

Инновационный метод разделения водонефтяных эмульсий

Автор работы:

Морозова Екатерина Сергеевна
Россия, Мурманская область, г. Мурманск
МБОУ г. Мурманска «МПЛ», 11 Б класс

Научный руководитель:

Похольченко В.А. заведующий кафедрой
технологического
и холодильного оборудования МАУ
Клименко М.Г. учитель физики МБОУ МПЛ
Белухин А.И. старший преподаватель
кафедры морского нефтегазового дела МАУ

Мурманск, 2024 год

Оглавление

Введение.....	3
Глава 1. Теоретическая часть исследования.....	4
1.1. Методы разделения водонефтяных эмульсий.....	5
Глава 2. Практическая часть исследования.....	8
2.2 Эксперименты.....	10
2.3 Экономическая эффективность	15
2.4 Заключение.....	16
2.5 Список литературы.....	18
Приложение №1.....	19

Аннотация

Морозова Екатерина Сергеевна
Россия, Мурманская область, г. Мурманск, МБОУ г. Мурманска МПЛ, 11 класс

На территории Российской Федерации всего 2 тыс. 700 месторождений нефти. При этом 360 месторождений нефти и газа находятся именно в Арктике, 334 месторождения находятся на суше и 26 — на шельфе. Изначально нефть, которая поступает из скважин наружу, не очищена и содержит в себе большое количество примесей. Поэтому в местах добычи нефти используют разные способы расслоения, то есть разделение водонефтяной эмульсии на воду и нефть, очищая её от содержащихся примесей.

Актуальность работы: в местах месторождений необходимо разделять водонефтяных эмульсий. В данной работе рассматривается один из возможных новых способов такого разделения.

Цель работы: проверить эффективность резкого изменения температуры при разделении водонефтяной эмульсии.

Гипотеза: возможность использовать установку «тепло-холод» для расслоения нефтяных эмульсий

Мы используем метод, подобный методу термическому. Он заключается в механическом разделении водонефтяной эмульсии за счет резкого и многократного изменения температуры в камере «тепло-холод» от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$. Мы предполагаем, что это позволит разбить цепочки соединения воды и нефти быстрее

Ход эксперимента:

1. Приготовление стеарата меди
2. Приготовление эмульсии
3. Начало эксперимента
4. Начало расслоения водонефтяной эмульсии
5. Конец эксперимента. Результаты - расслоения эмульсии

Наиболее значимые результаты:

- Из полученных результатов мы доказали, что метод многократного изменения температур начиная с нагрева эффективнее, чем метод многократного изменения температур, начиная с охлаждения.
- Было доказано, что при тепловом методе скорость возрастания эффективности расслоения эмульсии меньше, чем при методе многократного изменения температур, начиная с нагрева.

- Кроме того, было доказано, что метод многократного изменения температур может быть использован в производстве при любых соотношениях воды и нефти в эмульсии, но наибольшую эффективность данный метод достигает, когда содержание воды в эмульсии больше, чем нефти. Данный факт может быть использован на месторождениях, которые используются в течении большого количества лет и имеют большой коэффициент обводненности.
- А, так же, было доказана возможность использования метода многократного изменения температур для расслоения эмульсий на основе арктической нефти! Следовательно, возможно использовать данный метод на Арктическом шельфе в будущем.
- Была рассчитана первичная экономическая эффективность и доказано, что метод многократного изменения температур более чем в 2 раза требует расходов, нежели существующий тепловой метод.

Дальнейшие перспективы проекта:

- Рассмотреть возможность внедрения метода многократного изменения температур для расслоения нефти, добываемой на арктическом шельфе
- Рассчитать экономическую эффективность метода расслоения водонефтяных эмульсий за счет многократного изменения температур в производственных масштабах
- Изучить возможности разделения водонефтяных эмульсий за счет многократного изменения температур в производственных масштабах
- Провести эксперименты для различных сортов нефти из Арктических регионов и для различных водонефтяных соотношений

Главный предстоящий результат: производится подача документов для получения патента

- **Ключевые слова:**
- Водонефтяная эмульсия, поверхностное натяжение, эмульгатор, неустойчивая эмульсия, устойчивая эмульсии, деэмульгация

Введение

На территории Российской Федерации всего 2 тыс. 700 месторождений нефти. При этом 360 месторождений нефти и газа находятся именно в Арктике, 334 из которых расположены на суше, а 26-на шельфе Северного Ледовитого океана. В процессе разработки залежей углеводородов в скважину поступает многокомпонентная система, состоящая из нефти, воды, газа и других примесей, т.е. в процессе добычи из недр извлекается водонефтяная эмульсия. Поэтому на месторождениях используют различные способы разделения водонефтяных эмульсий на отдельные компоненты.

Актуальность работы: в местах месторождений необходимо разделять водонефтяные эмульсии. В данной работе рассматривается один из возможных новых способов такого разделения.

Цель работы: проверить эффективность метода многократного изменения температуры для расслоения водонефтяной эмульсии.

Задачи работы:

1. Провести анализ литературы по теме
2. Определить необходимые условия для проведения эксперимента
3. Определить все этапы эксперимента для расслоения водонефтяной эмульсии путем резкого изменения температур
4. Провести эксперимент
5. Обобщить результаты и сделать выводы

Объект исследования: водонефтяная обратная эмульсия

Предмет исследования: процесс разделения водонефтяных эмульсий

Гипотеза: для расслоения водонефтяных эмульсий можно использовать климатическую камеру «тепло-холод»

Методы исследования:

1. Теоретические: анализ, сравнение, обобщение
2. Практические: наблюдение и эксперимент

Теоретическая часть исследования

Нефтяная промышленность России – ведущая отрасль российской промышленности, включающая в себя добычу, переработку, производство, транспортировку и сбыт нефтепродуктов.

Крупнейшие месторождения нефти в России: Самотлорское, Ромашкинское, Приобское, Арланское, Ванкорское, Русское, Лянторское, Туймазинское, Фёдоровское и Мамонтовское. Основные регионы, где расположены месторождения нефти - Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский округ, Татарстан, Удмуртия, Красноярский край и Башкортостан.

При добыче нефти из скважин получаем не чистую нефть, а эмульсию.

Эмульсии – это смесь из двух и более компонентов не растворяющихся друг в друге. Эмульсии бывают двух видов: устойчивые и неустойчивые.

Неустойчивая эмульсия – это двухфазная дисперсная система, состоящая из двух взаимно нерастворимых жидкостей, так что одна из них распределена в другой в виде капелек, на поверхности которых отсутствуют прочные стабилизирующие оболочки. Неустойчивая эмульсия образуется при турбулентном перемешивании жидкостей и может существовать лишь в турбулентном потоке. На поверхности раздела фаз неустойчивой эмульсии могут быть мономолекулярные слои поверхностно-активных веществ, не препятствующие дроблению или слиянию капель. При установившемся движении неустойчивых эмульсий достигается динамическое равновесие между процессами коалесценции и дробления, которому соответствует определенный средний диаметр капель. Изменение режима движения приводит к сдвигу динамического равновесия и соответствующему изменению дисперсности неустойчивой эмульсии. При переходе к ламинарному режиму течения или остановке происходит расслоение составляющих эмульсию жидкостей.

Устойчивость эмульсий – это способность их не разрушаться и не разделяться на дисперсную фазу и дисперсионную среду в течение определенного промежутка времени. **Устойчивость эмульсии** зависит от многих факторов, например, поверхностного натяжения, вязкости дисперсионной среды, температуры, дисперсности частиц и т.д. Но из всего перечисленного главный фактор **устойчивости эмульсии это** совокупность эмульгированных частиц, то есть ее дисперсность.

Нефть является устойчивым видом эмульсии.

Многие нефтяные месторождения имеют высокий коэффициент обводнённости продукции. Поэтому на месторождениях используются различные методы разделения эмульсий.

Метод во многом опирается на выбор принципа, с помощью которого разрушается устойчивая водонефтяная эмульсия. Это может быть достигнуто простым отстаиванием, приводящим расслоению фаз, однако в часто этого оказывается недостаточно. Принимая во внимание объемы добываемой нефти и высокие требования к ее качеству, используемые методы разделения должны быть экономичные, а также иметь высокую производительность и обеспечивать высокую степень очистки.

Методы разделения водонефтяных эмульсий:

Методы делятся на химические и физические.

Химические методы. Основой методов данной группы является использование деэмульгаторов – поверхностно-активных веществ (ПАВ), оказывающих разрушающее действие на эмульсии и снижающих ее стойкость. Механизм действия таков, что деэмульгаторы внедряются в межфазный слой эмульсии и замещают собой или растворяют естественные эмульгаторы, чем и ослабляется бронирующий слой дисперсных частиц.

Плюсы:

1. Высокая эффективность.

Минусы:

1. Это дорого
2. После использования данного метода приходится выводить данные деэмульгаторы.

Физические:

1. Гравитационный метод

Разрушенную нефтяную эмульсию при подаче в нее эффективного деэмульгатора в заглубное пространство скважин или в начало сборного коллектора обычно направляют в ДНС и УПН в сепараторы, в которых происходит одновременное разделение нефти, газа и воды.

2. Электромагнитный метод

Воздействие электрического поля высокой напряженности также может способствовать разрушению водонефтяной эмульсии. Это обусловлено значительной разницей между электропроводностью нефти и воды с растворенными в ней солями со значительным перевесом в сторону последней.

Находясь в электрическом поле постоянного напряжения, капли воды стремятся выстроиться в цепочки вдоль силовых линий, и в свою очередь между отдельными цепочками возникают свои электрические поля, что в конечном итоге приводит к пробоем электронов и разрыву защитных оболочек дисперсных частиц с их последующим слиянием. Тем самым достигается разрушение эмульсии.

3. Механический метод

Группа включает в себя отстаивание, центрифугирование и фильтрацию. Преимуществом таких методов является относительная простота реализации и аппаратного оформления процесса, для которого в большинстве случаев не требуется подвод тепла или использование химического реагента и т.п. Механическими методами хорошо поддаются разделению сильно обводненные нефти.

Ключевым же недостатком можно назвать невозможность разделения устойчивых эмульсий, а значит и невозможность глубокого обезвоживания нефти без привлечения дополнительных мер.

4. Тепловой метод (нагрев)

Одним из простейших способов усилить деэмульгацию является термическая обработка. При нагревании водонефтяной эмульсии интенсифицируются различные процессы, способствующие разрушению дисперсной фазы и ее последующему расслоению. Так с ростом температуры снижается вязкость нефти, усиливается броуновское движение и возрастает разница в плотности между двумя фазами. Кроме того, облегчается и коалесценция капель за счет ослабления их защитного слоя, чему способствует расплавление бронирующих кристаллов парафинов и асфальтенов и увеличение растворимости в нефти природных эмульгаторов.

Нагрев неизбежно приводит к испарению легких фракций нефти, что влечет за собой дополнительные потери, повышение пожароопасности и ужесточение требований по герметизации, что налагает дополнительные требования для оборудования такого рода.

Нагреваемая водонефтяная смесь частично подвергается расслоению, что позволяет отделять крупнодисперсную воду

Метод механического разделения водонефтяной эмульсии путем многократного изменения температур.

В рамках работы был использован метод, подобный методу термическому. Он заключается в механическом разделении водонефтяной эмульсии за счет резкого и многократного изменения температуры в камере «тепло-холод» от минус 50 °С до плюс 50 °С. В процессе выполнения работы было выдвинуто предположение, что это позволит разбить цепочки соединения воды и нефти быстрее.

Данные минимальные и максимальные значения температуры выбраны на основании того, что данные значения можно достичь в естественных условиях (с одной стороны, температуры на Арктическом шельфе могут достигать значений минус 50 °С, а с другой стороны, для увеличения подвижности нефти и снижения вязкости ее могут нагревать до температур плюс 40-50 °С). Объект исследования (водонефтяная эмульсия) была приготовлена

на основе нефти с месторождения «Медынское море». Данная площадь была открыта в 1997 году в южной части Печорского моря. В рамках работы была использована установка «тепло-холод» для разделения эмульсий.

Значение плотности нефти выражают через значение плотности при температуре плюс 15 °С при избыточном давлении, равном нулю. Значение плотности нефти, приведенное к температуре 20 °С, вычисляют по формуле коэффициента объемного расширения нефти при температуре 15 °С, рассчитывают по формуле.

Кинематическая вязкость нефти изменяется в широких пределах: от 2 до 300 мм²/с (20 °С). Однако в среднем вязкость большинства нефти не превышает 40-60 мм²/с.

Физические свойства нефти и нефтепродуктов зависят от их состава, то есть от соотношения между парафиновыми, нафтеновыми и ароматическими углеводородами и другими углеводородами, водящими в состав нефти и нефтепродуктов.

Когда вещество нагревается, его масса не изменяется. Поэтому, когда его объем увеличивается при возрастании температуры, его плотность должна уменьшаться. Это весьма важно для жидкостей и газов.

1. Плотность и удельный вес нефти и нефтепродуктов зависят от температуры. Для определения плотности нефти или нефтепродукта при определенной температуре используется формула (1):

$$\rho_t = \rho_{20} - \varepsilon(t - 20), \quad (1)$$

где ε – коэффициент температурного расширения;

ρ_{20} – плотность нефти или нефтепродукта при $t = +20^\circ\text{C}$ (стандартные условия)

2. При нагревании плотность нефти резко уменьшается, и нефть поднимается вверх, а расслоившаяся вода остается внизу.

3. Так же при изменении температур меняется поверхностное натяжение нефти.

Поверхностное натяжение – это явление, при котором молекулы в состоянии покоя сжимаются до минимально возможной площади поверхности.

Увеличением температуры приводит к уменьшению поверхностного натяжения.

Усилением теплового движения молекул при нагреве ведёт к ослаблению межмолекулярного взаимодействия, уменьшению внутреннего давления и как следствие, уменьшению коэффициента поверхностного натяжения (σ)

Практическая часть исследования

Цель исследования: проверить эффективность резкого изменения температуры при разделении водонефтяной эмульсии.

Объект исследования: водонефтяная обратная эмульсия

Описание установки:

Климатическая камера СМ -60/100-80 ТХ на 80 литров предназначена для проведения исследований, как при отрицательных, так и при положительных температурах. Установка «тепло-холод» в основном применяются для контроля качества изделий и узлов в радиоэлектронной, упаковочной, фармацевтической промышленности, для проведения исследований при пониженных температурах до минус 60 °С (двухкаскадный холодильный агрегат), в диапазоне положительных температур до плюс 100 °С. Камера оснащена современной системой управления, что обеспечивает высокую точность испытаний, надежность, и помехоустойчивость, имеет память ранее выставленных параметров, что облегчает ее использование. Контроллер можно подключить к компьютеру и регистрировать процесс испытаний. Также камера оснащена монитором, что позволяет визуально наблюдать за температурой и временем процесса. Есть возможность организовывать циклические испытания.

Для приготовления эмульсии были использованы техническая вода и нефть с месторождения «Медынское море» в пропорции 1:1. В целях обеспечения устойчивости эмульсии в нее был добавлен эмульгатор в количестве 1% от массы всей дисперсной системы.

Эмульгатор – это поверхностно активное вещество, которое помогает связать молекулы воды и нефти. Концентрация веществ подобрана таким образом, что была получена самая мелкая и самая устойчивая эмульсия.

В использованной литературе указано два типа стабилизаций эмульсий «вода в масле» и «масло в воде»:

В эмульсиях типа «масло в воде» масло диспергировано в непрерывной водной среде, тогда как в эмульсии типа «вода в масле» вода является дисперсной фазой в масляной среде.

Эмульсию получают в процессе, когда две несмешивающиеся жидкости подвергают процессу эмульгирования. Этот процесс состоит в том, что смесь механически встряхивают, разбивают особыми лопастными мешалками или продавливают через узкие щели жидкости.

На практике, где имеется большое число механизмов, диспергирование осуществляется благодаря простому разбиванию относительно больших капель на более мелкие, или растяжением жидкости в пленку, потому что, когда она разрывается, происходит образование целой массы мелких капелек.

При добавлении в смесь «масло в воде» эмульгаторов большая часть эмульгатора погружается в капельки масла, не обеспечивая устойчивость эмульсии, поскольку часть поверхности капельки остается «открытой» и легко может происходить слияние капелек в крупные глобулы.

Во втором случае при добавлении эмульгаторов в смесь «вода в масле», эмульгаторы стабилизируют эмульсию. Их молекулы, находящиеся большей своей частью в дисперсионной среде, удерживаются на поверхности капелек воды своей гидрофильной группировкой.

Один цикл изменения температуры происходит в течении часа.

Ход эксперимента:

1. Приготовление эмульгатора (Пр. 1 рис.1).

В качестве эмульгатора было использовано мыло двухвалентного металла (стеарат меди), который был приготовлен следующим образом: измельченное хозяйственное мыло было смешано с теплой (температура 40-45°C) водой и взбито до формирования мыльной пены, затем был добавлен медный купорос CuSO_4 . Далее, при перемешивании купороса и мыльной пены сформировались хлопья зелено-синего цвета, которые и являются стеаратом меди $\text{Cu}(\text{C}_{17}\text{H}_{35}\text{COO})_2$.

2. Приготовление эмульсии (Пр. 1 рис.2).

С помощью лабораторных электронных весов было взвешено необходимое количество эмульгатора, далее были подготовлены техническая вода и исследуемая нефть. Диспергирование эмульгатора осуществлялось в воде, в которую затем постепенно добавлялась нефть при одновременном перемешивании дисперсной среды с помощью лабораторной мешалки.

3. Начало эксперимента (Пр. 1 рис.3)

Исследуемая эмульсия была помещена в камеру «тепло-холод». Первым видимым изменениям являлось образование пузырьков воды в нижней части емкости с эмульсией. Затем пропали пузырьки, происходит испарение жидкости, это видно на стенках сосуда.

4. Начало расслоения водонефтяной эмульсии (Пр. 1 рис.4)

Происходит начало отслаивания воды от нефти, отслаивание началось при втором понижении температуры (перед этим происходил нагрев и охлаждение эмульсии). Сначала появились маленькие пузырьки чистой воды. Затем они объединились в большие глобулы и в конечном этапе сформировался слой чистой воды.

5. Конец эксперимента. Результаты расслоения эмульсии (Пр. 1 рис.5)

По окончании эксперимента эмульсия была извлечена из камеры аппарата.

Эксперименты

1 этап эксперимента.

В ходе работы были проведены многократные повторения вышеуказанных действий по расслоению эмульсии в пропорции 1:1.

Виды экспериментов:

1. Метод многократного изменения температур, начиная с охлаждения эмульсии до температуры минус 50 °С.
2. Термический метод (нагрев эмульсии до температуры плюс 50 °С).
3. Метод многократного изменения температур, начиная с нагрева эмульсии до температуры плюс 50 °С.

Результаты экспериментов:

Метод	Термический метод	Метод многократного изменения температур начиная с охлаждения	Метод многократного изменения температур начиная с нагрева
Высота слоя чистой воды	17 мм чистой воды и 2 мм крупная эмульсия	16 мм чистой воды	37 мм чистой воды

Вывод:

1. В результате проведенных экспериментов было доказано возможность использования метода многократного изменения температур.
2. Из полученных результатов видно, что метод многократного изменения температур начиная с нагрева эффективнее, чем метод многократного изменения температур, начиная с охлаждения.

2 этап экспериментов:

На данном этапе исследований была проведена серия экспериментов с эмульсиями, имеющими различное водонефтяное соотношение. Эмульсия была изготовлена на основе арктической нефти с месторождения «Медынское море». Эксперименты были двух видов: термический метод и метод многократного изменения температур, начиная с нагрева. Все эксперименты были проведены в Климатической камере СМ -60/100-80 ТХ.

Результаты экспериментов:

Водонефтяное соотношение (в %)/ метод расслоения	90/10	70/30	50/50	30/70	10/90
Тепловой	50 мм чистой воды	20 мм – крупная эмульсия	17 мм чистой воды 3 мм крупная эмульсия	0 мм	0 мм Нефть стала вязкой
Метод многократного изменения температур начиная с нагрева	65 мм чистой воды	45 мм чистая вода 3 мм крупная эмульсия	31 мм чистой воды	3 мм чистая вода	1 мм

Общая высота эмульсии в колбе 74 мм

Полученные данные были обработаны и переведены в процентное соотношения количества чистой воды относительно начального объема:

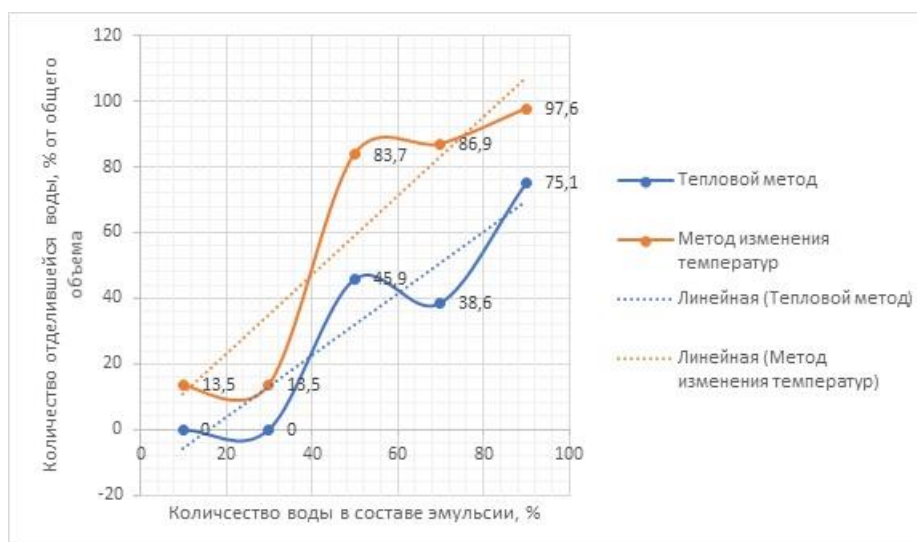
Водонефтяное соотношение (в %)/ метод расслоения	90/10	70/30	50/50	30/70	10/90
Тепловой	50 мм чистой воды	20 мм – крупная эмульсия	17 мм чистой воды 3 мм крупная эмульсия	0 мм	0 мм Нефть стала вязкой
	75,1%	38,6%	45,9%	0%	0%
Метод многократного изменения температур, начиная с нагрева	65 мм чистой воды	45 мм чистой воды 3 мм крупная эмульсия	31 мм чистой воды	3 мм чистой воды	1 мм
	97,6%	86,9%	83,7%	13,5%	13,5%

В пересчете на объем воды:

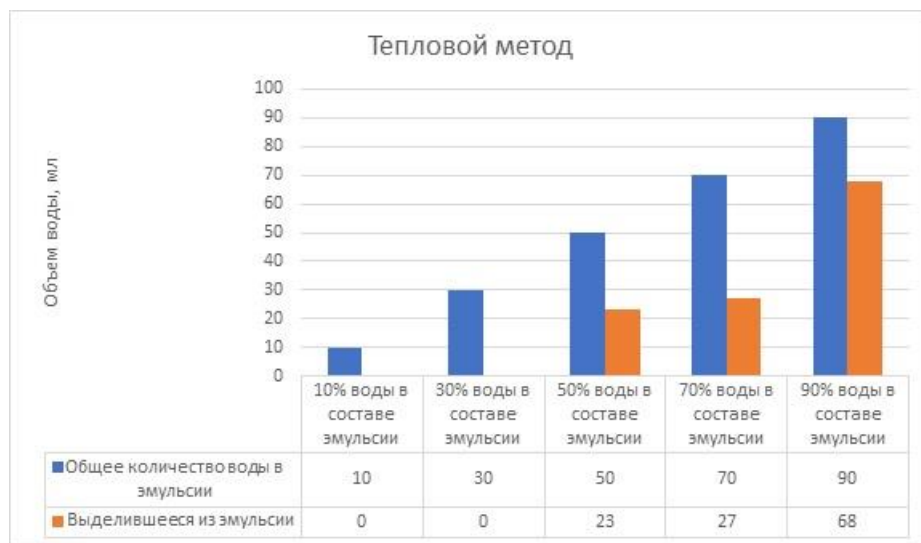
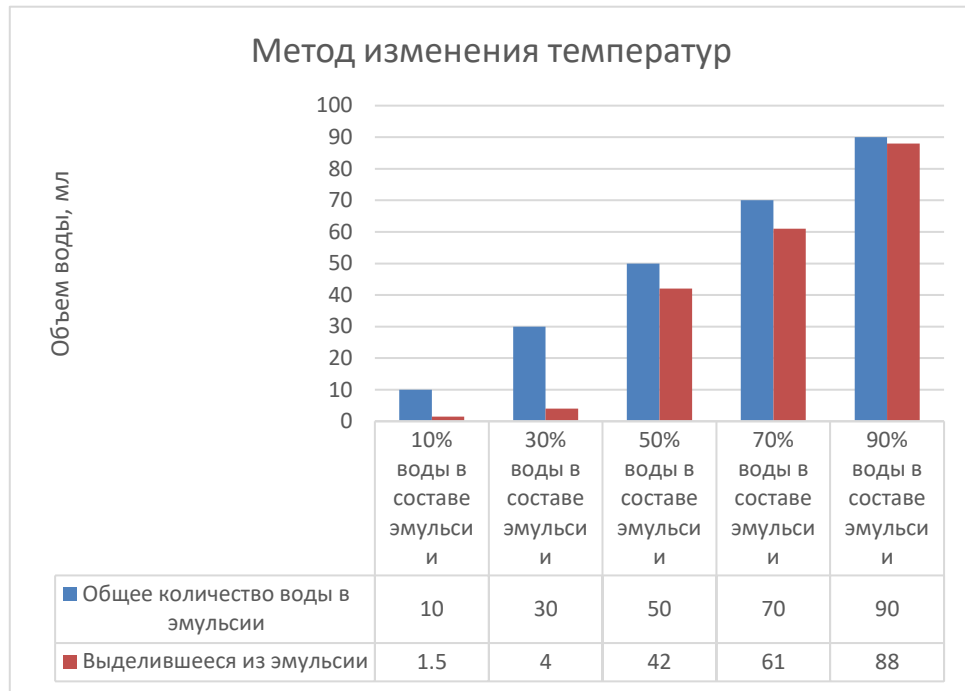
Водонефтяное соотношение (в %)/ метод расслоения	90/10	70/30	50/50	30/70	10/90
Тепловой	90 мл	70 мл	50 мл	30 мл	10 мл
	68 мл	27 мл	23 мл	0 мл	0мл
Метод многократного изменения температур, начиная с нагрева	90 мл	70 мл	50 мл	30 мл	10 мл
	88 мл	61 мл	42 мл	4 мл	1,5 мл

На основе полученных данных были построены следующие графики:

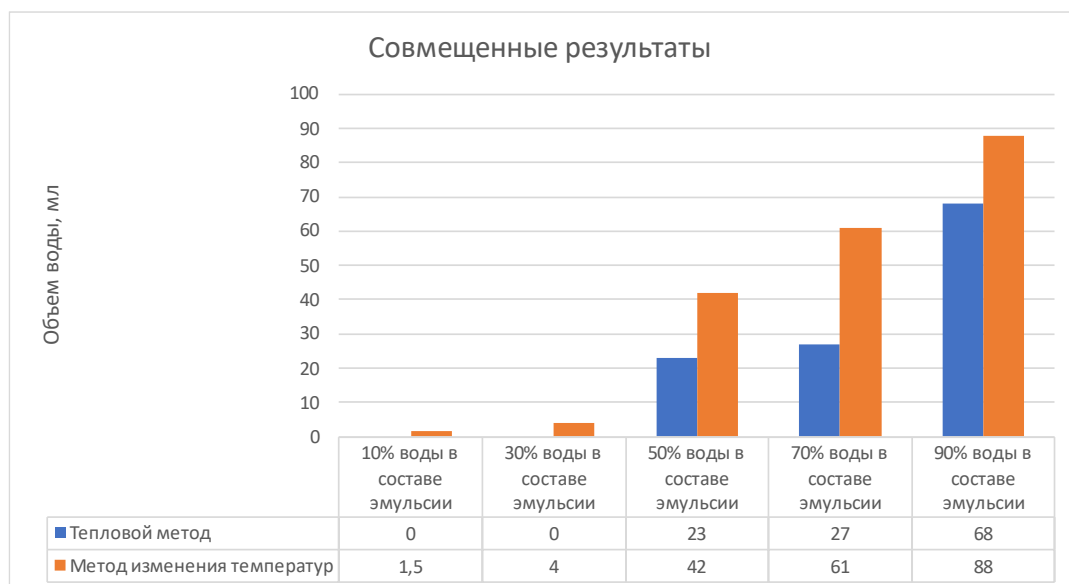
1. Эффективность методов в зависимости от водо-масляного соотношения:



2. Соотношение количества воды, выделившегося в результате работы метода, относительно первоначального количества:



Совмещенные результаты:



Вывод:

1. Исходя из графиков можно заметить, что при тепловом методе скорость возрастания эффективности расслоения эмульсии меньше, чем при методе многократного изменения температур, начиная с нагрева.
2. Кроме того, было доказано, что метод многократного изменения температур может быть использован в производстве при любых соотношениях воды и нефти в эмульсии, но наибольшую эффективность данный метод достигает, когда содержание воды в эмульсии больше, чем нефти. Данный факт может быть использован на месторождениях, которые используются в течении большого количества лет и имеют большой коэффициент обводненности.
3. А, так же, было доказана возможность использования метода многократного изменения температур для расслоения эмульсий на основе арктической нефти. Следовательно, возможно использовать данный метод при разработке месторождений Арктической зоны Российской Федерации.

Зависимость расслоения водонефтяной эмульсии от состава

Изначально нефть, которая поступает из скважин наружу, не очищена и содержит в себе большое количество примесей.

Нефть добывают как на суше, так и на море. Поэтому в различных месторождениях различный химический состав нефти, который влияет на время, необходимое для расслоения эмульсии и полученные затраты. В большинстве случаев в нефти присутствует пластовые воды, обладающие высокой степенью минерализации. Были проведены лабораторные опыты для оценки того, как сильно влияет минерализация на процесс расслоения водонефтяной эмульсии и на полученные затраты.

Приразломная нефть, проточная вода	Приразломная нефть, соленая вода	Новопортовская нефть, проточная вода	Новопортовская нефть, соленая вода
1,5 часа	5 часов	5,5 часов	15 часов
9 кВт	30 кВт	33 кВт	90 кВт
33,3 рубля	111 рублей	122,1 рубль	333 рубля
33300000000 рублей (33 миллиарда 300 миллионов рублей)	111 000000000 рублей (111 миллиардов рублей)	122100000000 рублей (122 миллиарда 100 миллионов рублей)	333000000000 рублей (333 миллиарда рублей)

Из данной таблицы было получена зависимость состава нефти и используемой воды для приготовления эмульсии от процента расслоения и полученных затрат.

6. Доказано, что минерализации замедляет процесс расслоения. Водонефтяная эмульсии, содержащая в составе вместо пресной воды морскую, расслаивается с меньшей скоростью. (Пр. 1 рис.9; рис.10) Поэтому первоначально данный тип эмульсий необходимо расслаивать иным способом, например химическим, а затем воздействовать методом многократного изменения температуры, для избавления эмульсии от эмульгаторов.

Экономическая эффективность

Для подтверждения эффективности метода многократного изменения температур и наглядного сравнения с существующим тепловым методом, была рассчитана экономическая эффективность данных двух методов.

Приразломная нефть, проточная вода, тепловой метод	Приразломная нефть, проточная вода, метод многократного изменения температур
3,5 часа	1,5 часа
21 кВт	9 кВт
77,7 рублей	33,3 рубля
77700000000 рублей	33300000000 рублей

Расчет происходил таким образом:

1. Проведение опыта на лабораторной установке
2. Получение процентной зависимости расслоившейся эмульсии

3. Расчет количества затраченного времени
4. Расчет затрат электроэнергии
5. Получение конечного результата - денежных затрат на использование методов для расслоения эмульсии

По результатам полученных вычислений было рассчитано, что метод многократного изменения температур быстрее расслаивает водонефтяную эмульсию, нежели существующий тепловой метод, более чем в 2 раза. Поэтому денежные затраты на использование метода многократного изменения температур для расслоения эмульсии меньше в 2 раза.

Заключение

1. В ходе работы был изучен теоретический материал
2. Была приготовлена водонефтяная эмульсия в лаборатории ФГАОУ ВО «Мурманский арктический университет» города Мурманска.
3. Были проведены многократные эксперименты с использованием «Климатической камеры СМ -60/100-80 ТХ» с возможностью резкого изменения температуры в камере.
4. Была разделена водонефтяная эмульсия.
5. Была проведена сравнительная оценка теплового метода расслоения эмульсий и метода многократного изменения температур для разных вариаций водонефтяного соотношения в эмульсии.
6. Была доказана возможность практического применения метода многократного изменения температур в производстве
7. Рассчитана экономическая эффективность метода многократного изменения температур и теплового метода
8. Подана заявка на получения патента на изобретение

Выводы:

1. В ходе эксперимента гипотеза была подтверждена.
2. Доказано, что климатическую камеру «тепло-холод» можно использовать для расслоения водонефтяных эмульсий методом многократного изменения температур.

Дальнейшие перспективы работы:

1. Рассмотрение возможности внедрения в производство метода многократного изменения температур для расслоения нефти, добываемой на арктическом шельфе.
2. Расчет экономической эффективности метода расслоения водонефтяных эмульсий за счет многократного изменения температур для производственных масштабах на установке.

3. Изучение возможности разделения водонефтяных эмульсий за счет многократного изменения температур в производственных масштабах.
4. Проведение экспериментов для различных сортов нефти из Арктических регионов и для различных водонефтяных соотношений.

Список литературы

1. Ахметов С.А. «Физико-химическая технология глубокой переработки нефти»
2. В. В. Тетельмин, В. А. Язев «Основы бурения на нефть и газ»
3. Джеймс Г. Спейт «Анализ нефти. Справочник»
4. Камил Уразаков «Справочник по добыче нефти»
5. Л. П. Дейк «Основы разработки нефтяных и газовых месторождений»
6. паспорт климатической камеры «тепло-холод»
7. Ткачев С.М. «Технология переработки нефти и газа. Процессы глубокой переработки нефти и нефтяных фракций»
8. У. Лайонз, Г. Плизг «Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Бурение и заканчивание скважин»
9. https://oil-filters.ru/oil_separators/?ysclid=lmnaep0jl8112632833
10. <https://studfile.net/preview/5135384/page:2/>

Рис.1



Рис.2



Рис.3

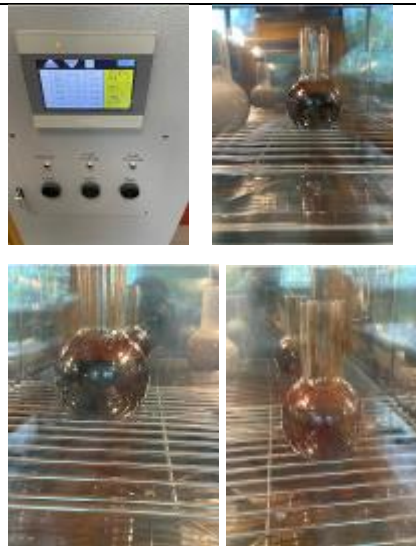




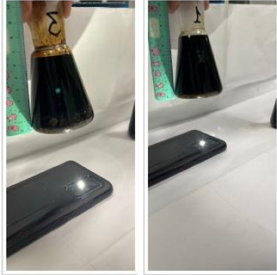
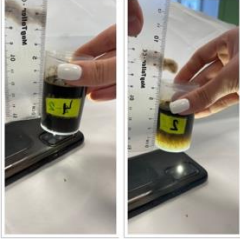
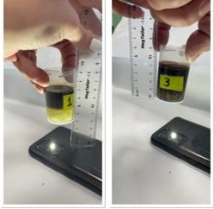
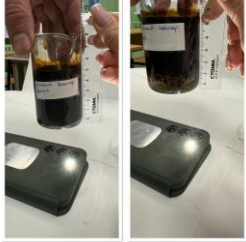
Рис.4	
Рис.5	
Рис.6	
Рис.7	
Рис.8	
Рис.9	

Рис.10