

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт химических и биологических технологий

Бабакулова Бакытгуль Амангельдыевна

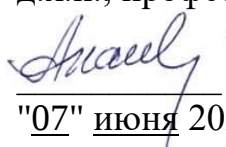
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

Название диссертации: «Синтез и разработка технологии производства нового флокулянта с биоцидными свойствами»

Направление подготовки: 7М07110 – Химические процессы и производство химических материалов

Научный руководитель
д.х.н., профессор

 Абдиев К. Ж.
"07" июня 2021 г.

Рецензент



Койынбаева Р.А.

"05" июня 2021 г.

Нормоконтроль



Нурсултанов М.Е.

"14" июня 2021 г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
Химической и биохимической
инженерии, PhD,
ассоц. профессор



Рафикова Х.С.

"15" июня 2021 г.

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»

7М07110 – Химические процессы и производство химических материалов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
Химической и биохимической
инженерии
PhD, ассоц. профессор



Рафикова Х.С.

"15" июня 2021 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Бабакуловой Бакытгуль Амангельдыевне

Тема: *«Синтез и разработка технологии производства нового флокулянта с биоцидными свойствами»*

Утверждена приказом Ректора Университета № 353 М от «14» ноября 2021 г.

Срок сдачи законченной диссертации «22» июня 2021 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: *«Синтез и разработка технологии производства нового флокулянта с биоцидными свойствами».*

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) синтез сополимеров, определение состава сополимеров с помощью ИК-спектроскопии, ЯМР-спектроскопии и кондуктометрическим титрованием;
- б) выявление проблем препятствующие процессу подготовке и перекачке нефти на месторождения Жетыбай, модернизация ЦППН месторождения Жетыбай и разработка улучшенной технологической схемы;
- в) подбор подходящего деэмульгатора и анализ успешности его в применении.

Рекомендуемая основная литература:

1. Земенков Ю.Д., Александров М.А., Маркова Л.М., Дудин С.М., Подорожников С.Ю., Никитина А.В. Техника и технологии сбора и подготовки нефти, и газа. Тюмень: Издательство Наука. 2015. 160 с.

2. Проскуряков В.А. Опыт подготовки к переработке нефти на промыслах. // Нефтепереработка и нефтехимия. 2002. № 3. С. 38-45.

ГРАФИК

подготовки магистерской диссертации

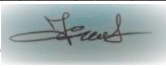
Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Синтез сополимера, определение состава сополимера с помощью ИК- и ЯМР-спектроскопии и кондуктометрического титрования.	22.01.2020 – 16.04.2020	Выполнено
Анализ существующей системы цеха подготовки и перекачки нефти. Мероприятия по улучшению работы ЦППН. Разработка новой технологической схемы первичной подготовки высоковязкой нефти, на основе новых технических решений, что повысит производительность данного цеха.	17.04.2020 – 27.12.2020	Выполнено
Усовершенствование уже существующие технологий и оборудования, что позволит улучшить процесс подготовки нефти. Поиск и подбор более эффективного деэмульгатора в замену базового «Рандем-2219». Проведение сравнительного анализа и предложение рекомендации.	14.01.2021 – 15.05.2021	Выполнено

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О. Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Нормоконтролер	Нурсултанов М.Е., лектор	14.06.2021 ж.	

Научный руководитель  Абдиев К.Ж.

Задание принял к исполнению магистрант  Бабакулова Б.А.

Дата "10" января 2021 г.

АННОТАЦИЯ

Данная диссертационная работа основана на синтезе сополимера ДМДААХ-ТМАПМА с флокулирующим и биоцидным действиями и на изучении технологии цеха первичной подготовки нефти на месторождений Жетыбай, на выявлении основных существующих проблем, препятствующие непрерывной работе данного цеха и, на улучшений существующих процессов сбора и подготовки нефти и газа, в следствие чего получаем соответствующее качество товарной нефти, путем реконструкции оборудования и путем подбора более эффективного и экономичного химического реагента деэмульгатора, в замен на базового.

Описаны состояние цеха, выявлены существующие проблемы, предложена новая усовершенствованная технологическая схема. Проведены сравнительные анализы содержания хлористых солей в нефти в технологических резервуарах, анализ на содержание нефтепродуктов в сточной воде, определены показатели по сдаче товарной нефти, сравнительные результаты анализов по интенсивности накопления водонефтяной эмульсии в водяных резервуарах и накопления остатка нефти в технологических резервуарах ЦППН. Так же произведен расчет экономической эффективности испытания от предложенного деэмульгатора.

Ключевые слова: сополимеризация, подготовка нефти, модернизация технологии, пескоотделитель, электродегидратор, деэмульгатор, реконструкция.

.

ANOTATION

This dissertation work is based on the synthesis of a DMDAAX-TMAPMA copolymer with flocculation and biocidal properties and on the study of the technology of the primary oil treatment shop at the Zhetybai fields, on identifying the main existing problems that prevent the continuous operation of this shop and on improving the existing processes of collecting and preparing oil and gas, as a result of which we get the appropriate quality of commercial oil, by reconstructing equipment and by selecting a more efficient and economical chemical reagent demulsifier, in place of the base one.

The condition of the workshop is described, existing problems are identified, and a new improved technological scheme is proposed. Comparative analyses of the content of chloride salts in oil in process tanks, analysis of the content of petroleum products in waste water, indicators for the delivery of commercial oil, comparative results of analyses on the intensity of accumulation of water-oil emulsion in water tanks and the accumulation of oil residue in process tanks of the CPPN were carried out. The calculation of the economic efficiency of the test from the proposed demulsifier is also made.

Key words: copolymerization, oil treatment, technology modernization, sand separator, electric dehydrator demulsifier, reconstruction.

АНДАТПА

Бұл диссертациялық жұмыс бойында флокуляциялық және биоцидтік қасиеті бар ДМДААХ-ТМАПМА сополимерін синтездеуге, сонымен бірге Жетібай кен орындарында мұнайды бастапқы дайындау цехының технологиясын зерттеуге, осы цехтың үздіксіз жұмыс істеуіне кедергі келтіретін негізгі проблемаларды анықтауға және мұнай мен газды жинау мен дайындаудың қазіргі процестерін жақсартуға негізделген, нәтижесінде біз жабдықтарды қайта құру және тиімді және үнемді химиялық реагентті таңдау арқылы тауарлық мұнайдың тиісті сапасын аламыз.

Цехтың жағдайы сипатталған, қазіргі проблемалар анықталған, жаңа жетілдірілген технологиялық схема ұсынылған. Технологиялық резервуарлардағы мұнайдағы хлорлы тұздардың құрамына салыстырмалы талдаулар, ағынды сулардағы мұнай өнімдерінің құрамына талдау жүргізілді, тауарлық мұнайды тапсыру бойынша көрсеткіштер, су резервуарларындағы су-мұнай эмульсиясының жинақталу қарқындылығы және ЦППН технологиялық резервуарларындағы мұнай қалдығының жинақталуы бойынша талдаулардың салыстырмалы нәтижелері анықталды. Сондай-ақ ұсынылған деэмульгатордан сынақтың экономикалық тиімділігін есептеу жүргізілді.

Түйін сөздер: сополимеризация, мұнайды дайындау, технологияны жетілдіру, құмбөлгіш, электродегидратор.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 Литературный обзор	12
1.1 Общие сведения о сырой нефти на месторождениях.....	12
1.2 Технологические процессы подготовки нефти, газа и воды на промысле	13
1.3 Требования к качеству товарной нефти	14
1.4 Классификация водонефтяных эмульсий.....	15
1.5 Методы разрушения водонефтяных эмульсий.....	16
2 Общие сведения о месторождении Жетыбай	21
2.1 Текущее состояние на месторождении Жетыбай.....	21
2.2 Текущее состояние ЦППН на месторождении Жетыбай.....	22
2.3 Физические свойства нефти	26
2.4 Свойства добываемой воды	27
2.5 Механические примеси в нефти.....	27
2.6 Существующие проблемы в цехе подготовки и перекачки нефти	28
2.7 Прогнозирование производительности	29
2.8 Параметры и масштабы проекта	29
2.9 Анализ работы Цеха подготовки и перекачки нефти.....	30
2.9.1 Исходные данные	30
2.9.2 Расчет производительности и числа отстойников УДО-200 №1-6.....	31
2.9.3 Расчет производительности насосов внутренней перекачки нефти (НВП)	32
2.9.4 Определение производительности печей нагрева ПТБ-5/40Э (№1-5)	33
2.9.5 Расчет необходимого времени отстоя в аппаратах глубокого обезвоживания нефти УГО-200 №1-6.....	34
2.9.6 Расчет производительности и подбор необходимого числа электродегидраторов ЭГ-200 №1-6.....	36
2.9.7 Определение производительности технологического РВС №1 ($V=20000\text{м}^3$).....	39
2.9.8 Расчет насосов перекачки пластовой воды (участок НФС)	40
2.10 Технологическая схема улучшенного ЦППН	41
2.10.1 Часть нагнетания попутного газа.....	43
2.10.2 Технологический процесс попутного газа.....	44
3 Экспериментальная часть	45
3.1 Синтез сополимера ДМДААХ-ТМАПМА	45
3.1.1 Сополимеризация	47
3.1.2 Определение состава сополимеров с помощью ИК-спектроскопии	48
3.1.3 Определение состава сополимера с помощью ЯМР-спектроскопии.....	49
3.1.4 Определение состава сополимера кондуктометрическим титрованием	50
3.1.5 Исследование влияния сополимера ДМДААХ-ТМАПМА на флокуляцию частиц суспензии бентонита.	51

3.2 Отбор проб	52
3.3 Методы исследования	53
3.4 Выделение механических примесей из нефтешлама	53
3.5 Разделение механических примесей на компоненты	53
3.6 Определение химического состава солей.....	53
3.7 Состав нефтешлама с трубы на входе ОГ-200.....	54
3.8 Состав донного осадка с РВС-1	56
3.9 Состав механических примесей в воде с ПУН-1,2.....	58
3.10 Исследования эффективности деэмульгаторов «Mezo-2» и «ТС-20151815».....	59
3.10.1 Методика проведения испытаний.....	59
3.10.2 Результаты испытания деэмульгатора нефти «Mezo-2» на объектах подготовки нефти 61	
3.10.3 Сравнительные анализы технологического резервуара №1 ЦППН	63
3.10.4 Сравнительные результаты анализов технологического резервуара №11 ЦППН	66
3.10.5 Сравнительные анализы технологического резервуара №13 ЦППН	68
3.9.6 Содержание остаточных нефтепродуктов в сточной воде	70
3.10.7 Показатели по сдаче товарной нефти в систему АО «КТО»	73
3.10.8 Сравнительные результаты анализов по интенсивности накопления водонефтяной эмульсии (ВНЭ) в водяных резервуарах и накопления остатка нефти в технологических резервуарах ЦППН».....	74
3.10.9 Расчет экономической эффективности испытания от деэмульгатора марки «Mezo-2». 75	
3.11 Результаты испытания деэмульгатора нефти «ТС-20151815» на объектах подготовки нефти месторождения Жетыбай	78
3.11.1 Сравнительные результаты анализов технологического резервуара №1ЦППН	80
3.11.2 Сравнительные результаты анализов технологического резервуара №11ЦППН	83
3.11.3 Сравнительные результаты анализов технологического резервуара «13 ЦППН	84
3.11.4 Содержание остаточных нефтепродуктов в сточной воде ЦППН	85
3.10.5 Показатели по сдаче товарной нефти в систему АО «КТО»	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	88
СОКРАЩЕНИЯ.....	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	90
Приложение 1.....	92

ВВЕДЕНИЕ

Объект исследования. Технология ЦППН (цех подготовки и перекачки нефти) месторождения Жетыбай, улучшение процесса подготовки нефти и подбор деэмульгаторов и анализ успешности применяемых деэмульгаторов на качество товарной нефти.

Актуальность работы. В процессе добычи углеводородного сырья, механические примеси, состоящие в основном из глины, частицы породы, цемента и минеральных солей в виде кристаллов, которые содержатся в нефти и в растворе добываются вместе с сырьем, вследствие чего это приводит к не малому износа оборудования, следовательно, это приводит к затруднению переработки сырой нефти, повышается зольность мазутов, появляются отложения в холодильных печах и теплообменниках, приводящее к быстрому выходу из строя данных оборудования. Около 60-75 % всего углеводородного сырья добывается в состоянии большой обводненности.

В связи с тем, что в последнее время участились случаи ухудшения параметров подготовки нефти и увеличилось интенсивность накопления трудно-разрушаемой эмульсии, был инициирован подбор деэмульгатора, способного более качественно обеспечить процесс подготовки нефти в текущих условиях. На основании лабораторных исследований производится подбор подходящего деэмульгатора, учитывая все свойства испытуемого сырья, которое уточняются при ОПИ (опытно-промысловые испытания), для дальнейшего повышения эффективности процесса сбора и подготовки нефти и газа, путем разрушения высокоустойчивых водонефтяных эмульсий для получения нефти товарного качества.

Еще в соответствии с принципами безопасного производства, высокоэффективной экономии должны применяться передовые практические технологии и средства автоматического управления, должна внедряться современная модель управления, реализовываться простота технологии, надежность техники, экономия инвестиций и облегчение производства. Усовершенствование технологии сбора и подготовки нефти и газа, с помощью реконструкцией и оптимизацией ныне имеющихся технологических процессов, которые улучшают технико-экономические показатели целого процесса подготовки нефти и качества товарной нефти, транспортируемого до потребителя - существуют для развития нефтеперерабатывающей промышленности в целом.

Цель работы. Улучшение технологического процесса подготовки и перекачки нефти месторождения Жетыбай, путем модернизации технологии и подбора наиболее эффективного и доступного деэмульгатора.

Основные задачи исследования:

- анализ существующей системы цеха подготовки и перекачки нефти;
- мероприятия по улучшению работы ЦППН;
- исследование состава механических примесей, отложений и нефтешлама;

- подбор деэмульгаторов для разделения водонефтяных эмульсий (ВНЭ), анализ успешности их применения на объектах подготовки нефти и сравнительный анализ с базовым деэмульгатором.

Методика решения поставленных задач. Основываясь на теоретических, лабораторных и промысловых результатах исследований нефтяного месторождения Жетыбай, а также, анализируя литературный материал, были выполнены: решения поставленных задач; постановлены и проведены экспериментальные исследования по разработке технических устройств, которые в дальнейшем применялись к промысловым условиям.

Научная новизна работы. ЦППН (цех перекачки и подготовки нефти) на месторождения Жетыбай был создан давно, главным образом применяется технология многостепенной осадочной дегидратации и обессоливания, поэтому основная технология – относительно более длинная. В настоящее время в данном ЦППН существуют следующие проблемы, такие как:

- сильное старение и коррозия дегидрационного оборудования;
- большое количество механических примесей (песка) в горизонтальном осадочном резервуаре;
- установка точек загрузки деэмульгатора нерациональна;
- сооружения системы электроснабжения – старые, со многими факторами угрозы безопасности;
- КИПиА – старые, управление в ЦППН в основном находится в состоянии ручных операций, что неблагоприятно для безопасного производства.

В связи с данными проблемами и неисправностями:

- разработана новая технологическая схема первичной подготовки высоковязкой нефти, на основе новых технических решений, что повысит производительность данного цеха.
- усовершенствованы уже существующие технологий и оборудования, что позволит улучшить процесс подготовки нефти.
- подобран более эффективный деэмульгатор в замену базового «Рандем-2219», проведен сравнительный анализ и предложены рекомендации.

Все выше перечисленные технологические решения приведут к улучшению подготовки и перекачки нефти; к минимизации рисков по добыче; подготовке и сдаче нефти и потерь при подготовке; снизит затраты на капитальный и текущий ремонт ЦППН, а также соблюдения технологических требований процессов подготовки нефти по параметрам «Содержание солей», «Содержание мех. примесей», «Содержание воды».

Апробация. Основные результаты диссертационного исследования были представлены на международной научно-практической конференции «Сатпаевские чтения-2021». (См. Приложение 1).

1 Литературный обзор

1.1 Общие сведения о сырой нефти на месторождениях

Сырая нефть — это природный продукт сложной химической структуры, который добывается из залежей, на разной глубине в зависимости от конкретных условий, в которых они образовались. Сырая нефть обычно представляет собой маслянистую, вязкую, легко воспламеняющуюся жидкость оливково-зеленого, коричневого или черного цвета с зеленой флуоресценцией и характерным запахом [5].

Она состоит из сложной смеси углеводородов, состоящей из серы, кислорода и азота. Элементарный анализ показывает, что он содержит небольшое количество элементов: углерод, водород, серу, кислород, азот.

Сырая нефть — это неоднородная жидкость, содержащая в основном жидкие углеводороды. Их пропорция зависит от природы сырой нефти; для парафиновых масел содержание углеводородов составляет 90 ... 98%, а для нафтеноароматических - около 50% [25].

Парафиновые углеводороды (C_nH_{2n+2}), преобладающие в сырой нефти, наиболее богаты водородом. Для них характерны структуры с открытой цепью, образованные атомами углерода с простыми связями.

Они делятся на две серии: обычно парафины с линейной цепью и изопарафины с основной цепью и одной или несколькими боковыми цепями. Парафиновые масла содержат больше нормального парафина, но их доля уменьшается с увеличением в молекуле числа атомов углерода [5,26].

Нафтеновые углеводороды ($C_nH_{2n} \dots C_nH_{2n-6}$) [26] имеют циклическую структуру, в которой некоторые атомы углерода связаны замкнутыми цепями, имеющими простые ковалентные связи. Этот класс углеводородов имеет большое разнообразие структур из-за различий в количестве атомов углерода, содержащихся в одном кольце, количестве колец, присутствующих в одной и той же молекуле, а также количестве и длине боковой цепи.

Ароматические углеводороды характеризуются наличием в молекулах ядер бензола. Помимо бензольных ядер, ароматические углеводороды могут содержать атомы углерода, связанные нафтеновыми кольцами, и атомы углерода в парафиновых цепях. Ароматизаторы могут иметь связанные или конденсированные полициклические структуры [26].

Соединения серы присутствуют в сырой нефти в различных количествах. Присутствие серы и ее соединений приводит к серьезным недостаткам как в области производства, транспортировки, так и в области обработки и использования получаемых продуктов.

Азот входит в состав сырой нефти в количестве, не превышающем 1%. Более крупные количества содержатся в природном газе. От этих основных характеристик зависит весь комплекс процесса по сбору и подготовке углеводородного сырья [5]:

- плотность;

- молекулярная масса (вес);
- вязкость;
- температуры вспышки (воспламенения и самовоспламенения);
- температуры застывания (помутнения и начала кристаллизации);
- электрические или диэлектрические свойства;
- оптические свойства;
- растворимость и растворяющая способность.

1.2 Технологические процессы подготовки нефти, газа и воды на промысле

В поочередном непрерывном изменении состояния нефтяной продукции из скважины и переработка отдельных ее составляющих заключается в промысловом сборе и подготовке углеводородного сырья, которая завершается получением качественной товарной нефти, в последующем транспортирующегося до потребителя [4,5].

В цехе подготовки и переработки нефти удаляются механические примеси, вода и газообразные углеводороды. Для стабилизации нефти и уменьшения ее испаряемости производится отделение от нефти легких газообразных углеводородов. При наличии в товарной нефти солей, воды и разнообразных механических примесей происходит быстрый коррозионный износ технологических оборудования (трубопроводы, нефтеперерабатывающие аппараты), что приводит к низкой пропускной способности трубопроводов [4,5].

Старые нефтегазоконденсатные месторождения используют негерметизированные (двухтрубные) самотечные системы, где сырье после ЗУ (замерной установки) движется самотеком (за счет разных отметок высот трубопроводов от начала до конца) до промежуточных резервуаров. Это плохо влияет на сам процесс и приводит к потерям до 3-5% [5,6].

Новые нефтегазоконденсатные месторождения используют герметизированные системы, где в корне исключаются потери. Схема системы представлена на Рисунке 1 [4,5,8].

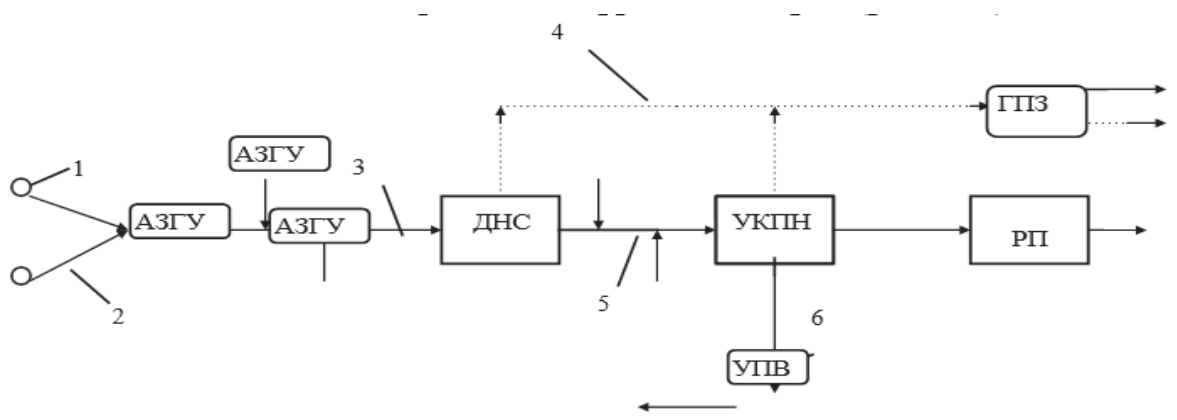


Рисунок 1- Схема герметизированной системы сбора и подготовки нефти и газа.

- 1) скважины;
- 2) выкидные линии;
- 3) сборный коллектор;
- 4) газосборный коллектор;
- 5) нефтесборный коллектор;
- 6) водопровод.

По выкидным трубопроводам 2 скважинная продукция поступает в АЗГУ (автоматические замерные групповые установки), где поочередно измеряется количество добытой нефти, газа и воды из каждой скважины. Далее по сборному коллектору 3 сырье направляется в ДНС (дожимная насосная станция) [4,8].

На дожимной насосной станции производится первая ступень сепарации (давление до 0.3 Мпа). Отделенный от нефти газ направляется дальше в ГПЗ (газоперерабатывающий завод), для дальнейших процессов, таких как удаления из него тяжелых углеводородов и для выделения «сухого газа». Жидкий газ разделяется на СУГ (сжиженный углеводородный газ) и ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов, которая в дальнейшем транспортируется до потребителя [3,4,8].

Нефтегазовое сырье и вода по сборному коллектору 5 с помощью насосов перекачивается на ЦПС (центральный пункт сбора).

УКПН (установка комплексной подготовки нефти) предназначен для окончательной стабилизации, обессоливания и обезвоживания нефти.

Отделенная вода от нефти поступает на УПВ (установка подготовки воды), после чего для ППД (поддержания пластового давления) закачивается обратно в пласт. Нефть, доведенная до товарной кондиции, отправляется в РП (резервуарный парк) [4,8].

Этапы включающее промысловую подготовку нефти [8]:

- дегазация (отделение газа от нефти);
- обезвоживание (разрушение ВНЭ);
- обессоливание (удаление солей из нефти с помощью пресной воды);
- стабилизация (удаление легких фракции).

1.3 Требования к качеству товарной нефти

К товарной нефти, которая поступает на переработку и на дальнейшую транспортировку до потребителя, предъявляются довольно жесткие требования по содержанию хлористых солей, эмульгированной воды, механических примесей и других веществ, от которых зависит качественные характеристики получаемых нефтепродуктов; сроки службы технологических оборудования; скорость их коррозии и сроки службы технологических установок [4].

Качество товарной нефти напрямую зависит от технологии процессов производства, поэтому и требования к разновидности, в том числе к качеству

нефтепродуктов повышается, что подлежит контролю [4].

Для организации надлежащего контроля за нефтепродуктами, разработаны и утверждены нормативные документы, из них:

- государственные на нефтепродукты (ГОСТ);
- отраслевые (ОСТ);
- республиканские (РСТ);
- стандарты предприятий (ГТП);
- технические условия (ТУ).

Указанные документы устанавливают требования к качеству, к транспортировке, хранению и реализации. Показатели к качеству товарной нефти представлены в Таблице 1 [4]:

Таблица 1- Показатели к качеству товарной нефти.

Показатель		Группа нефти		
		I	II	III
Содержание воды	%, не более	0,5	1	1
Содержание хлористых солей	мг/л, не более	100	300	800
Содержание мех. примесей	%, не более	0,05	0,05	0,05
Давление насыщенных паров	Па, не более	66650	66650	66650

1.4 Классификация водонефтяных эмульсий

Эмульсии — это дисперсные системы двух жидкостей, которые не растворяются или редко растворяющиеся между собой. Они находятся в взвешенном состоянии, в виде мелких капель, называемые глобулы. Структура водонефтяной эмульсии представлена на Рисунке 2[18].

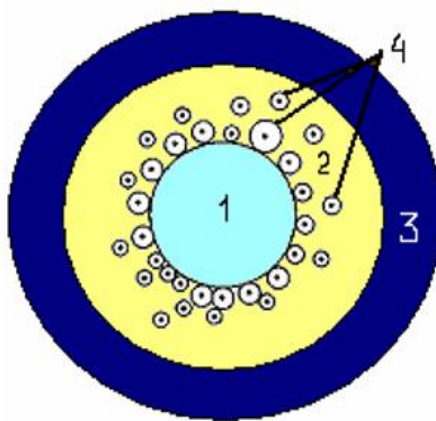


Рисунок 2- Структура водонефтяной эмульсии [18].

- 1) глобула воды;
- 2) бронирующий слой;
- 3) дисперсная среда;
- 4) сложные структурные единицы.

В нефтедобывающей промышленности абсолютно все технологические процессы переработки нефти и газа и воды, связаны с образованием нефтяных эмульсии, которые делятся на 3 вида [19]:

- эмульсия (вода в нефти), гидрофобная эмульсия, когда каплями воды дисперсная фаза образуется в нефти, где 0,1 - 90 % и более содержание воды [19, 9];
- эмульсия (нефть в воде), образующееся в следствии деэмульсации нефти. Еще называются гидрофильной эмульсией, это связано с тем, что нефтеновые капли внутри воды образуют дисперсную систему, где менее 1 % содержание нефти [9];
- эмульсия с высоким содержанием механических примеси (множественная). Такая эмульсия срывает технологический процесс, за счет накопления на границе раздела фаз в оборудовании подготовки нефти [9].

Типы эмульсии можно установить по свойству дисперсной среды [27]:

- эмульсия типа (вода – внешняя фаза) Н/В. Высокая электропроводность за счет воды, хорошее смешивание с водой;
- эмульсия В/Н. Низкая электропроводность и смешивание происходит исключительно с углеводородной жидкостью.

В основном ВНЭ появляются в местах перемешивания нефти и пластовой воды [4,9]:

- в призабойных зонах скважин;
- в самом стволе скважины;
- в глубинных насосах;
- в промышленном оборудовании при перепадах давления.

1.5 Методы разрушения водонефтяных эмульсий

Различают три разновидности способов для разрушения водонефтяных эмульсии, для соединения мельчайших капелек воды с крупными, которые способны оседать в отстойниках [20]:

- механический способ (отстой, фильтрация и центрифугирование);
- термохимический способ (подогрев нефти и применение различных химических реагентов);
- электрический способ (заряд частиц воды электричеством).

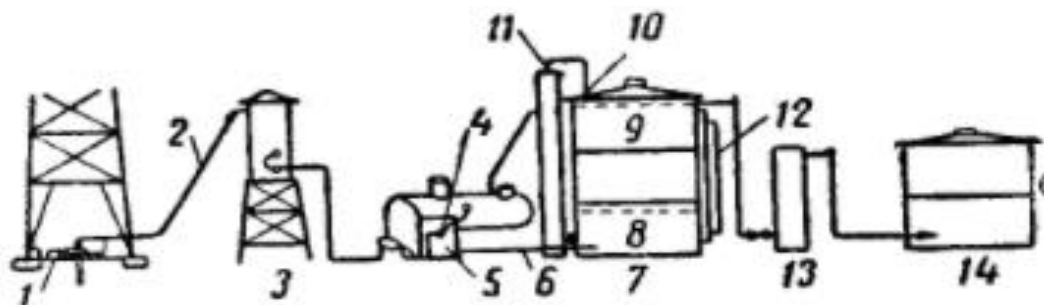
Гравитационное разделение применимо для нестойких эмульсии, способные разделяться на нефть воду из-за разных плотностей эмульсии, поэтому отстой происходит слишком медленно [17,16].

Метод фильтрации основывается в селективном смачивании. Колонны для фильтрации применяются для разрушенных нефтяных эмульсии, но при этом капли воды остаются в взвешенном состоянии [17,16].

Метод центрифугирования заключается в том, что водонефтяная эмульсия подается в центрифугу, в которой размещен аппарат, который вращается, придавая направление движения. Вода под воздействием центробежной силы, являющаяся более тяжелой, обладает высокой скоростью, концентрируется и укрупняется по стенкам аппарата и стекает вниз, в следствии чего и происходит разделение водонефтяной эмульсии

[4,17,16].

Термохимический метод заключается в добавлении химреагентов деэмульгаторов для разрушения ВНЭ, для ускорения процесса в предварительно подогретую эмульсию. Этот метод очень популярен своей простотой в использовании. Схема термохимической деэмульсации представлена на Рисунке 3 [4].



Рисунке 3-Схема термохимической деэмульсации [20].

- 1) устье скважины;
- 2) линия смешения;
- 3) газосепартор;
- 4) терморегулятор;
- 5) котел;
- 6) обратная линия для воды;
- 7) отстойник;
- 8) уровень воды;
- 9) уровень нефти;
- 10) выход газа;
- 11) дегидратор;
- 12) регулятор уровня воды;
- 13) колонна;
- 14) емкость.

Факторы от которых зависит эффективность разрушения ВНЭ с помощью реагентов:

- эффективность деэмульгатора;
- скорость и время перемешивания эмульсии с ПАВ;
- количества воды в эмульсии;
- температура эмульсии.

Реагент можно вводить в разных точках в промысле, а именно:

- в скважину;
- в выкидную линию;
- резервуар;
- на прием насоса.

Хорошим решением является введение деэмульгатора в скважину, так как прошло мало времени как образовалась сама эмульсия, и еще одной положительно сказывающей стороной является присутствие газа, которое хорошо перемешивается с реагентом. Так же хорошо влияет тот факт, что

находится близко к скважине, имеющее высокую температуру [22,15].

Уменьшение обрывности колонн штанговых, рост дебита электроцентробежных установок происходит за счет снижения вязкости углеводородного сырья, после введения деэмульгатора на прием насосов [22,15].

Введение деэмульгатора в резервуар как правило в данное время не применяется, так как при этом методе не удастся полностью достичь перемешивания деэмульгатора с эмульсией, даже при том, что производится циркуляцию насосами [15].

Деэмульгатор является поверхностным активным веществом, находящееся на поверхности раздела фаз, которое вызывает уменьшение межфазного натяжения. Их поверхностная активность должна превышать поверхностной активности природных эмульгаторов [22,15].

Различают два вида ПАВ:

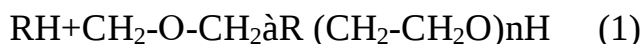
- ионогенные;
- неионогенные.

К первому типу относятся вещества, которые в растворе диссоциируют на ионы, где один из них не является активным, а другой является активным. Имеют ряд преимуществ, такие как:

- растворимость как в воде, так и в нефти;
- не вступают в реакцию как с солями, так и с кислотами;
- удельный расход низкий.

Ко второму типу относятся у которых молекулы поверхностных активных веществ сохраняют нейтральную электрическую способность, и которые в растворе не диссоциируют.

Они получают присоединением CH_2OCH_2 (окиси этилена) с органическими веществами, имеющими подвижный атом водорода (спирты, фенолы и кислоты) [17]:



Электрическое разрушение водонефтяной эмульсий производится с помощью электродов с высоким напряжением переменного тока. Под воздействием электрического поля поляризуются капли воды, вытягивающиеся вдоль силовых линий поля и направленнодвигающиеся. Электрический заряд разноименный появляется на противоположенных концах капли воды, в связи с чем капли воды притягиваются, друг к другу разрушая пленку нефти между каплями, что и приводит к тому, что капли воды увеличиваются до размеров (150-200 мкм) за счет присоединения друг с другом и оседают на днище сосудов [17].

По формуле Стокса можно определить скорость осаждения под действием сил тяжести [17]:

$$W = g \times d^2 (r_B - r_H) / 18 \eta H \quad (2)$$

В процессе электрической обработке нефти основным элементом является электродегидратор, являющимся цилиндрическим сосудом со сферическими днищами, внутри корпуса которого находятся электроды в подвешенном состоянии. Электродегидраторы – это аппараты, использующиеся для отделения воды от сырой нефти, разрушая нефтяную эмульсию «вода в нефти» (обратного типа) в электрическом поле [24,19]:

Обычно они устанавливаются после печей нагрева и после отстойников. Электродегидраторы для обессоливания и обезвоживания ВНЭ в нефтяной промышленности бывают:

- вертикальные
- горизонтальные
- шаровые

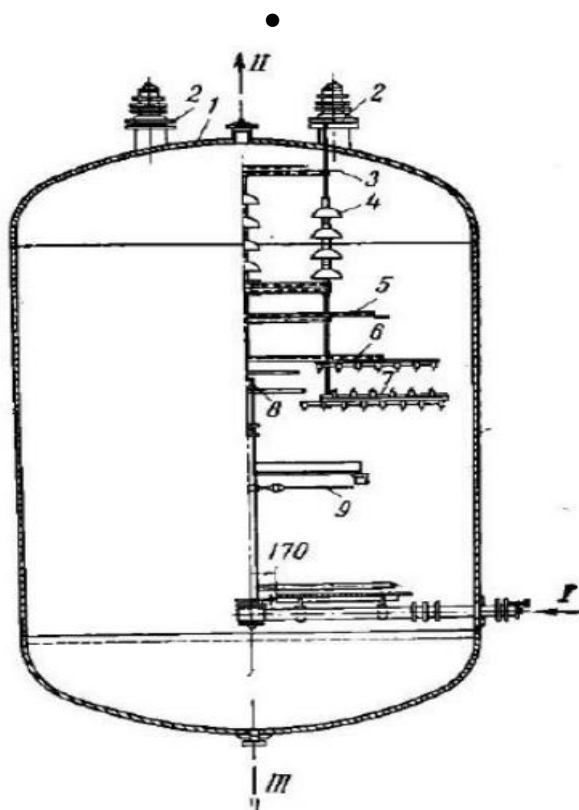


Рисунок 4 - Вертикальный электродегидратор

Производительность таких вертикальных электродегидраторов всего лишь от 300 до 600 т/сутки, по этой причине в настоящее время в заводах их не применяют [24,19].

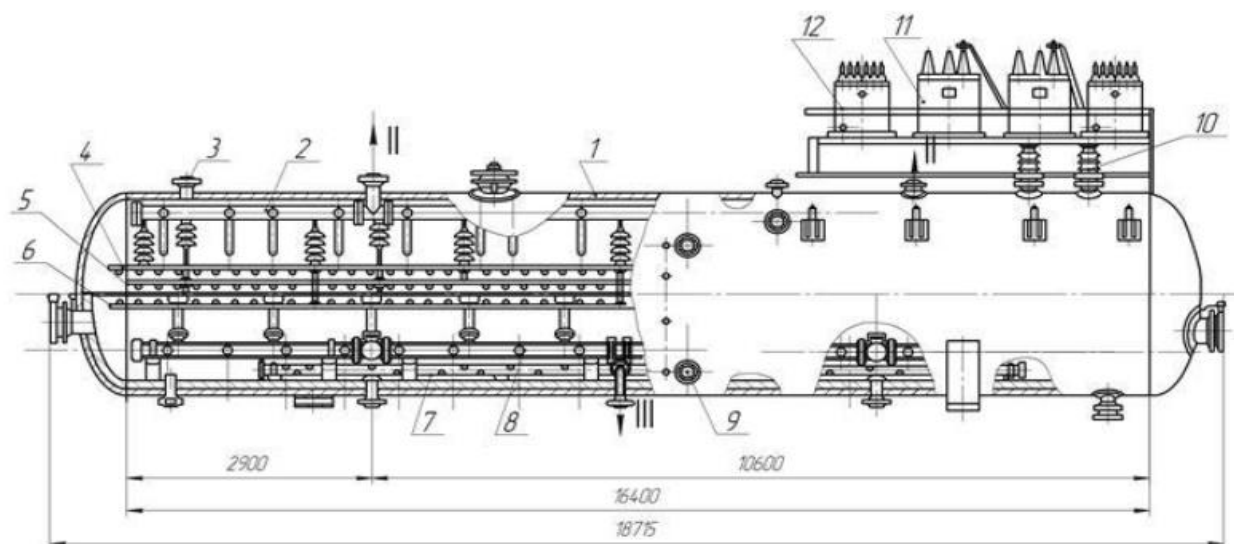


Рисунок 5 - Горизонтальный электродегидратор

- 1) корпус;
- 2) сборник обессоленной нефти;
- 3) штуцер для предохранительного клапана;
- 4) 5) 6) электроды;
- 7) дренажный коллектор;
- 8) распределитель сырой нефти;
- 9) штуцер для межфазного регулятора уровня;
- 10) изоляторы;
- 11) трансформаторы;
- 12) катушки реактивные.

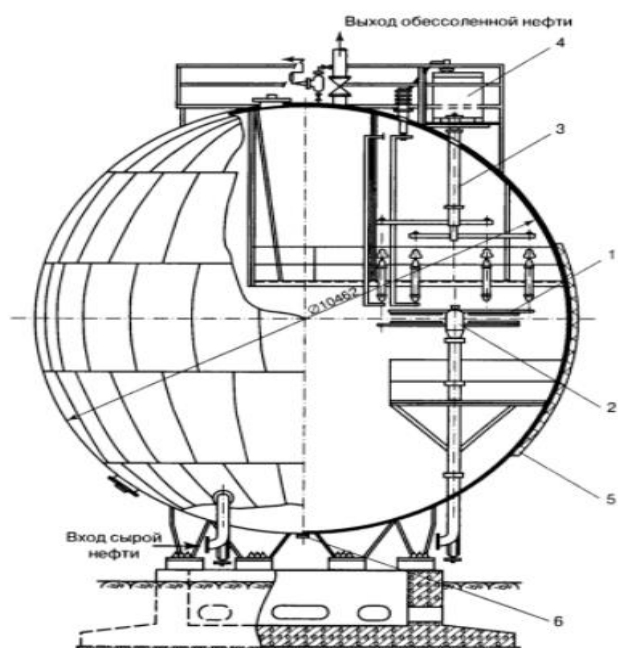


Рисунок 6 - Шаровой электродегидратор

2 Общие сведения о месторождении Жетыбай

2.1 Текущее состояние на месторождении Жетыбай

Месторождение Жетыбай находится в западной части Мангышлакского полуострова, административно относится к Мангистауской области Каракиянского района. Расположено в 1 км от поселка Жетыбай, в 60 км от поселка Курык, в 70 км от г. Жанаозена, в 90 км от областного центра Актау.

Месторождение Жетыбай состоит из 1 основного нефтяного месторождения (Жетыбай) и 13 месторождений Жетыбайской группы. Нефтяное месторождение введено в промышленную разработку в 1967 году, на сегодняшний момент на нефтяном месторождении всего 1150 скважин; 429 водонагнетательных скважин, годовой объем добычи сырой нефти составил 1,5 млн. тонн (средний суточный объем добычи сырой нефти 4109 т, средний суточный объем добычи сточных вод 8600м³). По наземному размещению скважин в наземной сборно-транспортной технологической системе нефтяного месторождения в общем наблюдается узкая удлиненная форма размещения с востока на запад.

В южной части месторождение Жетыбай построен 1 ЦППН, которая отвечает за дегидратацию, деазрацию, обессоливание сырой нефти на 14 нефтяных месторождениях производственных участков Жетыбай, после того, как обработка соответствует требованиям, сырая нефть подается на первую станцию для сбыта, попутный газ после простой обработки по отделению жидкости после нагнетания давления в компрессорной станции направляется в Удан для сбыта.

От скважины месторождения Жетыбай до ЦППН применяется метод сбора и транспортировки со станции по трем ступеням, расположение и технологический процесс сбора и транспортировки нефти, и газа показан на Рисунке 7.

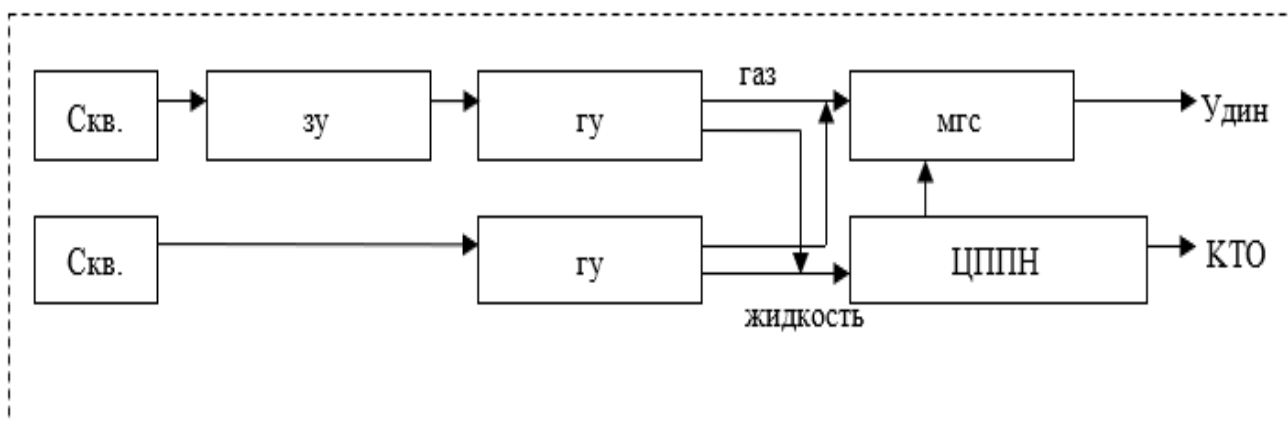


Рисунок 7- Схема расположения и технологический процесс сбора и транспортировки нефти, и газа

Климатические признаки относятся к полупустынному континентальному климату, с годовыми осадками 140мм. Летом – сухая жара, в истории максимальная температура достигла до +43°C, зимой морозно, мало снега, минимальная температура была до -35°C. Годовая средняя температура 11°C, средняя температура в самом жарком месяце (июль) 25°C, средняя температура в самом холодном месяце (январь) 3°C, средняя скорость ветра в январе - 8.9м/сек, средняя скорость ветра в июле - 5.1 м/сек, глубина замерзания грунта - 0.8м. Снеговая нагрузка 50 кгс/м², ветровая нагрузка 48 кгс/м². Сильный ветер и пыльная буря являются особенностью в данном районе, с главным направлением ветра - северо-восток.

2.2 Текущее состояние ЦППН на месторождении Жетыбай

ЦППН Жетыбай создан в 1976 г., в 1980 году была произведена частичная реконструкция, обновление оборудования с проектной производительностью 15000м³/день.

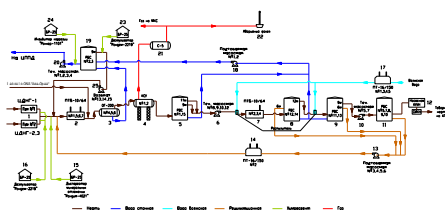
ЦППН был создан давно, главным образом применяется технология многостепенной осадочной дегидратации и обессоливания, поэтому основная технология – относительно более длинная. В настоящее время в данном ЦППН главным образом принимается добываемая жидкость из двух главных ЦДНГ и жидкость от Актюбинского месторождения.

В данном ЦППН месторождения Жетыбай главные сооружения:

- клапанных блока АГЗУ для жидкости вне станции,
- нагревательных печи первой ступени,
- горизонтальных осадочных резервуара первой ступени,
- горизонтальных осадочных резервуара второй ступени,
- нефтегазовых сепараторов на опоре,
- 1 вертикальный осадочный резервуар 3 ступени 5000м³,
- нагревательных печи 2 ступени,
- 2 вертикальных осадочных резервуара 4 ступени 5000м³ (1 раб. 1 резерв.),
- 2 вертикальных осадочных резервуара 5 ступени 5000м³(1 раб. 1 резерв.),
- резервуаров готовой нефти 5000м³, 3 осадочных резервуара сточных вод 5000м³,
- 1 резервуар противопожарной воды 2000м³,
- 2 комплекта установки центробежной обработки постарелой нефти (в т.ч. 1 комплект находится на стадии строительства),
- дожимных насосов осадочного резервуара,
- насоса сточных вод,
- 2 дожимных насоса резервуара готовой нефти,
- дожимных насоса воды из Волги,
- 3 нагревательных печи воды из Волги,
- 1 комплект устройства загрузки реагента,

- 2 насоса загрузки реагента,
- 1 комплект нагревательных приборов,
- административное здание с центральным пультом управления (объединенное с насосной станцией).

Технологическая принципиальная схема ЦППН месторождения Жетыбай представлена на Рисунке 8.



Рисунке 8 - Технологическая принципиальная схема ЦППН месторождения Жетыбай.

В настоящее время технологический процесс подготовки нефти ЦППН ПУ "ЖМГ" осуществляется в следующей последовательности: нефтяная жидкость от трех промыслов ЦДНГ-1, 2, 3 поступает по самостоятельным двум нефтесборным коллекторам на пункт узла учета нефти ПУН № 1; 2, с общим расходом 20000 – 24000 м³/сут и давлением 0,4-0,45 МПа, температурой 35-45°С и средней обводненностью 60-72 %.

ПУН №1 предназначен для учета объема сырья, поступающего из ЦДНГ-1, ПУН № 2 для учета объема сырья, поступающего по нефтяному коллектору из ЦДНГ-2 и ЦДНГ-3. Объем сырья, поступающий из месторождений Карагинской седловины с помощью дожимной насосной станции Алатюбе, поступает отдельно в узел учета сепарации нефти и газа в ЦППН.

В связи с большим содержанием солей от 9000 мг/дм³ до 13000 мг/дм³ в водонефтяной эмульсии, поступающей на входе ЦППН, для предотвращения оседания их в змеевиках печей и в другом технологическом оборудовании, увеличения сроков эксплуатации оборудования против коррозии через установку блока реагентов БР-25 перед ПУН № 1, 2 предусмотрена закачка химреагента.

После ПУН № 1, 2 газоводонефтяная эмульсия поступает на I ступень подогрева (печи ПТБ-10 № 1, 2, 3, работающие параллельно), где происходит,

нагрев жидкости до температуры 60–70°C. Далее подогретая газоводонефтяная жидкость поступает на первую ступень сепарации обезвоживания нефти, представляющую собой три параллельно работающих горизонтальных отстойника ОГ–200 № 4, 5, 6, где происходит предварительный сброс свободной воды, выделившейся в процессе транспортировки. В связи с увеличением нефти в сбрасываемой воде, отстойники работают в одну фазу, без разделения эмульсии.

После горизонтальных отстойников ОГ–200 № 4, 5, 6 водонефтяная эмульсия под рабочим давлением 0,2–0,35 МПа поступает на концевую сепарационную установку (КСУ № 1, 2). КСУ № 1, 2 представляет собой горизонтальные нефтегазовые сепараторы НГС-II-П1,6 V=100 м³, в количестве двух единиц, расположенные на 18 м высоте, предназначенные для сепарации попутного нефтяного газа.

Попутный нефтяной газ низкого давления, выделившийся из нефти в аппарате КСУ № 1, 2, через коллектор отводится на газовый сепаратор С-5, который находится на узле установки сепарации газа Алатюбе, и далее подается на модульную компрессорную станцию (МКС) для утилизации. Жидкие компоненты, содержащиеся в выделившемся газе, попадают в дренажную емкость, откуда периодически откачиваются насосами на коллектор нефти узла ДНС–Алатюбе.

На ЦППН также кроме ПУН № 1 и 2 имеется отдельный блок приема и подготовки нефти, поступающей с ДНС–Алатюбе из месторождений впадины Карагие.

С ДНС-Алатюбе нефть в объеме 300–600 м³/сут со средним давлением 0,1–0,2 МПа, температурой 35–40°C поступает в буферные емкости Е–1, Е–2, где происходит выделение свободного нефтяного газа.

Отсепарированная нефть с помощью насосов НБ-125 № 1, 2 откачивается через узел учета нефти на начало технологического процесса перед входом в горизонтальные отстойники ОГ–200 № 4, 5, 6. Нефть из дренажных емкостей также откачивается насосами на начало процесса.

Выделившийся газ с установки подготовки нефти ДНС – Алатюбе направляется по линию газопровода на установку сбора газа (УСГ), далее на блок дополнительной сепарации газа, где производится сепарация газа, который используют в качестве топлива для работы печей нагрева, установленных на ЦППН.

Разгазированная нефть после КСУ № 1, 2 поступает в один из технологических резервуаров РВС-5000 № 2, 15, где происходит более полное отделение воды путем промывки через слой сточной воды высотой 5–8 метров. Регулирование высоты водяной подушки в технологическом резервуаре осуществляется с помощью насосов № 1, 2 1Д630/90, которые расположены на подтоварной насосной.

Из технологического резервуара РВС-5000 м³ № 2, № 15, нефть по перетоку, расположенному на высоте 11 м (9 м), поступает на прием технологических насосов (8НДВ № 8 в работе, остальные 1Д630/90 № 9,

1Д200/90 № 10, 1Д630/90 № 12 в резерве) с обводненностью 0,3–1,5 %.

В качестве деэмульгатора используется реагент марки «Рандем–2219». Закачка химический реагента производится через насосы НД-1000/100, расположенные в реагентной установке БР-25.

Для уменьшения содержания в нефти хлористых солей на ЦППН производится промывка нефти горячей технической (волжской) водой из расчета 3-15 % от объема готовой нефти. Нагретая техническая (волжская) вода подается на два распылителя № 1, 2 и в технологические резервуары, где используется в качестве водяной подушки. В зависимости от стойкости водонефтяных эмульсий, поступающей с нефтяных промыслов на ЦППН, и минерализации сырой нефти общий расход технической (волжской) воды для процессов обессоливания составляет в среднем 700 м³/сут. Первый распылитель подачи горячей технической (волжской) воды для промывки сырой нефти установлен после выхода технологических насосов № 8, 9, 10, 12. Нагрев технической (волжской) воды до температуры 65-75°С осуществляется последовательно работающими печами подогрева ПТ–16/150 (№ 1, 3, 4, 5).

После технологических насосов № 8, 9, 10, 12 нефтяная эмульсия под рабочим давлением 0,25–0,35 МПа подается на II (вторую) ступень подогрева нефти в печи ПТБ–10/64 (№ 2, 3, 4), где подогревается до температуры 65–80°С.

После печей подогрева нефть II ступени поступает в резервуарный парк РВС–5000 м³ № 11, 12, 13, 14, где направляется сначала в технологические резервуары, а затем в буферные резервуары. Технологические и буферные резервуары работают попарно и взаимозаменяемые.

В технологических резервуарах РВС–5000 м³ для проведения процесса обессоливания нефти используется водяная подушка из волжской воды высотой 3–6 метров. После I-ступени подготовки нефти на технологических резервуарах РВС-5000 м³ № 11, 12, 13, 14 водяная подушка состоит в основном из технической (волжской) воды. Сточная вода из технологических резервуаров через подтоварные насосы марки 1Д630/90 № 1, 2 сбрасывается на водяные резервуары РВС-5000 м³ № 1, 3.

Из технологических резервуаров РВС–5000 м³ по перетоку, расположенному на высоте 12 метров, нефть поступает в буферные резервуары РВС–5000 м³ № 11, 12, 13, 14, где производится процесс обессоливания нефти через распылитель волжской воды № 2, путем ее промывки через слой технической (волжской) воды высотой 1,5–3 метра.

В буферных резервуарах капельки соленой воды утилизируют через подушку пресной воды, в результате чего происходит дальнейший процесс обессоливания нефти, отделившаяся сточная вода, насыщенная солями, сбрасывается из буферного резервуара и подается насосами 6Ш8 № 3, 4, 5, 6 на водяные резервуары РВС–5000 м³ № 1, 2, 3. После буферных резервуаров обводненность нефти составляет в среднем 0,07 %, среднее содержание хлористых солей в нефти составляет около 60 мг/дм³.

Нефть с перетока на высоте 9 м (6 м) из буферных технологических

резервуаров РВС–5000 м3 отбирается насосами 200Д–90 № 5, 7 и подается в один из товарных резервуаров (РВС–5000 м3 № 5, 7, 8, 9, 10), которые являются последним этапом подготовки товарной нефти на ЦППН. В товарных резервуарах РВС–5000 м3 № 5, 7, 8, 9, 10 после непродолжительного отстоя удаляется подтоварная вода. Подготовленная нефть предъявляется к сдаче на нефтеперекачивающую станцию НПС «Жетыбай» АО «КазТрансОйл», которая производит прием товарной нефти в соответствии с требованиями стандартов РК. Товарная нефть сдается через коммерческий узел учета нефти и СИКН.

2.3 Физические свойства нефти

Таблица 2 - Физические и химические характеристики сырой нефти в ЦППН Жетыбай.

Место отбора пробы	Параметры	Нормативная документация	Ед. Изм.	Результат
Сырая нефть из АГЗУ №1,2	Влагосодержание	Государ. нормы безопасности 2477-65	% масс	61.0
	Плотность при 20°C	Государ. нормы безопасности 3900-85	т/м3	1.0028
	Плотность после дегидрации при 20°C		т/м3	0.842
	Механические примеси	Государ. нормы безопасности 6370-83	%	2.8
	Динамическая вязкость при следующих температурах °C 40 65 75 80	Государ. нормы безопасности 33-2000	мм2/сек	98.79 80.00 64.05 50.25
	Содержание парафина	Государ. нормы безопасности 11851-85	% масс	19.1
	Содержание асфальтена и смолы	Государ. нормы безопасности 11858	%	17.7
	Содержание хлорида	Государ. нормы безопасности 21534-76	мг/л	28715
	Температура конденсации	Государ. нормы безопасности 20287-91	°C	+31

2.4 Свойства добываемой воды

Таблица 3 -Свойства пластовой воды в месторождения Жетыбай.

Наименование показателя	Ед. изм.	Пластовая вода
Номер уполномоченного свидетельства	-	243/10
Концентрация водородного иона, рН	-	6.7
Плотность при 20оС	г/см3	1.052
Общее содержание калия и натрия	мг/л	21076.05
Содержание калия	мг/л	5611.20
Содержание магния	мг/л	1580.80
Содержание гидроксида	мг/л	46160.15
Содержание сернокислого натрия	мг/л	913.11
Содержание углекислой соли	мг/л	Не обнаружено
Содержание углеводорода	мг/л	317.92
Общая минерализация	мг/л	75659.23
Вид вод	-	Cl-Ca
Общая жесткость	мг/л	410
Содержание двуокиси	мг/л	207.42

2.5 Механические примеси в нефти

Таблица 4 - Содержание механических примесей на входе клапанного блока в ЦППН месторождений Жетыбай.

Идентификационный код пробы	Место отбора пробы	Наименование параметра	Экспериментальный метод	Ед.изм	Результат
2.00356	ПУН-1	Содержание механических примесей	ГОСТ 6370	% (Массовая доля)	0.030
		По гранулометрическому составу фракционных механических примесей, мкн : ≤50 50÷100 100÷550 550÷700 700÷2000	Экспериментальный метод	% (Массовая доля)	7 3 40 40 10

Идентификационный код пробы	Место отбора пробы	Наименование параметра	Экспериментальный метод	Ед.изм	Результат
2.00357	Алатобе	Содержание механических примесей	ГОСТ 6370	% (Массовая доля)	0,018
		По гранулометрическому составу фракционных механических примесей, мкн : ≤60 60÷130 130÷540 540÷720 720÷2000			6 4 41 43 6
2.00358	ПУН-2	Содержание механических примесей	ГОСТ 6370	% (Массовая доля)	0,031
		По гранулометрическому составу фракционных механических примесей, мкн : ≤110 110÷380 380÷570 570÷1500			4 42 45 9

2.6 Существующие проблемы в цехе подготовки и перекачки нефти

Главным образом существуют следующие проблемы:

- сильное старение и коррозия дегидрационного оборудования. По обследованию на площадке старение и коррозия дегидрационного оборудования ЦППН сильные, в каждодневной работе производство поддерживается лишь простым ремонтом, что сильно влияет на эффективность дегидрации, для системы обессоливания используется большой резервуар для отстоя, технологический процесс довольно длинный, сооружения стареют.

- в 5 горизонтальных осадочных резервуарах имеется большое количество песка, по информации с площадки в резервуарах высота песка достигает до 1м, что приводит к тому, что 5 осадочных резервуаров не могут нормально функционировать. На площадке в качестве способа производства применяется периодический слив воды для резервуаров №1, №2, №3, а для резервуаров №4, №5 был прекращен слив воды.

- установка точек загрузки деэмульгатора нерациональна, только точка

загрузки реагента около печи 2 ступени находится в работе, но объем загрузки слишком большой, с расходом 280 мг/л.

- сооружения системы электроснабжения – старые, со многими факторами угрозы безопасности.

- КИПиА – старые, управление в ЦППН в основном находится в состоянии ручных операций, что неблагоприятно для безопасного производства.

2.7 Прогнозирование производительности

Прогнозирование производительности на 2012-2020 гг. на месторождений Жетыбай см. в таблице 5.

Таблица 5 - Прогнозирование производительности на 2012-2020 гг. на месторождения Жетыбай.

	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Годовой объем добычи нефти (×104 т/г)	173.1	179.8	187.8	198.0	230.6	258.8	263.4	260.8
Годовой объем добычи жидкости (×104т/г)	450.8	475.3	497.8	521.0	552.5	584.8	602.5	633.0
Годовой объем добычи газа (×108м3/г)	1.67	1.74	1.81	1.91	2.23	2.51	2.56	2.54
Процент содержания воды (%)	61.6	62.2	62.3	62.0	58.3	55.7	56.3	58.8

2.8 Параметры и масштабы проекта

Из таблицы 5 видно, что максимальный годовой объем добычи нефти на месторождении Жетыбай в 2019 году, максимальный объем добычи нефти составляет 263.4×104т/г, максимальный годовой объем добычи жидкости в 2020 году, максимальный объем добычи жидкости составляет 372.2×104т/г.

Проектные параметры:

- давление сырой нефти на входе в ЦППН:0.55~0.60MPag;
- температура сырой нефти на входе в ЦППН:46°C;
- давление сырой нефти на входе в трубный ход печи нагревания 1 ступени:0.50~0.55MPag;
- давление сырой нефти на выходе из трубного хода печи нагревания 1 ступени:0.45~0.50MPag;
- температура сырой нефти на выходе печи нагревания 1 ступени:

65°C;

- операционное давление в осад. резервуаре под давлением: 0.30 ~ 0.35 МПаг;
- операционная температура в осад. резервуаре под давлением: 65°C;
- время остановки в жидкой фазе в осад. резервуаре под давлением: 25 мин.;
- операционное давление нефтегазового сепаратора: 0.01 ~ 0.05 МПаг;
- операционная температура нефтегазового сепаратора: 58 ~ 62°C;
- операционное давление осад. резервуара влагосодержащей нефти 5000 м³: атмосферное давление;
- операционное давление буферного резервуара очистки нефти: атм. давление;
- операционное давление электродегидрататора: 0.6 ~ 0.8 МПаг;
- операционная температура электродегидрататора: 65 ~ 70°C;
- влагосодержание очищенной нефти: ≤ 0.5%;
- содержание соли очищенной нефти: ≤ 100 мг/л.

2.9 Анализ работы Цеха подготовки и перекачки нефти

2.9.1 Исходные данные

УПСВ-1:

Максимальный расход жидкости (данные 2017 г):

- $Q_{ж} = 516 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- $Q_{н} = 433,5 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- $Q_{в} = 82,6 \text{ м}^3/\text{ч}$.
- Обводненность нефтяной эмульсии ~ 16%;
- Плотность нефти $\rho_{н} = 0,845 \text{ г/см}^3$ при 20°C;
- Плотность воды $\rho_{в} = 1,021 \text{ г/см}^3$;
- Рабочее давление на входе в установку: $P_{раб} = 0,17 \text{ МПа}$;
- Рабочая температура на входе в установку: $T_{раб} = 61^\circ\text{C}$.

УПСВ-2:

Максимальный расход жидкости:

- $Q_{ж} = 537 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- $Q_{н} = 408 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- $Q_{в} = 128,9 \text{ м}^3/\text{ч}$.
- Обводненность нефтяной эмульсии ~ 24%;
- Рабочее давление и температура на входе в установку:
- $P_{раб} = 0,15 \text{ МПа}$; $T_{раб} = 50^\circ\text{C}$.

Примечание: данные по технологическому режиму и физико-химическим свойствам рабочих сред приведены из «Технологического регламента Цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН)».

2.9.2 Расчет производительности и числа отстойников УДО-200 №1-6

Отстойники установки УДО-200 предназначены для предварительного отстоя и сброса пластовой воды из нефтяной эмульсии. Обводненность рабочей среды на входе в ЦППН порядка 20%, остаточное содержание воды на выходе из отстойников составляет не более 8-15%. Отделение пластовой воды от нефти производится за счет гидродинамического эффекта, обусловленного разностью плотностей фаз и скоростью потока.

Частично обезвоженная нефть с УПСВ №1 и №2, поступающая на установку:

$$Q_{ж} = 516 + 537 = 1053 \text{ м}^3/\text{час} \quad (1)$$

Производительность отстойников определяется рядом факторов, в том числе степенью дисперсности капель воды и вязкостью нефти. Большое влияние на производительность отстойников оказывают технологические операции, направленные на укрупнение капель пластовой воды перед отстоем эмульсии.

Расчет числа и типа отстойников, при заданных технологических параметрах, можно выполнить, пользуясь номограммами, представленными в [1], рисунок 1.

Необходимые исходные данные: d – диаметр капель осаждающейся воды, мкм; μ – динамическая вязкость дисперсионной среды, сП; T – температура, °С; W – относительное объемное содержание воды в нефти; V – объем отстойного аппарата.

Определим необходимые для расчета физико-химические свойства среды при рабочем режиме процесса отстаивания:

$$\rho_{50} = \rho_{20} \cdot [1 + \zeta(20 - T)], \quad (2)$$

где ζ – коэффициент объемного расширения.

$$\rho_{50} = 845 \cdot [1 + 0,000831(20 - 50)] = 823,9 \text{ кг/м}^3 \quad (3)$$

Кинематическая вязкость нефти: $\nu_{50} = 9,87 \text{ мм}^2/\text{с}$, тогда $\mu_n = 9,87 \cdot 0,824 = 8,13 \text{ сП}$.

Порядок расчета по номограммам числа отстойников для ступени обезвоживания УДО следующий: задавшись размером глобулы воды (100 мкм) и вычислив динамическую вязкость нефти при расчетных параметрах

(8,13 сП), определим точку пересечения перпендикуляра от значения μ_n с кривой для заданного значения капель. Проведя вправо от полученной точки горизонталь до кривой, соответствующей объему аппарата (200 м³) найдем точку II. Опустив прямую из найденной точки на ось Q, получим величину производительности отстойника данного объема – Q_{пр}. Q_{пр} = 562,5 м³/ч.

К_{ст} – поправка на стесненные условия осаждения, учитывающая обводненность поступающего в отстойники сырья (W=0,2), находится по вспомогательному графику рисунок 6.

Определим окончательную производительность:

$$Q = \frac{Q_{\text{пр}}}{K_{\text{ст}}} = \frac{562,5}{3} = 187 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (4)$$

Число отстойников:

$$n = \frac{Q_{\text{ж}}}{Q} = \frac{944}{187} = 5,05(5)$$

Необходимое число отстойников – 6 шт.

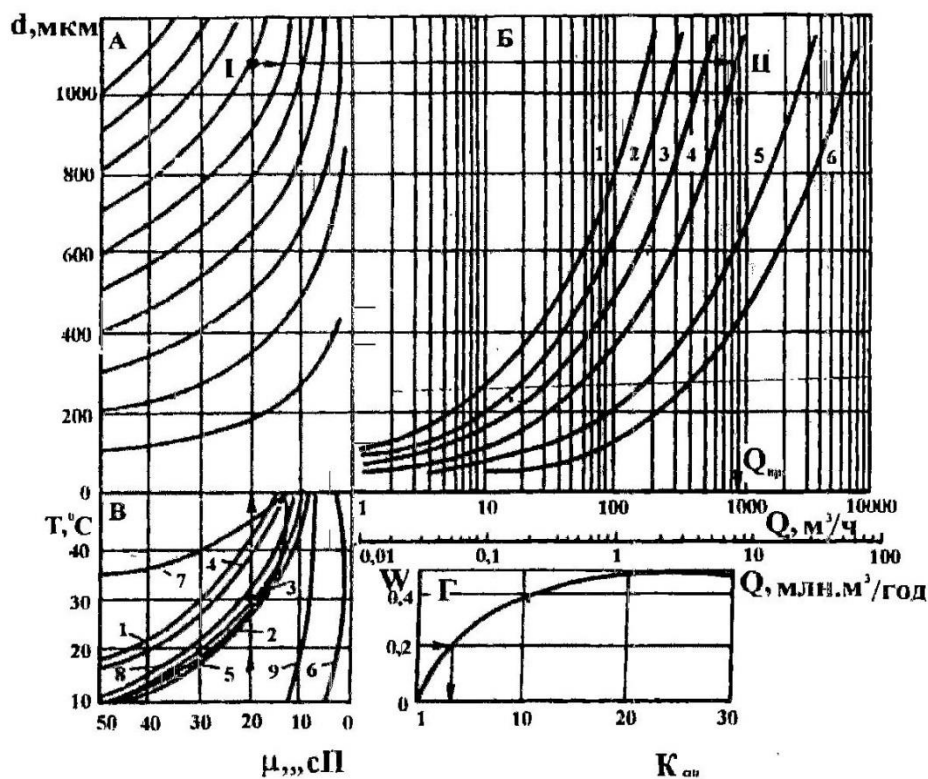


Рисунок 9 - Стесненные условия осаждения.

2.9.3 Расчет производительности насосов внутренней перекачки нефти (НВП)

После предварительного отстаивания и обезвоживания нефть с обводненностью 8 – 15 % перекачивается с помощью насосов внутренней перекачки (НВП) 1Д 630/90 – 6 ед., четыре рабочих и два резервных. Средний расчетный объем перекачиваемой рабочей среды с учетом технической воды

составляет – 992 м³/час.

Техническая характеристика насосов:

- 1Д 630/90 – эл. двигатель 6кВ,
- Мощность 400кВт, n=1450 об/мин.,
- Производительность Q=630 м³/час, напор h=90 м.
- Фактическая производительность каждого насоса с учетом гидравлического КПД $\eta=0,7$:

$$Q_{\text{ф}} = 630 \cdot 0,7 = 441 \text{ м}^3/\text{час} \quad (1)$$

Общая производительность при перекачке четырьмя насосами составляет:

$$Q_{\Sigma \text{ф}} = 441 \cdot 4 = 1764 \text{ м}^3/\text{час} \quad (2)$$

Насосы имеют значительный резерв производительности ~ 40%.

2.9.4 Определение производительности печей нагрева ПТБ-5/40Э (№1-5)

Для нагревания нефтяной эмульсии после первой ступени отстоя установлены печи типа ПТБ - 5/40Э в количестве 5 штук (четыре рабочих и одна резерв). Согласно режиму технологического процесса после УДО обводненность нефти составляет порядка 15%, температура рабочей среды 45°С, температура нагрева нефтяной эмульсии - 700С, Q_ж=992 м³/час. Для анализа работы печей использованы паспортные технические характеристики печей ПТБ-5/40Э.

Номинальная тепловая мощность одной печи составляет – 3,5÷7,3(3-6,3) МВт (Гкал/ч) или 6,3·10⁶ ккал/ч. Определить необходимую полезную мощность печи можно по формуле:

$$Q_{\text{пол}} = G_{\text{эм}} \cdot c \cdot (t_2 - t_1) \quad (3)$$

где:

G_{эм} – массовый расход нагреваемой среды, G_{эм} = 844192 кг/ч;

c – теплоемкость нефтяной эмульсии при обводненности 15%,

c=2,521 кДж/кг·°С = 2521 Дж/кг·°С = 0,6 ккал/кг·°С;

ρ – плотность нефтяной эмульсии при 45°С, ρ = 851 кг/м³;

$$\Delta t = t_2 - t_1 = 70 - 45 = 25 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (4)$$

Тогда:

$$Q_{\text{пол}} = 844192 \cdot 0,6 \cdot 25 = 12662880 \text{ ккал/ч} = 12,66 \text{ Гкал/ч} = 14,73 \text{ МВт}.$$

Находим производительность печи с учетом ее номинальной тепловой мощности:

$$G = \frac{Q}{c \cdot \Delta t} = \frac{6\,300\,000}{0,6 \cdot 20} = 525000 \text{ кг/час} = 525 \text{ т/час} \quad (5)$$

Учитывая плотность нефтяной эмульсии 851кг/м³ и КПД печи 80%, производительность одной печи нагрева нефтяной эмульсии составит 394 м³/ч, а общая производительность 4-х печей составит 1576 м³/ч.

Согласно проведенному расчету максимальная производительность печи нагрева ПТБ-5/40Э при обводненности нефти 15% составляет 9456 м³/сутки, а общая производительность 4-х печей составит 37824 м³/сутки. Следовательно, при расходе рабочей среды Q_ж=23808 м³/сут для поддержания заданного технологического режима достаточно трех печей ПТБ-5.

2.9.5 Расчет необходимого времени отстоя в аппаратах глубокого обезвоживания нефти УГО-200 №1-6

Для интенсификации гравитационного разделения нефтяной эмульсии в отстойниках глубокого обезвоживания (УГО-200) применен способ предварительного термохимического воздействия на рабочую среду. К основным характеристикам нефтяных эмульсий относятся – агрегативная устойчивость, вязкость, размер эмульгированных глобул. Перед отстаиванием в УГО производится нагрев эмульсии до температуры 65-70°С. При нагревании уменьшается прочность бронирующих оболочек на поверхности капель, что облегчает их слияние. Кроме того, уменьшается вязкость нефти и увеличивается разница плотностей воды и нефти, что способствует более быстрому разделению эмульсии. На этапе перекачки эмульсии по технологическим трубопроводам в нее добавляется химический реагент – деэмульгатор. Это позволяет разрушить эмульсию в трубопроводе и технологическом оборудовании. Чем сильнее разрушается эмульсия, тем меньше ее вязкость и больше воды окажется в свободном или грубодисперсном состоянии, при котором она способна отделиться.

Разделение эмульсии в аппаратах происходит в условиях ламинарного режима при температуре 65°С, обводненность нефти достигает порядка 15%. Разность плотностей дисперсионной среды (нефть) и дисперсной фазы (вода) характеризует движущую силу гравитационного отстаивания:

$$\Delta\rho = \rho_v - \rho_n \quad (1)$$

$$\Delta\rho = 1,021 - 0,845 = 0,176 \text{ г/см}^3 \quad (2)$$

Данную эмульсию можно классифицировать как трудно расслаиваемую. Промысловые эмульсии всегда полидисперсные, т.е. содержат капли дисперсной фазы разных диаметров. Принимая во внимание завершение массообменных процессов по доведению реагента деэмульгатора до глобул пластовой воды и разрушение на них бронирующих оболочек на данном завершающем этапе деэмульсации, а также тепловое воздействие на рабочую

среду, диаметры глобул в результате коагуляции увеличатся в процессе отстоя. Примем диаметр глобул воды 0,15 мм.

Скорость осаждения капель воды в нефти найдем по формуле Стокса:

$$U = \frac{d^2 * (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) g}{18\mu} \quad (3)$$

где $\rho_{\text{в}}$ и $\rho_{\text{н}}$ - плотность воды и нефти, кг/м³;

μ – динамическая вязкость дисперсионной среды, Па·с;

d – диаметр капель осаждающейся воды, м;

g – ускорение свободного падения, м/с²

Физико-химические свойства нефтяной эмульсии в рабочих условиях (Траб=65-70°C, Рраб=0,5МПа): $\rho_{\text{н}} = 813,4$ кг/м³, $\rho_{\text{в}} = 1025$ кг/м³, $\nu_{65} = 8,1$ мм²/с, тогда:

$$\mu_{\text{н}} = 8,1 \cdot 0,8134 = 6,58 \text{ сП} = 0,00658 \text{ Па·с}; \quad (4)$$

$$U = \frac{0,00015^2 * 163,2 * 9,8}{18 * 0,00658} = \frac{0,00003598}{0,1184} = 3,04 \cdot 10^{-4} \text{ м/с} \quad (5)$$

Слой дисперсионной среды в отстойнике УГО (при диаметре аппарата 3,4 м и степени обводненности рабочей среды 15%) составит порядка $h \sim 1,2$ м при уровне раздела фаз равном 1,9 м. Зная, высоту дисперсионной среды и скорость осаждения капель воды найдем теоретическое время полного разделения эмульсии.

$$\tau = \frac{h}{v}; \quad (6)$$

$$\tau = \frac{1,2}{3,04 \cdot 10^{-4}} = 3947 \text{ сек} \approx 1,1 \text{ часа} \quad (7)$$

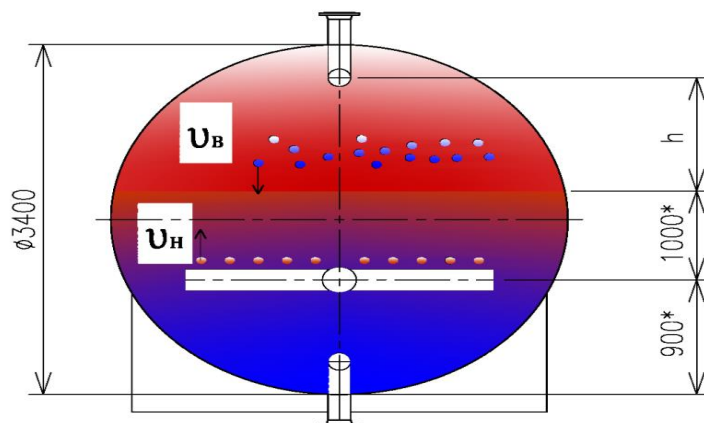


Рисунок 10- Расчетная схема разделения нефти от воды в ОГ-200, без учета переходных слоев на границе раздела сред.

Для расчета пропускной способности отстойников для горячей смеси (нефть с водой) с использованием найденных величин и известного размера

аппарата, воспользуемся следующей формулой:

$$n = \frac{\tau \cdot Gv}{G_0} = \frac{4\tau \cdot Gv}{\pi D^2 \cdot L} \quad (8)$$

где

G_0 - объем емкости отстоя, м³

Gv – производительность установки, м³/ч

τ – время отстоя, ч

n – количество отстойников

D, L – диаметр и длина отстойника, м

Расход рабочей среды составляет – 992 м³/час. Необходимое число отстойников будет равно:

$$n = \frac{4 \cdot 1,1 \cdot 992}{3,14 \cdot 3,4^2 \cdot 23} = \frac{5952}{834,86} = 5,23 \quad (9)$$

Необходимое число отстойников – 6 шт.

2.9.6 Расчет производительности и подбор необходимого числа электродегидраторов ЭГ-200 №1-6

Процесс глубокого обезвоживания и обессоливания нефти проводится в электродегидраторах объемом 200 м³ каждый посредством прохождения эмульсии, через электрическое поле создаваемое переменным током. Электродная система должна обеспечить стабильность работы электродегидраторов в широком диапазоне изменений свойств нефтяной эмульсии и параметров технологического режима, повысить производительность установки и глубину обезвоживания.

Производительность установки по нефтяной эмульсии $Q_{ж}=854$ м³/ч (при максимально допустимой обводненности на выходе УГО – 1,5%).

Параметры технологического режима процесса обезвоживания: $T_{раб}=65-70^{\circ}\text{C}$, $P_{раб} = 0,5\text{МПа}$

Физико – химические свойства рабочих сред в условиях проведения технологического процесса:

$$\rho_n = 813,4 \text{ кг/м}^3, \rho_v = 1025 \text{ кг/м}^3, \nu_{70} = 7,4 \text{ мм}^2/\text{с} \quad (1)$$

$$\mu_n = 7,4 \cdot 0,8134 = 6,019 \text{ сП} = 0,006019 \text{ Па}\cdot\text{с} \quad (2)$$

Определим минимальный расход промывочной воды, необходимый для получения заданного остаточного содержания солей при одноступенчатой схеме, воспользовавшись формулами, приведенными в [2].

$$W_{пр} = (n - 1) \cdot W_{вх} \quad (3)$$

где:

$$n = C_0 \cdot W_{\text{ВЫХ}} / S_{\text{ВЫХ}}$$

$W_{\text{ВХ}}$ – содержание воды в нефти, % об.;

$W_{\text{ВЫХ}}$ – остаточное содержание воды;

C_0 – средняя концентрация солей в пластовой воде, мг/дм³;

$S_{\text{ВЫХ}}$ – остаточное содержание солей в нефти, мг/дм³.

Примем содержание солей по СТ РК1312-2004 указанный в Таблице 1 технологического регламента – 3000 мг/л. Остаточное предельно допустимое содержание солей в нефти по Таблице 2 «Нормы технологического режима оборудования ЦППН» – 200 мг/дм³.

$$n = \frac{3000 \cdot 1}{200} = 15 \quad (4)$$

$$W_{\text{пр}} = (15 - 1) \cdot 1,5 = 21 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (5)$$

Максимальная поверхность осаждения в аппаратах составит:

$$F = b \cdot l = 3,4 \cdot 23,45 = 79,73 \text{ м}^2 \quad (6)$$

Скорость осаждения капель воды в нефти была определим по формуле Стокса:

$$U = \frac{d^2 \cdot (\rho_{\text{В}} - \rho_{\text{Н}}) g}{18\mu} \quad (7)$$

$$\Delta\rho = 1025 - 813,4 = 211,6 \text{ кг/м}^3 \quad (8)$$

$$U = \frac{0,0002^2 \cdot 211,6 \cdot 9,8}{18 \cdot 0,006019} = \frac{0,000083}{0,1083} = 7,66 \cdot 10^{-4} \text{ м/с} \quad (9)$$

Линейная скорость движения нефти в электродегидраторе должна быть как минимум в два раза меньше реальной скорости осаждения капель воды. Для гарантированного осаждения капель используем 4-х кратный запас.

$$U = 4U_{\text{Н}} \quad (10)$$

$$U_{\text{Н}} = 7,66 \cdot 10^{-4} / 4 = 1,916 \cdot 10^{-4} \text{ м/с} \quad (11)$$

Для эффективного разделения эмульсии в электродегидраторе должно соблюдаться условие:

$$\tau \geq \tau_{\text{ос}}, (\text{ч}) \quad (12)$$

где:

$\tau_{\text{ос}}$ – время, необходимое для осаждения капель;

τ – время пребывания нефти в электродегидраторе, определим по формуле:

$\tau = h_{\text{э}} / U_{\text{Н}} \cdot 3600$, где

$h_э$ – высота слоя эмульсии, м;

$U_н$ – скорость движения нефти в аппарате, м/с

Высота слоя эмульсии рассчитывается по формуле:

$$h_э = 0,5 \cdot D - h_1 \quad (13)$$

где:

D – внутренний диаметр аппарата, м;

h_1 – номинальное расстояние от дна аппарата до поверхности раздела фаз.

Примем по таблицам УПНиПО 09.04.2018 равным 1 м.

$$h_э = 0,5 \cdot 3,4 - 1 = 0,7 \text{ м, тогда: } \tau = 0,7 / 1,916 \cdot 10^{-4} \cdot 3600 \approx 1 \text{ ч} \quad (14)$$

Время, необходимое для осаждения капель воды определим по формуле:

$$\tau_{ос} = h_э / U_ф \quad (15)$$

где

$U_ф$ – фактическая скорость осаждения капель воды в потоке поднимающейся нефти, м/с ;

$$U_ф = U - U_н = 7,66 \cdot 10^{-4} - 1,916 \cdot 10^{-4} = 5,76 \cdot 10^{-4} \text{ м/с} \quad (16)$$

$$\tau_{ос} = 0,7 / 5,76 \cdot 10^{-4} \cdot 3600 = 0,337 \text{ ч.} \quad (17)$$

Условие $\tau \geq \tau_{ос}$ выполнено.

Необходимое количество параллельно работающих электродегидраторов определим по формуле:

$$N = \frac{Q_{эм}}{Q_{\max}} \quad (18)$$

Максимальная производительность электродегидратора при рабочем режиме составит:

$$Q_{\max} = U_ф \cdot F = 0,000576 \cdot 79,73 = 165,33 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (19)$$

$$n = \frac{854}{165,33} = 5,17 \quad (20)$$

Таким образом, необходимое число электродегидраторов типа ЭГ–200 составляет 6 шт. Технические характеристики электродегидраторов ЭГ–200 представлены в таблице 6.

Таблице 6 - Технические характеристики электродегидраторов ЭГ–200.

Электродегидратор V=200м ³		
Обозначение оборудования	ЭГ 200	
Объем аппарата номинальный	м ³	200
Электродегидратор V=200м ³		

Габаритные размеры (диаметр x длина)	мм	3400x23450
Рабочее давление ($P_{\text{раб}}$)	МПа	0,5
Расчетное давление ($P_{\text{расч}}$)	МПа	1,6
Электродегидратор $V=200\text{м}^3$		
Рабочая температура ($T_{\text{раб}}$)	$^{\circ}\text{C}$	65÷70
Расчетная температура ($T_{\text{расч}}$)	$^{\circ}\text{C}$	100
Рабочая производительность (Q)	$\text{м}^3/\text{ч}$	50÷350
Количество	шт.	6

2.9.7 Определение производительности технологического РВС №1 ($V=20000\text{м}^3$)

Сброс пластовой и сточной воды с аппаратов УДО, УГО и УЭГ, а также из РВС №3,4 предусмотрен в технологический резервуар РВС №1 ($V=20000\text{м}^3$). Высота взлива составляет 9,9 м. Фактический средний объемный расход сточной воды на ЦППН составляет $Q_{\text{в}} = 230\text{ м}^3/\text{ч}$, потребление технической воды $Q_{\text{п}} = 85\text{ м}^3/\text{ч}$ (по данным приема - закачка сточной и пресной воды по УПНиПО за апрель 2018 г).

Уловленная нефтяная эмульсия с перетока технологического резервуара РВС №1 подается насосами технологического парка Н-1,3 (марки 8НДВ, а также насосами марки 1Д-630/90) в начало цикла процесса.

Определяем рекомендуемое время отстоя по следующей формуле:

$$\tau = \frac{h}{u} \quad (1)$$

где:

h – высота взлива, м

U – скорость всплытия глобул нефти в дисперсионной среде, м/с

$$U = \frac{d^2 \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) g}{18\mu} \quad (2)$$

где:

$\rho_{\text{в}}, \rho_{\text{н}}$ - плотность воды и нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

μ - динамическая вязкость дисперсионной среды (вода), $\text{Па} \cdot \text{с}$;

d – диаметр капель нефти, м;

g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$.

Определяем необходимые для расчета физико-химические свойства среды при рабочей температуре процесса отстаивания сточной воды порядка 40 $^{\circ}\text{C}$.

Плотность нефти:

$$\rho_{40} = \rho_{40} \cdot [1 + \zeta(20 - T)] \quad (3)$$

где:

ζ – коэффициент объемного расширения.

$$\rho_{40} = 845 \cdot [1 + 0,000831(20 - 40)] = 830 \text{ кг/м}^3 \quad (4)$$

Плотность и динамическая вязкость воды:

$$\rho_v = 996 \text{ кг/м}^3,$$

$$\mu_v = 0,653 \text{ сП} = 0,000653 \text{ Па} \cdot \text{с};$$

примем диаметр глобул нефти $d = 100 \text{ мкм} = 1 \cdot 10^{-4} \text{ м}$.

$$U = \frac{0,0001^2 \cdot (996 - 830) \cdot 9,8}{18 \cdot 0,000653} = \frac{0,0000163}{0,012} = 0,0014 \text{ м/с} \quad (5)$$

$$\tau = \frac{9,9}{0,0014} = 7071 \text{ сек} = 2 \text{ часа} \quad (6)$$

Высота взлива в РВС №1 находится на уровне $H=9,9 \text{ м}$, в соответствии с этим рабочий объем жидкости в резервуаре составит:

$$V = \pi r^2 H = 3,14 \cdot (22,8)^2 \cdot 9,9 = 16159 \text{ м}^3 \quad (7)$$

(от этого значение отнимем объем, занятый переходящим остатком $V=898 \text{ м}^3$), получим $V = 15261 \text{ м}^3$.

Производительность РВС при отстое 2 часа составит:

$$Q = \frac{V}{t} = \frac{15261}{2} = 7630,5 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (8)$$

В данное время фактический суммарный объем сточной и потребляемой морской воды на ЦППН составляет в среднем $272 \text{ м}^3/\text{ч}$ или $6528 \text{ м}^3/\text{сутки}$, и производительность РВС №1 обеспечивает подготовку всей поступающей жидкости с многократным превышением рекомендуемого времени отстоя.

2.9.8 Расчет насосов перекачки пластовой воды (участок НФС)

После отстаивания и очистки от механических примесей сточная вода перекачивается в систему поддержания пластового давления с помощью насосов ЦНС- 400/210 - 3 ед., ЦНС-1000/180 – 1 шт. и ГНК8А-2100х400 – 1 шт. (участок НФС) четыре рабочих и один резервный. Средний расчетный объем перекачиваемой рабочей среды составляет – $272 \text{ м}^3/\text{час}$.

Фактическая производительность насосов с учетом гидравлического КПД $\eta=0,7$:

$$\text{ЦНС- 400/210} \quad (1)$$

$$Q_{\text{ф}} = 400 \cdot 0,7 = 280 \text{ м}^3/\text{час} \quad (2)$$

Общая производительность при перекачке тремя насосами составляет:

$$Q\Sigma\phi = (280 \cdot 3) = 840 \text{ м}^3/\text{час} \quad (3)$$

ЦНС-1000/180

$$Q\phi = 1000 \cdot 0,7 = 700 \text{ м}^3/\text{час} \quad (4)$$

2.10 Технологическая схема улучшенного ЦППН

Нефтяная эмульсия из трех промыслов ЦДНГ 1/2/3 ($p=0.5 \sim 0.55 \text{ МПа}$, $t=460^\circ\text{C}$, влагосодержание $\leq 72\%$) поступает в проектируемый блок улавливания механических примесей (БУМ-1/2/3), через циклонный пескоотделитель. Предусмотрен автоматический пробоотборник для отбора проб нефтяной эмульсии из трубопровода с последующим определением аналитическим путем в лаборатории физико-химических показателей эмульсии. Для разрушения нефтяной эмульсии перед БУУН-1/2/3 подается деэмульгатор в статический смеситель (СМС-1/2/3), где происходит полное смешивание жидкости с химреагентом.

После этого очищенная от песка (мехпримесей) нефтяная эмульсия поступает на площадку блока узла учета нефти (БУУН-1/2/3), где производится количественный учет нефти. Далее нефтяная эмульсия поступает на площадку печей подогрева 1 ступени (ПТБ-10/64 из них 3-существующие, 1-проектируемая), где происходит нагревание до 650°C , с целью разрушения стойкой эмульсии, далее эмульсия поступает на площадку отстойников первой ступени отстоя (ОГ-1/2/3) и на вторую ступень отстоя (ОГ-4/5/). Для защиты оборудования от коррозии перед печами вводится ингибитор коррозии, в статический смеситель (СМС-4), где происходит полное смешивание рабочей среды.

Предусматривается три варианта подогрева нефтяной эмульсии:

- вся нефтяная эмульсия после БУУН, поступает на печи подогрева.
- нефтяная эмульсия после предварительного отстоя нефти на первой ступени ОГ-1/2/3 подается на печи подогрева нефти, далее на вторую ступень отстоя ОГ-4,5.
- нефтяная эмульсия после отстоя на отстойниках первой и второй ступени ОГ-1/2/3/4/5 подается на печи подогрева.

Отстойники имеют входной распределительный коллектор усреднитель потока (УП-1), обеспечивающий их равномерную загрузку. Сброс сточной воды осуществляется регулятором рабочего уровня, затем в существующие сооружения ЦППН, для подготовки и закачки воды в пласт для поддержания пластового давления (ППД).

Аварийный сброс с предохранительных клапанов с отстойников первой и второй ступеней обезвоживания производится в дренажную емкость (ЕПП-1). Откачка уловленной нефти из емкости производится насосом марки НБ-50/80 в распределительный коллектор усреднитель потока (УП-1). Для промывки остаточного песка предусмотрен трубопровод $\varnothing 114 \times 6$. Промывка

производиться два раза в смену по одной-две минуты. Сброс промывочной воды производится в отстойник шлама (ОШ-1). Откачка уловленной жидкости производится насосом марки НБ-50/80 в распределительный коллектор усреднитель потока (УП-1). По мере заполнения песком из отделений отстойника шлама (ОШ-1) накопленный осадок вывозиться автотранспортом на утилизацию.

Предусмотрено два варианта отстоя нефти:

- нефтяная эмульсия поступает на первую ступень отстоя в ОГ-1,2,3, далее подаётся на вторую ступень отстоя ОГ-4,5;
- нефтяная эмульсия поступает на все отстойники 1 и 2 ступени ОГ-1,2,3,4,5;

На первой ступени нефтяная эмульсия отстаивается с влагосодержание примерно $\leq 10-20\%$. После горизонтальных отстойников второй ступени обезвоженная нефть (влагосодержание примерно $\leq 5\%$) под остаточным давлением поступает в существующий концевой сепаратор (КСУ), для окончательной дегазации нефти.

Далее нефть от концевого сепаратора (КСУ) поступает в существующие технологические резервуары $V=5000\text{м}^3$ №2,15, для дальнейшего отстаивания. Обезвоженная нефть из резервуаров с помощью существующих насосов перекачивается на площадку существующих печей подогрева 2 ступени (ПТБ-10/64), где происходит нагревание до 650°C и подаётся на площадку электродегидратора (ЭГ-200 $p=0.6 \sim 0.8\text{МПа}$, $t=650^\circ\text{C}$), где происходит обессоливание и обезвоживания нефти до товарного качества.

Для эффективной промывки нефти от хлористых солей, перед подачей на электродегидраторы, в напорный трубопровод $\varnothing 377 \times 10$, вводится пресная волжская вода. Нефтяная эмульсия для эффективной промывки от солей перемешивается в статическом смесителе (СМС-5). Волжская вода проходит стадию предварительного нагрева в существующих подогревателях ПТ-16/150 (1/2/3/4/5) до $T=650^\circ\text{C}$.

На горизонтальных электродегидраторах проводится по двум ступеням, с использованием электрического поля переменного тока. На первую ступень обессоливания в электродегидраторы нефтяная эмульсия предварительно смешанный с пресной волжской водой подаётся по коллектору, в данном оборудовании происходит окончательное отделение нефти от воды. Далее поток нефти направляется в электродегидраторы второй ступени обезвоживания. В последовательно работающих электродегидраторах первой и второй ступеней под действием электрических переменных полей происходит процесс глубокого обезвоживания и обессоливания нефти до товарных показателей (обводненность $\leq 0,3\%$, солесодержание $\leq 50\text{ мг/л}$). Для обеспечения оптимальных рабочих параметров установки необходимо поддерживать рабочее давление в оборудовании $0,7-0,8\text{ МПа}$ (абс.) и температуру 65°C . Рабочее давление поддерживается регуляторами давления, установленными на трубопроводах товарной нефти после электродегидраторов. Для контроля качества товарной нефти и для

выполнения учетных операции на выходном трубопроводе Ø377x10 предусмотрена установка Узла учета нефти (УУН). В случае нарушений режима работы электродегидраторов, которые приводят к снижению качества подготавливаемой нефти, через открытую задвижку некондиционная нефть может отводиться в существующий резервуарный парк на дополнительную подготовку. Товарная нефть с влагосодержанием $\leq 0.3\%$, содержанием соли $\leq 50\text{мг/л}$, содержанием механических примесей $\leq 0.04\%$ направляется в резервуарный парк товарной нефти, через теплообменник (Т-1).

Сброс сточной воды на каждом из электродегидраторов осуществляется регулятором межфазного уровня, установленном на сбросном трубопроводе. Аварийный сброс с предохранительных производится по трубопроводу Ø219x8мм в дренажную емкость ЕПП-2 $V=40\text{м}^3$. Откачка из емкости производится насосом марки НБ-50/80 в технологический трубопровод на вход технологического резервуара РВС-5000м³ №2,3 или №1,15.

После электродегидраторов нефть поступает на блок учета нефти БКН, для оперативного измерений товарной нефти.

Далее направляется в резервуарный парк товарной нефти. В летнее время для снижения температуры товарной нефти до 50°C проектом предусмотрен кожухотрубчатый теплообменник Т-1.

2.10.1 Часть нагнетания попутного газа.

Максимальный объем добычи попутного газа низкого давления в период нормальной эксплуатации ЦППН месторождения Жетыбай составляет $2 \times 10^4\text{м}^3/\text{сут.}$, проектный масштаб напорной станции $2 \times 10^4\text{м}^3/\text{сут.}$, диапазон волн 50%~120%.

Параметры:

- состав попутного газа низкого давления (Данные по объемам добычи нефти и объемам отделенного газа на сегодня на площадке, полученные по аналоговому расчету) см. в таблице 7.
- давление на входе в газодожимающий блок: 0.11~0.15МПа(а).
- давление на выходе из газодожимающего блока: 0.35МПа(а).
- температура на входе в газодожимающий блок: 57~62°C.
- температура на выходе из газодожимающего блока: 40°C.

Таблица 7 - Состав попутного газа низкого давления (результат аналогового расчета).

Компоненты	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	nC ₅ H ₁₂	iC ₅ H ₁₂	C ₆
Состав(mol)	0.597	0.045	0.010	0.001	0.023	0.009	0	0.043
Компоненты	C ₇	C ₈	C ₉ +	H ₂ O	CO ₂	N ₂	O ₂	Итог

Состав(mol)	0.016	0.009	0.003	0.189	0.019	0.034	0.002	1
-------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	---

2.10.2 Технологический процесс попутного газа

Попутный газ низкого давления на выходе из нефтегазового сепаратора на опоре блока обессоливания сырой нефти ($57 \sim 62^{\circ}\text{C}$, $0.11 \sim 0.15\text{МПа(а)}$) через фильтр на входе вводится в компрессор, давление нагнетается до 0.35МПа(а) , 85°C , газ с помощью охладителя воздуха охлаждается до 40°C , производится ввод в газожидкостный сепаратор на выходе производится сепарация газа и жидкости, отделившийся газ вводится в трубопроводную сеть системы и транспортируется до существующей нагнетательной станции, отделившаяся часть жидкости циркулируется и впрыскивается на вход компрессора, впрыскивание внутрь полости сжатия непосредственно играет для газа роль снижения температуры; избыточная жидкость в сепараторе вводится в сеть трубопроводов системы в ЦППН и направляется в блок обессоливания сырой нефти.

На трубе на входе в компрессор устанавливается 2 регулирующих клапана для выпуска в атмосферу при избыточном давлении, на трубе на входе устанавливается байпасный регулирующий клапан, который позволяет избежать слишком высокого давления на входе в компрессор или слишком низкого, что может привести к его остановке.

Газ, выпускаемый в атмосферу при избыточном давлении оборудования нагнетания попутного газа, и газ аварийного выпуска вводится в основной выпускной трубопровод, после чего производится выпуск на существующий факел для сжигания. Основное технологическое оборудование см. в таблице 8.

Таблица 8 - Основное технологическое оборудование.

Наименование оборудования	Модель и спецификация	Ед.изм	Кол-во	Примечание
Компрессорная установка попутного газа	Безмасляный винтовой компрессор с распылением жидкости $qv=2 \times 10^4 \text{ м}^3/\text{сут.}$ $P_{\text{вх}}=0.11 \sim 0.15 \text{ МПа(а)}$ $P_{\text{вых}}=0.35 \text{ МПа(а)}$ Мощность комплектного электродвигателя основного агрегата : 65кВт	комп.	1	

3 Экспериментальная часть

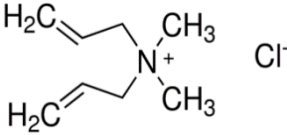
3.1 Синтез сополимера ДМДААХ-ТМАПМА

Для синтеза сополимера необходимы три следующих реагента:

- Мономер N, N-диметил, диаллиламмоний хлорид (ДМДААХ)
- Мономер N-[(3-триметиламино) пропил] метакриламид (ТМАПМА)
- Инициатор для реакции

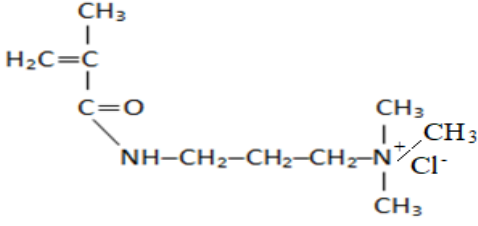
Мономер ДМДААХ (65% мас. водного раствора, плотность 1,183 г/мл). Имеет высокую плотность положительного заряда. Ниже приведена характеристика ДМДААХ в таблице 9.

Таблица 9 - Характеристика ДМДААХ

Параметры	Значения
Внешний вид	Бесцветная жидкость
Эмпирическая формула	$[(CH_3)_2N^+(CH_2CH=CH_2)_2]Cl^-$
Структурная формула	
Плотность	1,183 г/см ³
Молекулярная масса	161,67 г/моль

Мономер ТМАПМА – бесцветная, подвижная, гигроскопичная жидкость (50% мас. водного раствора, плотность 1,053 г/мл) с запахом напоминающий запах аммиака, но менее резким. Ниже приведена характеристика ТМАПМА в таблице 10.

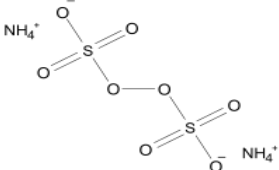
Таблица 10 – Характеристика ТМАПМА

Параметры	Значения
Внешний вид	Бесцветная жидкость
Структурная формула	
Плотность	1,053 г/см ³
Молекулярная масса	220,74 г/моль

Инициатор для реакции – персульфат аммония (NH₄)₂S₂O₈ (чистота 99,7 мас%) были представлены ООО «LaborPharma» (Казахстан).

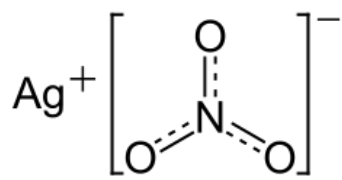
Персульфат аммония – бесцветные моноклинные кристаллы, хорошо растворимые в воде. Ниже приведена характеристика персульфата аммония в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристика персульфата аммония

Параметры	Значения
Внешний вид	Бесцветные кристаллы
Эмпирическая формула	$(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8$
Структурная формула	
Плотность	1,982 г/см ³
Молекулярная масса	228,18 г/моль
Температура разложения	120 °С

Ацетон (чистота 99,9 мас. %, плотность 0,7899 г/см³) и другие органические вещества, для промывки были приобретены у ООО «LaborPharma» (Казахстан). Бесцветная, подвижная, летучая жидкость с характерным резким запахом. Он во всех отношениях смешивается с водой, диэтиловым эфиром, бензолом, метанолом, этанолом, многими сложными эфирами и так далее. Ниже приведена характеристика нитрата серебра в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристика нитрата серебра.

Параметры	Значения
Внешний вид	Бесцветные кристаллы
Эмпирическая формула	AgNO_3
Структурная формула	
Плотность	4,352 г/см ³
Молекулярная масса	169,87 г/моль
Температура плавления	209,7 °С

Аргон был приобретен у ООО «Ikhsan» с чистотой 99,995 мас. %. Аргон – инертный одноатомный газ без цвета, вкуса и запаха, с температурой кипения (при нормальном давлении) – 185,9 °С (немного ниже, чем у кислорода, но намного выше, чем у азота). В 100мл воды при 20 °С растворяется 3,3 мл аргона, в некоторых органических растворителях аргон растворяется значительно лучше, чем в воде. Плотность при нормальных условиях составляет 1,7839 кг/м³.

Нитрат серебра использовалась для определения состава сополимера для кондуктометрического титрования хлорид-ионов. Неорганическое соединение, соль металла серебра и азотной кислотой с формулой AgNO_3 , бесцветные ромбические кристаллы, растворимые в воде.

3.1.1 Сополимеризация

Реакцию сополимеризации ДМДААХ с ТМАПМА проводили в водной среде при различных мольных соотношениях мономеров ДМДААХ: ТМАПМА 50:50, 70:30, 30:70, соответственно, в присутствии окислительно-восстановительной иницирующей системы – персульфата аммония в дистиллированной водной среде. Формула (1) для расчёта количества каждого их мономеров:

$$\frac{x}{x+y} * 100\% = \omega \quad (1)$$

Где x , y – количество вещества ДМДААХ и ТМАПМА, соответственно, ω – содержание ДМДААХ в исходной смеси.

Далее идет расчет объема мономеров, через известное значение плотности вещества:

$$V = \frac{Mr * \vartheta}{\rho} \quad (2)$$

где V – объем мономера; Mr – молекулярная масса мономера; ρ – плотность мономера.

Сополимер ДМДААХ-ТМАПМА был синтезирован в трехгорлой колбе методом радикальной сополимеризации ДМДААХ с ТМАПМА в водной среде при 343 К и постоянном перемешивании в присутствии инициатора – персульфата аммония $((\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8)$ в течение 1-3 часов в атмосфере аргона при различных мольных соотношения мономеров. Полученные сополимеры высажены из реакционной среды и неоднократно очищены смесью диоксана с ацетоном (50:50 об %) и затем высушены под вакуумом при 313 К до постоянной массы. Структура и мольный состав синтезированных сополимеров ДМДААХ-ТМАПМА определены методом ИК-и ЯМР-спектроскопии, и кондуктометрического титрования.

3.1.2 Синтез сополимера N, N-диметил-N,N-диаллиламмоний хлорида с N-[(3-триметиламино)пропил]метакриламидом (ДМДААХ-ТМАПМА)

Сополимер ДМДААХ – ТМАПМА с различным составом нами синтезирован методом радикальной сополимеризации ТМАПМА с ДМДААХ в воде в присутствии инициатора (0,03-0,05 мас. % от массы мономеров). В качестве инициатора использован персульфат аммония. При этом мольное соотношение мономеров [ДМДААХ]:[ТМАПМА] в смеси варьировалось в широких пределах (рисунок 11).

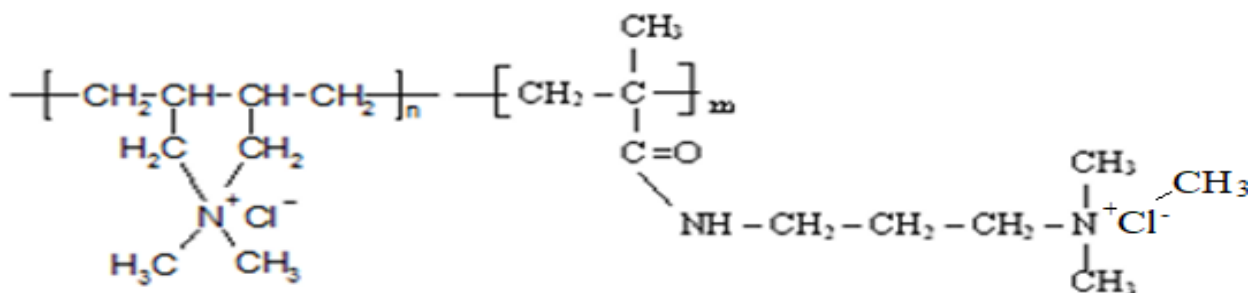


Рисунок 11 – Формула сополимера ДМДААХ-ТМАПМА

Реакцию радикальной сополимеризации проводили следующим образом ТМАПМА растворяли в воде и после этого к смеси добавляли расчетное количество водного раствора ДМДААХ и инициатор. Затем полученную реакционную смесь поместили в ампулу, продували инертным газом-аргоном в течение 20 минут и запаяли. Далее ампулу со смесью нагревали при (333 ± 1) К в течение 3-5 часов. Полученный сополимер высаживали из реакционной среды и неоднократно очищали ацетоном. Затем сополимер высушивали при (313 ± 1) К в вакууме до постоянной массы.

Сополимер ДМДААХ – ТМАПМА – порошкообразное желтое вещество, хорошо растворяется в воде. Мольные составы синтезированных сополимеров определяли методом ИК-спектроскопии и кондуктометрического титрования ионов Cl^- раствором AgNO_3 . Мономер ДМДААХ в виде 65 мас. % водного раствора производства компании “SigmaAldrich” использован без дополнительной очистки.

3.1.3 Определение состава сополимеров с помощью ИК-спектроскопии

ИК-спектры образцов сополимеров были получены на спектрометре «Avatar 370 CsJ» FTIR spectrometer в спектральном диапазоне $4000\text{--}400\text{ см}^{-1}$ из таблеток, полученных прессование 2мг образца с 200 мг KBr. Префикс для эксперимента: Передача Е.С.Р. На ИК-спектре сополимера ДМДААХ-ТМАПМА (рисунок 12), полученного из эквимольной смеси мономеров, присутствует широкая полоса при 3376 см^{-1} , характерная для NH-группы вторичного амида ТМАПМА, а также для четвертичной аммониевой группы ДМДААХ и третичной аминогруппы ТМАПМА. В области 1632 см^{-1} обнаруживается полоса поглощения, характерная для карбонильной группы C=O мономера ТМАПМА. Полосы поглощения в области $1500\text{--}500\text{ см}^{-1}$ можно отнести к валентным колебания простым C-C связей и к деформационным колебаниям простым C-H и H-N связей.

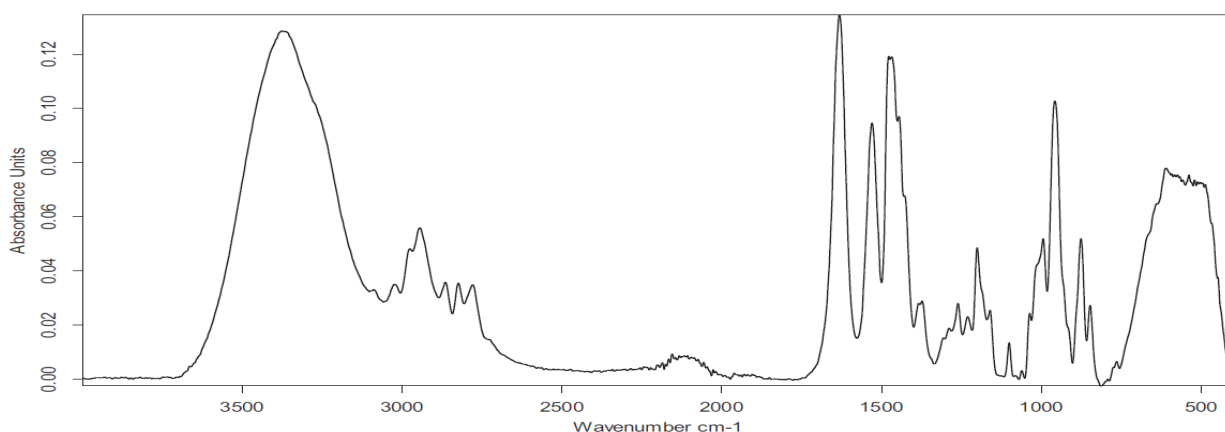


Рисунок 12 - ИК-спектр сополимера с помощью ИК-спектроскопии

3.1.4 Определение состава сополимера с помощью ЯМР-спектроскопии

Спектры ЯМР ^1H и ^{13}C снимали на спектрометре JMN-ECA Jeol 400 (частота 399.78 и 100.53 МГц соответственно) с использованием растворителя D_2O . Химические сдвиги измерены относительно сигналов остаточных протонов дейтерированного растворителя.

Для идентификации состава сополимера ДМДААХ – ТМАПМА (50-50 мол.%) были сняты спектры ^1H ЯМР гополимера ДМДААХ (рис.12) и гомополимера ТМАПМА. Для определения процентного мольного состава полученного сополимера в спектре ДМДААХ – ТМАПМА (рис.4) были выбраны полосы поглощения, которые принадлежат структурным звеньям ДМДААХ и ТМАПМА. В спектре сополимера ДМДААХ – ТМАПМА за содержание функциональных структурных звеньев ДМДААХ была выбрана полоса поглощения при 2.95 м.д. (рис. 13), которая ответственна за содержание протонов Н-4, 41 в сополимере. В исходном гомополимере ДМДААХ данный протон проявляется при 2.82 м.д. (рис. 13).

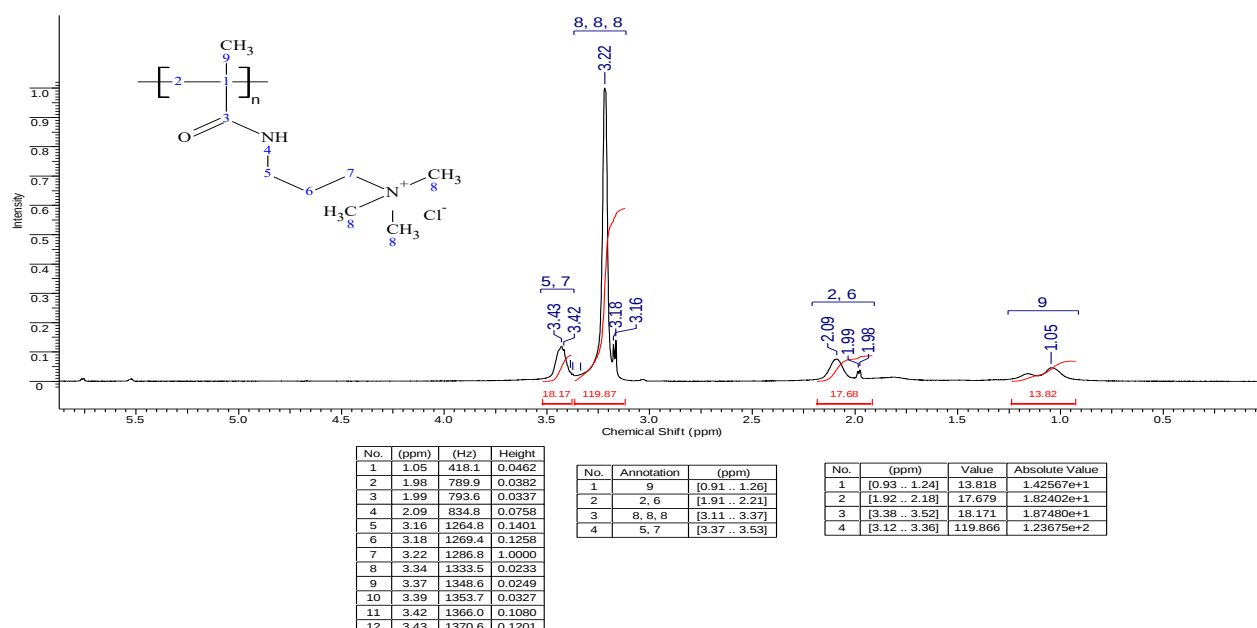


Рисунок 13 – ¹H ЯМР спектр поли-ТМАПМА.

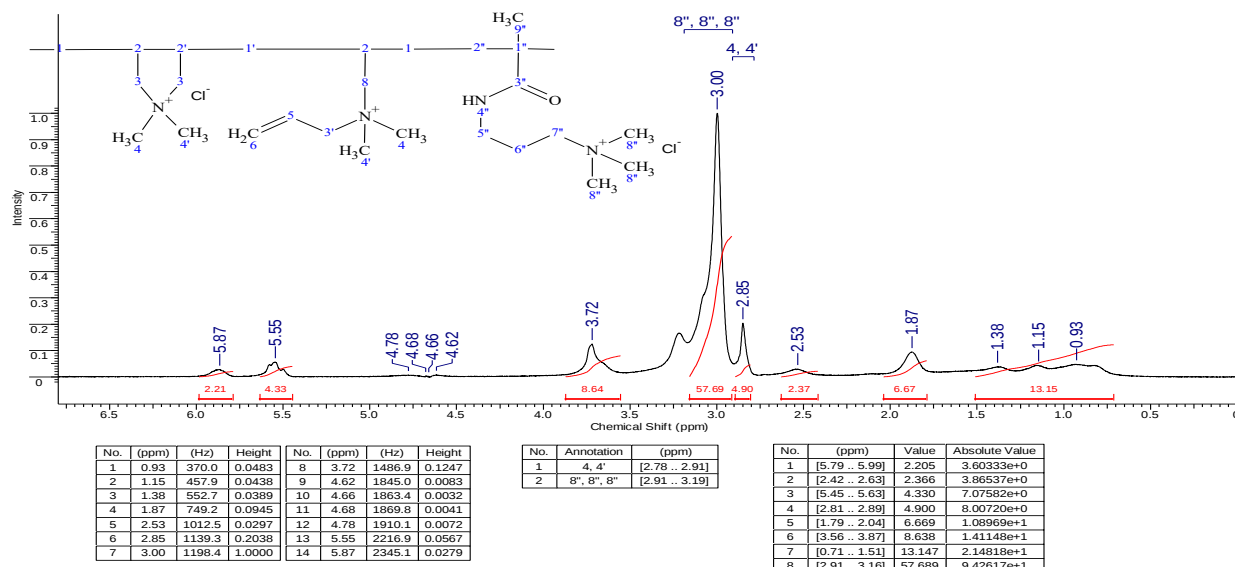


Рисунок 14 – ¹H ЯМР спектр сополимера ДМДААХ-ТМАПМА, полученного из эквимольной смеси мономеров.

В спектре сополимера ДМДААХ -ТМАПМА за содержание функциональных структурных звеньев ТМАПМА ответственна полоса поглощения при 3.00 м.д. протонов Н-8'', 8'', 8'' (рис. 14). В спектре ¹H ЯМР гомополимера ТМАПМА данные протоны проявились приблизительно в той же области (3.00 м.д.).

Интегральная протонная интенсивность протонов Н-4, 4' в сополимере равна 4.90Н, а интегральная протонная интенсивность протонов Н-8'', 8'', 8'' равна в сополимере 57.68Н. Тогда мольное соотношение структурных звеньев ДМДААХ: ТМАПМА будет следующее:

$$\begin{aligned} \text{ДМДААХ, мол.} &= 4.90 : 12 = 0.41 \text{ мол.}, \\ \text{ТМАПМА, мол.} &= 57.68 : 9 = 6.41 \text{ мол.}, \\ \text{ДМДААХ: ТМАПМА} &= 0.41 : 6.41 = 1 : 15.6 \text{ мол.} \end{aligned}$$

В сополимере ДМДААХ: ТМАПМА соотношение структурных звеньев составляет 1/16: 15.6/16.56 = 6.02 : 93.98 мол., %.

3.1.5 Определение состава сополимера кондуктометрическим титрованием

Кондуктометрическое титрование водных растворов сополимера ДМДААХ – ТМАПМА раствором AgNO₃ осуществлялось на модульном кондуктометре Metrohm 856 Conductivity Module при комнатной температуре (таблица 5). Как видно из табличных данных, следует, что в реакции радикальной сополимеризации в смеси ДМДААХ с ТМАПМА наиболее активным является мономер ТМАПМА и по этой причине получаемый сополимер всегда обогащен мономером ТМАПМА.

Таблица 13 – Результаты кондуктометрического титрования растворов сополимера ДМДААХ-ТМАПМА.

Содержание мономеров в исходной смеси, мол. %		Состав сополимера из результатов кондуктометрического титрования, мол. %,	
МДМДААХ	МТМАПМА	МДМДААХ	МТМАПМА
50	50	8	92
70	30	32	68
30	70	4	96

Данные кондуктометрического титрования указывают, что в реакции радикальной сополимеризации мономер ТМАПМА более активен, чем ДМДААХ. По этой причине, содержание мономера ТМАПМА всегда выше, чем исходное его содержание в смеси мономеров ДМДААХ-ТМАПМА.

3.1.6 Исследование влияния сополимера ДМДААХ-ТМАПМА на флокуляцию частиц суспензии бентонита.

На скорость и эффективность процесса флокуляции существенное влияние оказывают многие: концентрация частиц и свойства их поверхности, растворенные в воде примеси, перемешивание, последовательность введения коагулянтов и флокулянтов и другие. Расход флокулянта зависит от суммарной удельной поверхности частиц дисперсной фазы. При неизменном размере частиц сохраняется пропорциональная зависимость между оптимальной дозой флокулянта и концентрацией твердых частиц. Значительное возрастание степени дисперсности обуславливает увеличение стерических затруднений, снижающих эффективность флокуляции.

Таблица 14 – Влияние расхода сополимера ДМДААХ-ТМАПМА на степень очистки суспензии бентонитной глины и скорости флокуляции.

Расход флокулянта, г/м ³	33.3	66.7	100.1	133.3	166.7
Флокуляция	происходит	происходит	происходит	происходит	происходит
Степень очистки, %	50%	50-75%	75-90%	90%	95%
Скорость флокуляции, см/мин	0,035	0,044	0,052	0,061	0,070

Таким образом можно заключить, что оптимальным расходом флокулянта – сополимера ДМДААХ-ТМАПМА является 100г/м³ суспензии.

3.2 Отбор проб

Пробы водонефтяной эмульсии (ВНЭ) из объектов ЦППН были отобраны по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».

Пробы воды отбирались согласно ГОСТ 31861-2012. «Вода. Общие требования к отбору проб». Настоящий стандарт распространяется на любые типы вод и устанавливает общие требования к отбору, транспортированию, подготовке и хранению проб воды, предназначенных для определения показателей ее состава и свойств. Список отобранных проб нефти и газа представлен в Таблице 15.

Таблица 15 - Список отобранных устьевых проб нефти и газа.

Код пробы	Место отбора	дата отбора проб	Объект испытания
2.03869	РВС-1	29.06.2020 г-	донный осадок
2.03870	Труба со входа ОГ-200	29.06.2020 г.	нефтешлам
1.03620	Труба со входа ОГ-200	29.06.2020 г.	шлам
1.03621	РВС-1	29.06.2020 г.	солеотложение
1.03622	ПУН-1	29.06.2020 г.	вода
1.03623	ПУН-2	29.06.2020 г.	вода

Места отбора проб представлены на Рисунке 15.

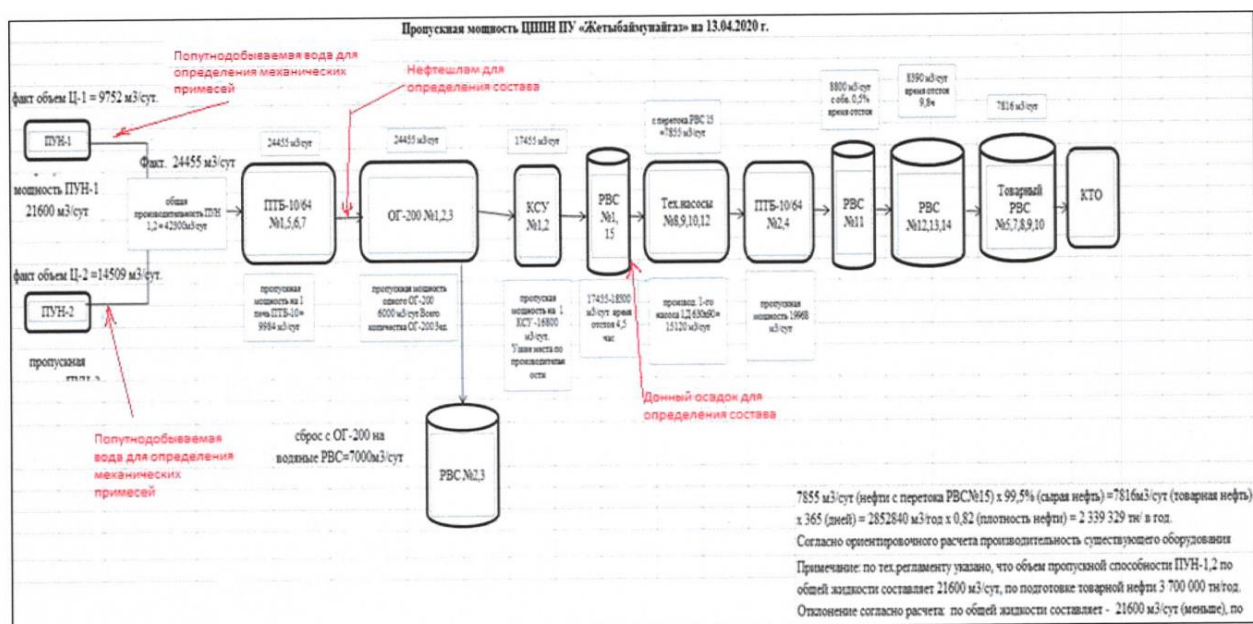


Рисунок 15- Места отбора проб.

3.3 Методы исследования

Весь комплекс исследований механических примесей, отложений и нефтешлама выполнен в лабораториях гидрохимии (ЛГХ) и исследования нефти и нефтепродуктов (ЛИНиН) согласно общим требованиям к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий по ГОСТ ИСО/ИЛЭк 17025-2009.

3.4 Выделение механических примесей из нефтешлама

Метод выделения механических примесей основан на экстрагировании нефтешлама (осадка) в аппарате Сокслета растворителями углеводородного ряда, затем горячей водой с последующим высушиванием и взвешиванием. Испытуемый, взвешенный образец переносится на доведенный до постоянной массы фильтр и помещается в аппарат Сокслета. Затем экстрагируется полярными органическими растворителями до тех пор, пока на фильтре не будет следов нефтепродукта и растворитель не будет стекать совершенно прозрачным и бесцветным. Количественное содержание органической части составляющих нефтешлама (осадка) производится в % весовых в расчете на анализируемую пробу.

Далее фильтр с механическими примесями промывается горячей (80-900) дистиллированной водой до отсутствия хлоридов, доводится до постоянного веса и определяется количество механических примесей в % весовых в расчете на анализируемую эмульсию. По разнице между промыванием растворителями и водой рассчитывается количественное содержание солей, растворимых в воде.

3.5 Разделение механических примесей на компоненты

Навеска механической примеси, выделенной по методике, приведенной выше экстрагируется соляной кислотой. После чего фильтр с механическими примесями доводится до постоянного веса и определяется количество механических примесей в % весовых в расчете на анализируемую эмульсию. По разнице между промыванием растворителями, водой и соляной кислотой, рассчитывается количественное содержание солей, растворимых в кислоте.

Нерастворимый в кислоте остаток (механическая примесь) представляет собой в основном нерастворимые соли кремния (глина, песок) и других нерастворимых в кислоте солей.

3.6 Определение химического состава солей

Химический состав солеотложения определен согласно МВИ NQ07-2017 «Порядок определения химического состава отложений неорганических солей». Настоящая методика устанавливает метод определения химического состава отложений неорганических солей.

3.7 Состав нефтешлама с трубы на входе ОГ-200

Была срезана часть трубы на входе ОГ-200 (см. Рисунок 16). Из среза данной трубы была отобрана проба нефтешлама (см. Рисунок 17) и была передана в лабораторию для исследований его состава.



Рисунок 16- Отрезки труб с линии на входе в ОГ-200



Рисунок 17- Срез трубы, из которой отобрали нефтешлам для исследования.
Таблица 16- Состав нефтешлама с трубы на входе ОГ-200.

Наименование показателя	Нефтешлам
Содержание воды, % масс.	
Содержание органической части (углеводородов), % масс.	13,8
Содержание солей, растворимых в воде, % масс.	2,1

Наименование показателя	Нефтешлам
Содержание механических примесей, % масс, из них:	
- песок и глина	83,8
- соли, растворимые в соляной кислоте (в том числе соединения железа)	36,9

По результатам таблицы 16, видно, что исследуемая проба нефтешлама из трубы на входе ОГ-200 состоит из механических примесей (83,8 %), содержащие в своем составе мелкозернистый песок и продукты коррозии (см. Рисунок 14). Содержание органической части получено 13,8 % масс», растворимых в воде солей - 2,1 % масс.

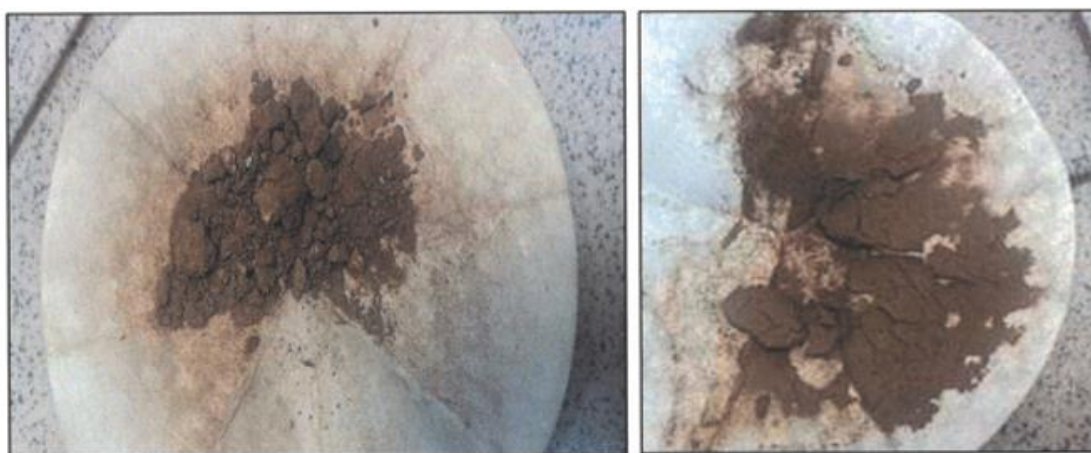


Рисунок 18 - Нефтешлам с трубы на входе ОГ-200 до и после промывки кислотой.

На рисунке 18 показан нефтешлам с полости трубы, срезанной с линии входа ОГ200. На рисунке слева представлен осадок, отмытый органическими растворителями для определения органической части (парафины, смолы, асфальтены) и горячей дистиллированной водой для определения солей, растворимых в воде (хлористые соли). На рисунке справа изображен осадок, после экстрагирования кислотой. До промывки соляной кислотой на фильтре видно большое количество механических примесей, состоящих из мелкозернистого песка с продуктами коррозии, в частности, сульфидом железа (серый налет на фильтре). После промывки кислотой на фильтре остался песок мелкой фракции, содержащий пылевидные и глинистые частицы.

Эту же пробу осадка с трубы исследовали в ЛГХ как солеотложение. Результаты лабораторных анализов по определению компонентного состава твердого отложения солей с пересчетом в соответствующие соединения представлены в таблицах 17 и 18.

Таблица 17 - Химический состав солеотложения с трубы на входе ОГ-200.

Наименование показателя	Результат, % масс
Содержание кальция	18,5
Содержание магния	
Содержание бария	0,6
Содержание хлоридов	
Содержание сульфатов	32
Содержание серы	Не обнаружено
Содержание карбонатов	26,9
Содержание общего железа	6,5
Содержание нефтепродуктов	
Нерастворимый осадок	33,8
Потери при прокаливании	14,6

*- содержание нефтепродуктов не учтено в расчетах, т.к. составило более 50 % масс.

Таблица 18 - Гипотетический расчет соединений

Наименование показателя	Гипотетический расчет ионов в соединениях, в % масс.
CaCO ₃	44,9
Fe ₂ O ₃	9,3
CaSO ₄	3,06
медь	2,7
BaSO ₄	
MgSO ₄	
Нерастворимый осадок	33,8

Поступившая проба твердых отложений солей с трубы на входе ОГ-200, была исследована на химический состав (см. Таблицу 17), в ходе которого определено, что основными компонентами соли являются кальций 18,5 %, карбонат — 26,9 %, общее железо 6,5 % и нерастворимый в кислоте осадок 33,8 % (в т.ч. песок). Гипотетический перерасчет ионов в соединения (таблица 18) показал, что основная массовая доля отложения приходится на кальцит, оксид железа и нерастворимый в кислоте осадок в сумме составляющих 88 %. В пробе также присутствуют следы барита, хлорида магния и сульфата кальция.

3.8 Состав донного осадка с РВС-1

С РВС-1 из нижнего крана отобрана проба водонефтяной эмульсии (ВНЭ) с осадком (см. Рисунок 19). Она тоже была передана лабораторию для исследования его состава.

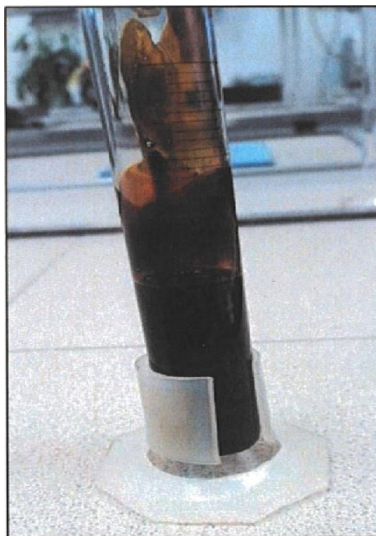


Рисунок 19 - водонефтяная эмульсия с донным осадком из РВС-1.
Таблица 19 - Состав донного осадка с РВС-1.

Наименование показателя	Донный осадок с РВС-1
Содержание воды, % масс.	20,0
Содержание органической части (углеводородов), % масс.	57,4
Содержание солей, растворимых в воде, % масс.	5,6
Содержание механических примесей, % масс. из них:	
-песок и глина	17,1
-соли, растворимые в соляной кислоте (в том числе соединения железа)	12,3

Исследуемая проба донного осадка (см. Таблицу 19) в основном представляет собой асфальтосмолопарафиновое отложение (АСПО), состоящее 57,4 % из органической части; 20 % воды; 5,6 % солей, растворимых в воде; и 17,1 % механических примесей (см. Рисунок 20).

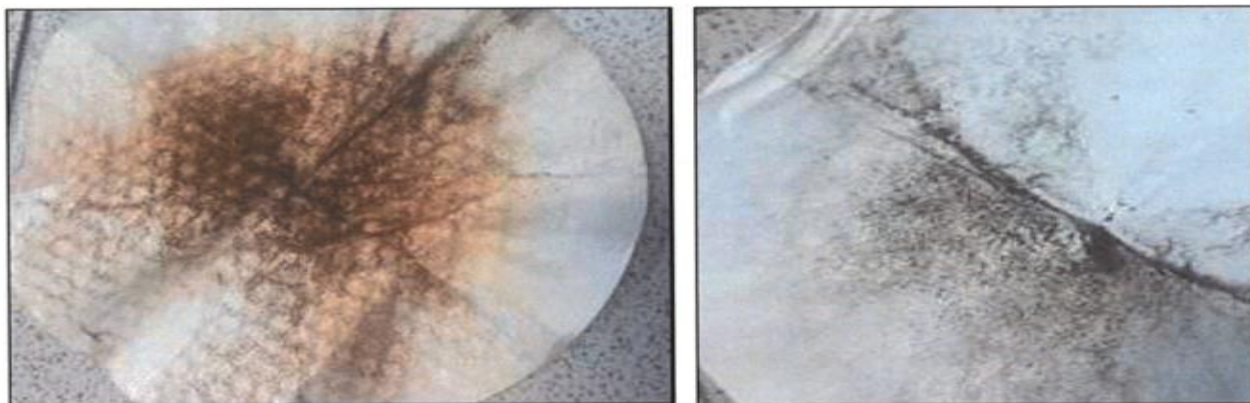


Рисунок 20 - Донный осадок с РВС-1 до и после промывки кислотой

На рисунке 16 донный осадок с РВС-1 после промывки органическими растворителями и горячей дистиллированной водой, состоящий из мелких частиц песка и нерастворимых в воде солей (по бурому окрасу оксид железа). После обработки кислотой на фильтре остался очень мелкой фракции песок, содержащий пылевидные и глинистые частицы.

Результаты исследования шлама с РВС-1, проведенные в ЛГХ представлены в Таблице 19.

Таблица 20 - Состав механических примесей с РВС-1.

Наименование показателя	Осадок с РВС-1
Содержание механических примесей, мг/дмз	1021,5
Содержание нерастворимого в кислоте осадка, %	40,3
Содержание растворимого в кислоте осадка, %	59,7

По результатам исследований (см. Таблицу 20) содержание взвешенных частиц в пробе воды с РВС-1 составило 1021,5 мг/л., при визуальном осмотре после определения количественного анализа было замечено что, осадки на фильтре представляют собой рыхлую консистенцию черного цвета, в основном в виде соединений железа. При проведении лабораторных исследований с растворением осадка в кислоте было выявлено, что в пробе с РВС 1 количество растворимого осадка составляет - 59,7 % масс, нерастворимого - 40,3 % масс.

3.9 Состав механических примесей в воде с ПУН-1,2

Результаты исследований механических примесей в попутно-добываемой воде на входе в ЦППН с ПУН-1 представлены ниже в Таблице 20.

Таблица 21 -Состав механических примесей в воде с ПУН-1, 2.

Наименование показателя	ПУН-1	ПУН-2
Содержание механических примесей, мг/дмз	123,8	56,8

Содержание нерастворимого в кислоте осадка, %	32,1	
Содержание растворимого в кислоте осадка, %	67,9	96,0

По результатам исследований (см. Таблица 21) содержание взвешенных частиц в пробах воды с объектов ПУН-1, 2 составило 123,8 мг/л и 56,8 мг/л соответственно. При визуальном осмотре после определения количественного анализа было замечено что, осадки на фильтрах с ПУН-1, 2 представляют собой рыхлую консистенцию бурого цвета, в основном в виде соединений железа. При проведении лабораторных исследований с растворением осадка в кислоте было выявлено что:

- в пробе с ПУН 1 количество растворимого осадка составляет — 67,9 % масс, нерастворимого — 32,1 % масс;
- в пробе с ПУН 2 концентрация растворимых в кислоте солей составляет более 90 %.

3.10 Исследования эффективности деэмульгаторов «Mezo-2» и «ТС-20151815»

Исследования эффективности деэмульгатора производились по МВИ №05-2017. Порядок проведения лабораторных испытаний химических реагентов, применяемых в процессах добычи и подготовки нефти (лабораторные испытания по оценке деэмульгирующей активности химических реагентов методом «бутылочного теста») - общепризнанный в нефтяной индустрии метод по подбору деэмульгаторов.

Лабораторные исследования по подбору наиболее эффективного деэмульгатора проведены в условиях максимально приближенным к условиям текущей системы подготовки нефти. Все полученные реагенты сравнивались при одинаковых условиях с базовым деэмульгатором - «Рандем 2219».

Эффективность деэмульгаторов оценивалась по следующим параметрам;

- лучшая скорость сепарации воды;
- максимально возможное количество сепарировавшейся воды за время теста;
- качество сепарированной воды;
- качество границы раздела фаз «нефть-вода»;
- минимальное остаточное содержание свободной воды в образце;
- минимальное остаточное содержание эмульсии по окончании теста.

По результатам проведенного «бутылочного теста» деэмульгаторы «Mezo-2» и «ТС-20151815» показали хорошие результаты.

3.10.1 Методика проведения испытаний

Контрольными параметрами до и во время испытаний деэмульгатора являются:

- хлористые соли послойных проб с РВС№1, РВС№11, РВС№13;
- хлористые соли с перетока РВС№1;
- хлористые соли с перетока РВС№13;
- содержание остаточных нефтепродуктов в сточной воде после водяных резервуаров;
- расход деэмульгатора;
- учет количества остатка нефти в технологических резервуарах ЦППН.

Критериями эффективности при проведении эксперимента являются:

- обеспечение содержание остаточной воды в нефти на выходе не более 0,5%;
- обеспечение концентрации хлористых солей в нефти не более 100 мг/л;
- обеспечение содержания нефтепродуктов в сточной воде не более чем среднее фактическое значение за 30 дней до эксперимента;
- снижение интенсивности образования водонефтяных эмульсий в технологических резервуарах;
- экономическая эффективность по цене и расходу деэмульгатора.

Подготовка нефти на ЦППН до начала испытания осуществлялась при использовании базового деэмульгатора марки «Рандем – 2219». После проведения входного контроля деэмульгаторов марки «Mezo-2» и «ТС-20151815» на соответствие нормам паспорта качества были проведены испытания. Результаты входного контроля деэмульгаторов представлены в таблице 22 и 23.

Таблица 22 - Результаты входного контроля деэмульгатора «Mezo-2»

Наименование показателя	Метод испытания	Единица измерения	Норма при подборе, образец № DE-16	Результат фактический		
				Проба № 1	Проба № 2	Проба № 3
Внешний вид	СТ РК 24932014		мутная бесцветная жидкость	прозрачная светло-желтая жидкость		
Температура, застывания	ГОСТ 20287-91	оС	минус 40 не застывает	минус 40 не застывает		
Массовая доля активного вещества	СТ РК 24932014	%	49,72	48,41	48,49	48,48
Плотность при 20 оС	СТ РК ИСО 12185-2005	кг/м ³	937,14	925,88	926,19	926,23
Вязкость кинематическая при 20 °С	СТ РК 313912009	мм ² /с	22,41	19,53	19,60	19,57
Растворимость в: - воде	МВИ №05-2017	- +	не нормируется	- +	- +	- +

- нефти						
---------	--	--	--	--	--	--

Таблица 23 - Результаты входного контроля деэмульгатора «ТС-20151815».

Наименование показателя	Метод испытания	Единица измерения	Норма при подборе, образец № DE-16	Результат фактический		
				Проба № 1	Проба № 2	Проба № 3
Внешний вид	СТ РК 24932014		Прозрачная жидкость темно-коричневого цвета	Прозрачная жидкость, темно-коричневого цвета		
Наименование показателя	Метод испытания	Единица измерения	Норма при подборе, образец № DE-16	Результат фактический		
				Проба № 1	Проба № 2	Проба № 3
Температура, застывания	ГОСТ 20287-91	оС	минус 40 не застывает	минус 40 не застывает		
Массовая доля активного вещества	СТ РК 24932014	%	37,56	39,43	39,64	39,56
Плотность при 20 оС	СТ РК ИСО 12185-2005	кг/м ³	904,93	904,62	904,41	904,4
Вязкость кинематическая при 20 °С	СТ РК 313912009	мм ² /с	22,41	16,55	16,7	16,63
Растворимость в:	МВИ №05-2017	-	-	-	-	-
- воде		+	+	+	+	+
- нефти						

По результатам входного контроля, деэмульгаторы «Mezo-2» и «ТС-20151815» соответствуют нормам паспорта качества.

3.10.2 Результаты испытания деэмульгатора нефти «Mezo-2» на объектах подготовки нефти

Подготовка нефти на ЦППН до начала испытания осуществлялась при расходе базового деэмульгатора «Рандем – 2219» с дозировкой в среднем 195 г/т. Начальная дозировка «Mezo-2» была установлена на 220 г/т и до 07.09.2020г. работала с данной дозировкой без изменения технологии. После стабилизации процесса подготовки нефти, были проведены снижения дозировки с шагом 5-10%. Однако все попытки снижения дозировки ниже 220 г/т приводили к ухудшению показателей технологических резервуаров, так,

например:

- 09.2020г. - допускалось снижение дозировки, тем не менее, дозировка была оставлена на прежнем уровне из-за нестабильных результатов анализов на РВС№1.
- 09.2020г. - в связи с ухудшением результатов анализа нефти дозировка деэмульгатора была повышена до 240 г/т.
- 09.2020г. - дозировка была снижена до 210 г/т. Однако 11.09.2020г. результаты анализов технологических резервуаров вновь ухудшились (РВС№1 и РВС№11). Дозировка была возвращена на 220 г/т.
- 18.09.2020г. - дозировка была оставлена на прежнем уровне – 220 г/т для стабильной подготовки нефти. Дозировка 220 г/т оставалась неизменной.

Для получения одинаковых условий процесса подготовки нефти по сравнению с базовым реагентом осуществлялась подача эмульсии с УПАН. Подачу эмульсии с УПАН производили с 19.09. по 26.09.2020г. ежесуточным объемом, не превышающим 38 тонн. При этом содержание хлористых солей в эмульсии колебалось в широких пределах от 2184 до 13367 мг/л. Общий объем поступающей эмульсии с УПАН, во время проведения испытаний, не превышал объема эмульсии, подаваемой на ЦППН до, равного 194 тонны.

10.2020г. - завершено проведение деэмульгатора марки «М-2» и произведен переход на базовый деэмульгатор марки «Рандем – 2219».

До начала испытаний, согласно программе испытаний были зафиксированы основные параметры подготовки нефти за 30 дней. Результаты основных параметров подготовки нефти до и вовремя испытаний представлены в Таблице 23.

Таблица 24 - Параметры подготовки нефти, контролируемые во время проведения испытаний.

Наименование параметра		Значения до проведения испытаний		Значения во время проведения испытаний	
		Макс.	Среднее	Макс.	Среднее
Обводненность нефти, верхний переток РВС№1 ЦППН, %		0,64	0,39	0,73	0,41
Хлор. соли в нефти, верхний переток РВС№1 ЦППН, мг/л		534	261	609,5	281,7
Обводненность нефти, верхний переток РВС№13 ЦППН, %		0,2	0,17	0,29	0,17
Хлор. соли в нефти, верхний переток РВС№13 ЦППН, мг/л		70,3	55	98,45	52
Остаточные нефтепродукты в сточной ЦППН, мг/л		28,99	26,7	126,7	40,2
Поинтервальные пробы РВС№1, обводненность, %	11,8 м	0,52	0,38	0,59	0,36
	10,8м	2,57	0,96	6,93	1,44
	9,8м	9,87	2,65	9,57	2,88
	8,8м	15,47	4,68	13,2	4,65
	7,8м	19,6	7,41	18,8	7,18

Поинтервальные пробы РВС№1, Хлористые соли, мг/л	11,8м	724,3	236	389	196
	10,8м	3166	996	5981	1412
	9,8м	12819,8	3156	9300	3285
	8,8м	16653	5357	12546	5370
	7,8м	23579	8446	19956	8172
Поинтервальные пробы РВС№11, обводненность, %	11,8м	0,3	0,23	0,27	0,2
	10,8м	0,41	0,3	0,37	0,24
	9,8м	0,54	0,37	0,55	0,32
	8,8м	0,75	0,49	0,79	0,44
	7,8м	0,98	0,63	1,04	0,59
Поинтервальные пробы РВС№11, Хлористые соли, мг/л	11,8м	76,7	60	76,8	58,1
	10,8м	86,4	68,9	105,8	69,1
	9,8м	92,3	77,5	174,2	81,3
	8,8м	110,2	87,4	315,8	132,2
	7,8м	226,2	111,3	601,5	217,5
Наименование параметра		Значения до проведения испытаний		Значения во время проведения испытаний	
		Макс.	Среднее	Макс.	Среднее
Поинтервальные пробы РВС№13, обводненность, %	9,2м	0,19	0,16	0,18	0,15
	8,2м	0,22	0,19	0,22	0,18
	7,2м	0,24	0,22	0,25	0,21
	6,2м	0,27	0,24	0,28	0,25
	5,2м	0,3	0,27	0,33	0,28
Поинтервальные пробы РВС№13, Хлористые соли, мг/л	9,2м	55,2	48,4	63	48,9
	8,2м	65	56,2	71,25	56,9
	7,2м	71,3	63,2	78,67	65,7
	6,2м	79,7	71,4	91	74,2
	5,2м	90,3	80,8	127,8	85,4
Расход деэмульгатора, г/т		200	195	221	219
Добыча нефти, среднесуточная за 30 дней, т/сут.		6027	5999	6071	6002

3.10.3 Сравнительные анализы технологического резервуара №1 ЦППН

В технологическом резервуаре РВС№1 происходит отделение воды путем промывки через слой сточной воды высотой 3-6 метров. Представлен график зависимости содержания хлористых солей в нефти от закачки деэмульгатора на рисунке 21 и 22.



Рисунок 21 - Результаты ежедневных замеров хлористых солей в нефти, ходовой пробы с верхнего перетока РВС№1 ЦППН до и во время испытании в зависимости от расхода реагента и уровня воды в резервуаре.



Рисунок 22 - Результаты ежедневных замеров хлористых солей в нефти, ходовой пробы с верхнего перетока РВС№1 ЦППН во время проведения испытании.

Снижение расхода реагента ниже 220 г/т приводит к увеличению содержания хлористых солей до 609,5 мг/л на верхнем перетоке РВС№1. Для стабилизации процесса подготовки нефти с 12.09.2020г. расход реагента был увеличен до 220 г/т. В дальнейшем расход реагента до конца проведения испытании придерживался 220 г/т. Среднее содержание хлористых солей в нефти в ходовой пробе с верхнего перетока технологического РВС№1 ЦППН до и во время испытании представлено в Таблице 25.

Таблица 25 - Результаты содержания хлористых солей в нефти, ходовой пробы с верхнего перетока РВС№1 ЦППН при закачке деэмульгаторов «Рандем-2219» и «Mezo-2».

Наименование объекта	Деэмульгатор	Дозировка, г/т	Среднее значение хлористых солей, мг/л	Средний уровень
----------------------	--------------	----------------	--	-----------------

				воды в РВС, см
РВС№1	«Рандем -2219»	195	261	206
	«Mezo-2»	219	282	340

Среднее содержание хлористых солей в нефти ходовой пробы с верхнего перетока технологического РВС№1 ЦППН до испытания составляло 261 мг/л, после подачи деэмульгатора «Mezo-2» -среднее содержание хлористых солей составило 282 мг/л. Но при этом средний уровень воды в РВС№1 увеличено с 206 до 340 см, т.е. происходит уменьшение технологического остатка.

Ниже представлено изменение содержания хлористых солей по уровням в резервуаре в зависимости от расхода деэмульгатора и подачи эмульсии с УПАН на Рисунке 23.

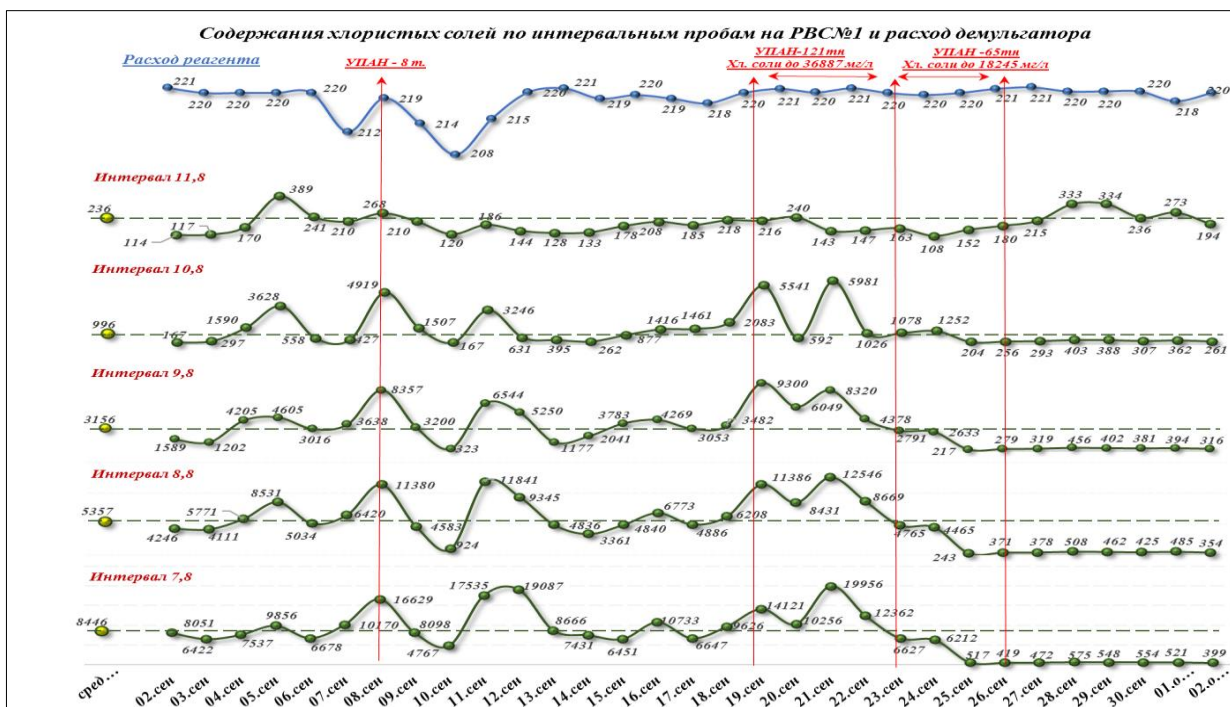


Рисунок 23 - Результаты ежедневных замеров хлористых солей в нефти, поинтервальных проб с технологического РВС№1 ЦППН

Среднее содержание хлористых солей в нефти по уровням технологического резервуара РВС№1 ЦППН до и вовремя испытания представлено в Таблице 26.

Таблица 26 - Результаты средних значений хлористых солей в нефти поинтервальных проб РВС№1 ЦППН.

	При применении «Рандем- 2219»	При применении «Mezo-2»
Место отбора РВС№1	Хлористые соли, мг/л	

Уровень отбора 11,8 м	236	196
Уровень отбора 10,8 м	996	1412
Уровень отбора 9,8 м	3156	3285
Уровень отбора 8,8 м	5357	5370
Уровень отбора 7,8 м	8447	8172

Ухудшение анализов в технологическом резервуаре РВС№1 происходило в случаях:

- снижении расхода реагента ниже 220 г/т приводит к увеличению содержания хлористых солей.
- при подаче эмульсии с УПАН, содержащей хлористых солей от 22645 до 336887 мг/л. На графике показано, что при подаче эмульсии с УПАН при содержании хлористых солей порядка 36887 мг/л с 19.09.2020г. по 23.09.2020г. произошло увеличение содержания хлористых солей во всех уровнях послойных проб нефти в технологическом РВС№1.
- стабилизация подготовки нефти происходит при расходе деэмульгатора «Mezo-2» с дозировкой 220 г/т. Подготовка нефти с подачей эмульсии с УПАН, содержащей хлористых солей до 18250 мг/л, не оказала отрицательного влияния на подготовку нефти.
- до и во время проведения испытаний с УПАН было перекачено по 194 тонны нефти для подготовки на ЦППН. Для этих целей с УПАН перекачено жидкости:
- до проведения испытаний - 325 тонн жидкости с содержанием воды до 40 %;
- во время проведения испытаний - 454 тонны жидкости с содержанием воды до 57 %.

С 01.09.2020г. из-за проведения ремонтных работ на объектах УПАН, остановился и процесс по приему свежей эмульсии с промыслов в систему УПАН. Из-за этого, во время проведения испытаний, на ЦППН подавался объем эмульсии из старых остатков резервуаров УПАН, в связи с чем, содержание хлористых солей и воды в подаваемой эмульсии оказались повышенными.

3.10.4 Сравнительные результаты анализов технологического резервуара №11 ЦППН

После РВС№1 и печей подогрева нефть II ступени поступает в резервуар РВС№11 для проведения процесса обессоливания нефти, где подается пресная волжская вода для промывки и используется водяная подушка из воды высотой 2 – 5 метров. Представлено изменение содержания хлористых солей в нефти по уровням в резервуаре от зависимости расхода деэмульгатора на Рисунке 24.

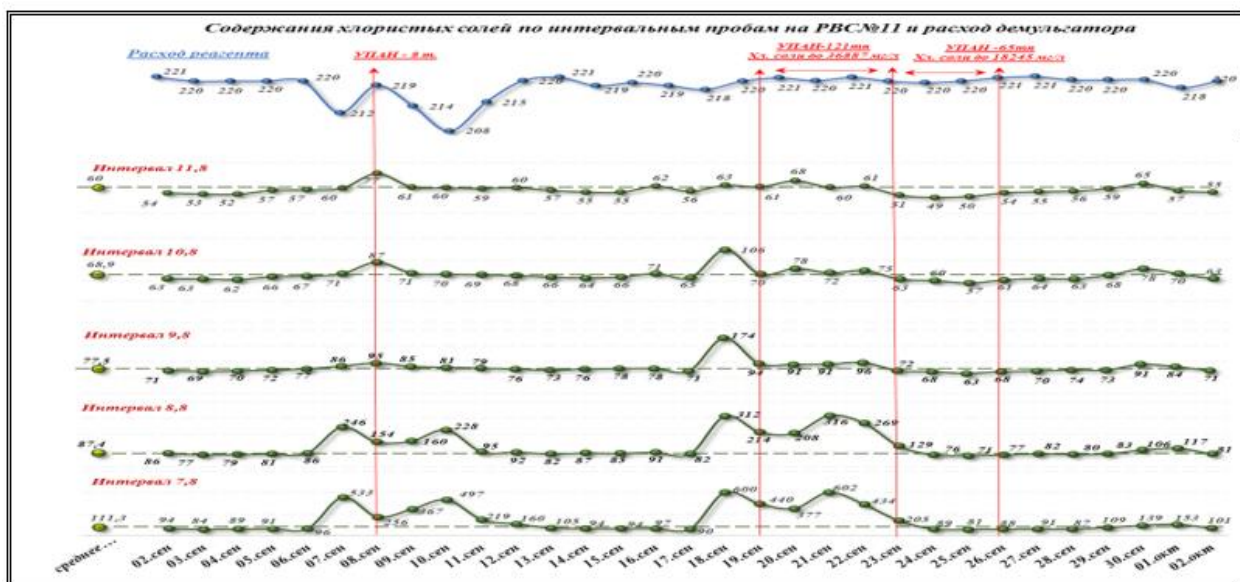


Рисунок 24 - Результаты ежедневных замеров хлористых солей в нефти, поинтервальных проб с технологического РВС№11 ЦППН.

Среднее содержание хлористых солей в нефти по уровням технологического РВС№11 ЦППН до и во время испытании представлено в таблице 27.

Таблица 27 - Результаты средних значений содержания хлористых солей в нефти, поинтервальных проб в РВС№11 ЦППН.

	При применении «Рандем 2219»	При применении «Mezo-2»
Место отбора РВС№11	Хлористые соли, мг/л	
Уровень отбора 11,8 м	60	58
Уровень отбора 10,8 м	69	69
Уровень отбора 9,8 м	78	81
Уровень отбора 8,8 м	87	132
Уровень отбора 7,8 м	111	217
средний уровень воды в РВС№11, см	227	422

Как видно из таблицы, во время испытании наблюдается стабильная подготовка нефти по показателям послойных проб с верхних уровней технологического резервуара РВС№11 (11,8м; 10,8м; 9,8м). Снижение расхода реагента «Mezo-2» оказывает незначительное ухудшение результатов анализов в технологическом РВС№11.

Как видно по графику, ухудшение подготовки нефти происходило в случаях:

- снижения расхода реагента ниже 220 г/т (до 210 г/т) привело к увеличению содержания хлористых солей по всем послойным уровням РВС№11;
- подача эмульсии с УПАИ, содержащей хлористых солей до 36887

В среднем показатели подготовки нефти при расходе деэмульгатора «Mezo-2» с дозировкой 220 г/т стабильны. Подготовка нефти с подачей эмульсии с УПАН, содержащей хлористых солей до 18245 мг/л, не оказала отрицательного влияния на подготовку нефти.

РВС№13 – последний резервуар перед товарным парком. Значения результатов ежедневных замеров хлористых солей в нефти верхнего перетока технологического резервуара РВС№13.

Приведен график зависимости содержания хлористых солей в нефти от закачки деэмульгатора и подачи эмульсии с УПАН на рисунке 25.

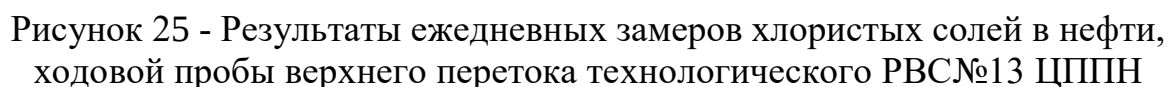


Таблица 28 - Результаты содержания хлористых солей в нефти, верхнего перетока РВС№13 ЦППН при закачке деэмульгаторов «Рандем-2219» и «Mezo-2».

68

РВС№13	«Рандем -2219»	195	55	127
	«Mezo-2»	219	52	132

Как следует из представленных данных, среднее содержание хлористых солей в нефти верхнего перетока технологического РВС№13 ЦППН до испытания составляло 55 мг/л, после подачи деэмульгатора «Mezo-2» - 52 мг/л. При этом средний уровень воды в РВС№13 также незначительно увеличен с 127 до 132 см, т.е. происходит уменьшение технологического остатка нефти в резервуарном парке.

Приведен график зависимости содержания хлористых солей в ходовой пробе РВС№13 от уровня воды в резервуаре на Рисунке 26.

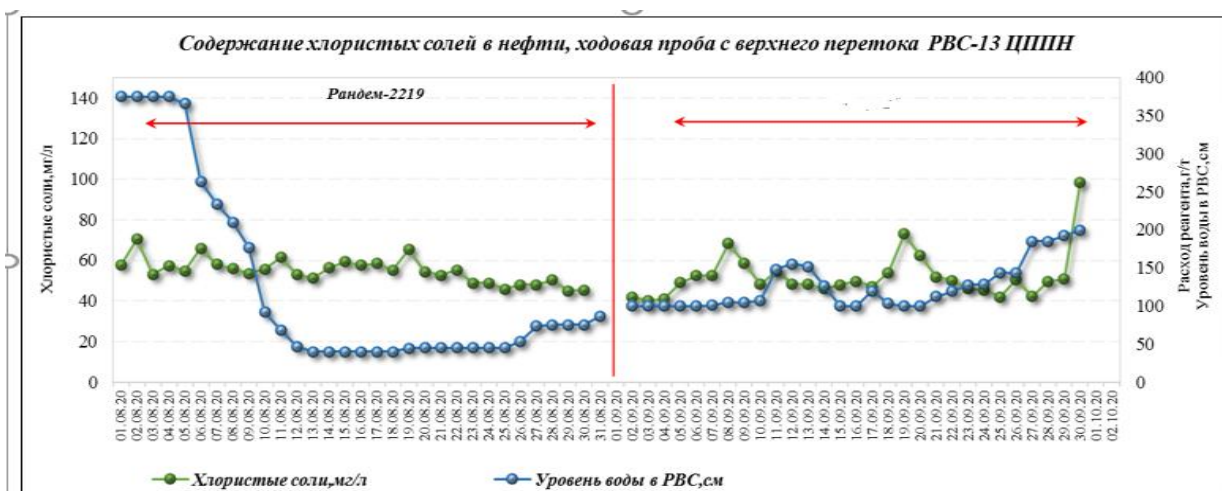


Рисунок 26 - Результаты зависимости содержания хлористых солей в ходовой пробе РВС№13 от уровня воды в резервуаре.

Из представленных выше данных заметно, что вовремя испытания увеличение уровня воды в РВС№13 приводит к ухудшению анализов ходовой пробы товарной нефти.

Представлено изменение содержания хлористых солей в нефти по уровням РВС№13 от зависимости расхода деэмульгатора на Рисунке 27.

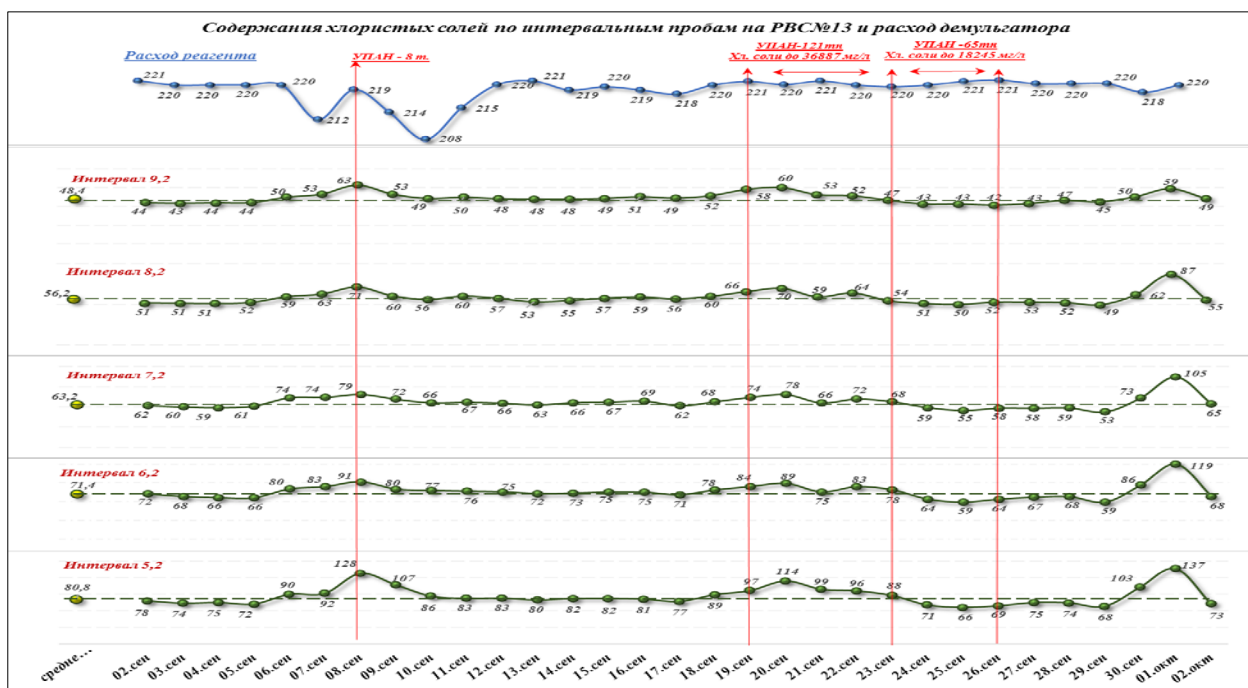


Рисунок 27 - Результаты ежедневных замеров хлористых солей в нефти, поинтервальных проб с технологического РВС№13 ЦППН.

Среднее содержание хлористых солей в нефти по уровням резервуара технологического РВС№13 ЦППН до и во время испытании представлено в Таблице 29.

Таблица 29 - Результаты средних значений содержания хлористых солей в нефти поинтервальных проб РВС№13 ЦППН

Место отбора РВС№13	При применении «Рандем 2219»	При применении «Mezo-2»
	Хлористые соли, мг/л	
Уровень отбора 9,2 м	48,4 56,2	48,9 56,9
Уровень отбора 8,2 м	63,2	65,7
Уровень отбора 7,2 м	71,4 80,8	74,2 85,4
Уровень отбора 6,2 м		
Уровень отбора 5,2 м		

Как следует из представленных данных, по послойным пробам РВС№13 ЦППН не наблюдается нарушения стабильной подготовки нефти. Снижение расхода реагента до 210 г/т и подача эмульсии с УПАН, содержащей до 36887мг/л хлористых солей, также отрицательно повлияли на РВС№13 за период проведения испытаний.

Подача эмульсии с УПАН на ЦППН, содержащей хлористых солей до 18245 мг/л, не оказала отрицательного влияния на стабильную подготовку нефти.

3.9.6 Содержание остаточных нефтепродуктов в сточной воде

Таблица 30 - Результаты содержания остаточных нефтепродуктов в сточной воде ЦППН

До проведения испытаний (реагент «Рандем-2219»)		Во время проведения испытаний (реагент «Mezo-2»)	
Дата отбора	Содержание нефтепродуктов, мг/л	Дата отбора	Содержание нефтепродуктов, мг/л
01.08.20	26,9		
02.08.20	26,0	02.09.20	31,7
03.08.20	25,5	03.09.20	34,7
04.08.20	25,7	04.09.20	29,3
05.08.20	27,5	05.09.20	31,6
06.08.20	28,7	06.09.20	30,4
07.08.20	26,2	07.09.20	33,9
08.08.20	26,1	08.09.20	26,1
09.08.20	28,6	09.09.20	18,7
10.08.20	28,2	10.09.20	19,4
11.08.20	26,3	11.09.20	30,8
12.08.20	28,5	12.09.20	40,2
13.08.20	26,7	13.09.20	30,7
14.08.20	28,2	14.09.20	32,0
15.08.20	25,4	15.09.20	27,8
16.08.20	25,4	16.09.20	28,5
17.08.20	26,3	17.09.20	28,1
До проведения испытаний (реагент «Рандем-2219»)		Во время проведения испытаний (реагент «Mezo-2»)	
Дата отбора	Содержание нефтепродуктов, мг/л	Дата отбора	Содержание нефтепродуктов, мг/л
18.08.20	25,8	18.09.20	20,0
19.08.20	25,7	19.09.20	20,3
20.08.20	26,3	20.09.20	29,0
21.08.20	26,5	21.09.20	28,6
22.08.20	26,1	22.09.20	43,0
23.08.20	29,0	23.09.20	31,7
24.08.20	26,3	24.09.20	36,8
25.08.20	25,1	25.09.20	52,1
26.08.20	27,1	26.09.20	48,6
27.08.20	26,6	27.09.20	34,1
28.08.20	27,4	28.09.20	111,8
29.08.20	24,6	29.09.20	126,7
30.08.20	28,6	30.09.20	111,0
среднее значение	27,6		40,2

Как показывают представленные данные, содержание остаточных нефтепродуктов в пробах сточной воды по ЦППН при применении «Рандем 2219» составляет - 26,7 мг/л, после закачки деэмульгатора «Mezo-2» - 40,2

мг/л, т.е. происходит увеличение количества нефтепродуктов.

Следует отметить, что в период проведения испытания объем поступающей жидкости по ПУН увеличился с 22985 до 23519 м³/сут. Возможно, это отрицательно оказало влияние на увеличение основных контролируемых параметров подготовки нефти вовремя испытания и условия проведения испытания оказались более жесткими. Так, например, после испытания в период с 03.10.2020г. по 12.10.2020г. при применении базового деэмульгатора и при одинаковом количестве добываемой жидкости показатель по содержанию остаточных нефтепродуктов уже составил 48 мг/л против 27 мг/л, зафиксированный ранее за 30 дней до испытания.

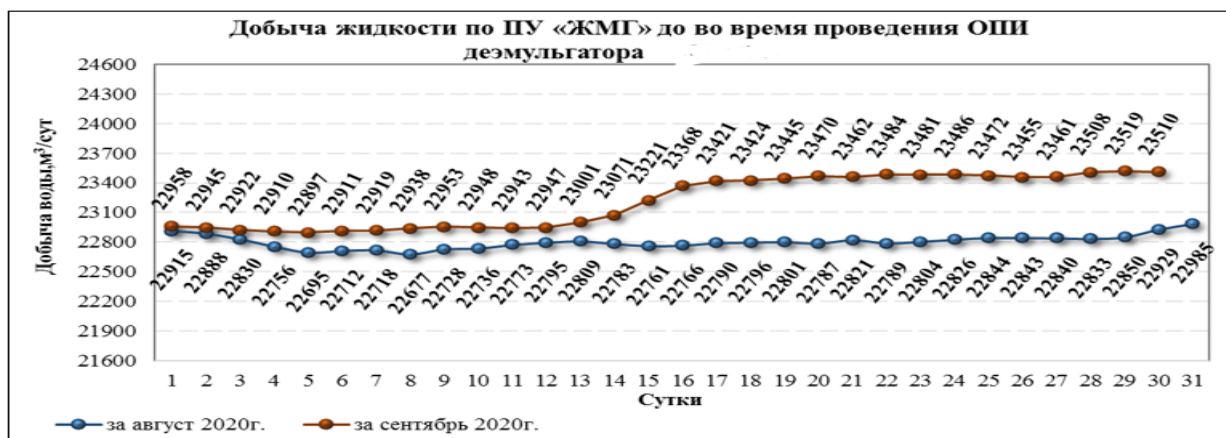


Рисунок 28 - Результаты добычи жидкости до и во время испытания деэмульгатора «Mezo-2» (август-сентябрь 2020г.)

По требованиям ОСТ 39-225-88 месторождения Жетыбай остаточные нефтепродукты при применении деэмульгатора «Mezo-2» удовлетворяют общим требованиям. Параметры сточной воды приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Физико-химические параметры сточной воды по требованиям ОСТ 39-225-88.

Наименование параметров	Единица измерения	Значение параметров
1. Плотность при 20 °С	г/см ³	1,08–1,20
2. Содержание мех. примесей, не более	мг/л	40
3. Окисного железа, не более	мг/л	3
4. Нефтепродуктов, не более	мг/л	50
5. Растворенного кислорода, не более	мг/л	1
6. Количество СвБ, не более	клеток/мл	10000
7. Количество сульфатов	мг/л	2,5–4
8. Общая минерализация	г/л	80–160
9. Скорость коррозии металла в сточной воде	мм/год	0,29
10. Тип воды	Высокоминерализованный рассол хлоркальциевого типа	

Несмотря на увеличение содержания остаточных нефтепродуктов в

сточной воде ввремя испытания до 40,2 мг/л, данный показатель удовлетворяет нормам по сточной воде, согласно технологическому регламенту ЦППН ПУ «ЖМГ».

3.10.7 Показатели по сдаче товарной нефти в систему АО «КТО»

Сдача нефти осуществляется в товарных резервуарах РВС №5, 7, 8, 9, 10. До и во время проведения испытания фиксировалось количество успешных и неуспешных приемосдаточных операций по резервуарам в систему АО «КТО», также фиксировался сброс нефти с данных резервуаров, что может свидетельствовать о качестве товарной нефти в данных резервуарах. Представлено количество успешных и неуспешных приемосдаточных операций в систему АО «КТО» до и ввремя испытания в Таблице 32.

Таблица 32 - Количество приемо-сдаточных операций до и ввремя испытаний деэмульгатора «Mezo-2».

Наименование	до испытания	вовремя испытания
количество успешных приемо-сдаточных операции	58	61
возврат по причине некондиционной нефти	2	8
возврат по причине подтоварной воды (более 10см воды)	51	22

Представлен средний сброс сбрасываемой нефти до и ввремя испытания в таблице 33.

Таблица 33 - Среднее значение сброса с товарных резервуаров.

№РВС	Средний сброс с товарных резервуаров за одну приемо-сдаточную операцию, см	
	до испытания -	вовремя испытания
5	99	47
7	63	128
8	101	81
9	104	71
10	104	105
среднее	94	86

Как показывают представленные данные, среднее значение возвратной эмульсии с технологических резервуаров товарной нефти ЦППН до испытания составляло 94 см, ввремя испытания - незначительно уменьшился объем сброса с товарных резервуаров до 86 см.

Уменьшилось количество возврата товарного резервуара на доподготовку по причине наличия (более 10см) подтоварной воды, но в то же время увеличилось количество возврата по причине некондиционной нефти с 2 до 8 операций в месяц.

Так, например, 19.09.2020г. получили некондиционную нефть в товарном резервуаре РВС№7. Только после сброса 205 см эмульсии удалось получить нефть товарного качества и успешно сдать данный резервуар. 22.09.2020г. на РВС№7 также получили некондиционную нефть. Необходимо отметить, что в период с 19.09.2020г. по 23.09.2020г. была произведена подача эмульсии с УПАН в количестве 121 тонны. Содержание хлористых солей в эмульсии с УПАН достигало до 36887мг/л. Данный фактор оказал заметное влияние на образование некондиционной нефти в товарных резервуарах.

В целом показатели по сдаче нефти без значительного изменения по сравнению с предыдущими показателями при работе с базовым деэмульгатором.

3.10.8 Сравнительные результаты анализов по интенсивности накопления водонефтяной эмульсии (ВНЭ) в водяных резервуарах и накопления остатка нефти в технологических резервуарах ЦППН».

Показатели по накоплению ВНЭ и технологического остатка являются одним из важных факторов процесса подготовки нефти в целом, и является одним из основных критериев успешности испытаний.

Состояние технологических резервуаров ЦППН по количеству остатка нефтяной эмульсии до и после испытаний представлены в таблице 34 и 35.

Таблица 34 - Параметры состояния технологических резервуаров ЦППН до проведения испытания.

№ РВС	01.08.2020			31.08.2020			примечание нефтяная эмульсия, т
	взлив, см	вода, см	нефтяная эмульсия, т	взлив, см	взлив, см	вода, см	
1	1120	450	1876	1	1120	450	1876
2	1088	40	2934	2	1088	40	2934
3	650	545	294	3	650	545	294
11	1191	505	1922	11	1191	505	1922
12	140	140	0	12	140	140	0
13	920	375	1526	13	920	375	1526
14	697	155	1518	14	697	155	1518
15	120	120	0	15	120	120	0
Остаток нефти технолог			10070			Остаток нефти технолог	10070

Таблица 35 - Параметры состояния технологических резервуаров ЦППН после проведения испытаний.

№	01.09.2020	01.10.2020	примечание
---	------------	------------	------------

РВС	взлив, см	вода, см	нефтяная эмульсия, т	взлив, см	вода, см	нефтяная эмульсия, т	
1	1255	267	2682	1106	395	1991	технологический резервуар
2	1246	88	3242	520	108	1154	04.09.20 в связи с необходимостью проведения ремонтных работ, 2088т эмульсии было перекачано в РВС№14. Перекачка осуществлялась через печи подогрева через пресную горячую водяную подушку для подготовки до товарной кондиции.
3	620	455	462	820	655	462	водяной резервуар
11	1199	245	2671	1100	523	1616	технологический резервуар
12	140	140	0	60	60	0	ремонт (ожидание очистки)
13	1003	100	2528	900	308	1659	технологический резервуар
14	706	472	655	750	378	1042	подготовленная нефть
15	20	20	0	0	0	0	ремонт (очистка)
Остаток нефти технолог			12240			7924	

Необходимо отметить, что РВС№2 и №14 до (за 30 дней до испытания) и в период проведения испытания не были задействованы в процессе подготовки нефти. В РВС№3 содержится накопленная водонефтяная эмульсия, а РВС№14 использовался для хранения подготовленной нефти (из-за ограничения приема в систему АО «КТО» и т.д.).

Как показано в таблице 28, в водяном РВС№3 за 30 дней до испытаний в период с 01.08.2020г. по 31.08.2020г. накопление ВНЭ составило 168 т/мес ($462 - 294 = 168$ т.). Согласно данным таблицы 29, вовремя испытания в период с 01.09.2020г. по 01.10.2020г., накопление ВНЭ в резервуаре не происходило.

За время испытания получили снижение технологического остатка нефти (без учета резервуаров РВС№2 и РВС№14, не задействованных вовремя испытания в подготовке нефти) - на 2615т. До испытания на 01.09.2020г. технологический остаток составлял 8343т., после испытания технологический остаток составил 5728т ($8343 - 5728 = 2615$ т.).

3.10.9 Расчет экономической эффективности испытания от деэмульгатора марки «Mezo-2».

С завершением испытания деэмульгатора на м/р Жетыбай был проведен расчет фактической экономической эффективности испытания от деэмульгаторов в ПУ «Жетыбаймунайгаз».

Следующие данные были использованы для расчета экономической эффективности от проведения испытания деэмульгатора для ЦППН ПУ "Жетыбаймунайгаз":

- изменение удельного расхода деэмульгатора с 195 грамм на тонну до 220 грамм на тонну (по факту);
- цена деэмульгатора составляет 1020 тыс. тенге/;
- увеличение остаточных нефтепродуктов в сточной воде с 26,7 мг/л до 40,72 мг/л. Соответственно, увеличение потери нефти с 12,376 тн/месяц до 17,993 тн/месяц;
- увеличение объема откачиваемой жидкости с УПАН с 325 тн/месяц до 454 тн/месяц;
- увеличение расхода деэмульгатора в УПАН с 0,354 тн/месяц до 0,57 тн/месяц;
- другие исходные данные остаются без изменения.

Таблица 36 - Техничко-экономические параметры проекта испытания деэмульгатора.

Техничко-экономические параметры проекта испытании деэмульгаторов ПУ ЖМГ				
Наименование	Ед. изм.	Базовый вариант Рандем-2219	Испытание деэмульгатора	сравнение
1. Технические параметры				
План добычи нефти ПУ "ЖМГ" на 2020 год	тыс.тонна	2 529,984	2 529,984	0
Удельный расход деэмульгатора	гр/тонна	195	220	25
Годовое потребление деэмульгатора в ЦППН	тонна	493,347	556,596	63
Откачка сточной воды от ЦППН на ППД	м3	463 176,000	441 883,000	-21 293
Содержание остаточного нефтепродукта	мг/л	26,720	40,720	14
Остаточная нефть в сточной воде (в среднем)	тонна	12,376	17,993	5,617
Объем откачиваемой жидкости с УПАН, среднее	тонна/год	3 900,000	5 448,000	1 548

Объем откачиваемой жидкости с УПАН	тонна/месяц	325,000	454,000	129
Удельный расход деэмульгатора в УПАН	кг/тонна	1,089	1,256	0
Расход деэмульгатора в УПАН	тонна/месяц	0,354	0,570	0
Годовое потребление деэмульгатора в УПАН	тонна	4,248	6,840	2,592
Средний суточный расход волжской воды	м3	455,000	439,000	-16
Годовое потребление волжской воды	м3	166 075	160 235	-5 840
Суммарная стоимость деэмульгатора в ЦППН	тыс.тенге	637 799	567 728	-70 070
Суммарная стоимость деэмульгатора в УПАН	тыс.тенге	5 492	6 977	1 485
Суммарная стоимость волжской воды	тыс.тенге	86 832	83 779	-3 053
Недополученный доход от остаточной нефти в сточной воде	тыс.тенге	504	733	229
Технико-экономические параметры проекта испытании деэмульгаторов ПУ ЖМГ				
Ед. изм.	Базовый вариант Рандем-2219	Испытание деэмульгатора	сравнение	
2. Цены и тарифы				
Стоимость деэмульгатора	тенге/тонна	1 292 800	1 020 000	-272 800
Стоимость волжской воды	тенге/м3	522,85	522,85	0
Нетбэк нефть на 2020 год	тенге/тонна	40 752	40 752	0

Таблица 37 -Расчет экономической эффективности.

Наименование	Базовый вариант Рандем-2219, факт			Внедряемый вариант, факт		
	кол-во	цена, тенге	сумма, тыс. тенге	кол-во	цена, тенге	сумма, тыс. тенге
ЦППН						
Удельный расход деэмульгатора, г/т	195			220		
Цена деэмульгатора		1 292 800			1 020 000	
План добычи нефти ПУ «ЖМГ» на 2020 год		2 529,984 тыс. т			2 529,984 тыс. т	

Годовое потребление деэмульгатора	493,347	1292800	637 799	556,596	1 020000	567 728
Экономический эффект в сравнении с базовым вариантом (за 5 лет, рассчитан на 5 лет к БП на 2020-2024гг.)						295 872

Максимальный экономический эффект при применении деэмульгатора марки «Mezo-2» может составить 71 410 тыс. тенге в год и эффект за 5 лет 295 872 тыс. тенге.

3.11 Результаты испытания деэмульгатора нефти «ТС-20151815» на объектах подготовки нефти месторождения Жетыбай

Испытание деэмульгатора марки «ТС-20151815» проводились на ЦППН месторождения. Начальная дозировка «ТС-20151815» была установлена на 220 г/т, и работала с этой дозировкой и без изменения технологии.

Приведена хронология проведения опытно-промышленных испытаний деэмульгатора марки «ТС-20151815». 19.10.2020г. дозировка была снижена до 200 г/т. Результаты анализов ходовой пробы РВС№1 и РВС№13 были удовлетворительными. Далее, по истечению 5 дней, дозировка была снижена до 190 г/т. Процесс подготовки нефти оставался удовлетворительным.

Наблюдалось ухудшение процесса нефтеподготовки в технологических РВС№1, №11, №13 ЦППН. При этом максимальное среднесуточное содержание хлористых солей в нефти с перетока РВС№1 (ходовая проба РВС№1) достигало до 2797 мг/л. Среднесуточное содержание хлористых солей на выходе РВС№13 увеличилось до 152 мг/л и 149 мг/л, что не соответствует товарному качеству нефти, и в итоге привело к срыву сдачи нефти в систему АО «КТО».

- 27.10.2020г. - увеличилось количество «ловушечной» эмульсии в водяном РВС№3 с 84 до 140 тонн.
- 27.10.2020г. - в связи с ухудшением процесса подготовки, дозировка реагента была повышена до 210 г/т.
- 28-29.10.2020г. - в связи с ухудшением результатов анализов, ЦППН был вынужден перекачивать нефтяную эмульсию с РВС№1 на РВС№14 для дополнительного отстоя. При этом нефтяная эмульсия не поступала в РВС№11 и РВС№13.
- 29.10.2020г. - процесс подготовки оставался нестабильным, и дозировка реагента была повышена до 220 г/т, однако это не привело к улучшению анализов.
- 30.10.2019г. в 14:00 часов - остановлено исследования деэмульгатора марки «Т-20151815» и произведен переход на базовый деэмульгатор марки «Рандем – 2219», в связи с ухудшением процесса подготовки нефти, согласно пункту 3.1 программы исследования.

Результаты основных параметров подготовки нефти до и во время исследования представлены в Таблице 38.

Таблица 38 - Параметры подготовки нефти, контролируемые во время проведения испытаний.

Наименование параметра		Значения до проведения испытания		Значения во время проведения испытания	
		Макс.	Среднее	Макс.	Среднее
Обводненность нефти, верхний переток РВС№1 ЦППН, %		0,64	0,39	3,26	0,86
Хлор. соли в нефти, верхний переток РВС№1 ЦППН, мг/л		534	261	2797	687
Обводненность нефти, верхний переток РВС№13 ЦППН, %		0,2	0,17	0,35	0,20
Хлор. соли в нефти, верхний переток РВС№13 ЦППН, мг/л		70,3	54,7	152	68
Наименование параметра		Значения до проведения испытания		Значения во время проведения испытания	
		Макс.	Среднее	Макс.	Среднее
Остаточные нефтепродукты в сточной ЦППН, мг/л		28,99	26,7	54,9	27,4
Поинтервальные пробы РВС№1, обводненность, %	11,8 м	0,52	0,38	2,52	0,64
	10,8м	2,57	0,96	15,09	4,13
	9,8м	9,87	2,65	18,50	7,57
	8,8м	15,47	4,68	25,17	11,88
	7,8м	19,6	7,41	33,83	17,97
Поинтервальные пробы РВС№1, Хлористые соли, мг/л	11,8м	724,3	236	739	304
	10,8м	3166	996	17298	4055
	9,8м	12819,8	3156	24418	8212
	8,8м	16653	5357	33826	11993
	7,8м	23579	8446	33187	16386
Поинтервальные пробы РВС№11, обводненность, %	11,8м	0,3	0,23	0,36	0,22
	10,8м	0,41	0,3	0,47	0,28
	9,8м	0,54	0,37	0,73	0,36
	8,8м	0,75	0,49	1,93	0,57
	7,8м	0,98	0,63	4,07	1,19
Поинтервальные пробы РВС№11, Хлористые соли, мг/л	11,8м	76,7	60	284	79

	10,8м	86,4	68,9	322	93
	9,8м	92,3	77,5	574	125
	8,8м	110,2	87,4	1650	284
	7,8м	226,2	111,3	3567	672
Поинтервальные пробы РВС№13, обводненность, %	9,2м	0,19	0,16	0,26	0,17
	8,2м	0,22	0,19	0,39	0,21
	7,2м	0,24	0,22	0,66	0,25
	6,2м	0,27	0,24	0,89	0,31
	5,2м	0,3	0,27	1,25	0,38
Поинтервальные пробы РВС№13, Хлористые соли, мг/л	9,2м	55,2	48,4	133	57
	8,2м	65	56,2	264	82
	7,2м	71,3	63,2	578	109
	6,2м	79,7	71,4	666	131
	5,2м	90,3	80,8	799	165
Расход деэмульгатора, г/т		199,8	194,6	220	208
Добыча нефти, среднесуточная за 30 дней, т/сут		6027	5999,2	6449	6275

3.11.1 Сравнительные результаты анализов технологического резервуара №1ЦППН

Представлен график зависимости содержания хлористых солей в нефти от закачки деэмульгатора на рисунке 29 и 30.

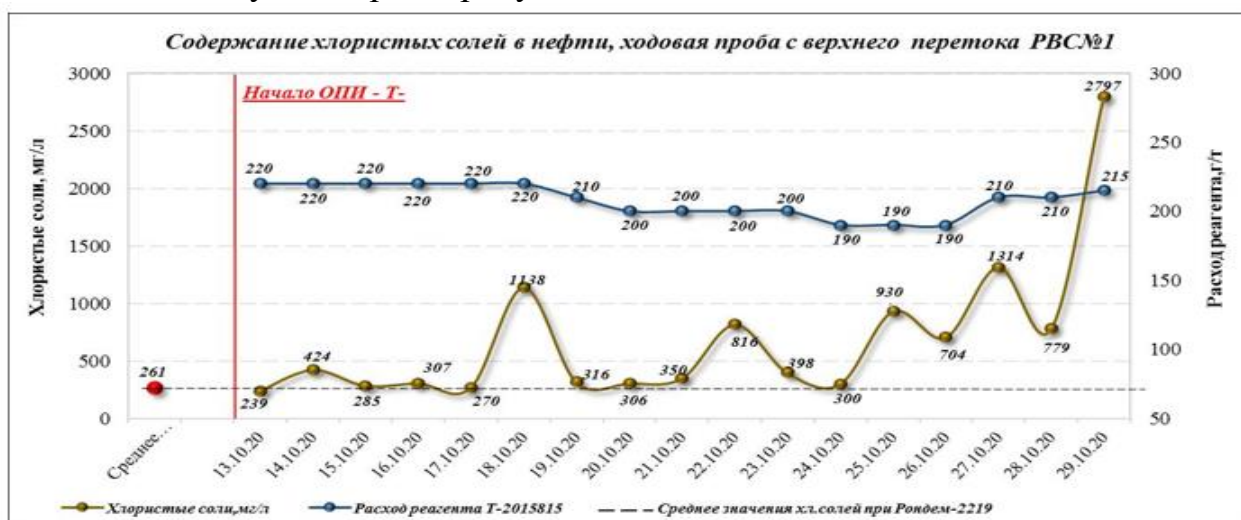


Рисунок 29 - Значения ежедневных замеров хлористых солей в нефти, ходовой пробы с верхнего перетока РВС№1 ЦППН во время исследования.

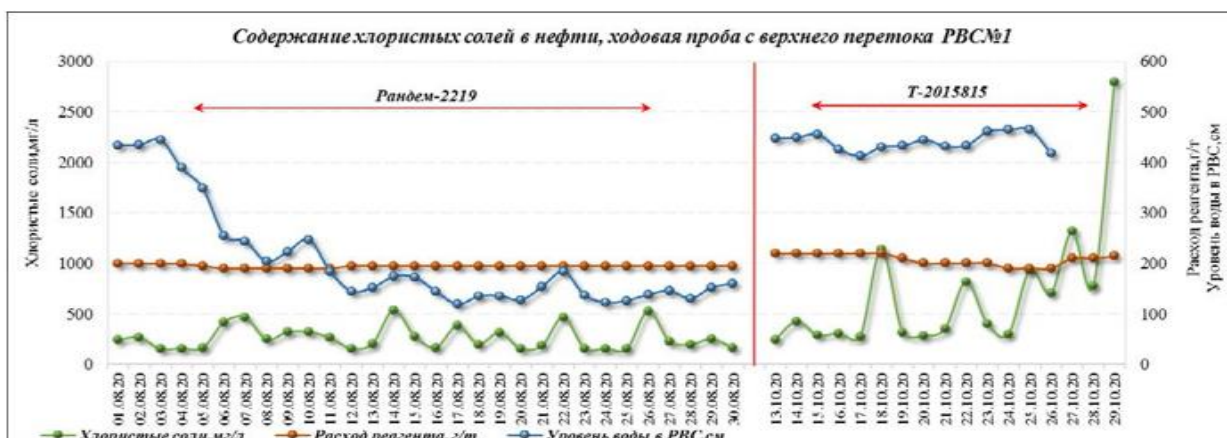


Рисунок 30 - Значения ежедневных замеров хлористых солей в нефти, ходовой пробы с верхнего перетока РВС №1 ЦППН во время проведения исследования.

Среднее содержание хлористых солей в нефти в ходовой пробе с верхнего перетока технологического РВС №1 ЦППН до и во время исследования представлено в таблице 39.

Таблица 39 - Результаты средних значений содержания хлористых солей в нефти, ходовой пробы с верхнего перетока РВС №1 ЦППН при закачке деэмульгаторов «Рандем-2219» и «Т-20151815».

Наименование объекта	Деэмульгатор	Дозировка, г/т.	Среднее значение хлористых солей, мг/л	Среднее значение обводненности, %
РВС №1	«Рандем-2219»	195	261	0,39
	«Т-20151815»	208	687	0,86

Среднее содержание хлористых солей в нефти ходовой пробы с верхнего перетока технологического РВС №1 ЦППН до исследования составляло 261 мг/л, после подачи деэмульгатора «Т-20151815» - среднее содержание хлористых солей составило 687 мг/л. Происходит увеличение обводненности и содержание хлористых солей в нефти перетока РВС №1.

Представлено изменение содержания хлористых солей по уровням в резервуаре в зависимости от расхода деэмульгатора на Рисунке 31.

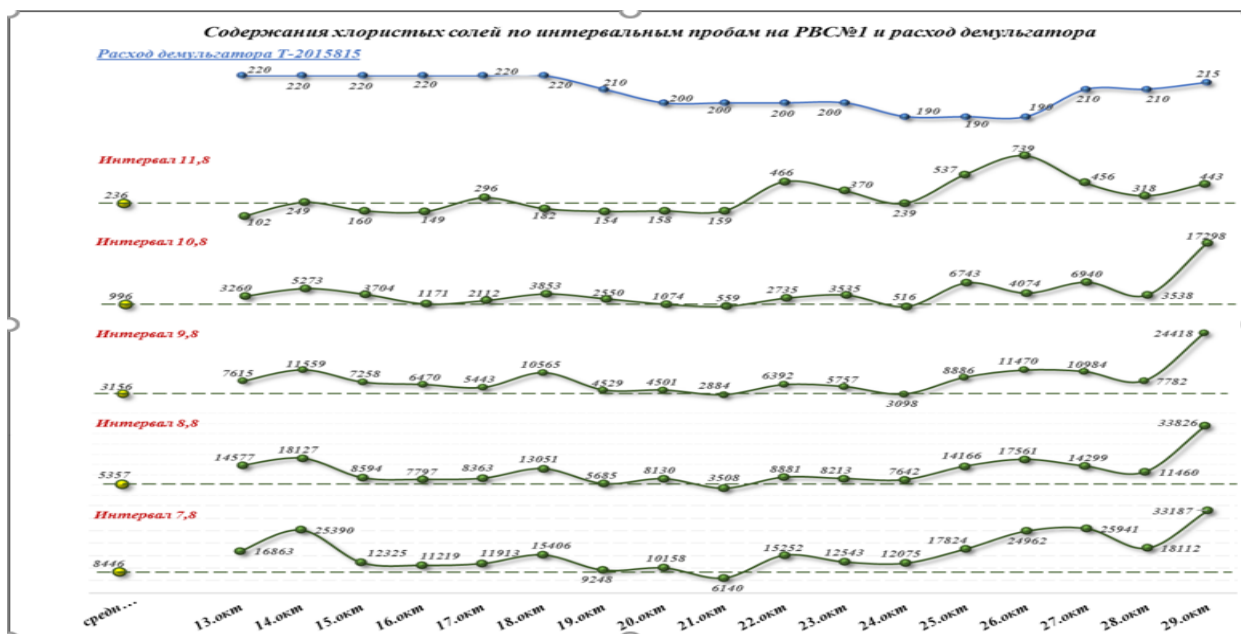


Рисунок 31 - Результаты ежедневных замеров хлористых солей в нефти, поинтервальных проб с технологического РВС№1 ЦППН.

Среднее содержание хлористых солей в нефти по уровням технологического резервуара РВС№1 ЦППН до и во время испытания представлено в таблице 40.

Таблица 40- Результаты средних значений содержания хлористых солей в нефти поинтервальных проб РВС№1 ЦППН

Место отбора пробы РВС №1	При применении «Рандем 2219»	При применении «Т-20151815»
	Хлористые соли, мг/л	
Уровень отбора 11,8 м	236	304
Место отбора пробы РВС №1	При применении «Рандем 2219»	При применении «Т-20151815»
	Хлористые соли, мг/л	
Уровень отбора 10,8 м	996	4055
Уровень отбора 9,8 м	3156	8212
Уровень отбора 8,8 м	5357	11993
Уровень отбора 7,8 м	8446	16386

В начальный период проведения испытания до процесса подготовки нефти оставался удовлетворительным. Начиная с 25.10.2020г. наблюдается ухудшение процесса подготовки нефти в технологическом РВС№1. При этом максимальное среднесуточное содержание хлористых солей на перетоке РВС№1 достигало до 2797 мг/л.

В дальнейшем при повышении расхода реагента не наблюдалось

стабилизации подготовки нефти, при этом подача эмульсии с УПАН не производилась с начала испытания.

3.11.2 Сравнительные результаты анализов технологического резервуара №11 ЦППН

После РВС№1 и печей подогрева нефть II ступени поступает в резервуар РВС№11 для проведения процесса обессоливания нефти, где подается пресная волжская вода для промывки и используется водяная подушка из воды высотой 3–6 метров. Представлено изменение содержания хлористых солей в нефти по уровням в резервуаре от зависимости расхода деэмульгатора на Рисунке 32.

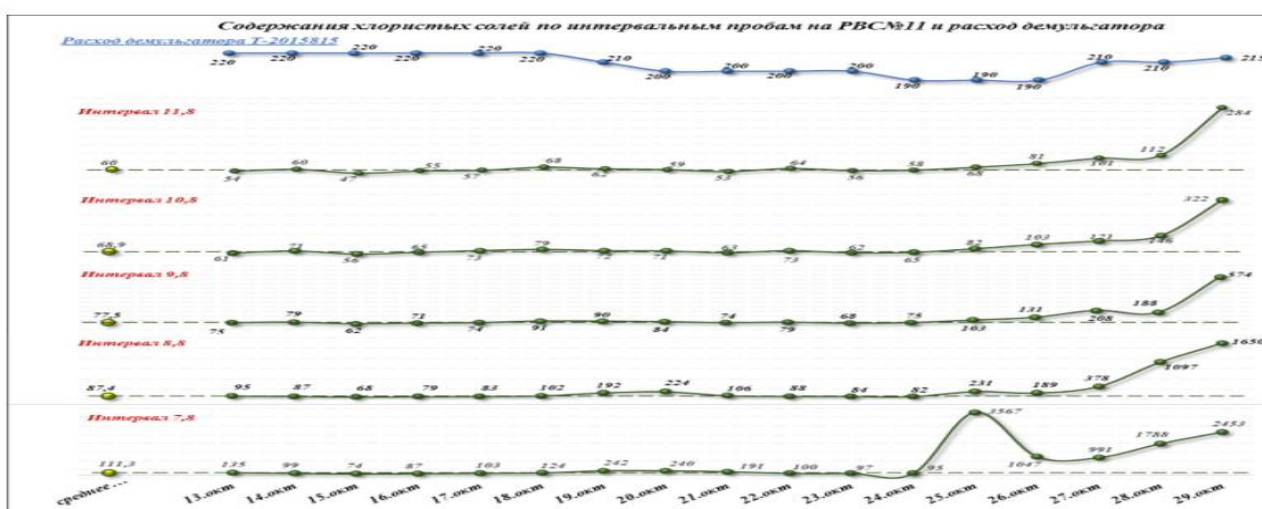


Рисунок 32 - Результаты ежедневных замеров хлористых солей в нефти, поинтервальных проб с технологического РВС№11 ЦППН.

Среднее содержание хлористых солей в нефти по уровням технологического РВС№11 ЦППН до и во время испытании представлено в таблице 41.

Таблица 41 - Результаты средних значений содержания хлористых солей в нефти, поинтервальных проб в РВС№11 ЦППН.

Место отбора пробы РВС №11	При применении «Рандем 2219»	При применении «Т-20151815»
	Хлористые соли, мг/л	
Уровень отбора 11,8 м	60	79
Уровень отбора 10,8 м	69	93
Уровень отбора 9,8 м	78	125
Уровень отбора 8,8 м	87	284

Ухудшение подготовки нефти произошло после снижения расхода реагента ниже 220 г/т (до 190 г/т), что привело к увеличению содержания хлористых солей по всем послойным уровням РВС№11. В дальнейшем повышение расхода реагента не привело к стабилизации процесса подготовки нефти.

3.11.3 Сравнительные результаты анализов технологического резервуара «13 ЦППН

Приведен график зависимости содержания хлористых солей в нефти от закачки деэмульгатора на рисунке 33.



Рисунок 33 - Результаты ежедневных замеров хлористых солей в нефти, ходовой пробы с верхнего перетока технологического РВС№13 ЦППН.

Среднее содержание хлористых солей в нефти ходовой пробы с верхнего перетока технологического РВС№13 ЦППН до и во время ОПИ представлено в таблице 42.

Таблица 42 - Результаты содержания хлористых солей в нефти, ходовой пробы с верхнего перетока РВС№13 ЦППН при закачке деэмульгаторов «Рандем-2219» и «Т-20151815»

Наименование объекта	Деэмульгатор	Дозировка г/т.	Среднее значение хлористых солей, мг/л	Среднее значение обводненности, %
РВС №13	«Рандем 2219»	195	55	0,17
	«Т-20151815»	208	58	0,20

Как следует из представленных данных, среднее содержание хлористых солей в нефти верхнего перетока технологического РВС№13 ЦППН до испытания составляло 54,7 мг/л, после подачи деэмульгатора «Т-20151815» - 68 мг/л.

Представлено изменение содержания хлористых солей в нефти по уровням РВС№13 от зависимости расхода деэмульгатора на рисунке 34.

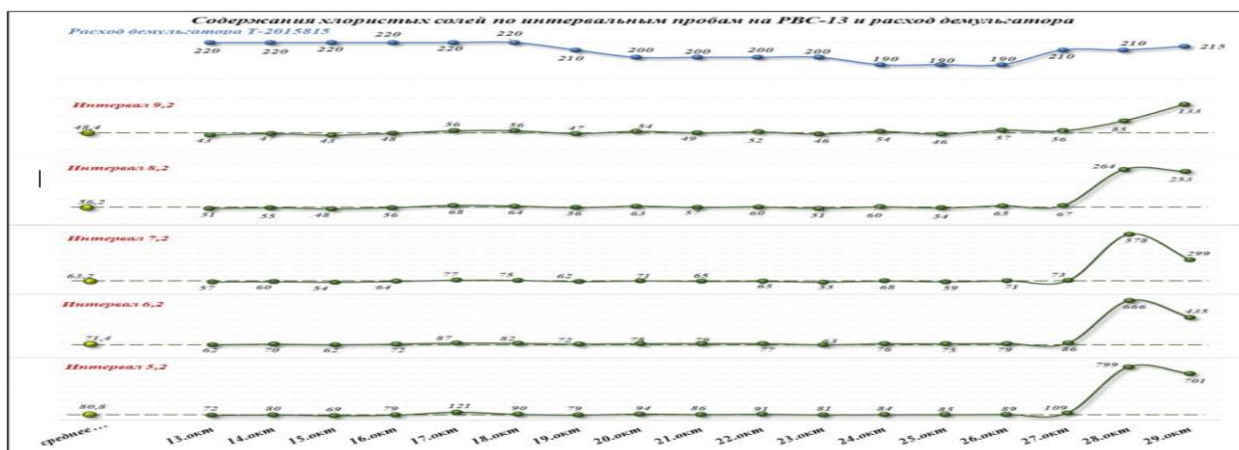


Рисунок 34 - Результаты ежедневных замеров хлористых солей в нефти, поинтервальных проб с технологического РВС№13 ЦППН.

Среднее содержание хлористых солей в нефти по уровням резервуара технологического РВС№13 ЦППН до и во время проведения ОПИ представлено в Таблице 43.

Таблица 43 - Результаты средних значений содержания хлористых солей в нефти поинтервальных проб РВС№13 ЦППН.

Место отбора пробы РВС №13	При применении «Рандем 2219»	При применении «Т-20151815»
	Хлористые соли, мг/л	
Уровень отбора 9,2 м	48	57
Уровень отбора 8,2 м	56	82
Уровень отбора 7,2 м	63	109
Уровень отбора 6,2 м	71	131
Уровень отбора 5,2 м	81	165

Как следует из представленных данных, по послойным пробам РВС№13 ЦППН не наблюдается заметного изменения и нарушения подготовки нефти в начальный период проведения ОПИ. Снижение расхода реагента до 190 г/т отрицательно повлияли на процесс подготовки в технологическом резервуаре РВС№13. В дальнейшем повышение расхода реагента до 220 г/т не привело к стабилизации процесса подготовки нефти.

3.11.4 Содержание остаточных нефтепродуктов в сточной воде ЦППН

Представлено изменение содержания остаточных нефтепродуктов в сточной воде ЦППН до и во время испытаний на рисунке 35.

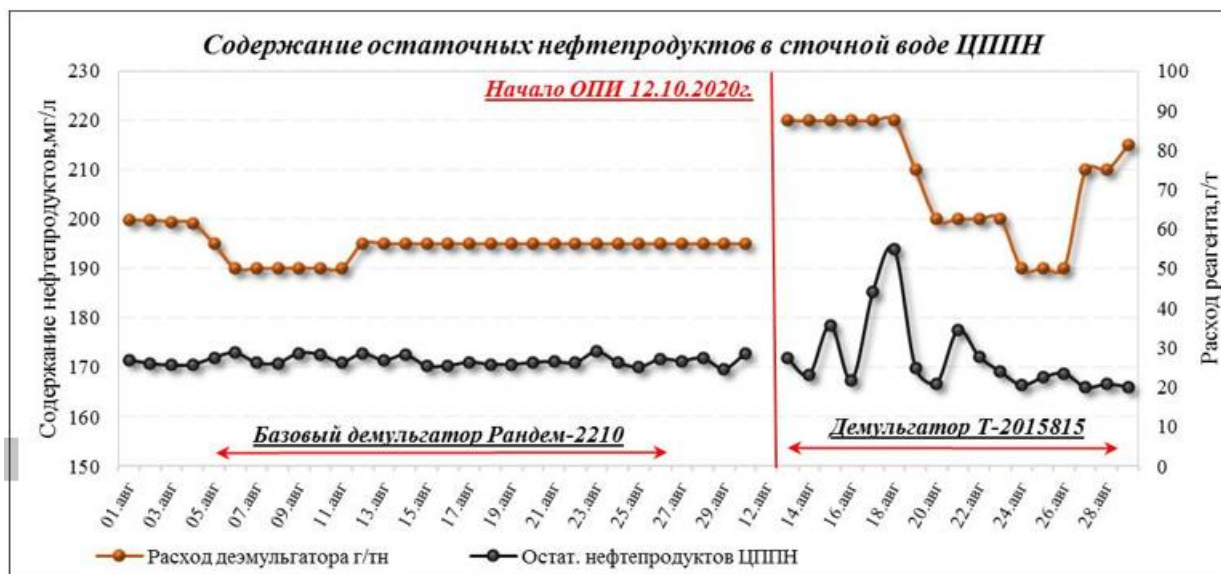


Рисунок 35 - Результаты ежедневных замеров нефтепродуктов в сточной воде ЦППН.

Как показывают представленные данные, содержание остаточных нефтепродуктов в пробах сточной воды по ЦППН при применении «Рандем-2219» составляет - 26,7 мг/л, после закачки деэмульгатора «Т-20151815» - 27,4 мг/л, т.е. не происходит увеличения количества нефтепродуктов.

3.10.5 Показатели по сдаче товарной нефти в систему АО «КТО»

Сдача нефти осуществляется в товарных резервуарах РВС №5,7,8,9,10. До и во время проведения испытания фиксировалось количество успешных и неуспешных приемо-сдаточных операций по резервуарам в систему АО «КТО», также фиксировался сброс нефти с данных резервуаров, что может свидетельствовать о качестве товарной нефти в данных резервуарах. Представлено количество успешных и неуспешных приемо-сдаточных операций до потребителя до и во время испытания в Таблице 44.

Таблица 44- Количество приемо-сдаточных операций до и во время испытаний деэмульгатора «Т-20151815».

Наименование	До испытания	Во время испытания 17 дней
Количество успешных приемо-раздаточных операций	58	35
Возврат по причине некондиционной нефти	2	5

Увеличилось количество возврата по причине некондиционной нефти от 2-х операций в месяц (до испытания) до 5 операций за 17 дней (до остановки

испытания). За период проведения испытания наблюдался срыв графика сдачи товарной нефти из-за некондиционной нефти. Вынуждены были остановить испытания и перейти на базовый реагент во избежание дальнейшего затоваривания резервуарного парка ЦППН и срыва графика сдачи. Приведены параметры состояния технологических резервуаров по количеству остатка нефтяной эмульсии в начале и после остановки испытания в таблице 45.

Таблица 45 - Параметры состояния технологических резервуаров ЦППН после проведения испытания.

№РВС	Взлив, см	Вода, см	Нефтяная эмульсия, т	Взлив, см	Вода, см	Нефтяная эмульсия, т	примечание
1	1122	434	1926	1111	385	2033	технологический резервуар
2	825	278	1532	825	278	1532	
3	575	545	84	500	450	140	водяной резервуар
11	1177	475	1966	1105	450	1835	технологический резервуар
12	0	0	0	0	0	0	ремонт (ожидание очистки)
№РВС	Взлив, см	Вода, см	Нефтяная эмульсия, т	Взлив, см	Вода, см	Нефтяная эмульсия, т	примечание
13	941	325	1725	902	404	1394	технологический резервуар
14	637	378	725	1324	515	2265	
15	0	0	0	0	0	0	ремонт (очистка)
Остаток нефти технологической			7958			9199	

Как показано в таблице, за время испытания получили увеличение технологического остатка нефти на 1241 т. До испытания на 12.10.2020г. технологический остаток составлял 7958 т., после испытания технологический остаток составляет 9199 т ($9199 - 7958 = 1241$ т).

Увеличение остатка в РВС№14 получилось за счет вынужденного перекачивания эмульсии с РВС№1 на РВС№14 для дополнительного отстоя. Также наблюдается увеличение водонефтяной эмульсии в водяном резервуаре РВС №3 за время проведения испытания. За период с 12.10.2020г. по 30.10.2020г. накопление ВНЭ составило 56 т ($140 - 844 = 56$ т.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В данной работе синтезирован и определен состав сополимера ДМДААХ-ТМАПМА, обладающего флокулирующим и биоцидным свойствами.
2. Была изучена технологическая схема Цеха подготовки и перекачки нефти месторождения Жетыбай, проанализированы существующие проблемы.
3. Путем модернизаций технологической схемы достигнуты:
 - сокращение объема затрат на капитальный ремонт цеха;
 - повышена производительность ЦППН;
 - улучшился процесс подготовки и перекачки нефти.
 - стабилизировались показатели остаточного содержания воды в нефти; сократилось накопление механических примесей.
4. По результатам проведенного испытания деэмульгатора марки Mezo-2» улучшилось качество товарной нефти.
5. Экономический эффект от подобранного деэмульгатора составил 71 410 тыс. тенге в год и эффект за 5 лет 295 872 тыс. тенге.

СОКРАЩЕНИЯ

КУУН - коммерческий узел учета нефти
ЦППН - цех подготовки и перекачки нефти
АСУ - автоматизированная система управления
БКНС - блочно-кустовая насосная станция
БР - блок дозаторного реагента
ВНТП - ведомственные нормы технологического проектирования
ГЖ - горючие жидкости
ГОСТ - государственный стандарт
ЗРА - запорно-регулирующая арматура
ЛВЖ - легковоспламеняющиеся жидкости
КИПиА - контрольно-измерительные приборы и автоматика
МКС - модульная компрессорная станция
КСУ - концевая сепарационная установка
ПДК - предельно допустимая концентрация
ПДС - предельно допустимые сбросы
ПДВ - предельно допустимые выбросы
ПТБ - печь трубчатая блочная
УПН - установка подготовки нефти
ПС - перекачивающая станция
ЦППД - цех поддержания пластового давления
РВС - резервуар вертикальный стальной
ВНЭ - водонефтяная эмульсия
РК - Республика Казахстан
СанПиН - санитарные нормы и правила
СИЗ - средства индивидуальной защиты
СТ РК - стандарт Республика Казахстан
СНиП - строительные нормы и правила
ТБ - техника безопасности
ТБО - твердо бытовые отходы
ТР - технологический регламент
ТО - технологическая остановка

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Грохотова Н.М., Мухина Г.М. Сидоров А.Н. Исследование способов обезвоживания нефти калининградской области. Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2019. №3. С. 20-35.
- 2 Карамышев В.Г., Мамонов Ф.А., Рзиев С.А., Садуева Г.Х. Улучшение реологических свойств высокопарафинистых нефтей //Тр. ин-та / Институт проблем транспорта энергоресурсов.– 2004.– вып. 63.
- 2 А.М. Соцков, Н.Н. Репин, В.Г. Карамышев, Л.В. Давыдова, В.Н. Арканюк А.С. 1377501 СССР, МПК F17D 1/16. Способ подготовки высокопарафинистых нефтей к транспорту. / (СССР).– 4056734/23–08; ЗАЯВЛ. 15.04.86; ОПУБЛ. 30.02.88; БЮЛ. 8. С.3.
- 3 Земенков Ю.Д., Александров М.А., Маркова Л.М., Дудин С.М., Подорожников С.Ю., Никитина А.В. Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа. /Тюмень: Издательство Недр. 2015. 160 с.
- 4 Земенков Ю.Д., Маркова Л.М., Прохоров А.Д., Дудин С.М. Сбор и подготовка нефти и газа: учебник. / – Москва: издательство «Академия», 2009. 177 С.45-57.
- 5 Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: НЕДРА, 1985.
- 6 Жолобова Г.Н., Хисаева Е.М., Сулейманов А.А., Галиакбаров В.Ф. Совершенствование процессов подготовки нефти. Нефтегазовое дело, 2010. С. 1-7.
- 7 Костаков Ю.Ю. Безматерных Э.Н. Рябов В.Г. Научная статья по специальности «Энергетика и рациональное природопользование». Подбор деэмульгатора и выбор технологических параметров для обезвоживания нефти на упсв «Пашня». Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Химическая технология и биотехнология. 20.06.2012.
- 8 Исмайылов Г.Г., Избасаров Е.И., Адыгезалова М.Б., Халилов Р.З. Исследование влияния реагентов-деэмульгаторов на кинетику обезвоживания реологически сложной нефти. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горно дело. 2017. Т.16. №2. С.138-147.
- 9 Д.А. Ковда, Б.Н. Мастобаев. Улучшение процессов подготовки нефти на промыслах башкирии для дальнейшей транспортировки. //Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья». 2014 г. С. 56-65.
- 10 Е.А. Гладкий, А.Ф. Кемалов, В.И. Гайнуллин, Т.С. Бажиров. Оценка эффективности широко применяемых реагентов-деэмульгаторов для обезвоживания нефти термохимическим способом. //Булатовские чтения. Сборник статей 2018.С. 42-45.
- 11 Казакова С.И., Ушева Н.В. Анализ влияния технологических параметров на процессы промысловой подготовки нефти. дипломный проект /С. И. Казакова; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР), Кафедра

химической технологии топлива и Химической Кибернетики (ХТТ И Хк) ; Науч. Рук. Н. В. Ушева. — Томск, 2016.

12 Филиппова Т.В., Мойзес О.Е. Моделирование процессов разрушения водонефтяных эмульсий при промысловой подготовки нефти. магистерская диссертация /Т.В. Филиппова; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР), Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики (ХТТ и ХК); Науч. Рук. О. Е. Мойзес. — Томск, 2016.

13 Е.В. Грохотова, Н.М. Мухина, Г.М.Сидоров. Исследование способов обезвоживания нефти калининградской области. Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2019. № 3. С. 252-267.

14 Бадикова А.Д., Изилянова Д.Л., Мухамадеев Р.У. Особенности разделения водонефтяных эмульсий с использованием химических реагентов. //Universum: технические науки: электрон. научн. журн. 2019. № 12 (69).

15 Бойко Г.И. Химическое деэмульгирование. Роль деэмульгаторов в разрушении нефтяных эмульсий типа вода-масло.

16 Новиков М.А Структурные особенности природных водонефтяных эмульсий. Диссертация на соискание учёной степени магистра техники и технологии. 2007г. Москва. 2015.

17 И.Л. Гуревич. Технология нефти. Общие свойства и первичная перегонка нефтей. Том 1, Издание 3.1973. С. 45.

18 Пискунова Д.Н. Исследование процессов подготовки нефти на ЦППН-5 Игольского месторождения. Дипломный проект /Д.Н. Пискунова; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР), Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики (ХТТ и ХК); науч. рук. Е.А. Кузьменко. - Томск, 2016.

19 Юсупов О.М., Валеев М.Д., Гарипов М.Ф., Коваленко М.Ф., Зарипов А.Г., Хакимов Р.С. Инструкция по обработке обводненных скважин деэмульгатором на предприятиях производственного объединения "Башнефть". Руководящий документ. 1984.

20 Мухамадеев Р.У. Интенсификация процесса расслоения водонефтяных эмульсий высоковязких нефтей. Диссертация на соискание учёной степени магистра технических наук. Уфа 2020.

21 ПРОНПЗ нефтепереработка ЭЛОУ: варианты схем и типы электродегидраторов.

22 Тросов В.П. Промысловая подготовка нефти. М.: ФЕН, 2008. -400 С.

23 Проскуряков В.А. Опыт подготовки к переработке нефти на промыслах // Нефтепереработка и нефтехимия. -2002. №3. С. 38-45.

25 Сухушин А.Л. Исследование режимов работы установки подготовки нефти. бакалаврская работа /А.Л. Сухушин; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР), Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики (ХТТ и ХК); науч. рук. Е.М. Юрьев. Томск, 2017.

