Варанавская, Л.К. Хватова, Е.А. Лебедев, И.Н. Дияров» // Журнал прикладной химии. – 2001. – Т.74, вып.8. – С. 1378-1381.
47. Трифонова О.Ю. Комплексный реагент для улучшения реологических свойств высоковязких нефтей / О.Ю. Трифонова, Н.Ю. Башкирцева, В.Г. Козин // В материалах всероссийской конференции «Актуальные проблемы нефтехимии». – М., 2001. – С. 135.
48. Козин В.Е. Новый композиционный деэмульгатор в процессе обезвоживания и обессоливания нефтяных эмульсий / В. Е. Козин, Н.Ю. Башкирцева, В.Ю. Гусев // В материалах 50-ой юбилейной межвузовской конференции «Нефть и газ 96». - М., 1996. - С. 45.
49. Петров А.А. Реагенты-деэмульгаторы для обезвоживания и обессоливания нефтей. - Куйбышев: Куйбыш.кн.изд., 1965. - 144 с.

50. Фролов Ю.Г. – Курс коллоидной химии. - - М.: Химия. – 198. – С.364
51. Антошкин А.С. Определение активного состояния нефтяного сырья / А.С. Антошкин, Г.Ф. Фищук, А.Н. Нестеров и др. // Химия и технология топлив и масел. – 1987. - №3. – С.6-9.
52. Ширеев А.И. Основные причины повышения устойчивости нефтяных эмульсий в процессе добычи, сбора и внутривнепромыслового транспорта/ А.И Ширее, В.П. Тронов, И.Х. Исмагилов и др.// Тр. Ин-та ТатНИПИнефть. – 2000. – Вып.3.-С.234.
53. Таубман А.Б., Корецкий А.Ф. – Докл. АН СССР, 1958. – Т.140. - №5. – С.1128-1129.
54. Гужов А.И. Совместное течение двух взаимно нерастворимых жидкостей / А.И. Гужов, В.Д. Медведев, О.В. Клапчук // Сб.: Применение неньютоновских систем в добыче нефти. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1970. – С.198-199.
55. Левченко Д.Н. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях / Д.Н. Левченко, Н.В. Бергштейн, Н.М. Николаева. – М.:Химия. – 1985. – С.163.
56. Демьянов А.А. Подготовка нефти на месторождениях с использованием силовых полей / Нефтепромысловое дело. – 1978. - №1. – С. 11-13.
57. Грайфер В.И., Тронов В.П., Губанов Б.Ф. Вопросы разрушения нефтяных эмульсий. Казань, Таткнигоиздат, 1967, 108 с.
58. Тронов В.П., Грайфер В.И., и др. Динамика разрушения эмульсии в различных узлах технологического оборудования. В сб. «Вопросы бурения скважин, добычи нефти и экономики». Л.: «Недра», 1969, с. 136. (Тр. ТатНИИ, вып. XIII)
59. Тронов В.П., Грайфер В.И. и др. Влияние гидродинамического и других факторов на разрушение эмульсий. В сб. «Вопросы бурения скважин, добычи нефти и экономики». Л. «Недра», 1969, с. 148-164. (Тр. ТатНИИ, вып. XIII)
60. Левич Г.В. Физико-химическая гидродинамика. – М.: Физматгис, 1959. – 700 с.
61. Тронов В.П. Разрушение эмульсий в тонких слоях. – «Труды ТатНИПИнефть», 1973, вып. 25, с. 176-184. Авт.: В.П. Тронов, В.П. Орлинская, Л.А. Монахова и др.
62. Тронов В.П. Механизм разрушения эмульсий с помощью водорастворимых реагентов. – «Труды ТатНИПИнефть», 1973, вып. 25, с. 128-141

63. Митрофанов А.З и др. Пути повышения качества подготовки нефтей Нижнего Поволжья / Нефтепромысловое дело. – 1977. - №6. – С.35-37.
64. Митрофанов А.З. Подготовка нефти в Арчендинском НГДУ / Нефтепромысловое дело. – 1978. - №12. – С. 21-22.
65. Зайцев Ю.А. Подготовка нефти на месторождениях Западной Сибири / Ю.А. Зайцев и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1973. – 108 с.
66. Тронов В. П. Теоретические основы трубной деэмульсации нефти. В кн. Новое направление в технологии подготовки нефти. - М.: ВНИИОЭНГ, 1972, о. 10-21. 79
67. Тронов В.П. Деэмульсация нефти в трубопроводах/В.П. Тронов и др. – Казань: Таткнигоиздат, 1970. – 152 с.
68. Тронов В.П. Промышленное применение трубной деэмульсации на установке по подготовке нефти/В.П. Тронов и др. – Нефтепромысловое дело, 1969, - №11, - С.22-23.
69. Каган Я.М., Латыпов В.Х. Оптимальные условия деэмульсации нефтей Западно-Сургутского месторождения. – Науч. тр/НИИ Гипротюменнефтегаз. Тюмень, 1967, вып. 3 с. 34-36
70. Байков Н. М., Позднышев Г. Н., Мансуров Р. И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М., Недра, 1981, 261 с.
71. Каган Я. М., Латыпов В.Х. Экспериментальное исследование процессов внутриводной деэмульсации нефти на месторождении Трехозерное. – Нефтепромысловое дело, 1969, №10, с. 25-28
72. Mc. Ghee E. Big Wash Tanks Handle Record Volumes of Heavy Oil Emulsion. – The Oil and Gas Journal, 1965, v. 63, No 38, p. 201-202
73. Пепеляев, С.Н. Закономерности разрушения прямых и обратных эмульсий на поверхности твердой фазы : диссертация ... кандидата технических наук : 02.00.04 / Пепеляев Сергей Николаевич. – г.Пермь : ПГТУ, 1997. – 169 с.
74. Буслаев, Е.С. Разработка технологии очистки нефтепромысловых вод с использованием коалесцирующих материалов : диссертация ... кандидата технических наук : 25.00.17 / Буслаев Евгений Сергеевич. – г.Бугульма : ТатНИПИнефть, 2011. – 122 с.

75. Мухамадеев Р.У. Анализ эффективности интенсифицирующих устройств для процесса подготовки тяжелых нефтей/Р.У. Мухамадеев, А.А. Вольцов//Наука в нефтяной и газовой промышленности. – 2011. - №4. – с. 12-15.
76. Мухамадеев Р.У. Оценка эффективности интенсифицирующих устройств для процесса подготовки тяжелых нефтей/Р.У. Мухамадеев, А.А. Вольцов//Наука в нефтяной и газовой промышленности. – 2011. - №4. – с. 16-19.
77. Судыкин С.Н. Исследование процесса обезвоживания сверхвязких нефтей с применением интенсифицирующих устройств/С.Н. Судыкин, Ф.Р. Губайдуллин, Т.Ф. Космачева, В.А. Крюков, А.А. Вольцов//Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. Выпуск №LXXVIII – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2010. – с. 274-280.
78. Судыкин, С.Н. Совершенствование технологий обезвоживания тяжёлых нефтей пермской системы Республики Татарстан : диссертация ... кандидата технических наук : 25.00.17 / Судыкин С. Н. - г.Бугульма : ТатНИПИнефть, 2011. – 122 с.
79. Тарасов М.Ю. Промысловые исследования обезвоживания нефти в нефтегазоводоразделителях с подогревом продукции/ М.Ю. Тарасов, А.Б. Зырянов и др.-Нефтяное хозяйство, 2012, №3. с.96-98.
80. Хансон К. Последние достижения в области жидкостной экстракции / Пер. с англ. – М.: Химия, 1974. – 447 с.
81. Пашенко А.А., Воронков М.Г., Михайленко Л.А., Круглицкая В.Я., Ласская Е.А. / Гидрофобизация К, «Наукова думка», 1973
82. Пашенко А А, Воронков МГ, Крупа А А., Свицерский В.А. Гидрофобный вспученный перлит К , «Наукова думка», 1977. - 201 с
83. Кругляков П.М. Гидрофильно-липофильный баланс твердого вещества / Кругляков П.М., Свиридов В.В.-Коллоидный журнал, Т 55, №2, 1993 – 181 с.
84. Марселен А. Поверхностные растворы ОНТИ, 1936. – 123 с.
85. Gregg S I The surface chemistry of solids. London, 1951
86. Штербачек З., Тауск П. Перемешивание в химической промышленности. - Л.: Ленинградское отделение Госхимиздата, 1963. – 416 с.;

87. Брагинский Л.Н., Бегачев В.И., Барабаш В.М. Перемешивание в жидких средах: Физические основы и инженерные методы расчета. – Л.: Химия, 1984. – 336 с.
88. Emery G.E. Tank-bottoms reclamation unit upgraded to meet stricter rules // Oil and Gas J. - 1993. - vol.91. - №15. - P.41-42, 44-46.
89. Пергушев, Л.П. Исследование влияния дисперсных характеристик обратных нефтяных эмульсий на технологические параметры процессов сбора и подготовки нефти : диссертация ... кандидата технических наук : 05.15.06 / Пергушев Л. П. - г.Бугульма : ТатНИПИнефть, 2000. – 243 с.
90. Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования. / ВНИИСПТнефть. – Уфа. – РД 39-0004-90. – 1990. – с. 13.
91. Технология подготовки нефти с применением отечественных деэмульгаторов для месторождений Западной Сибири. / СибНИИНП. – Тюмень. – РД 39-0148070-335-88Р. – 1988. – с. 44- 45
92. ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды. – М. – 6 с.
93. Адлер Ю.П., Маркова Е.В., Грановский Ю.В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. М.: Наука. – 1976. – 279 с.
94. Арнольд К., Стюарт М. Оборудование для комплексной подготовки нефти. Промысловая подготовка углеводородов/Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 776 с., ил. – (Промышленный инжиниринг)
95. Серов Д. Ю. Разработка и оптимизация промыслового подогревателя водонефтяных эмульсий на основе моделирования его работы : диссертация ... кандидата технических наук : 05.14.04 / Серов Дмитрий Юрьевич. – г. Саратов: Саратовский государственный технический университет, 2001. – 201 с.
96. Калинин Э.К., Дрейцер Г.А., Ярхо С.А. Интенсификация теплообмена в каналах. - М.: Машиностроение, 1990, Разработка прогноза развития конструкций подогревателей нефти на основе системного подхода: Отчет о НИР (промежуточ. № 1) / Сарат. политехи, ин-т (СПИ) Руководитель Ю.Я. Печенегов. № Гр 01880010916; Инв. № 02890048640. - Саратов, 1989. – 78 с.

97. Исаев Г.И., Яновский Л.С., Сафаров Х.Б. Влияние исходной температуры жидкости на процесс теплообмена в трубах // Нефть и газ.- 1989.-№8.-С.57-60
98. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 677 с.
99. Рабинович Г.Г., Рябых П.М., Хохряков П.А., Молоканов Ю.К., Судаков Е.Н. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: Справочник. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Химия, 1979. – 568 с.