

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К.И. Сатпаева

Институт химических и биологических технологий  
Кафедра «Химическая и биохимическая инженерия»

Халыхова Дана Галымжанқызы

«Причины образования неразрушаемой эмульсии на месторождениях  
Атырауской области. АО «ЭМГ»

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

Специальность 5В072100 – Химическая технология органических веществ

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К.И. Сатпаева

Институт химических и биологических технологий  
Кафедра «Химическая и биохимическая инженерия»

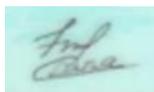
**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**  
Заведующий кафедрой  
«Химическая и  
биохимическая инженерия»  
Ph.D., ассоциированный профессор  
 Х.С. Рафикова  
«18» мая 2021 г.

### ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

на тему: «Причины образования неразрушаемой эмульсии на месторождениях  
Атырауской области. АО «ЭМГ»

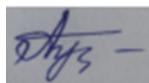
по специальности 5В072100 – Химическая технология органических веществ

Выполнил



Д.Ф.Халыхова

Научный руководитель



ассистент-профессор,  
доктор PhD, Г.С. Айткалиева

Алматы 2021

# МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический  
университет имени К.И.Сатпаева

Институт химических и биологических технологий  
Кафедра «Химическая и биохимическая инженерия»

5B072100 – «Химическая технология органических веществ»

## УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой Химическая и  
биохимическая инженерия

PhD



Рафиковва Х.С.

*подпись*

*Ф.И.О.*

“7” декабря 2020г.

## ЗАДАНИЕ

### на выполнение дипломной работы

Обучающемуся Халыхова Дана Галымжанқызы

*(Ф.И.О. обучающегося)*

Тема: Причины образования неразрушаемой эмульсии на месторождениях Атырауской области. АО «ЭМГ»

*(тема дипломной работы)*

Утверждена приказом Ректора Университета №2131-б от "24" 11.2020г.

Срок сдачи законченной работы

"16" мая 2021г.

Исходные данные к дипломной работе: промысловые данные нефтей месторождений АО «ЭмбаМунайГаз».

Краткое содержание дипломной работы:

а) Сбор и систематизация теоретического материала по причинам образования водонефтяных эмульсий

б) Анализ физико-химических характеристик нефтей месторождений АО «ЭМГ»

в) Лабораторные испытания по подбору эффективного деэмульгатора для разрушения водонефтяных эмульсий

г) Результаты по проделанным лабораторным испытаниям

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):  
*представлены 15 слайдов презентации работы*

Рекомендуемая основная литература: из 24 наименований-V. Hoshyargar, A. Marjani, F. Fadaei, S. Shirazian, Prediction of flow behavior of crude oil-in-water emulsion through the pipe by using rheological properties, Orient. J. Chem. 28 (2012) 109–113. doi:10.13005/ojc/280116.

## ГРАФИК

### подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Сбор и систематизация теоретического материала по причинам образования водонефтяных эмульсий	29.01.2021г	Выполнена
Анализ физико-химических характеристик нефтей месторождений АО «ЭМГ»	19.03.2021г	Выполнена
Лабораторные испытания по подбору эффективного деэмульгатора для разрушения водонефтяных эмульсий	30.04.2021г	Выполнена
Результаты по проделанным лабораторным испытаниям	17.05.2021г	Выполнена

### Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу (проект) с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Нормоконтролер	А.Т. Хабиев, PhD доктор, ассоц. профессор	15.05.21	

Научный руководитель



Подпись

Айткалиева Г.С.

Ф.И.О.

Задание принял к исполнению обучающийся



подпись

Халыхова Д.Г.

Ф.И.О.

## АНДАТПА

Дипломдық жұмыс 33 бет, 9 сурет және 10 кесте, 24 дереккөзді құрайды.

*Түйінді сөздер:* эмульсия, деэмульгатор, су-мұнай эмульсияларының бұзылуы, "ЕмбіМұнайГаз" АҚ мұнайы, су мөлшері.

*Дипломдық жұмыстың мақсаты:* бұзылмайтын эмульсиялардың пайда болу себептерін анықтау және Атырау облысының кен орындарының эмульсияларын бұзу үшін тиімді реагент-деэмульгаторларды таңдау.

*Қолданылған әдістер мен аппаратура:* МС № 05-2017 "Бөтелкедегі тест әдісімен химиялық реагенттердің деэмульгациялық белсенділігін бағалау бойынша зертханалық сынақтар ("Bottle Test")" бойынша деэмульгатордың тиімділігін анықтау, "Хлорлы тұздардың мөлшерін анықтау әдістері" МЕМСТ 21534-76 бойынша хлорлы тұздардың қалдық құрамын анықтау.

Бұл жұмыста су негізіндегі бұзылмайтын эмульсиялардың пайда болуының негізгі себептері және арнайы реагент-деэмульгаторларды қолдана отырып, олармен күресу әдістері қарастырылған.

*Зерттеу нысаны* "Ембімұнайгаз" АҚ кен орнының ұңғымасынан алынған шикі мұнай болып табылады. Атырау облысы кен орындарының қысқаша сипаттамасы, олардың қасиеттері мен құрамы, бұзылмайтын су-мұнай эмульсияларымен күресу әдістері сипатталған.

*Зерттеу нәтижелері:* "ЕмбіМұнайГаз" АҚ кен орнының мұнайын талдау жүзеге асырылды, деэмульгаторлардың бұзылмайтын эмульсияға әсер ету тиімділігі бағаланды.

«Су-мұнайлы» бұзылмайтын эмульсияларды бұзу үшін реагент-деэмульгаторларды пайдалану "Ембімұнайгаз" АҚ мұнайының сыналатын сынамаларына оң әсер ететіні анықталды.

## АННОТАЦИЯ

Данная дипломная работа содержит 33 страниц, 9 рисунков и 10 таблиц, 24 источников.

*Ключевые слова:* эмульсия, деэмульгатор, разрушение водонефтяных эмульсий, нефть АО «ЭмбаМунайГаз», обводненность.

*Целью дипломной работы* является выяснение причин образования водонефтяных эмульсий и подбор эффективных реагентов-деэмульгаторов для разрушения эмульсий месторождений Атырауской области.

*Использованные методы и аппаратура:* Определение эффективности деэмульгатора по МВИ № 05-2017 «Лабораторные испытания по оценке деэмульгирующей активности химических реагентов методом бутылочного теста («Bottle Test»)), определение остаточного содержания хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Методы определения содержания хлористых солей».

В данной дипломной работе рассмотрены основные причины образования водонефтяных неразрушаемых эмульсий и методы борьбы с ними с применением специальных реагентов-деэмульгаторов.

*Объектом исследования* является сырая нефть из скважины месторождения АО «ЭмбаМунайГаз». Рассмотрены краткие описания месторождений Атырауской области, их свойства и состав, методы борьбы с неразрушаемыми водонефтяными эмульсиями.

*Результаты исследований:* Осуществлен анализ водонефтяных эмульсий месторождения АО «ЭмбаМунайГаз», оценена эффективность действия деэмульгаторов на водонефтяную неразрушаемую эмульсию.

Выявлено, что использование реагентов-деэмульгаторов для разрушения водонефтяных неразрушаемых эмульсий оказывает положительное влияние на испытываемые пробы нефти АО «ЭмбаМунайГаз».

## ANNOTATION

Diploma work consists of 33 pages, 9 figures and 10 tables, 24 sources.

*Keywords:* emulsion, demulsifier, destruction of water-oil emulsions, oil of "EmbaMunaiGas" JSC, water cuts of oil.

*The purpose of the diploma work* is to find out the reasons for the formation of "water-oil" emulsions and the selection of effective reagents-demulsifiers for the destruction of emulsions of deposits in the Atyrau region.

*Methods and equipment used:* Determination of the effectiveness of the demulsifier according to MIM No. 05-2017 "Laboratory tests for assessing the demulsifying activity of chemical reagents by the Bottle Test method", determination of the residual content of chloride salts according to ASTM 21534-76 "Methods for determining the content of chloride salts".

In this work, the main causes of the formation of water-oil non-destructible emulsions and methods of combating them with the use of special reagents-demulsifiers are considered.

*The object of the study* is crude oil from the well of the field of JSC "EmbaMunaiGas". Brief descriptions of the deposits of the Atyrau region, their properties and composition, methods of combating non-destructible water-oil emulsions are presented.

*The results of the work:* The analysis of the oil field of JSC "EmbaMunaiGas" was carried out, the effectiveness of the demulsifiers on the water-oil non-destructible emulsion was evaluated.

It was revealed that the use of demulsifier reagents for the destruction of water-oil non-destructible emulsions has a positive effect on the tested oil samples of "EmbaMunaiGas" JSC.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Литературный обзор	10
1.1 Типы эмульсий в нефтедобыче	10
1.1.1 Эмульсии обратного типа	10
1.1.2 Эмульсии прямого типа	11
1.1.3 Множественная эмульсия	11
1.2 Причины образования водонефтяных эмульсий	12
1.2.1 Эмульгаторы	12
1.2.2 Характеристики и физические свойства	13
1.3 Стабильность водонефтяных эмульсий	14
1.3.1 Факторы, влияющие на стабильность	15
1.4 Методы предупреждения образования устойчивых водонефтяных эмульсий в скважинах	16
1.5 Обзор методов разрушения водонефтяной эмульсии в пластовых условиях	17
2 Экспериментальная часть	21
2.1 Объекты исследования и их отбор	21
2.2 Характеристики исследуемых деэмульгаторов	22
2.3 Исследование эффективности деэмульгатора в лабораторных условиях	22
3 Результаты и их обсуждение	25
3.1 Изучение физико-химических свойств водонефтяных эмульсий	25
3.1.1 Компонентный состав	25
3.1.2 Основные характеристики нефтей	25
3.2 Выявление эффективного испытуемого деэмульгатора для разрушения водонефтяных эмульсий	27
Заключение	31
Список использованной литературы	32

## ВВЕДЕНИЕ

*Актуальность дипломной работы:* водонефтяные эмульсии являются одной из нескольких проблем, непосредственно связанных с нефтяной промышленностью. Наличие значительных количеств эмульгированной воды в сырой нефти увеличивает стоимость транспортировки, усиливает коррозию и вызывает другие виды технического обслуживания. Эти эмульсии достигают своей стабильности в присутствии асфальтенов. Обработка сырой нефтяной эмульсии является сложной задачей, когда эмульсия стабилизирована. По мере того как сырая нефть поднимается на поверхность и перекачивается на производственные объекты, образование эмульсии увеличивает эксплуатационные расходы.

*Современная оценка состояния проблемы:* Нефти месторождений Атырауской области с высокой обводненностью склонны к образованию водонефтяных эмульсий, а содержание тяжелых фракций приводит к стабилизации эмульсий, так как в них содержатся естественные эмульгаторы. Для разрушения этих эмульсий используются в основном реагенты-деэмульгаторы, которые в свою очередь являются более эффективным способом разрушения водонефтяных неразрушаемых эмульсий.

Существует широкий спектр деэмульгаторов, доступных в нефтегазовой промышленности для обработки сырой нефтяной эмульсии, но одной из основных проблем всегда была эффективность обработки. В этом исследовании сырые образцы были собраны из впускного коллектора месторождений X и проведены испытания бутылок с двумя деэмульгаторами, чтобы выбрать лучший химический деэмульгатор для использования при обработке эмульсий.

*Целью настоящего исследования* была оценка эффективности деэмульгаторов для отделения воды от нефти месторождений Атырауской области: АО «ЭмбаМунайГаз».

*Основные задачи дипломной работы:*

- 1) выяснение причин образования неразрушаемых эмульсий с целью их предотвращения и разрушения с помощью специальных деэмульгаторов;
- 2) подбор эффективного деэмульгатора из двух испытуемых.

## 1 Литературный обзор

### 1.1 Типы эмульсий в нефтедобыче

Эмульсии, которые широко встречаются при добыче сырой нефти, как правило, включают эмульсии «вода в нефти» (в/н), «нефть в воде» (н/в) эмульсии и сложные эмульсии «вода-в нефти-в воде» (в/н/в). Сложная эмульсия также известна как множественная эмульсия [1]. Три типа эмульсии показаны на рисунке 1.

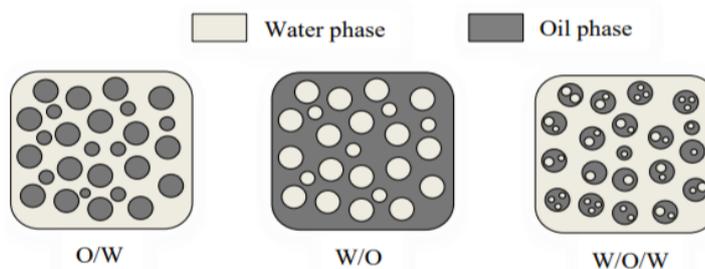


Рисунок 1 - Классификация нефтяных эмульсий

#### 1.1.1 Эмульсии обратного типа

Эмульсия «вода в нефти» — это тип эмульсий, в которых непрерывная фаза обычно представляет собой гидрофобные материалы, такие как нефть, а дисперсная фаза — воду [2]. Более 95% сырой нефтяной эмульсии, образующейся на месторождении, относится к типу эмульсии обратного типа [3]. Эти эмульсии содержат три вещества: растворитель, поверхностно-активное вещество и воду, как показано на рисунке 2.

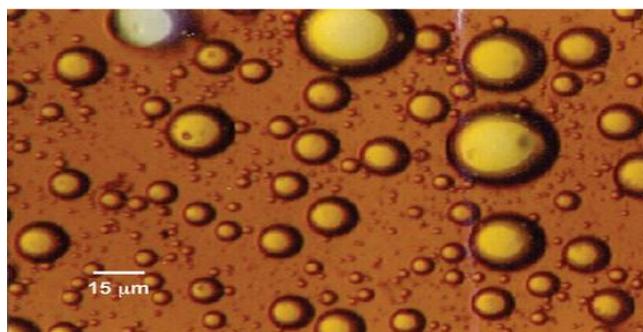


Рисунок 2 - Фотомикрография эмульсии «вода в нефти»

Эти композиции играют очень важную роль в образовании водонефтяных эмульсий [4]. Несколько исследований показали, что стабильность является наиболее важной характеристикой обратных эмульсий, и, как правило, эти эмульсии стабилизируются природными поверхностно-активными веществами, такими как смолы и асфальтены [5]. Фингас и Филдхаус [6] исследовали, что смесь воды и нефти классифицируется на четыре состояния: стабильное, мезостабильное, нестабильное и захваченная вода.

Стабильные эмульсии имеют коричневый вид и содержат от 60 до 80% воды. Мезостабильные эмульсии основаны на коричневом или черном цвете и имеют свойства между стабильными и нестабильными эмульсиями, такими как прямые эмульсии. Нестабильные эмульсии- это эмульсии, которые быстро разделяются на две фазы-воду и масло за короткое время. Наконец, захваченная вода имеет черный внешний вид и имеет содержание воды от 30 до 40% в течение нескольких часов. В конце концов, в течение одной недели она останется примерно на 10%.

### 1.1.2 Эмульсии прямого типа

Эмульсия «нефть в воде» — это эмульсия, в которой нефть существует в виде дисперсной фазы, а вода-в виде дисперсионной среды или непрерывной фазы, как показано на рисунке 3. В нефтяной промышленности эмульсия «вода в нефти» или «нефть в воде» может привести к огромным финансовым потерям при неправильной обработке [7]. Однако эмульсии первые встречаются чаще, чем вторые, поэтому эмульсии «нефть в воде» часто указывают как обратные эмульсии.

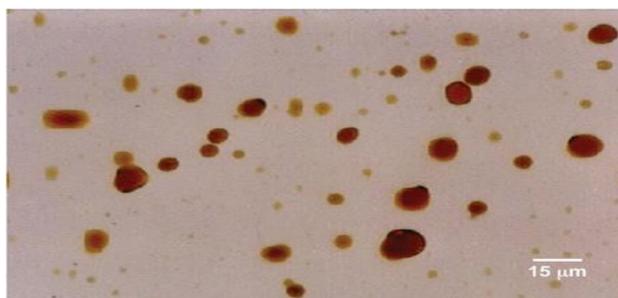


Рисунок 3 - Фотомикрография эмульсии «нефть в воде»

### 1.1.3 Множественная эмульсия

В некоторых случаях можно найти несколько эмульсий, таких как «вода-в нефти-в воде» и «нефть-в воде-в нефти». Обычно множественные эмульсии стабилизируются с помощью комбинации гидрофильных и гидрофобных поверхностно-активных веществ. Множественные эмульсии более сложны и содержат очень маленькие капли, взвешенные в более крупных каплях, которые также диспергируются в непрерывной фазе. Например, эмульсии «вода-в нефти-в воде» состоят из капель воды, захваченных более крупными каплями масла, которые последовательно суспендируются в непрерывной водной фазе. Кроме того, эти эмульсии требуют, чтобы в системе было представлено по крайней мере два эмульгатора, один эмульгатор должен иметь низкий уровень ГЛБ (гидрофильный/лиофильный баланс), в то время как другой должен обладать высоким уровнем ГЛБ [8-11]. Фотомикрография множественной эмульсии показано на рисунке 4.

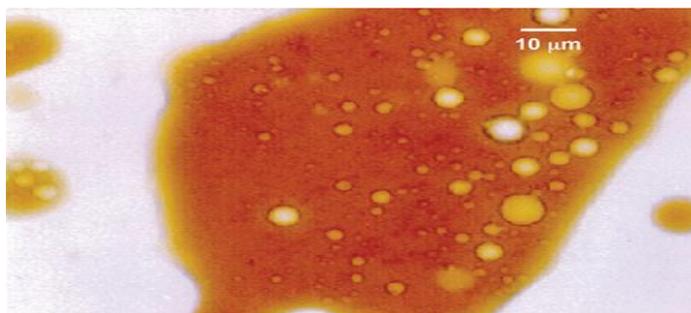


Рисунок 4 - Фотомикрография эмульсии «вода-в нефти-в воде»

## 1.2 Причины образования водонефтяных эмульсий

Нефтяные эмульсии образуются при контакте нефти и воды (рассола) друг с другом, при достаточном перемешивании и при наличии эмульгатора.

Количество смешивания и наличие эмульгатора имеют решающее значение для образования эмульсии. Во время добычи сырой нефти существует несколько источников перемешивания, часто называемых величиной сдвига, включая поток через породу пласта; перфорацию забоя скважины/насос; поток через трубопроводы, поточные линии и производственные коллекторы; клапаны, фитинги и дроссели; поверхностное оборудование; и пузырьки газа, выделяющиеся из-за изменения фазы. Количество смешивания зависит от нескольких факторов, и его трудно избежать. В общем, чем больше перемешивание, тем меньше капель воды, диспергированных в масле, и тем плотнее эмульсия. Исследования эмульсий показали, что размер капель воды может варьироваться от менее 1 мкм до более 1000 мкм.

Вторым фактором, важным для образования эмульсии, является наличие эмульгатора. Наличие, количество и природа эмульгатора в значительной степени определяют тип и "герметичность" эмульсии. Природные эмульгаторы в сырой нефти находятся в тяжелой фракции. Поскольку существуют различные типы сырых материалов и поскольку эти сырые материалы содержат разное количество тяжелых компонентов, тенденции к эмульгированию сильно различаются. Сырая нефть с небольшим количеством эмульгатора образует менее стабильную эмульсию и отделяется относительно легко. Другие сырые нефти содержат правильный тип и количество эмульгатора, что приводит к очень стабильным или плотным эмульсиям.

### 1.2.1 Эмульгаторы

Добываемые нефтепромысловые эмульсии "вода в нефти" содержат нефть, воду и эмульгатор. Эмульгаторы стабилизируют эмульсии и включают поверхностно-активные вещества и мелкодисперсные твердые вещества.

*Поверхностно-активные вещества.* У них есть гидрофобная часть, которая имеет сродство к нефти, и гидрофильная часть, которая имеет сродство к воде. Из-за этой молекулярной структуры поверхностно-активные вещества, как правило, концентрируются на границе раздела нефть/вода, где они образуют

межфазные пленки. Это обычно приводит к снижению межфазного натяжения (МФН) и способствует диспергированию и эмульгированию капель. Природные эмульгаторы в сырой нефти включают более высококипящие фракции, такие как асфальтены и смолы, органические кислоты и основания. Было показано, что эти соединения являются основными компонентами межфазных пленок, образующихся вокруг капель воды во многих нефтепромысловых эмульсиях.

Другие поверхностно-активные вещества, которые могут присутствовать, могут быть получены из химических веществ, закачиваемых в пласт или стволы скважин (например, буровые растворы, стимулирующие химикаты, ингибиторы коррозии, ингибиторы накипи, воск и агенты для борьбы с асфальтенами).

Механические примеси. Мелкие твердые частицы могут выступать в качестве механических стабилизаторов. Эти частицы, которые должны быть намного меньше капель эмульсии (обычно субмикронных), собираются на границе раздела нефть/вода и смачиваются как нефтью, так и водой. Эффективность этих твердых веществ в стабилизации эмульсий зависит от таких факторов, как размер частиц, межчастичные взаимодействия и смачиваемость частиц.[12] Мелкодисперсные твердые частицы, обнаруживаемые при добыче нефти, включают глинистые частицы, песок, асфальтены и воски, продукты коррозии, минеральную окалину и буровые растворы.

### **1.2.2 Характеристики и физические свойства**

Нефтепромысловые эмульсии характеризуются несколькими свойствами, включая внешний вид и цвет, основной осадок и вода, размер капель, объемную и межфазную вязкость.

Внешний вид и цвет. Цвет и внешний вид - это простой способ охарактеризовать эмульсию. Характеристика становится несколько легкой, если эмульсию перенести в коническую стеклянную центрифужную пробирку. Цвет эмульсии может варьироваться в широких пределах в зависимости от содержания нефти/воды и характеристик нефти и воды. Общие цвета эмульсий - темно-красновато-коричневый, серый или черновато-коричневый; однако любой цвет может возникать в зависимости от типа масла и воды на конкретном объекте. Яркость эмульсии иногда используется для характеристики эмульсии. Эмульсия обычно выглядит мутной и непрозрачной из-за рассеяния света на границе раздела нефть/вода. Когда эмульсия имеет капли малого диаметра (большая площадь поверхности), она имеет светлый цвет. Когда эмульсия имеет капли большого диаметра (низкая общая площадь межфазной поверхности), она обычно выглядит темной и менее яркой.

Основной осадок и вода. ОСиВ - это твердая и водная часть эмульсии. Его также называют ОСВ, донными осадками и водой или донными твердыми веществами и водой. Существует несколько методов определения количества воды и твердых веществ в эмульсиях.

Размер капель и распределение капель по размерам. Добываемые нефтепромысловые эмульсии обычно имеют диаметр капель, превышающий 0,1 мкм, и могут превышать 100 мкм. Эмульсии обычно имеют диапазон размеров

капель, который может быть представлен функцией распределения. На рисунке 6 показаны распределения капель по размерам типичных нефтяных эмульсий. Распределение капель по размерам в эмульсии зависит от нескольких факторов, включая МФН, сдвиг, природу и количество эмульгирующих агентов, наличие твердых частиц и объемные свойства нефти и воды. Распределение капель по размерам в эмульсии в определенной степени определяет стабильность эмульсии и должно учитываться при выборе оптимальных протоколов обработки. Как правило, чем меньше средний размер диспергированных капель воды, тем плотнее эмульсия и, следовательно, тем дольше требуется время пребывания в сепараторе, что подразумевает большие размеры оборудования разделительной установки.

Распределение капель по размерам для нефтепромысловых эмульсий определяется следующими методами.[13]

- Микроскопия и анализ изображений. Например, эмульсионные фотомикрографы на рисунках 2-4 можно оцифровать и измерить количество частиц разного размера с помощью программного обеспечения для анализа изображений.

- За счет использования электрических свойств, таких как проводимость и диэлектрические постоянные.

- С использованием методов рассеяния, таких как рассеяние света, рассеяние нейтронов и рассеяние рентгеновских лучей. Эти методы охватывают размеры капель от 0,4 нм до более чем 100 мкм.

- Физическое разделение, включая хроматографические методы, методы осаждения и фракционирование в полевых условиях.

Реология. Вязкость эмульсий. Вязкость эмульсии может быть существенно больше, чем вязкость нефти или воды, поскольку эмульсии проявляют неньютоновское поведение. Такое поведение является результатом скученности капель или структурной вязкости. Жидкость считается неньютоновской, когда ее вязкость является функцией скорости сдвига. При определенной объемной доле водной фазы (обводненности) нефтепромысловые эмульсии ведут себя как разжижающие сдвиги или псевдопластичные жидкости (т. е. при увеличении скорости сдвига вязкость уменьшается).

Температура также оказывает значительное влияние на вязкость эмульсии. Вязкость эмульсий зависит от нескольких факторов: вязкости нефти и воды, объемной доли диспергированной воды, распределения капель по размерам, температуры, скорости сдвига и количества присутствующих твердых частиц.

### **1.3 Стабильность водонефтяных эмульсий**

С чисто термодинамической точки зрения эмульсия является нестабильной системой, поскольку существует естественная тенденция для системы жидкость/жидкость отделяться и уменьшать свою межфазную площадь и, следовательно, свою межфазную энергию. Полученные нефтепромысловые

эмульсии классифицируются по степени их кинетической стабильности. Рыхлые эмульсии отделяются через несколько минут, и отделенная вода — это свободная вода. Средние эмульсии отделяются за десятки минут. Плотные эмульсии отделяются (иногда лишь частично) в течение нескольких часов или даже дней.

### 1.3.1 Факторы, влияющие на стабильность

Очевидно, что межфазные пленки в первую очередь отвечают за стабильность эмульсии. Важными факторами являются тяжелые полярные фракции в сырой нефти; твердые вещества, включая органические (асфальтены, воски) и неорганические (глины, окалина, продукты коррозии и т.д.) материалы; температура; размер капель и распределение капель по размерам; pH рассола; и состав рассола. [14-18]

Тяжелая полярная фракция в сырой нефти. Природные эмульгаторы концентрируются в высококипящей полярной фракции сырой нефти. [14-20] К ним относятся асфальтены, смолы и растворимые в масле органические кислоты (например, нафтеновая, карбоновая) и основания. Эти соединения являются основными компонентами межфазных пленок, окружающих капли воды, которые придают эмульсиям их стабильность.

Асфальтены. Асфальтены представляют собой сложные полиароматические молекулы, растворимые в бензоле/этилацетате и нерастворимые в низкомолекулярных n-алканах.[21][22] Они представляют собой темно-коричневые рыхлые твердые вещества без определенной температуры плавления. Молекулы асфальтена могут иметь углеродное число от 30 и более и молекулярный вес от 500 до более 10 000. Они характеризуются довольно постоянным соотношением водорода и углерода 1,15 с удельным весом около единицы.

Состояние асфальтенов в сырой нефти влияет на ее эмульсионно-стабильные свойства. В то время как асфальтены стабилизируют эмульсии, когда они присутствуют в коллоидном состоянии (еще не флокулированы), имеются убедительные доказательства того, что их стабилизирующие эмульсию свойства значительно повышаются, когда они осаждаются из сырой нефти и присутствуют в твердой фазе. В серии испытаний было продемонстрировано, что удаление асфальтенов (деасфальтирование) из сырой нефти приводит к очень рыхлой эмульсии, характеризующейся подвижными пленками.

Смолы. Смолы представляют собой сложные высокомолекулярные соединения, которые не растворимы в этилацетате, но растворимы в n-гептане. Это гетеросоединения, подобные асфальтенам, которые содержат атомы кислорода, азота и серы. Молекулярная масса смол колеблется от 500 до 2000. Смолы имеют сильную тенденцию связываться с асфальтенами, и вместе они образуют мицеллу. Мицелла асфальтеновой смолы играет ключевую роль в стабилизации эмульсий. По-видимому, соотношение асфальтен-смола в сырой нефти отвечает за тип образующейся пленки (твердой или подвижной) и, следовательно, напрямую связано со стабильностью эмульсии.[15][23]

Примеси. Мелкие твердые частицы, присутствующие в сырой нефти, способны эффективно стабилизировать эмульсии. Твердые частицы стабилизируют эмульсии, диффундируя на границу раздела масло/вода, где они образуют жесткие пленки, которые могут стерически ингибировать коалесценцию капель эмульсии. Кроме того, твердые частицы на границе раздела могут быть электрически заряжены, что также может повысить стабильность эмульсии. Частицы должны быть намного меньше размера капель эмульсии, чтобы действовать в качестве стабилизаторов эмульсии.

Температура. Температура может значительно повлиять на стабильность эмульсии. Температура влияет на физические свойства нефти, воды, межфазных пленок и растворимость поверхностно-активных веществ в нефтяной и водной фазах. Это, в свою очередь, влияет на стабильность эмульсии. Возможно, наиболее важное влияние температуры оказывает на вязкость эмульсий, поскольку вязкость уменьшается с увеличением температуры. Это снижение связано с уменьшением вязкости нефти.

pH. pH воды оказывает сильное влияние на стабильность эмульсии. [14-16] Стабилизирующая жесткая эмульсионная пленка содержит органические кислоты и основания, асфальтены с ионизируемыми группами и твердые вещества. pH воды влияет на жесткость межфазных пленок. Сообщалось [15], что межфазные пленки, образованные асфальтенами, наиболее прочны в кислотах (низкий pH) и становятся все слабее по мере увеличения pH.

Состав эмульсии. Специфические ионы, присутствующие в эмульсии, также могут влиять на поведение межфазной пленки. Сообщалось о влиянии состава эмульсии на стабильность межфазной пленки и эмульсии. [14-16] Воды из нефтяных пластов обычно содержат много ионов. Ионы натрия и хлорида обычно присутствуют в высоких концентрациях, в то время как другие ионы присутствуют в широких количествах. На границе раздела эти ионы могут вступать в химическую реакцию с гидрофильными группами с образованием нерастворимых солей.

#### **1.4 Методы предупреждения образования устойчивых водонефтяных эмульсий в скважинах**

Эмульсии всегда истощают операционный бюджет. Практически невозможно устранить эмульсии во время добычи сырой нефти; однако проблемы с эмульсиями можно уменьшить и оптимизировать, следуя надлежащей практике эксплуатации. В практику эксплуатации следует включить следующие моменты:

Управление твердыми частицами. Мелкие твердые частицы стабилизируют эмульсии, и следует приложить усилия для уменьшения твердых загрязнений в процессе производства. Эти твердые вещества включают асфальтены, которые можно контролировать с помощью эффективного управления асфальтенами, диспергаторов и т.д.; накипь, которая должна быть

уменьшена ингибиторами накипи; и воски, которые должны контролироваться с помощью депрессоров температуры застывания или нагрева.

Уменьшение продуктов коррозии. Эти продукты могут быть уменьшены с помощью эффективных ингибиторов коррозии.

Подкисление. Стимуляция кислотами может привести к очень плотным эмульсиям; следовательно, кислотные работы должны быть разработаны с осторожностью, и их производительность в полевых условиях должна быть пересмотрена. Чтобы избежать нарушения эмульсии, конструкция кислотной работы должна включать эффективные деэмульгаторы при относительно высоких концентрациях, использовать взаимные растворители и минимизировать мелкие частицы и осадки во время подкисления.

Перемешивание или турбулентность. Дроссели и другие устройства, такие как насосы, должны управляться для оптимизации сдвига и перемешивания. В то время как умеренное количество смешивания необходимо и полезно, сильное смешивание приводит к плотным эмульсиям или даже повторной эмульгации после разделения воды. Еще одно место для контроля смешивания — это операции газлифта путем впрыска оптимального количества газа.

Совместимость химических веществ. Все больше химических веществ используется для повышения нефтеотдачи пластов и переработки сырой нефти. Химическое вещество может быть источником проблемы с эмульсией. Следует провести исследования совместимости с химическими веществами, используемыми при добыче сырой нефти (от пласта до сепарационных установок), и оценить их склонность к образованию эмульсий.

## **1.5 Обзор методов разрушения водонефтяной эмульсии в пластовых условиях**

Деэмульгация-это разделение эмульсии сырой нефти на нефтяную и водную фазы. С технологической точки зрения производителя нефти интересуют три аспекта деэмульгации: скорость, с которой происходит это разделение, количество воды, оставшейся в сырой нефти после разделения, и качество отделенной воды для утилизации. Очевидно, что высокая скорость разделения, низкое содержание остаточной воды в сырой нефти и низкое содержание нефти в сточных водах являются желательными. Добываемая нефть, как правило, должна соответствовать спецификациям компании и трубопровода. В нефтяной промышленности эмульсии сырой нефти должны быть разделены почти полностью, прежде чем нефть может быть транспортирована и переработана дальше. Разделение эмульсии на нефть и воду требует дестабилизации эмульгирующих пленок вокруг капель воды. Этот процесс выполняется любым или комбинацией следующих методов:

- Добавление химических деэмульгаторов.
- Повышение температуры эмульсии.
- Применение электростатических полей, способствующих слиянию.

- Уменьшение скорости потока, что позволяет гравитационное разделение нефти, воды и газа. Как правило, это достигается в крупнообъемных сепараторах и опреснителях.

Методы деэмульгации специфичны для применения из-за большого разнообразия сырой нефти, рассолов, оборудования для разделения, химических деэмульгаторов и технических характеристик продукта. Кроме того, эмульсии и условия со временем меняются, что усложняет обработку. Наиболее распространенным методом обработки эмульсий является применение тепла и соответствующего химического деэмульгатора для содействия дестабилизации, а затем время осаждения с помощью электростатических сеток для содействия гравитационному разделению.

Тепловые методы. Нагрев снижает вязкость масла и увеличивает скорость осаждения воды. Повышенные температуры также приводят к дестабилизации жестких пленок из-за снижения межфазной вязкости. Кроме того, частота коалесценции капель воды увеличивается из-за более высокой тепловой энергии капель. Другими словами, тепло ускоряет разрушение эмульсии; однако оно очень редко решает проблему эмульсии в одиночку. Повышение температуры имеет некоторые негативные последствия. Во-первых, нагрев потока эмульсии стоит денег. Во-вторых, нагрев может привести к потере легких концов из сырой нефти, уменьшая ее вес и объем обработанной нефти. Наконец, повышение температуры приводит к усилению тенденции к некоторым формам отложения накипи и увеличению потенциала коррозии в обрабатываемых сосудах.

Применение тепла для разрушения эмульсии должно основываться на общем экономическом анализе очистного сооружения. Экономическая эффективность добавления тепла должна быть сбалансирована с более длительным временем обработки (большой сепаратор), потерей света и, как следствие, более низкой ценой на нефтепродукты, химическими затратами и затратами на установку или модернизацию электростатической сетки.

Механические методы. Существует широкий спектр механического оборудования для разрушения нефтепромысловых эмульсий, включая выбивные барабаны для свободной воды, двух- и трехфазные сепараторы (ловушки низкого и высокого давления), опреснители, отстойники и т.д.

Производственные ловушки или трехфазные сепараторы. Трехфазные сепараторы или производственные ловушки используются для разделения добываемых жидкостей на нефть, воду и газ. Эти разделители могут быть горизонтальными или вертикальными по конфигурации. Каждый сепаратор имеет размер с заданным временем удержания, чтобы обеспечить адекватное разделение при заданной пропускной способности. Сепаратор может включать секцию нагревателя, промывочную воду, секцию фильтра, коалесцирующую или стабилизирующую секцию и электростатические решетки.

Степень гибкости конструкции сепаратора с возможностью модификации является наилучшей стратегией при проектировании сепараторов для обработки эмульсий. Условия эксплуатации (такие как давление, температура, сокращение воды и состав нефти/рассола) меняются в течение срока эксплуатации

месторождения, и оборудование должно быть в состоянии справиться с этими изменениями или быть модифицировано с учетом их. Одним из способов повышения эффективности сепараторов является установка коалесцирующих пакетов. Эти пакеты увеличивают перемещение жидкости через сепаратор. Протирающее или прокатывающее действие эмульсии, когда она проходит через упаковку или перегородки, приводит к слипанию капель воды. Разбрасыватели также могут быть установлены для увеличения частоты столкновений между каплями.

Опреснители. Нефть из сепаратора, как правило, "не соответствует спецификациям" (т. е. оно все еще содержит недопустимо высокие уровни воды и твердых веществ). Он должен быть дополнительно обработан в соответствии с техническими требованиями.

Электрические методы. Электростатические сетки иногда используются для обработки эмульсий. Обычно считается, что капли воды имеют связанный с ними чистый заряд, и когда применяется электрическое поле, капли быстро перемещаются, сталкиваются друг с другом и сливаются. Электрическое поле также нарушает межфазную пленку, перестраивая полярные молекулы, тем самым ослабляя жесткую пленку и усиливая коалесценцию.

Электростатическое обезвоживание обычно используется с добавлением химических веществ и тепла. Неизменно использование электростатического обезвоживания приводит к снижению тепловых потребностей. Более низкие температуры приводят к экономии топлива, уменьшению проблем с образованием накипи и коррозии, а также снижению потерь света. Электростатические сетки также могут привести к сокращению использования химических веществ, разрушающих эмульсии. Единственным ограничением электростатического обезвоживания является короткое замыкание/образование дуги, что обычно происходит при наличии избытка воды.

Химические методы. Наиболее распространенным методом обработки эмульсий является добавление деэмульгаторов. Эти химические вещества предназначены для нейтрализации стабилизирующего действия эмульгаторов. Деэмульгаторы-это поверхностно-активные соединения, которые при добавлении в эмульсию мигрируют на границу раздела нефть/вода, разрывают или ослабляют жесткую пленку и усиливают коалесценцию капель воды. Оптимальное разрушение эмульсии деэмульгатором требует правильно подобранного химического вещества для данной эмульсии; адекватного количества этого химического вещества; адекватного смешивания химического вещества в эмульсии; и достаточное время удерживания в сепараторах для осаждения капель воды. Это также может потребовать добавления тепла, электрических сетей и коалесцирующих устройств для облегчения или полного растворения эмульсии.

Подробный процесс выбора соответствующих химических веществ-деэмульгаторов включает следующие этапы:

Характеристика сырой нефти и загрязняющих веществ включает в себя вес сырой нефти по API, тип и состав нефти и рассола, неорганические твердые вещества, количество и тип солей, тип и количество загрязняющих веществ.

Оценка эксплуатационных данных включает в себя производственные показатели, возможности обрабатываемых емкостей (время пребывания, электростатические сетки, температурные ограничения и т.д.), рабочие давления и температуры, оборудование для дозирования химических веществ и точки впрыска, места отбора проб, частоту технического обслуживания и скорость промывки.

Оценка эффективности разрушения эмульсий: прошлый опыт и эксплуатационные данные, включая содержание нефти, воды и твердых веществ во время различных испытаний; состав и качество межфазных жидкостей; эксплуатационные расходы; количество образующейся воды и ее утилизация.

Доступны процедуры тестирования для выбора соответствующих химических веществ.[24] Эти тесты включают испытания бутылок, динамические симуляторы и фактические испытания на заводе. Все процедуры тестирования имеют ограничения. Доступны сотни коммерческих продуктов-деэмульгаторов, которые могут быть протестированы.

Дозировка. Количество добавляемого химического вещества также важно. Слишком мало деэмульгатора оставит эмульсию неразрешенной. И наоборот, большая доза деэмульгатора (чрезмерное лечение) может быть вредной. Поскольку деэмульгаторы являются поверхностно-активными агентами, такими как эмульгаторы, избыток деэмульгатора может привести к образованию очень стабильных эмульсий.

## 2 Экспериментальная часть

### 2.1 Объекты исследования и их отбор

Объектом исследования является месторождения Атырауской области принадлежащие АО «ЭмбаМунайГаз». В данной работе приведены данные нефтей по пяти месторождениям.

Образцы эмульсии могут потребоваться по нескольким причинам, включая проверку исходных спецификаций, оценку эффективности системы обработки эмульсии или просто для лабораторных испытаний. Эмульсия, подлежащая отбору проб, неизменно находится под давлением, и для получения репрезентативных проб необходимо использовать специальные процедуры. Для тестирования сырой спецификации не важно поддерживать целостность капель воды; однако точка расположения образца может иметь решающее значение. Как правило, образцы не следует извлекать со дна трубы или сосуда. Лучшее место в трубе для взятия пробы эмульсии-сбоку. Турбулентность и высокая скорость жидкости в трубе также могут обеспечить однородность и репрезентативность образца.

Для исследования состава и основных характеристик нефти нами был изучен компонентный состав и физико- химические свойства нефтяной части водонефтяной эмульсии АО «ЭмбаМунайГаз».

В таблице 1 представлены данные по шести скважинам месторождения X.

Таблица 1-Характеристика водонефтяных эмульсий месторождения X

№ скважины	71	72	73	81	90	96
Обводненность нефти (%)	60	58	56	56	51	46
Дебит скважины Qж, м <sup>3</sup> /сут	23	23	24	26	27	28

По результатам таблицы 1 можно наблюдать, что основным постоянной фазой водонефтяной эмульсии является вода. Обводненность эмульсии составляет от 51 до 60 %.

На основании проведенных работ нами выявлено, что наиболее устойчивой является водонефтяная эмульсия, отобранная из скважины №71 и для дальнейших исследований подбора наиболее эффективных деэмульгаторов мы применяли данную эмульсию.

## 2.2 Характеристики исследуемых деэмульгаторов

В таблице 2 представлена основная характеристика деэмульгатора марки №1.

Таблица 2 - Деэмульгатор марки №1

№	Наименование показателя	Норма
1	Внешний вид	Цвет может меняться от светло-оранжевого оттенка до темно-коричневого цвета
2	Вязкость кинематическая при 20°C, мм <sup>2</sup> /с, в пределах	100
3	Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	750-1400
4	Температура застывания, °C	-45

Характеристика деэмульгатора марки №2 приведена в таблице 3.

Таблица 3 - Деэмульгатор марки №1

№	Наименование показателя	Норма
1	Внешний вид	Однородная жидкость от бесцветного до светло-коричневого цвета, допускается опалесценция
2	Вязкость кинематическая при 20°C, мм <sup>2</sup> /с, в пределах	25-60
3	Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	900-960
4	Температура застывания, °C	-50

## 2.3 Исследование эффективности деэмульгатора в лабораторных условиях

Сырьем для испытания служит проба месторождения X АО «ЭМГ».

Для оценки эффективности деэмульгаторов проводился опыт по ГОСТ. При подборе деэмульгаторов на исследование были взяты два деэмульгатора «№1» и «№2».

Исследование проводилось по МВИ № 05-2017 «Лабораторные испытания по оценке деэмульгирующей активности химических реагентов методом бутылочного теста («Bottle Test»).

Методика проведения работы:

1) Отбирается образец эмульсии. Проба нефти, из которой приготавливается искусственная эмульсия, должна быть отобрана с месторождения и опыт должен проводиться в течение 2-х часов. Поэтому в

лабораторных условиях делается моделирование в гомогенизаторе для приготовления эмульсии.

2) Определяется обводненность отобранного образца эмульсии.

3) Эмульсия разливается в необходимое количество бутылок по 100 мл в каждую. В каждой серии опытов при выбранных режимах исследуются испытываемые деэмульгаторы. В каждую серию опытов включается также и одна бутылка с эмульсией, куда деэмульгатор не дозируется (холостая проба).

4) Рассчитывается количество деэмульгатора с помощью формулы и наливаются в образцы.

Предварительно намечаются режимы испытаний деэмульгаторов. Режимы определяются исходя из технологических режимов подготовки нефти того промышленного объекта, для которого проверяются деэмульгаторы ( температура, время отстоя, удельный расход ХР). Все исследуемые деэмульгаторы должны быть испытаны при дозировках:

- ниже технологического уровня;
- на уровне технологической;
- выше технологического уровня.

Дозировка применяющегося на промышленном объекте деэмульгатора составляет 160 г/т. Поэтому, для испытания берутся дозировка 140 г/т(ниже), 160 г/т(техн.), 180 г/т(выше).

Формула вычисления количества деэмульгатора (г/т или ppm):

$$D*(100-обв.) * \rho * 100 / 10^6 \quad (1)$$

Рассчитанные дозировки деэмульгатора показаны в таблице 4.

Таблица 4-Дозировка деэмульгатора

140 г/т	160 г/т	180 г/т
0,84	0,96	1,08

5) Бутылки с эмульсией и дозированным деэмульгатором плотно закрываются крышками и встряхиваются вручную одновременно, с одинаковой интенсивностью.

6) В обработанных деэмульгатором бутылках приоткрываются крышки для стравливания выделившегося при встряхивании газа, снова плотно закрываются и бутылки ставятся на отстой в водяную баню при заданной температуре. Каждые 15 минут замеряется количество выделившейся воды.

7) По окончании времени отстоя бутылки вынимаются из бани. Специальным шприцем из каждой бутылки отбирается навеска нефти 5 мл с уровня 70% от высоты столба жидкости для определения остаточной обводненности нефти. Определяются остаточное количество воды, выделившейся в свободной фазе, и остаточное содержание хлористых солей.

8) Далее определяют содержание хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Методы определения содержания хлористых солей». Согласно ГОСТ добавляют в экстрактор пробу нефти, мешают с растворителем-толуолом в количестве 20 мл и добавляют 150 мл кипяченной воды, после перемешивания

фильтруют воду через фильтр «белая лента» и титруют до изменения цвета до розового окраса: добавляют 0,2 н  $\text{HNO}_3$ -2 мл, 10 капель дифенилкарбазида (1%) и титруют азотнокислой ртутью ( $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$ ).

9) Определяют содержание хлористых солей с помощью солемера или методом титрования.

### 3 Результаты и их обсуждение

#### 3.1 Изучение физико-химических свойств водонефтяных эмульсий

##### 3.1.1 Компонентный состав

Компонентный состав шести месторождений Атырауской области АО «ЭмбаМунайГаз» представлен в таблице 5.

Таблица 5 - Компонентный состав нефти

№ п/п	м. «а»	м. «б»	м. «в»	м. «г»	м. «д»	м. «ж»
Содержание смол, % масс	14,78	14,51	8,47	12,37	11,29	14,61
Содержание асфальтенов, % масс	0,90	0,87	0,85	0,27	Не обн.	0,30
Содержание парафинов, % масс	1,79	1,70	1,75	0,87	1,21	0,79
Тип нефти	А	А	А	А	А	А

*Тип нефти определяли согласно формуле  $\Sigma A+C/P$ , где А- асфальтены, С- смолы, П- парафины*

По данным таблицы 5 можно заметить, что содержание асфальтенов (природных эмульгаторов) больше в месторождениях «а»(0,90 % масс.) и «б»(0,87 % масс.), что может влиять на образование стабильных водонефтяных эмульсий. Содержание парафинов во всех месторождениях показывает почти идентичные результаты. Содержание смол в нефти значительно выше в месторождениях «а»(14,78 % масс.), «б»(14,51 % масс.) и «ж»(14,61 % масс.).

Вместе с тем, важно заметить, что все нефти АО «ЭМГ» характеризуются асфальтеновым типом, что указывает на высокую стабильность образованных водонефтяных эмульсий.

##### 3.1.2 Основные характеристики нефтей

В таблице 6 представлены значения вязкости и плотности нефтей по шести месторождениям.

Таблица 6 - Вязкость и плотность месторождений X

№ п/п	м. «а»	м. «б»	м. «в»	м. «г»	м. «д»	м. «ж»
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с	9,44	7,36	4,31	5,43	6,57	6,50
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,8606	0,8557	0,8207	0,8447	0,8393	0,8534

Результаты таблицы 5 подтверждают данные компонентного состава нефти. Так, наиболее высокое содержание асфальтосмолистых компонентов

характерно для месторождения «а», что заметно увеличивает плотность и вязкость нефти.

В таблице 7 представлены значения содержания солей месторождения X.

Таблица 7 - Содержание солей в нефти месторождения X

Параметры		№ скважины					
		71	72	73	81	90	96
Общее содержание солей		121600	164500	186600	-	121400	186960
Анионы, мг/дм <sup>3</sup>	Cl <sup>-</sup>	39135,3	27933	46836	41000,4	45834	54209
	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	24,0	15,0	11,8	отс.	отс.	отс.
	CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	110,8
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	102,4	отс.	отс.	отс.	отс.	1090,1
	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	18,564	28,288	23,426		15,028	21,216
Катионы, мг/дм <sup>3</sup>	Ca <sup>+2</sup>	3624	4044	2890	2974	2188	2177
	Mg <sup>+2</sup>	2191	1678	1578	1698	1489	1699
	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	46400	24700	179800	133600	103000	96800
	Fe <sup>+3</sup>	отс.	0,196	отс.	отс.	6,378	6,320

На основании результатов таблицы 7 можно сделать вывод о том, что пластовая вода месторождений характеризуется высоким содержанием анионов хлора, которые представляют собой в основном раствор смеси солей натрия, калия, кальция и магния различной концентрации, и ее можно отнести к хлоридокальциевому типу. Вместе с хлоридами натрия (галит) в пластовой воде содержатся гидрокарбонаты, а также сульфаты бария - барит, кальция (гипс и ангидрит). В целом, пластовые воды представляют высокоминерализованные рассолы. По водородному показателю рН образцы пластовых вод относятся больше к слабокислым растворам.

### 3.2 Выявление эффективного испытуемого деэмульгатора для разрушения водонефтяных эмульсий

Результаты испытания эффективности во времени деэмульгаторов №1 и 2 представлены в таблице 8.

Таблица 8-Количество отделившейся воды от нефти (%)

Образец	Эффективность (%) во времени, мин					
	15	30	45	60	90	120
Холостая проба	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 8

1.140	14	16	17	19	20	25
1.160	15	16	18	20	23	26
1.180	17	19	20	25	25	28
2.140	13	16	18	20	22	24
2.160	15	15	20	22	25	25
2.180	18	20	20	25	28	28

По результатам таблицы 8 можно увидеть, что наиболее эффективным является деэмульгатор №1: количество отделившейся воды за 120 минут составило 28 мл.

Эффективности испытуемых деэмульгаторов показаны на рисунке 5.

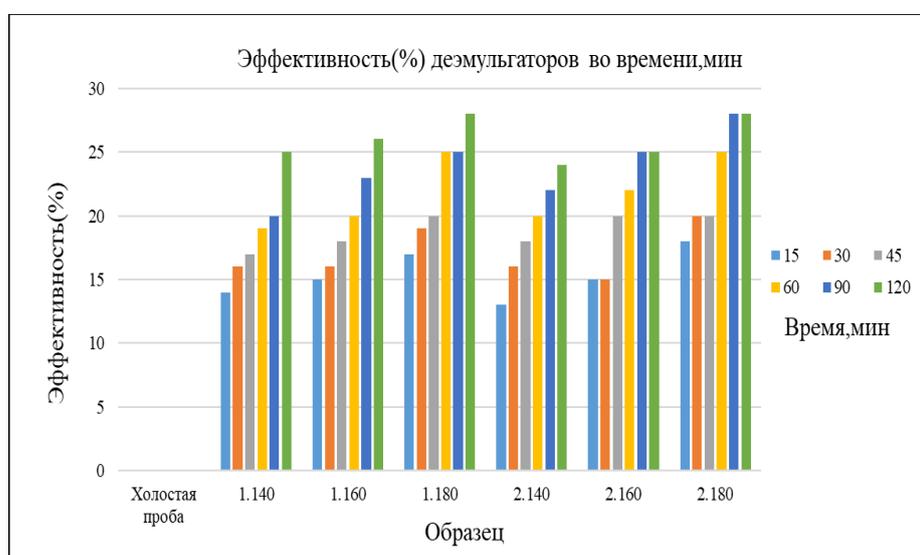


Рисунок 5 - Эффективности (%) деэмульгаторов во времени, мин

Результаты изучения обводненности водонефтяных эмульсий до и после ввода деэмульгатора приведены в таблице 9.

Таблица 9-Обводненность после добавления деэмульгатора

Образец	Обводненность (%)	
	Ост. вода	Нераз.эмульсия
1.140	2,6	2,4
1.160	2,2	1,8
1.180	1,0	1,0
2.140	4,0	2,0
2.160	4,0	1,0
2.180	2,0	0,0

По данным таблицы 9 установлено, что деэмульгатор №1 показывает хороший результат и снижает обводненность водонефтяной эмульсии с 30 до

2,6%. Однако полное удаление неразрушаемой эмульсии достигается при применении деэмульгатора №2.

Остаточная обводненность нефти после добавления деэмульгатора показан ниже в рисунке 6.

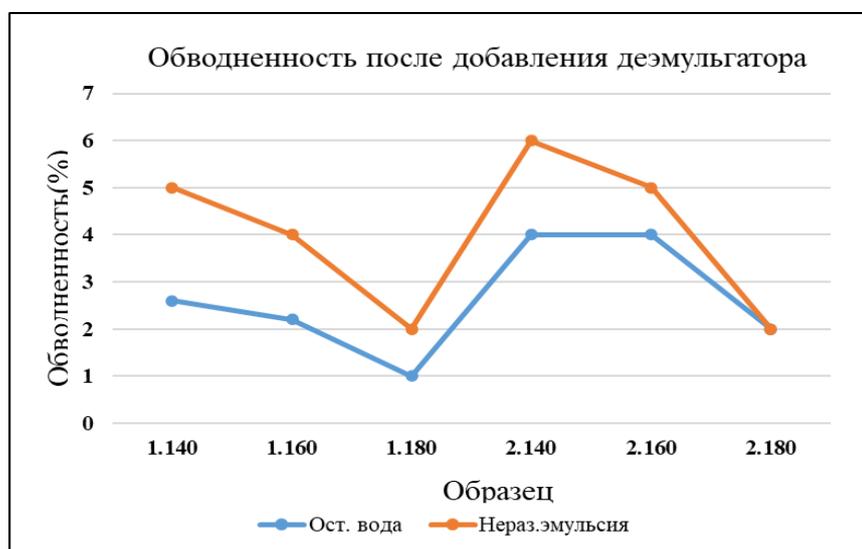


Рисунок 6 - Остаточная обводненность после добавления деэмульгатор(%)

Остаточное содержание хлористых солей после испытания приведены ниже в таблице 10.

Таблица 10-Остаточное содержание хлористых солей

Образец	Количество хлористых солей (мг/дм <sup>3</sup> )
Холостая проба	39135,3
1.140	6969,3
1.160	5897,1
1.180	5361,0
2.140	6433,2
2.160	5361,0
2.180	4824,9

Данные таблицы 10 свидетельствуют о том, что при вводе деэмульгаторов 1 и 2 содержание хлористых солей заметно снижается. Наибольшее снижение наблюдается для образца 2.180 и составляет 4824,9 мг/дм<sup>3</sup>.

На рисунке 7 показано снижение количества остаточного содержания хлористых солей после добавления деэмульгатора.



Рисунок 7-Остаточное содержание хлористых солей,мг/дм<sup>3</sup>

На основании полученных результатов можно заключить, что деэмульгатор №1 является наиболее деэмульгатором для отделения воды, тогда как деэмульгатор марки №2 оказывает положительное влияние на разрушение неразрушаемой эмульсии. В связи с этим, был испытан метод компаундирования деэмульгаторов №1 и 2. Результат компаундирования представлен ниже на рисунках 8 и 9.

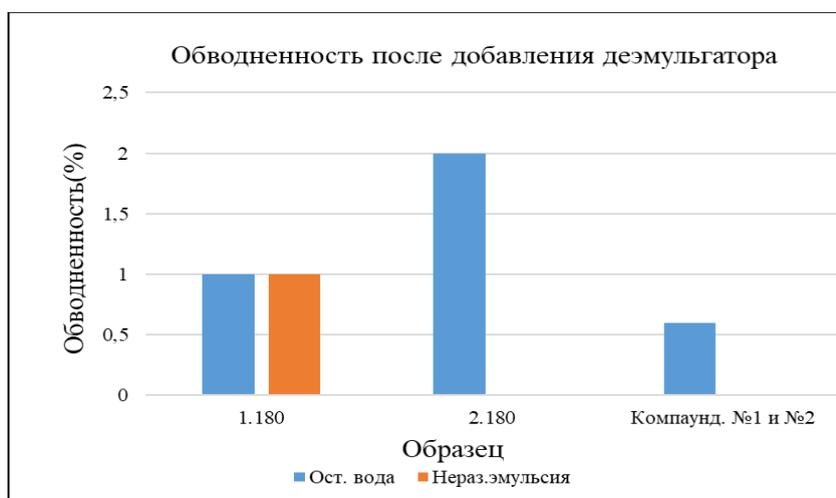


Рисунок 8-Остаточная обводненность (%) деэмульгатора при компаундировании

По результатам рисунка 8 можно наблюдать, что обводненность нефти снижается с 1% до 0,6%, что показывает лучший результат по сравнению с применением лишь одного деэмульгатора.

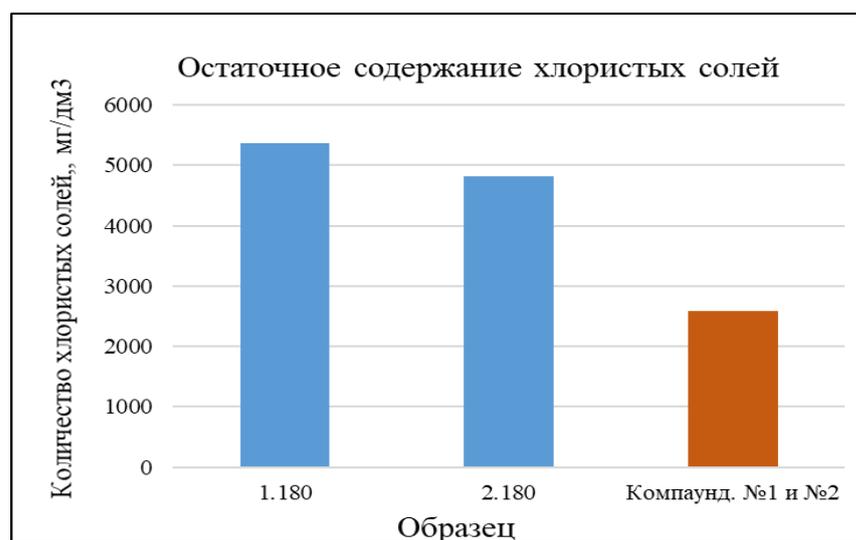


Рисунок 9- Остаточное содержание хлористых солей при компаундировании

По результатам рисунка 9 можно наблюдать снижение остаточного содержания хлористых солей до 2593,4 мг/дм<sup>3</sup>.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

*Краткие выводы по результатам дипломного исследования:*

Осуществлен анализ водонефтяных эмульсий месторождений АО «ЭмбаМунайГаз» по шести скважинам. Был проведен анализ пластовой воды, выделенной из исследуемой водонефтяной эмульсии, а также компонентный состав нефти месторождения X. На основании сделанных анализов состава пластовой воды и нефти, входящих в состав водонефтяных эмульсий месторождения было выявлено, что они обладают высокой минерализацией воды, а также нефти характеризуются высоким содержанием асфальто-смолистых компонентов, которые приводят к возникновению устойчивых водонефтяных эмульсий.

Для разрушения стойких водонефтяных эмульсий были испытаны эффективности деэмульгаторов №1 и №2. Обнаружено, что применение деэмульгатора №1 может значительно влиять на эффективность разделения воды от нефти, наблюдается снижение обводненности эмульсии до 1%, а деэмульгатор №2 снижает остаточное содержание хлористых солей до 4824,9 мг/дм<sup>3</sup>.

*Полнота решений поставленных задач:*

Поставленные цели и задачи были выполнены в полном объеме. В ходе выполнения работ проведен обширный анализ научно-технической литературы по изучению методов деэмульсации нефти, проведена работа по определению эффективности двух деэмульгаторов. Работа проводилась согласно стандартным методикам и методам исследований, таких как МВИ № 05-2017 «Лабораторные испытания по оценке деэмульгирующей активности химических реагентов методом бутылочного теста («Bottle Test»)), определение остаточного содержания хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Методы определения содержания хлористых солей».

*Конкретные рекомендации по изученному объекту исследования:*

На основании полученных данных, можно сделать вывод, что для достижения максимального эффекта разрушения водонефтяных эмульсий можно предложить компаундирование деэмульгаторов №1 и 2. При компаундировании обводненность снижается до 0,6%, а остаточное содержание хлористых солей до 2593,4 мг/дм<sup>3</sup>.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 V. Hoshyargar, A. Marjani, F. Fadaei, S. Shirazian, Prediction of flow behavior of crude oil-in-water emulsion through the pipe by using rheological properties, *Orient. J. Chem.* 28 (2012) 109–113. doi:10.13005/ojc/280116.
- 2 J.T. Foley, P. Forest, R.H. Rogers, United States Patent 0, 1966.
- 3 M.F. Ali, M.H. Alqam, Role of asphaltenes, resins and other solids in the stabilization of water in oil emulsions and its effects on oil production in Saudi oil fields, *Fuel*. 79 (2000) 1309–1316. doi:10.1016/S0016-2361(99)00268-9.
- 4 B.B. Filippini, John J, Deborah A, Water-in-Oil Emulsion, US Patent 2004/0176263 A1, 2004.
- 5 E.O. Fridjonsson, B.F. Graham, M. Akhflash, E.F. May, M.L. Johns, Optimized Droplet Sizing of Water-in-Crude Oil Emulsions Using Nuclear Magnetic Resonance, *Energy & Fuels*. 28 (2014) 1756–1764. doi:10.1021/ef402117k.
- 6 M. Fingas, B. Fieldhouse, Formation of water-in oil emulsions and application to oil spill modelling., *J. Hazard. Mater.* 107 (2004) 37–50. doi:10.1016/j.jhazmat.2003.11.008.
- 7 M.E.-S. Abdel-Raouf, Factors affecting the stability of crude oil emulsions, in: Manar ElSayed Abdul-Raouf (Ed.), *Crude Oil Emuls. Stab. Charact.*, 2012: pp. 183–204.
- 8 A.Y. Khan, S. Talegaonkar, Z. Iqbal, F.J. Ahmed, R.K. Khar, Multiple emulsions: an overview., *Curr. Drug Deliv.* 3 (2006) 429–443. doi:10.2174/156720106778559056.
- 9 G. Muschiolik, Multiple emulsions for food use, *Curr. Opin. Colloid Interface Sci.* 12 (2007) 213–220. doi:10.1016/j.cocis.2007.07.006.
- 10 R. Pal, Rheology of simple and multiple emulsions, *Curr. Opin. Colloid Interface Sci.* 16 (2011) 41–60. doi:10.1016/j.cocis.2010.10.001.
- 11 J. Jiao, D.J. Burgess, Rheology and stability of water-in-oil-in-water multiple emulsions containing Span 83 and Tween 80., *AAPS PharmSci.* 5 (2003) 12. doi:10.1208/ps050107.
- 12 Tambe, D.E. and Sharma, M.M. 1993. Factors Controlling the Stability of Colloid-Stabilized Emulsions: I. An Experimental Investigation. *J. Colloid Interface Sci.* 157 (1): 244-253. <http://dx.doi.org/http://dx.doi.org/10.1006/jcis.1993.1182>
- 13 L.L. Schramm ed. 1992. *Emulsions: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*, Advances in Chemistry Series No. 231. Washington, DC: American Chemical Society.
- 14 Jones, T.J., Neustadter, E.L., and Whittingham, K.P. 1978. Water-In-Crude Oil Emulsion Stability And Emulsion Destabilization By Chemical Demulsifiers. *J Can Pet Technol* 17 (2). PETSOC-78-02-08. <http://dx.doi.org/10.2118/78-02-08>.
- 15 Strassner, J.E. 1968. Effect of pH on Interfacial Films and Stability of Crude Oil-Water Emulsions. *J Pet Technol* 20 (3): 303-312. SPE-1939-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/1939-PA>.

16 Kimbler, O.K., R.L. Reed, A., and Silberberg, I.H. 1966. Physical Characteristics of Natural Films Formed at Crude Oil-Water Interfaces. *SPE J.* 6 (2): 153-165. SPE-1201-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/1201-PA>.

17 Bobra, M. 1990. A Study of the Formation of Water-in-Oil Emulsions. *Proc.*, 1990 Arctic and Marine Oil Spill Program Technical Seminar, Edmonton, Canada.

18 Kokal, S. and Al-Juraid, J. 1999. Quantification of Various Factors Affecting Emulsion Stability: Watercut, Temperature, Shear, Asphaltene Content, Demulsifier Dosage and Mixing Different Crudes. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 3-6 October 1999. SPE-56641-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/56641-MS>.

19 Svetgoff, J.A. 1989. Demulsification Key to Production Efficiency. *Petroleum Engineer Intl.* 61 (8): 28.

20 Eley, D.D., Hey, M.J., and Symonds, J.D. 1988. Emulsions of water in asphaltene-containing oils 1. Droplet size distribution and emulsification rates. *Colloids Surf.* 32 (0): 87-101. [http://dx.doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/0166-6622\(88\)80006-4](http://dx.doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/0166-6622(88)80006-4).

21 Kokal, S.L. and Sayegh, S.G. 1995. Asphaltenes: The Cholesterol of Petroleum. Presented at the Middle East Oil Show, Bahrain, 11-14 March 1995. SPE-29787-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/29787-MS>.

22 Mitchell, D.L. and Speight, J.G. 1973. The solubility of asphaltenes in hydrocarbon solvents. *Fuel* 52 (2): 149-152. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-2361\(73\)90040-9](http://dx.doi.org/10.1016/0016-2361(73)90040-9).

23 Menon, V.B. and Wasan, D.T. 1987. Particle—fluid interactions with applications to solid-stabilized emulsions Part III. Asphaltene adsorption in the presence of quinaldine and 1,2-dimethylindole. *Colloids Surf.* 23 (4): 353-362.

24 Kokal, S. and Wingrove, M. 2000. Emulsion Separation Index: From Laboratory to Field Case Studies. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1-4 October 2000. SPE-63165-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/63165-MS>.