TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТИ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

УДК 622.276.53:621.67-83:665.614

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Шефер Евгений Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Томск – 2022

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организовывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения,

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И. УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование,

		приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

		ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения		
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1.Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья. 2.Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата. 3.Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья. 4.Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья» ОТФ E «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ B «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
			ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

			ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации
			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1.Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2.Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3.Разработка плановой, проектной и методической документации для	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов

	геолого-промысловых работ	Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ» ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»	ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ _____ _____
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Шефер Евгений Александрович

Тема работы:

Усовершенствование процесса добычи нефти установками электроцентробежных насосов в условиях образования водонефтяных эмульсий	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№64-40/с от 05.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2022

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Свойства водонефтяной эмульсии; причины образования эмульсии; влияние на устойчивость эмульсии различных факторов; механизм разрушения эмульсии; влияние эмульсии на добычу нефти, газа и конденсата; влияние эмульсии на напорно-расходные характеристики насоса; современные технологии разрушения водонефтяных эмульсий.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович

Английская часть	Профессор, д.ф.н., Матвеенко Ирина Алексеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Водонефтяная эмульсия: свойства, причины образования, методы разрушения	
Анализ влияния водонефтяной эмульсии на процесс добычи нефти	
Технологические решения по применению внутрискважинной деэмульсации в процессе добычи нефти	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.03.2022

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Шефер Евгений Александрович		09.03.2022

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ВНЭ – водонефтяная эмульсия;

ПЗП – призабойная зона пласта;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

МРП – межремонтный период;

УШГН – установка штангового глубинного насоса;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

КПД – коэффициент полезного действия;

ПЭД – погружной электродвигатель;

СУ – станция управления;

ДГИ – депрессионный генератор импульсов;

СПКУ – специальное погружное кабельное устройство;

УДХ – установка дозирования химреагента;

УБПР – устьевой блок подачи реагента;

УДНГ – управление добычей нефти и газа;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ВНР – вывод на режим;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

ВНД – внутренняя норма доходности;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 132 страницы, в том числе 43 рисунка, 20 таблиц. Список литературы включает 47 источников.

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия, продуктивность, деэмульгатор, призабойная зона пласта, установка дозирования химреагента.

Объектом исследования являются нефтяные скважины, оборудованные установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), в которых основным осложнением является образование водонефтяной эмульсии (ВНЭ) при эксплуатации.

Цель исследования – усовершенствование процесса добычи нефти установками электроцентробежных насосов в условиях образования водонефтяных эмульсий.

В процессе исследования проанализированы причины образования ВНЭ и её основные свойства при различных термобарических условиях. Определена степень влияния эмульсии на напорно-расходные характеристики электроцентробежного насоса. Проведен анализ стандартных технологий очистки призабойной зоны. Проанализированы современные подходы и технологии.

В результате исследования выявлены основные причины образования эмульсии и определены технологии, позволяющие снизить негативное воздействие осложнения на работу погружного насоса.

Область применения: скважины нефтяных месторождений с обводнённостью 40-75 %.

Применение технологии внутрискважинной деэмульсации позволяет эксплуатировать скважины с максимальной экономической эффективностью и увеличить межремонтный период скважин, оборудованных УЭЦН.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ 14
1 ВОДОНЕФТЯНАЯ ЭМУЛЬСИЯ: СВОЙСТВА, ПРИЧИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ, МЕТОДЫ РАЗРУШЕНИЯ 16
1.1 Причины и механизм образования эмульсии 19
1.2 Свойства эмульсии при различных термодинамических условиях 23
1.2.1 Дисперсность эмульсии 23
1.2.2 Плотность эмульсии 24
1.2.3 Вязкость эмульсии 24
1.2.4 Электрические свойства эмульсии 27
1.2.5 Старение эмульсии 27
1.2.6 Устойчивость эмульсии 28
1.2.7 Смачиваемость эмульсии 29
1.3 Влияние различных факторов на устойчивость эмульсии 30
1.4 Механизм разрушения эмульсии 34
1.5 Выбор и обоснование применения деэмульгатора 35
1.6 Осложнения, вызванные образованием эмульсии в процессе эксплуатации скважин 43
2 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ НА ПРОЦЕСС ДОБЫЧИ НЕФТИ 49
2.1 Влияние эмульсии на межремонтный период скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов 49
2.2 Методика расчёта напорно-расходной характеристики установки электроцентробежного насоса в зависимости от вязкости перекачиваемой жидкости 54
2.3 Моделирование условий работы электроцентробежного насоса в вязкой среде 56
2.4 Технологии разрушения водонефтяной эмульсии 57
2.5 Обзор современного опыта разрушения эмульсий 60

2.6 Применение технологии внутрискважинной деэмульсации на скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов 62
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ВНУТРИСКВАЖИННОЙ ДЕЭМУЛЬСАЦИИ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ 72
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 79
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 90
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 90
5.2 Производственная безопасность 91
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника 92
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника 94
5.2.3 Расчет системы воздухообмена 96
5.3 Экологическая безопасность 97
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 102
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ 103
Приложение А 108

ВВЕДЕНИЕ

Для месторождений, которые эксплуатируются на поздней стадии разработки характерно увеличение обводнённости скважинной продукции. В результате чего, уменьшаются объёмы добычи нефти. Так как большая часть нефти добывается с помощью насосов – механизированным способом, то необходимо поддерживать эксплуатационные показатели оборудования на высоком уровне.

Чтобы поддерживать высокую работоспособность насосного оборудования необходимо уделять должное внимание осложняющим факторам. Для этого важно изучать физико-химическую сущность процессов, лежащих в основе образования осложнений. Также нужно разрабатывать технологии для снижения негативного воздействия различных осложнений. Одним из таких осложнений являются водонефтяные эмульсии.

Образование эмульсии происходит при смешивании нефти и воды. Образованная эмульсия осложняет процесс добычи и затрудняет подъём жидкости на поверхность. Эмульсия характеризуется устойчивостью, то есть способностью не разрушаться со временем при различных внешних воздействиях.

Образование стойких эмульсий снижает показатели безотказности работы насосных установок из-за увеличения гидродинамического сопротивления работе насоса. Основные проблемы, связанные с образованием водонефтяной эмульсии: снижение производительности скважин, ухудшение проницаемости призабойной зоны пласта и выход из строя оборудования.

Таким образом, образование эмульсии в процессе эксплуатации влечет за собой серьезные осложнения при добыче, сборе и подготовке нефти. Важнейшим вопросом является возможность разрушения эмульсии до подъёма на поверхность и попадания в систему сбора и подготовки. Чтобы повысить эффективность работы скважинного оборудования и увеличить межремонтный период работы необходимо внедрять прогрессивные технологии. Поэтому с целью минимизации осложнений при добыче обводненной нефти следует

выбирать наиболее эффективные методы деэмульсации, а для этого необходимо изучить свойства эмульсии, а также методы её разрушения.

Актуальность данной работы заключается в применении эффективных технологий разрушения водонефтяных эмульсий с целью предотвращения осложнений при эксплуатации скважин.

Целью работы является усовершенствование процесса добычи нефти установками электроцентробежных насосов в условиях образования водонефтяных эмульсий.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Определить степень влияния водонефтяной эмульсии на процессы добычи;
2. Проанализировать свойства эмульсий при различных термодинамических условиях;
3. Определить зависимость напорно-расходных характеристик УЭЦН от вязкости водонефтяной эмульсии;
4. Сформулировать рекомендации по применению современных технологий разрушения водонефтяных эмульсий.

Объектом исследования являются нефтяные скважины, оборудованные УЭЦН, в которых основным осложнением является образование ВНЭ при эксплуатации.

Защищаемые положения:

1. Водонефтяная эмульсия может снижать напорно-расходную характеристику УЭЦН на 90 %;
2. При внедрении технологии внутрискважинной деэмульсации на скважинах, оборудованных УЭЦН, возможно повысить межремонтный период в 1,5-2 раза.

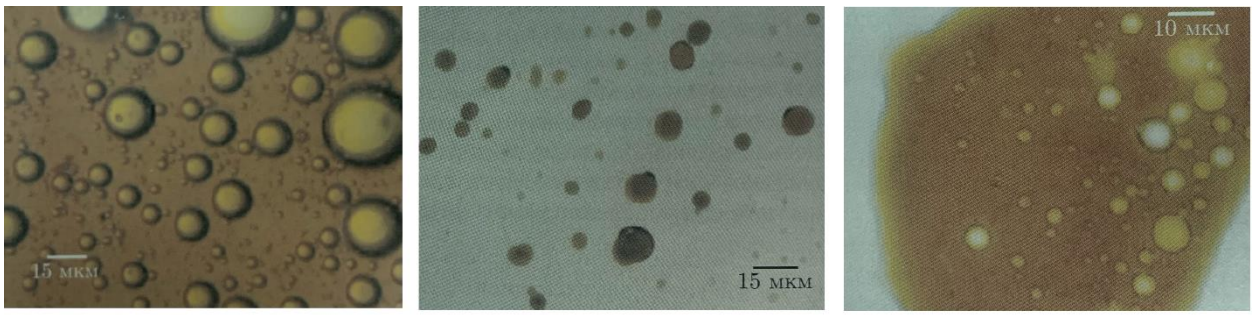
1 ВОДОНЕФТЯНАЯ ЭМУЛЬСИЯ: СВОЙСТВА, ПРИЧИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ, МЕТОДЫ РАЗРУШЕНИЯ

Из-за прорыва воды к забою добывающих скважин, происходит обводнение скважинной продукции, появляется вода в нефти. Перемешивание нефти и воды или их дробление происходит при движении флюида по стволу скважины, а затем при движении по системе сбора нефтяной продукции. Процесс диспергирования заключается в дроблении несмешиваемых жидкостей одной в другой, в результате, образуется ВНЭ.

Эмульсией называют дисперсную систему из двух жидкостей, которые нерастворимы или мало растворимы друг в друге, а также жидкости пребывают во взвешенном состоянии в виде мелких капель (глобул). В данном случае в качестве дисперсионной среды выступает жидкость, в которой распределены глобулы, а в качестве дисперсной фазы – жидкость, которая распределена в дисперсной среде [1].

Добываемые нефтяные эмульсии подразделяют на следующие виды (рисунок 1):

- Эмульсия типа «нефть в воде». Данный тип эмульсии считается прямой и обозначается Н/В. В прямой эмульсии капли нефти (неполярная жидкость) являются дисперсной фазой и распределены в воде (полярная жидкость) – дисперсионной среде;
- Эмульсия типа «вода в нефти». Данный тип эмульсии считается обратной и обозначается В/Н. В обратной эмульсии глобулы воды (полярная жидкость) являются дисперсной фазой и размещены в нефти (неполярная жидкость), которая, в свою очередь, является дисперсионной средой;
- Множественная эмульсия (эмульсия в эмульсии) - мелкие капли, которые взвешены в каплях большего размера, которые во взвешенном состоянии находятся в дисперсионной среде. Содержат большое количество механических примесей и плохо разрушатся. С данным типом эмульсии можно столкнуться при подготовке воды [2].



1 **2** **3**

Рисунок 1 – Типы эмульсий
1 – вода в нефти; 2 – нефть в воде; 3 – множественная эмульсия

Как правило, внешней средой является жидкость, объём которой больше в смеси. При добыче нефти в большинстве случаев образуется эмульсия типа «вода в нефти». Если соотношение жидкостей примерно одинаковое, то классификацию эмульсии проводят по размеру капель в дисперсионной среде [3].

В случае, если содержание воды в эмульсии не превышает 10 %, то эмульсия не отличается по цвету от безводной нефти. При содержании воды в нефти 15-20 % цвет эмульсии может быть от желтого до коричневого. Однако при содержании воды более 25 %, цвет эмульсии будет жёлтый [2].

Можно привести еще одну классификацию. Данную классификацию составили в зависимости от концентрации дисперсной фазы в дисперсионной среде:

- Разбавленные – содержат до 0,2 % объёма дисперсной фазы;
- Концентрированные – содержат от 0,2 до 74 % объёма дисперсной фазы;
- Высококонцентрированные – содержат свыше 74 % объёма дисперсной фазы [4].

Разбавленные эмульсии можно охарактеризовать незначительным диаметром дисперсной фазы (около 10^{-5} см), низкой вероятностью столкновения капель и их высокой стойкостью. Также можно отметить наличие на каплях электрических зарядов. К характеристике концентрированных эмульсий можно отнести относительно большой размер капель (более 0,1 мкм),

которые могут седиментировать. Стоит отметить, что эмульсия может быть, как устойчивой, так и неустойчивой. Характеристикой высококонцентрированных эмульсий является то, что одиночные капли дисперсной фазы почти не имеют возможности седиментировать. Размеры капель данного вида эмульсии варьируются от 0,1 до 100 и более мкм.

На данный момент не существует задокументированной классификации скважин по обводнённости продукции. Учитывая, что свойства эмульсии значительно зависят от содержания воды и имеют разные значения, авторы статьи [5] приводят условную классификацию. Данная классификация подразделяет скважины на 4 группы по обводнённости:

1) Скважины с обводнённостью менее 40%. Эта группа относится к малообводнённому фонду. Вода является дисперсной фазой, а нефть дисперсионной средой. В процессе перемешивания образуется эмульсия, вязкость которой незначительно влияет на процесс добычи. Зависимость вязкости эмульсии от объёмного содержания воды представлена на рисунке 2.

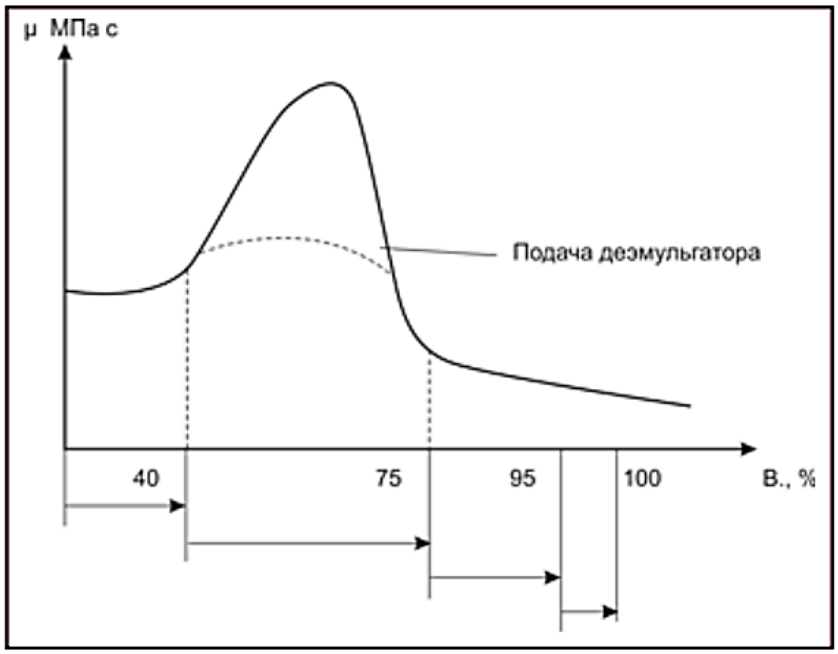


Рисунок 2 – Графическая зависимость вязкости эмульсии от обводнённости [5]
Стрелки обозначают стадию обводнённости: от 0 до 40 % - малая; от 40 до 75 % - средняя; от 75 до 95 % - высокая; от 95 до 100 % - предельная

2) Группа скважин средней обводнённости, содержание воды 40-75 %. В данном диапазоне образуются самые стойкие эмульсии с огромным

значением вязкости, которое может быть в десятки раз больше значения вязкости нефти. Также для данного диапазона характерна точка инверсии фаз, где эмульсия В/Н сменяется на эмульсию Н/В.

3) Группа с высокой обводнённостью 75-95 %. Вязкость эмульсии для данного диапазон имеет небольшие значения. Возможны случаи, когда величина вязкости эмульсии типа Н/В меньше, чем величина вязкости самой нефти.

4) Предельно обводнённые скважины, содержание воды более 95 %. Вязкость эмульсии сравнима с вязкостью пластовой воды. При перемешивании такого компонентного состава не происходит образования устойчивой эмульсии. Расслаивание на нефть и воду происходит относительно быстро.

Таким образом, процесс добычи, с точки зрения негативного влияния ВНЭ, наиболее сильно осложняется в средне обводнённых скважинах. Средняя обводнённость 40-75 % свойственна 4 и концу 3 этапов разработки.

1.1 Причины и механизм образования эмульсии

Чтобы осуществился процесс эмульгирования двух несмешивающихся жидкостей необходимо произвести работу. Этот процесс влечёт за собой увеличение поверхности дисперсной фазы, а также концентрацию затраченной энергии на поверхности раздела фаз. Концентрация энергии осуществляется в виде свободной поверхностной энергии.

Основными условиями образования ВНЭ считаются:

- Соприкосновение нефти и воды;
- Перемешивание двух жидкостей;
- Присутствие эмульгатора.

Основными факторами, влияющими на образования эмульсии, являются эмульгаторы и степень перемешивания. В процессе эксплуатации месторождения существует множество механизмов перемешивания: фильтрация в призабойной зоне пласта (ПЗП), прохождение флюида через перфорационные отверстия фильтра на забое скважины и на приёме насоса,

прохождение через насосно-компрессорные трубы (НКТ), выкидные линии, сборный коллектор, прохождение через запорно-регулирующую арматуру и различное наземное оборудование. Снижение давления ниже давления насыщения способствует выделению из нефти пузырьков газа, что также приводит к образованию эмульсии. Стоит отметить, что в результате длительного перемешивания глобулы дисперсной фазы становятся меньшего диаметра и эмульсия становится более устойчивой. Результаты исследований показали, что размеры глобул воды изменяются в диапазоне от 0,1 мкм до 1000 мкм [6].

Наличие эмульгатора также является немаловажным условием образования эмульсии. Тип и стойкость эмульсии зависит от количества и качества эмульгатора. Природные эмульгаторы содержатся в тяжёлой фракции нефти. Сырая нефть обладает широким диапазоном свойств, соответственно, количество тяжёлых компонентов тоже может быть различным. Чем больше нефть содержит эмульгаторов, тем большей устойчивостью будет обладать эмульсия. Чем менее стабильна эмульсия, тем легче её разрушить.

Эмульгаторы – вещества, которые повышают устойчивость эмульсии. Эмульгаторами эмульсии являются поверхностно-активные вещества (ПАВ) и мелкодисперсные твёрдые частицы.

ПАВ – это такие соединения, которые частично растворяются в нефти и частично в воде. На рисунке 3 представлено строение молекулы ПАВ. Молекула ПАВ имеет две части: гидрофобная – растворяется в нефти; гидрофильная - растворяется в воде. Благодаря такому строению, ПАВ могут скапливаться на поверхности раздела фаз, между водой и жидкостью, образуя межфазную плёнку или адсорбционно-сольватный слой [6].

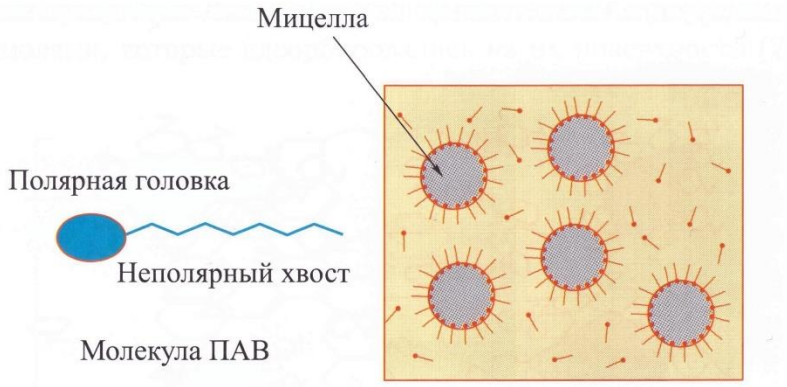


Рисунок 3 – Схема строения молекулы и образование мицелл [6]

Мелкодисперсные твёрдые частицы могут воздействовать как механические стабилизаторы. Эти частицы субмикронного размера намного меньше капель эмульсий собираются на поверхности раздела нефти и воды и смачиваются одновременно и нефтью, и водой. Эффективность стабилизирующего воздействия таких твёрдых частиц на эмульсии зависит от таких факторов, как размер частиц, взаимодействие между частицами и смачиваемость этих частиц. К мелкодисперсным твёрдым частицам, которые встречаются в добываемой нефти, относятся частицы глинистых минералов, песок, асфальтены и парафины, продукты коррозии, минеральные соли и твёрдая фаза бурового раствора. На рисунке 4 отражен график, иллюстрирующий влияние асфальтенов на стабильность эмульсии.

Рисунок 4 – Влияние асфальтенов, добавленных к нефти, на стабильность эмульсий [7]

Механизм действия эмульгаторов состоит в следующем:

1) Эмульгаторы, адсорбируясь на поверхности глобулы, снижают поверхностное натяжение на поверхности, благодаря чему образуются более мелкие капли;

2) Формирование на поверхности глобул бронирующей оболочки, которая препятствует коалесценции глобул при столкновении;

3) Эмульгаторами могут быть только полярные вещества. В случае, если тип эмульсии «нефть в воде», то ПАВ выстраиваются так, что на поверхности глобул создаётся электрический заряд. Так как одноимённые заряды отталкиваются друг от друга, для слияния глобул необходимо приложить дополнительную энергию. Глобулы будут отталкиваться друг от друга под действием электростатических сил. Стоит отметить, что чем больше полярных компонентов, тем выше стойкость эмульсии [8].

К природным эмульгаторам, содержащихся в нефти, относятся смолы, парафины, органические кислоты, асфальтены, коллоидные частицы ила и глин, порфирины и соли металлов. Чем больше концентрация солей в пластовой воде, тем выше стойкость эмульсии. Исследования показали, что плёнки из асфальтенов и порфиринов наиболее прочные, а пленка из смол довольно слабая [2].

Механизм стабилизации эмульсии на примере асфальтенов (рисунок 5).

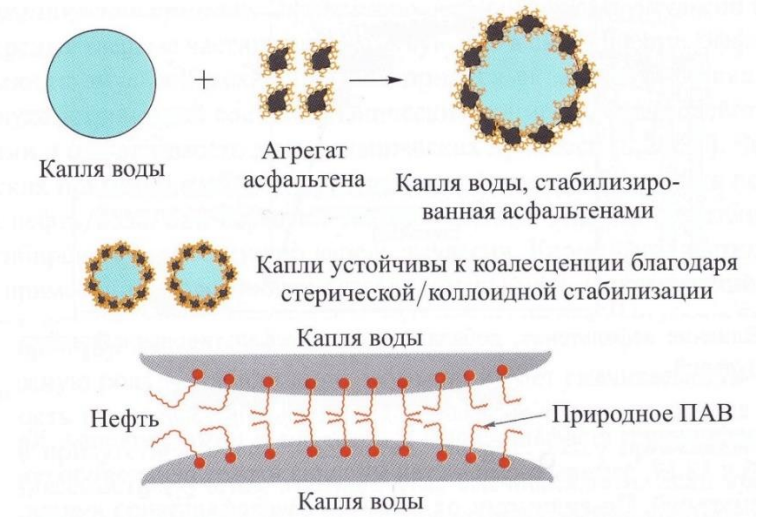


Рисунок 5 – Механизм стабилизации эмульсий асфальтенами [9]

Строение оболочки глобулы эмульсии типа «нефть в воде» (рисунок 6).

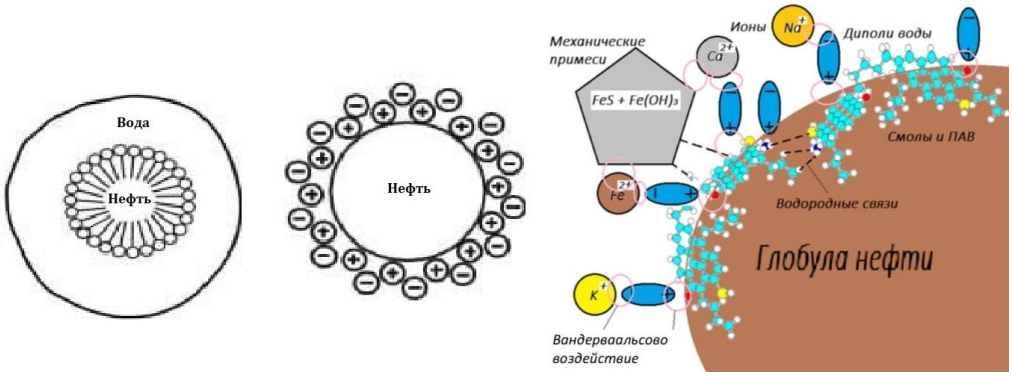


Рисунок 6 – Двойной электрический слой на глобулах нефти в водной среде [9]

Таким образом, ВНЭ образуются при наличии эмульгатора, а также при затрачивании хотя бы одной из энергий: энергии силы тяжести, механической энергии или энергии расширения газа [2].

1.2 Свойства эмульсии при различных термодинамических условиях

1.2.1 Дисперсность эмульсии

Степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде называется дисперсностью. Данный параметр является основным показателем ВНЭ. Размеры глобул могут быть от 0,1 мкм до 1000 мкм. Дисперсность можно охарактеризовать следующими величинами:

- Удельная межфазная дисперсность – отношение суммарной площади глобул к их объёму;
- Диаметр капель;
- Дисперсность – величина обратная диаметру капель [3].

Системы, состоящие из капель одного диаметра, называются монодисперсными, а состоящие из разных капель – полидисперсные. Классификация эмульсии по дисперсности:

- Мелкодисперсные – капли воды от 0,2 до 20 мкм (сложнее всего разрушить);
- Среднедисперсные – капли воды от 20 до 50 мкм;

- Грубодисперсные – капли воды от 50 до 100 мкм [1].

Зависимость стойкости эмульсии от диаметра капель представлена на рисунке 7.

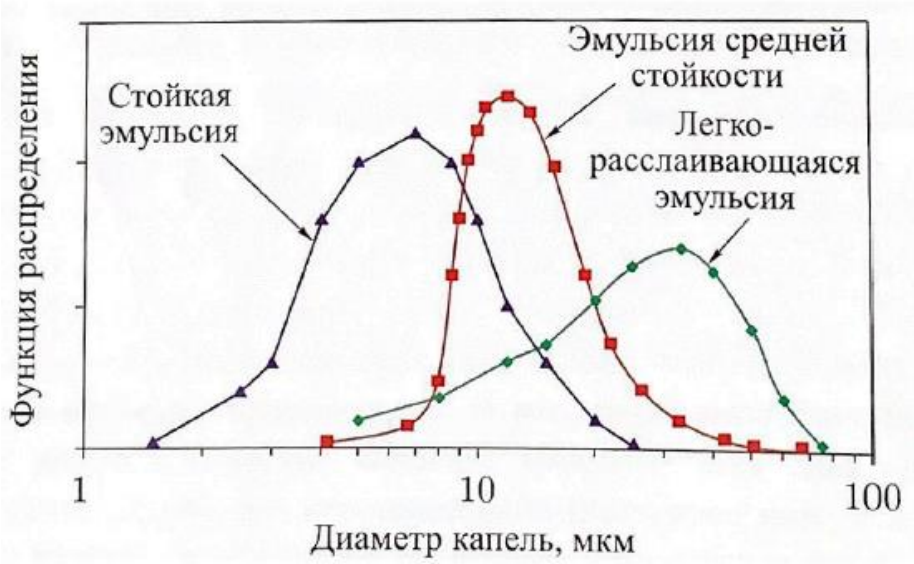


Рисунок 7 – Распределение капель в нефтяных эмульсиях по размеру [6]

1.2.2 Плотность эмульсии

Если известны плотности воды и нефти, а также объёмная доля воды, то можно рассчитать плотность эмульсии:

$$\rho_э = \rho_н(1 - W) + \rho_в W, \quad (1)$$

где $\rho_н$ –плотность нефти, кг/м^3;

$\rho_в$ –плотность воды, кг/м^3;

W – содержание воды, об. д. [1].

1.2.3 Вязкость эмульсии

Вязкость эмульсии значительно выше вязкости чистой нефти или пластовой воды, поэтому для эмульсии характерно поведение неньютоновской жидкости, вязкость которой зависит от скорости сдвига. На рисунке 8 отображена зависимость значений вязкости стойких эмульсий при температуре 52 °С от обводнённости.

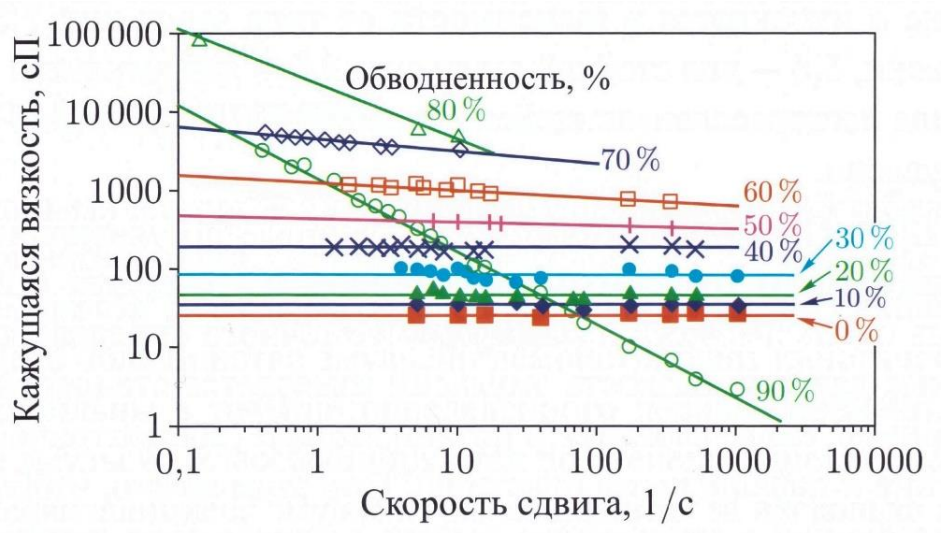


Рисунок 8 – Вязкость стойких эмульсий при температуре 52 °С [6]

Для эмульсий с обводнённостью до 40 % угол наклона равен 0, это означает, что у этих эмульсий ньютоновское поведение. У эмульсий с обводнённостью более 40 % угол наклона отличен от 0, что подтверждает неньютоновские свойства. Самая высокая вязкость наблюдается у 80 % эмульсии. Для сравнения вязкость нефти была 20 сП, а вязкость воды менее 1 сП. До 80 % эмульсия типа В/Н, после она обращается в эмульсию типа Н/В. Концентрация, при которой происходит обращение фаз, называется точкой инверсии. Для большинства нефти инверсия находится в промежутке от 50 до 90 %. В среднем величина инверсии составляет 71 % [2].

Чтобы измерить реологические параметры эмульсии применяют следующие зависимости:

1) Уравнение Эйнштейна

$$\mu_o = \mu(1 + 2{,}5\varphi), \tag{2}$$

где μ_o – динамическая вязкость эмульсии, мПа·с;

μ – динамическая вязкость дисперсионной среды, мПа·с;

φ – отношение объёма диспергированного вещества к общему объёму эмульсии.

2) Уравнение Гатчека

$$\mu_o = \mu\frac{\sqrt{A}}{\sqrt{A-1}}, \tag{3}$$

где μ_o – динамическая вязкость эмульсии, мПа·с;

μ – динамическая вязкость дисперсионной среды, мПа·с;

А – отношение объёма эмульсии к объёму внутренней фазы.

3) Уравнение Тейлора

$$\mu_o = \mu(1 + 2{,}5\varphi \cdot \frac{\mu_1 + 0{,}4\mu}{\mu_1 - \mu}), \quad (4)$$

где μ_o – динамическая вязкость эмульсии, мПа·с;

μ – динамическая вязкость дисперсионной среды, мПа·с;

μ_1 – динамическая вязкость дисперсной фазы, мПа·с [3].

Рассмотрим зависимость относительной вязкости от обводнённости на рисунке 9.

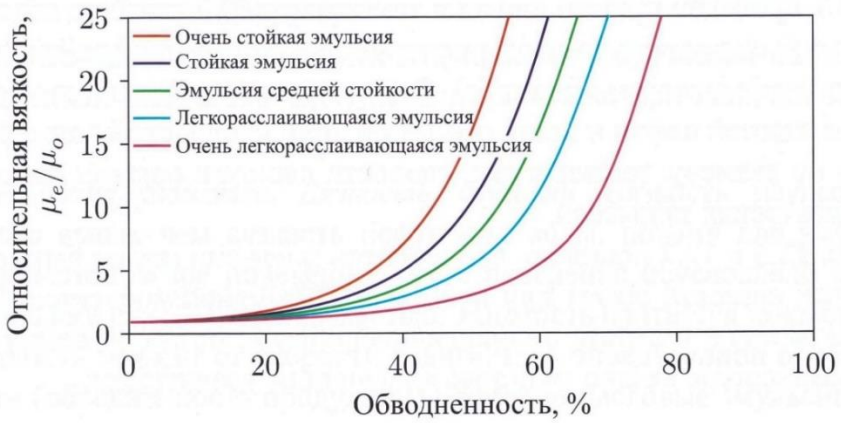


Рисунок 9 – Относительная вязкость эмульсии [6]
μ_e – динамическая вязкость эмульсии, μ_o –динамическая вязкость нефти

При обводнённости эмульсии на 50 %, её динамическая вязкость становится примерно в 20 раз больше, чем вязкость чистой нефти. Высокий показатель вязкости свидетельствует, что наличие эмульсии в нефти может вызывать осложнения при добыче и подготовке нефти [6].

Рассмотрим зависимость вязкости эмульсии от температуры (рисунок 10).

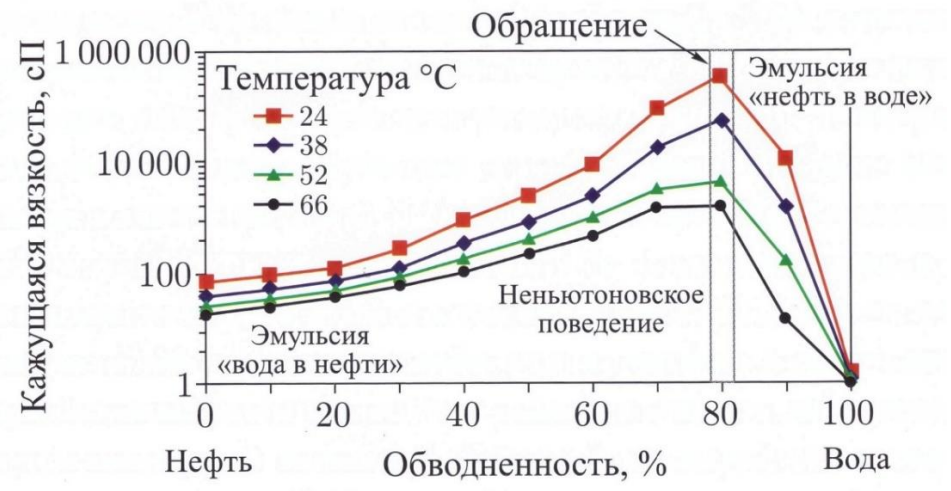


Рисунок 10 – Вязкость стойких эмульсий при скорости сдвига 0,1 (1/с) [6]

Из графика видно, что при повышении температуры вязкость эмульсии уменьшается.

1.2.4 Электрические свойства эмульсии

Нефть и вода в чистом виде являются диэлектриками. Электропроводность пластовой воды колеблется от 10^{-1} до 10 Ом·м$^{-1}$, а у нефти – от $0{,}5\cdot10^{-7}$ до $0{,}5\cdot10^{-6}$ Ом·м$^{-1}$. Электропроводность воды значительно больше электропроводности нефти.

Стоит отметить, повышение электропроводности может произойти в результате появления в воде малейшей концентрации соли или кислот. При этом электропроводность может увеличиться в десятки раз. Электропроводность ВНЭ зависит от нескольких факторов. К данным факторам можно отнести дисперсность и содержание воды, а также содержание растворимых солей и кислот. Стоит отметить, если эмульсию поместить в электрическое поле, то в данном случае капли воды будут располагаться вдоль силовых линий. Все вышеуказанные факторы приводят к тому, что электропроводность эмульсии резко возрастает [1].

1.2.5 Старение эмульсии

Очевидно, что образование бронирующей оболочки происходит не моментально. Чтобы на поверхности глобулы воды скопилось как можно

больше ПАВ должно пройти определённое время. Чем больше ПАВ адсорбируется на поверхности, тем прочнее становится оболочка, соответственно, эмульсия со временем приобретает большую устойчивость. Это явление называется «старение эмульсии».

1.2.6 Устойчивость эмульсии

Эмульсия характеризуется таким параметром, как устойчивость. Она бывает агрегативная и седиментационная или кинетическая. Кинетическая - способность системы сопротивляться всплытию или оседанию частиц дисперсной фазы под действием архимедовых сил. Согласно формуле 5, данный параметр обратно пропорционален скорости всплытия или оседания частиц дисперсной фазы:

$$K_y = \frac{1}{W_r} = \frac{9 \cdot \mu_н}{2 \cdot (\rho_в - \rho_н) \cdot r_в^2 \cdot g}, \quad (5)$$

где $W_г$ – скорость оседания частиц дисперсной фазы, м/с;

$r_в$ – радиус частиц воды, мкм;

$\rho_в - \rho_н$ – разность плотностей дисперсной фазы (вода) и дисперсионной среды (нефть), кг/м^3;

$\mu_н$ – динамическая вязкость нефти, мПа·с;

g – ускорение свободного падения, м/с^2.

Нужно отметить то, что повышение кинетической устойчивости сопровождается снижением разности плотностей жидкостей и значительно высокой вязкости дисперсионной среды.

Способность глобул дисперсной фазы при столкновении друг с другом либо с границей раздела фаз сохранять дисперсность и индивидуальность называется агрегативной устойчивостью. Рассмотрим несколько процессов:

- Флокуляция. Данный процесс представляет собой слипание глобул при столкновении с образованием агрегатов из 2-х и более глобул;
- Коалесценция. Этот процесс представляет из себя объединение либо укрупнение глобул при столкновении друг с другом либо с границей раздела фаз.

По формуле 6 можно определить агрегативную устойчивость:

$$A_y = \frac{V_{об} - V_{св}}{V_{об}} \cdot 100\%, \quad (6)$$

где $V_{об}$ – общий объём воды в пробе нефтяной эмульсии, м^3;

$V_{св}$ – объём свободной воды, выделившейся из эмульсии без обработки деэмульгатором, м^3.

В процессе подготовки эмульсии к расслоению следует максимально уменьшить агрегативную и кинетическую устойчивость [6].

1.2.7 Смачиваемость эмульсии

Смачиваемость частиц играет важную роль в стабилизации эмульсии. Смачиваемость показывает, в какой степени твёрдое тело смачивается нефтью или водой в присутствии обеих жидкостей. На рисунке 11 представлены разные варианты смачиваемости с учётом краевого угла смачивания.

Рисунок 11 – Изменение смачиваемости механических примесей на поверхности раздела нефти и воды [5]

Если краевой угол меньше 90 °С, то твёрдое тело предпочтительно смачивается нефтью. Если краевой угол смачивания больше 90 °С, то твёрдое тело предпочтительно смачивается водой. Если краевые углы близки к 90 °С, то твёрдое тело обладает промежуточной смачиваемостью, в результате чего, как правило, эмульсии приобретают наибольшую плотность.

Если твёрдое тело полностью погружено в нефтяную или водную фазу, то оно не будет действовать как стабилизатор эмульсии. Чтобы твёрдое тело

могло выступать в роли стабилизатора эмульсии, оно должно быть расположено на поверхности раздела фаз и смачиваться как нефтяной, так и водной фазой. Как правило, гидрофобные частицы стабилизируют эмульсии типа «вода в нефти». Гидрофобные частицы предпочтительно распределяются в нефтяной фазе и предотвращают коалесценцию капель воды. Точно так же гидрофильные частицы стабилизируют эмульсии с водой в качестве дисперсионной среды или эмульсии типа «нефть в воде» [10].

1.3 Влияние различных факторов на устойчивость эмульсии

Механические примеси

Частицы механических примесей стабилизируют эмульсии путём диффузии на поверхности раздела нефть/вода, они образуют твёрдую плёнку, которая ингибирует коалесценцию капель эмульсии. Зачастую диаметр мехпримесей варьируется от субмикронного до нескольких микрон.

Температура

Данный параметр имеет важное значение, так как при увеличении температуры подвижность молекул повышается. Это приводит к тому, что возрастает частота столкновений капель. Вязкость на поверхности раздела фаз снижается, что помогает воде просачиваться сквозь плёнку, в результате ускоряется процесс слияния капель.

Размер капель

Зависимость на рисунке 7 показывает, чем меньше диаметр капель эмульсии, тем она устойчивее.

Уровень pH

Наиболее прочные плёнки образуются асфальтенами в кислой среде (низкий уровень pH) и постепенно ослабевают при повышении pH. В случае, если плёнка образована смолами, то наиболее устойчивая эмульсия образуется в основной среде, а слабая – в кислотной [11].

В кислотной среде обычно образуется эмульсия типа В/Н, тогда как в основных средах с высоким значением pH образуются эмульсии типа Н/В. Зависимость стабильности эмульсии от уровня pH представлена на рисунке 12.

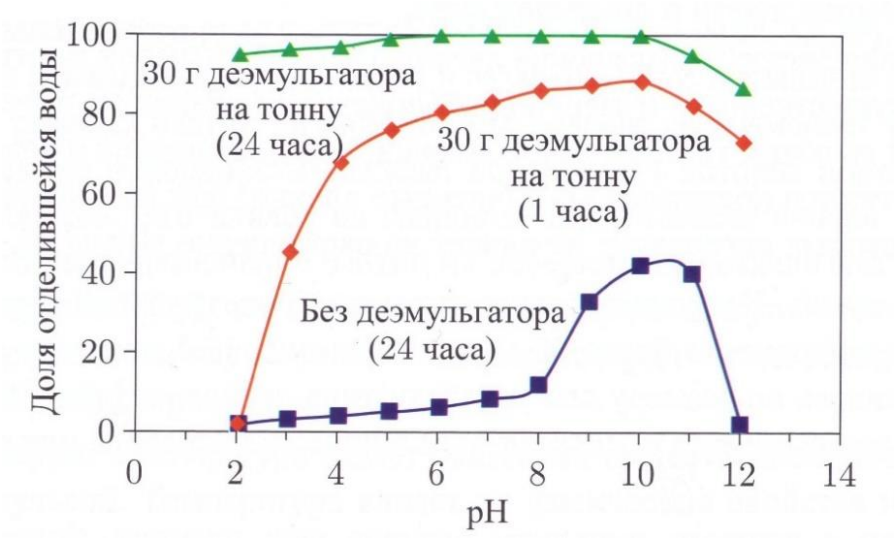


Рисунок 12 – Влияние уровня pH и деэмульгатора на стабильность эмульсии [6]

Оптимальный уровень pH для деэмульсации при отсутствии деэмульгатора приблизительно равен 10 [6].

Состав пластовой воды

Ионы, присутствующие в пластовой воде, способны влиять на состояние бронирующей плёнки. На поверхности раздела фаз ионы вступают в реакцию с гидрофильными группами, в результате образуются нерастворимые соли. Пластовая вода с большим содержанием Ca^{2+} и Mg^{2+} образует недеформируемые твёрдые плёнки вокруг капель воды, что ведёт к образованию стабильной эмульсии. Высокий уровень pH и большое содержание двухвалентных ионов снижают устойчивость эмульсии [6].

Обводнённость

Чем меньше содержание воды, тем устойчивее эмульсия [2].

Наличие газа

Газ способствует перемешиванию эмульсии, но объёмное содержание газа не пропорционально устойчивости эмульсии, эффект наблюдается непродолжительное время [6].

Режим течения

При турбулентном потоке образуются наиболее устойчивые эмульсии.

Рассмотрим результаты эксперимента, где производили моделирование процесса образования эмульсии. Моделируемый процесс аналогичен процессу, который происходит в ступенях УЭЦН [12].

На протяжении 40 минут перемешивали нефть с водой в мешалке IKA EUROSTAR Power Control Vise 6000 с частотой 2500 об/мин. Эксперимент проводили без доступа воздуха. Моделирование пластовой воды производилось по шестикомпонентному ионному составу первоначальной пробы пластовой воды [13].

Длительность перемешивания выбиралась исходя из того, что необходимо добиться максимальной дисперсности эмульсии при содержании воды 50 %. В каждом исследовании использовались новые порции исходных компонентов. С помощью камеры биомедицинского микроскопа Лабомед-2 определяли размер глобул (наибольший и наименьший). Увеличение в микроскопе было до 1600 раз. Рисунки 13 и 14 иллюстрируют результаты опытов.

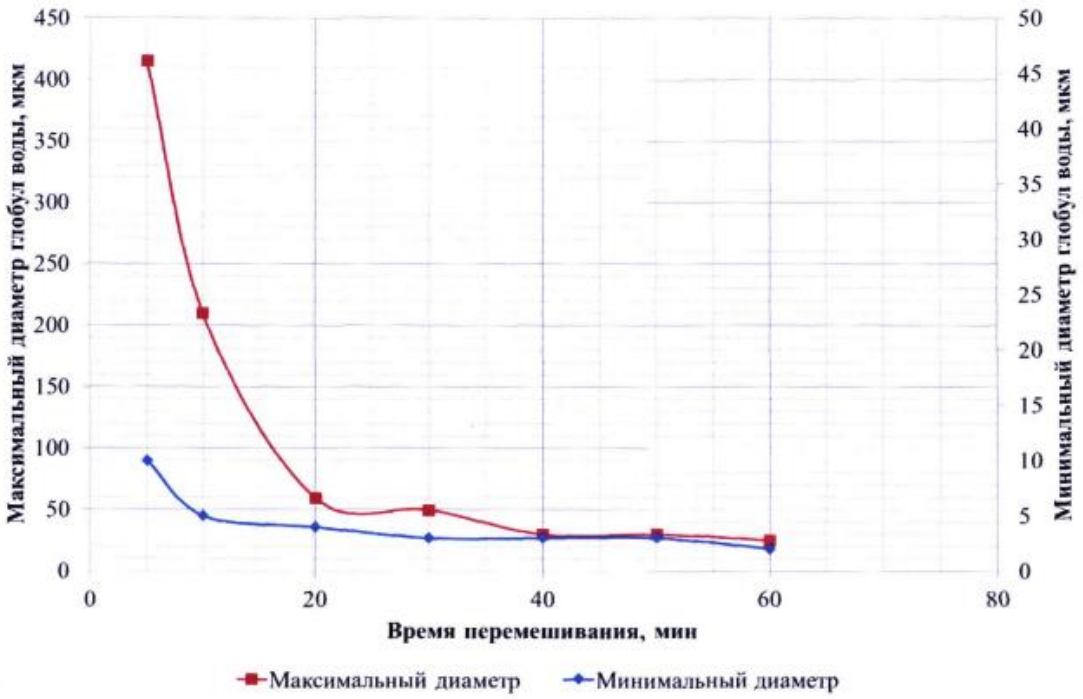


Рисунок 13 – График зависимости диаметра глобул воды эмульсии от времени работы мешалки [13]

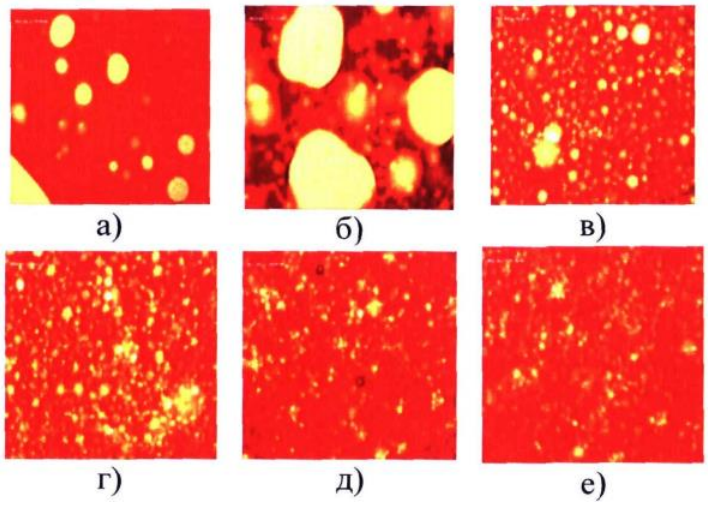


Рисунок 14 – Фото эмульсии под микроскопом при различном времени работы мешалки [13]
а) 5 минут; б) 10 минут; в) 20 минут; г) 40 минут; д) 50 минут; е) 60 минут

Наибольшая дисперсность глобул воды наблюдается при перемешивании более 35 минут. Дальше длительность приготовления эмульсии (диспергирование и перемешивание) была выбрана 40 минут. Благодаря такой продолжительности процесса удается получить эмульсию с более развитой межфазной поверхностью.

Исследования с различной интенсивностью перемешивания позволяют оценить влияние турбулизации потока на дисперсность (рисунок 15).

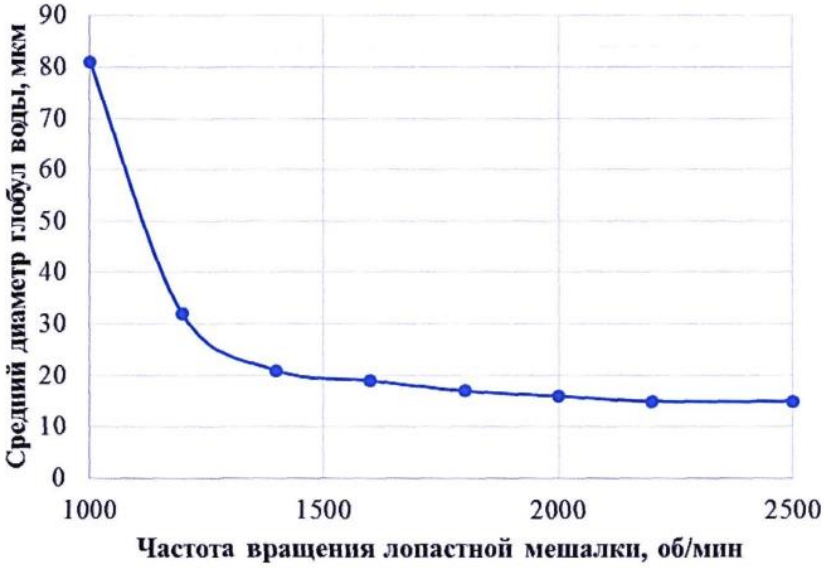


Рисунок 15 – Влияние частоты вращения мешалки на диаметр глобул воды [13]

Повышение частоты вращения мешалки оказывает влияние на дисперсность эмульсии и способствует ее увеличению. Необходимо отметить, что высокодисперсная ВНЭ образуется если обороты мешалки, превышают 1500 об/мин. Дальнейшее увеличение частоты вращения мешалки слабо сказывается на диаметре глобул воды.

Исходя из всего вышесказанного, можно сделать вывод, что с увеличением частоты вращения насоса ВНЭ становится более мелкодисперсной, соответственно, её устойчивость повышается.

1.4 Механизм разрушения эмульсии

Процесс разрушения эмульсии называется деэмульгированием и представляет собой двухступенчатый процесс. Первая ступень – флокуляция, вторая – коалесценция или слияние. Любой из этих этапов может определять скорость разрушения эмульсии.

Первой ступенью в процессе разрушения является флокуляция капель воды. В данном случае капли собираются вместе, соответственно, происходит образование «хлопьев». Однако капли располагаются близко друг к другу или соприкасаются. Тем не менее капли не теряют своей идентичности, так как могут не сливаться. Коалесценция может происходить, если плёнка эмульгатора, окружающая капли воды, очень слабая. Скорость флокуляции зависит от следующих факторов [14]:

- Содержание воды в эмульсии – чем выше обводнённость, тем выше скорость флокуляции;
- Высокая температура эмульсии – чем выше температура, тем выше тепловая энергия капель и тем выше вероятность столкновения, т.е. наступления флокуляции;
- Низкая вязкость нефти – чем меньше вязкость нефти, тем меньше время осаждения и выше скорость флокуляции;
- Высокая разница плотностей нефти и воды – чем больше разница, тем выше скорость осаждения;

- Применение электрического поля – позволяет увеличить частоту столкновения капель.

Процесс коалесценции является второй стадией деэмульсации. Во время этого процесса происходит объединение капель воды. В итоге происходит образование больших по размеру капель. Необходимо подчеркнуть, что процесс необратим. Уменьшение количества капель воды является результатом процесса коалесценции. Соответственно, происходит полная деэмульсация нефти. Коалесценция может усиливаться благодаря следующим факторам:

- Высокая скорость флокуляции увеличивает частоту столкновения между каплями;
- Отсутствие механически прочных плёнок, стабилизирующих эмульсию;
- Высокое межфазное натяжение – коалесценция позволяет уменьшить межфазную свободную энергию;
- Высокая обводнённость увеличивает частоту столкновений между каплями;
- Химические деэмульгаторы превращают твёрдые плёнки в подвижные плёнки, которые слабые и легко разрываются, что способствует коалесценции.

После коалесценции следует осаждение – процесс, при котором капли воды оседают из-за разности плотностей нефти и воды. Как итог, эмульсия разделяется.

1.5 Выбор и обоснование применения деэмульгатора

Технология химического разрушения ВНЭ является эффективной и менее затратной, чем другие технологии. Рассмотрим подробнее, что такое деэмульгаторы и какие они бывают.

Деэмульгатор – ПАВ, которое разрушает бронирующие оболочки глобул дисперсной фазы, способствуя тем самым разделению эмульсии на нефть и воду. Деэмульгатор изменяет смачиваемость эмульгатора, в результате

бронирующая оболочка поглощается водной или нефтяной фазой. При адсорбции деэмульгатора на поверхности раздела фаз происходит снижение поверхностного натяжения. Образовавшаяся оболочка из деэмульгатора, на поверхности глобулы имеет слабую механическую связь и не препятствует слиянию глобул при соударениях. В случае применения деэмульгатора в скважине источником активных соударений глобул и их коалесценции служит энергия турбулентного потока.

Эффективность применения деэмульгатора в скважине доказывают экспериментальные данные опытно-промышленных испытаний внутрискважинной деэмульсации на месторождении «Х». Данное месторождение является нефтяным и находится на 3 стадии разработки. В таблице 1 представлены основные геолого-технические характеристики месторождения.

Таблица 1 – Основные характеристики месторождения «Х»

Параметр	**Единица измерения**	**Значение**
Извлекаемые запасы нефти	млн т	74 (крупное месторождение)
Коэффициент извлечения нефти	%	37
Средняя обводнённость по месторождению	%	54
Пластовое давление	атм	178
Пластовая температура	°С	72
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м^3	854 (средняя)
Вязкость нефти	мПа·с	8,3 (маловязкая)
Содержание серы	%	0,2 (малосернистая)
Содержание парафинов	%	7,4 (высокопарафинистая)
Содержание смол и асфальтенов	%	11,3 (смолистая)
Газовый фактор	м^3/т	123

Все скважины данного месторождения эксплуатируются механизированным способом с помощью УЭЦН. В основном применяются высокодебитные установки с дебитом 250, 320, 500, 800 и 1000 м^3/сут. Для повышения технико-экономических показателей добычи и МРП скважин следует принимать меры для исключения осложнений.

На месторождении проводились эксперименты с применением дозирования деэмульгатора СНПХ-4460 в затрубное пространство скважин. В результате применения данной технологии дебит скважин в среднем увеличился на 3,3 %.

Эффективность применения деэмульгатора зависит от следующих параметров: во-первых, важен тип деэмульгатора и его удельный расход; во-вторых, это зависит от компонентного состава эмульгатора и его физико-химических свойств; в-третьих, на процесс деэмульсации влияет длительность взаимодействия деэмульгатора и эмульсии, а также температура среды.

На данный момент существует довольно много различных деэмульгаторов, эффективность применения которых зависит от множества факторов. При эксплуатации месторождения постоянно происходят изменения физических и химических свойств добываемой продукции. Чтобы процесс деэмульсации был максимально эффективным, необходимо периодически пересматривать условия применения деэмульгатора.

Деэмульгаторы бывают двух видов: ионогенные и неионогенные. Ионогенные деэмульгаторы можно разделить на 3 группы: анионные, катионные и амфотерные. Данную классификацию проводят в зависимости от знака, т.е. какой ион является поверхностно-активным.

Ионогенные деэмульгаторы

Рассмотрим более подробно ионогенные деэмульгаторы. В водных растворах у анионных деэмульгаторов происходит диссоциация на отрицательные ионы и на положительные ионы. В данном случае в качестве отрицательного иона выступает углеводородная часть молекулы, а в качестве положительного – металлы и водород. К данному типу деэмульгатора можно отнести сульфокислоты, алкилсульфонаты, карбоновые кислоты и их соли. В свою очередь, в водных растворах катионные ПАВ распадаются на положительно заряженный радикал и отрицательно заряженный остаток кислоты.

В водных растворах анионоактивные ПАВ диссоциируют. Происходит диссоциация на положительно заряженные ионы металла или водорода и отрицательно заряженные ионы углеводородной части молекул. К данному типу деэмульгаторов можно отнести сульфокислоты, алкилсульфонаты, карбоновые кислоты и их соли. Необходимо отметить, что в водных растворах катионные ПАВ распадаются на положительно заряженный радикал и отрицательно заряженный остаток кислоты.

Ионогенные ПАВ выступают в качестве эмульгатора эмульсии Н/В. Данный вид деэмульгаторов требует большого расхода 3-7 кг на 1 тонну нефти. Из-за этого недостатка данный тип практически не используется [2].

Неионогенные деэмульгаторы

Главным отличием неионогенных деэмульгаторов от ионогенных является то, что неионогенные не распадаются на ионы в водных растворах. Следовательно, неионогенные деэмульгаторы являются нейтральными. Получение деэмульгатора происходит за счет соединения окиси этилена и органических веществ. У данных веществ атом водорода является подвижным:

$$CH_2 - O - CH_2 + RH \rightarrow R(CH_2 - CH_2O)_nH \qquad (7)$$

В качестве органических веществ могут быть использованы кислоты и спирты. Особенностью неионогенных деэмульгаторов является то, что их деэмульгирующие способности можно изменять. Это реализуется путём изменения длины полиоксиэтиленовой цепи. Можно изменять количество молекул окиси этилена. При увеличении длины цепочки повышается растворимость деэмульгатора, так как увеличивается водорастворимая часть молекулы. Теоретически, можно создать деэмульгатор с любыми необходимыми свойствами. Это возможно благодаря тому, что можно изменять соотношение гидрофильной и гидрофобной части молекулы.

Неионогенные деэмульгаторы делятся на водорастворимые, нефтерастворимые и водонефтерастворимые. Водорастворимые: жидкие органические кислоты, органические спирты (неонол, оксанол, синтанол и другие), алкилфенолы (деэмульгаторы ОП-4, ОП-7, ОП-10 и другие). К

водонефтерастворимым относятся блок-сополимеры этилен и пропиленоксиды, проксамин 385 и другие. К нефтерастворимым ПАВ относятся органические вещества с подвижным атомом водорода (дипроксамин-157, оксофоры 1107 и 43 и другие) [1].

Неионогенные деэмульгаторы имеют относительно небольшой расход, в среднем 50 г на тонну нефти. Среди отечественных деэмульгаторов пользуются спросом: проксамины; проксанолы и дипроксамин 157. Дипроксамин 157 является достаточно эффективным деэмульгатором [2].

Наиболее популярные зарубежные неионогенные деэмульгаторы: прогалиты R1265, R2263, R2268, R2270, R2669; сепаролы WF-25, WF-34, WF-41, WF-42; дисолваны V 2830, F-10, V 2673, V 3431-1; деэмульгаторы F-929, R-11, M-240; доуфаксы DF-70N14D, DF-115D, DF-131D.

Выделим несколько преимуществ неионогенных деэмульгаторов над ионогенными:

1) Ионогенные деэмульгаторы используют для изменения типа эмульсии. Они могут менять тип эмульсии с В/Н на Н/В. Однако, неионогенные ПАВ применяются с целью разрушения обратной эмульсии (В/Н), образовать прямую эмульсию (Н/В) они не могут;

2) Неионогенные деэмульгаторы растворяются в воде. Однако взаимодействия с солями и кислотами, содержащимися в пластовой воде, не происходит;

3) Неионогенные ПАВ имеют стоимость в 4-6 раз выше, чем ионогенные. Казалось бы, это недостаток, но если считать экономическую эффективность из соображения расхода деэмульгатора и его стоимости, то неионогенные ПАВ более выгодные, с экономической точки зрения;

4) Самым главным преимуществом является удельный расход деэмульгатора. У неионогенных 40-50 г на тонну нефти, а у ионогенных 3-7 кг на тонну [26].

Схема классификации деэмульгаторов (рисунок 16).

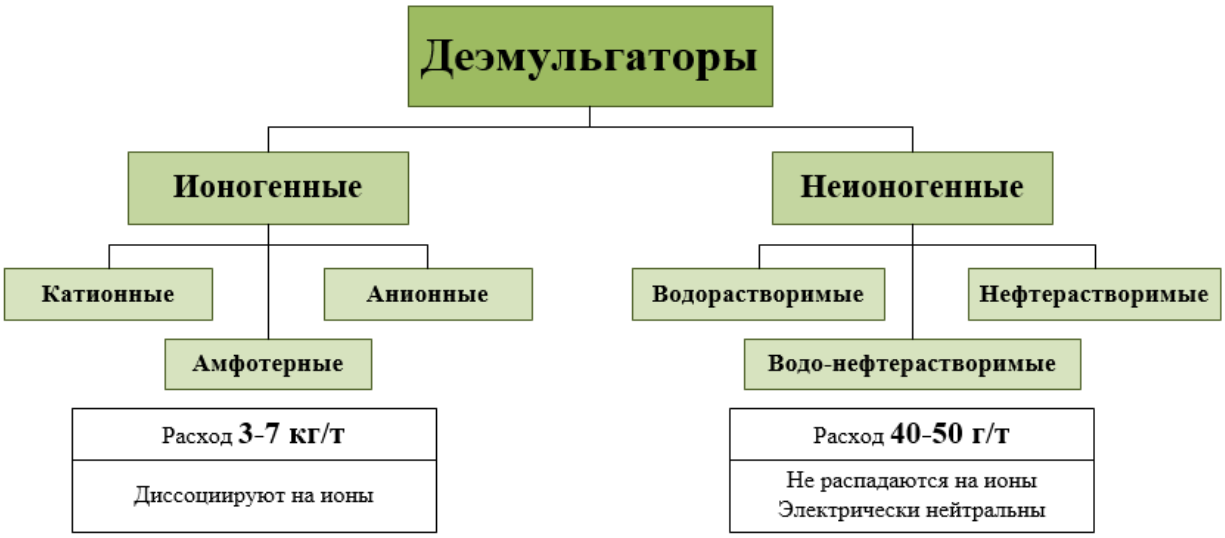


Рисунок 16 – Классификация деэмульгаторов

При выборе деэмульгатора важно использовать в совокупности результаты нескольких исследований. Необходимо проводить не только лабораторные, но и опытно-промышленные исследования по подбору реагента.

Наиболее подходящим деэмульгатором считается тот, который быстрее обеспечивает максимальную глубину деэмульсации нефти при минимальном расходе и минимальной температуре обработки. Производственными показателями деэмульгатора являются:

- Расход;
- Минимальная температура и продолжительность деэмульсации;
- Качество подготовленной нефти (содержание воды, механических примесей и хлористых солей);
- Качество деэмульгированной воды (содержание нефти в воде).

Деэмульгатор должен соответствовать нескольким требованиям:

1. Расход реагента должен быть минимальным;
2. Реагент должен быть однородной жидкостью без взвешенных и оседающих частиц;

3. Температура застывания реагента должна соответствовать климатическим условиям, в которых будет применен реагент. Климатические условия характеризуются абсолютной минимальной температурой воздуха;

4. Вязкость подаваемого реагента не должна превышать вязкость, указанную в паспортных характеристиках, с целью удовлетворительной работы насосного оборудования;

5. Реагент не должен вызывать коррозию оборудования и труб и повышать её скорость, то есть реагент должен обладать ингибирующими свойствами;

6. Образования промежуточного слоя в зоне раздела фаз не происходит.

Если необходимо применять деэмульгатор для обработки высоковязкой нефти, то следует учитывать как технологию подачи реагента в продукцию, так и природу реагента.

Также необходимо принимать во внимание, что применение деэмульгатора не должно сказаться на качестве конечных продуктов. За качество конечных продуктов отвечают следующие параметры: содержание воды в товарной нефти и содержание нефти в подготовленной пластовой воде. Деэмульгатор не должен влиять на качество товарной нефти. Это выражается в том, что в товарной нефти не должно быть следующих соединений: хлорорганических, а также соединений, способных оказать отрицательное влияние на процесс переработки нефти.

Исходя из всего вышесказанного, можно сделать вывод, что при выборе деэмульгатора следует рассматривать множество факторов. Одними из таких факторов являются параметры реагента. Данные параметры характеризуют степень гидрофильности или гидрофобности молекул. Соответственно, наиболее эффективно процесс деэмульсации будет проходить с использованием нефтерастворимых деэмульгаторов. К данному типу деэмульгаторов можно отнести сепарол WF-41, дисолван 2830, а также виско К-23-Е [26].

Одним из способов выбора оптимального деэмульгатора и его расхода является экспериментальная проверка деэмульгирующей способности. Лабораторный метод определения оптимального расхода называется «бутылочные пробы». Это достаточно простой метод, который не требует специального оборудования и подготовки. Сущность лабораторного метода заключается в определении количества воды, которое выделяется из эмульсии в градуированных отстойниках.

При данном лабораторном методе необходимо слить эмульсию в стеклянные флаконы (объём 100 мл). При этом на флаконах должна быть нанесена шкала. Затем в течение 2 минут следует перемешивать эмульсию и оставить при комнатной температуре с целью отстаивания. Через 15, 30, 60 и 120 минут необходимо фиксировать степень расслоения. Отметим, что для получения наиболее достоверного результата следует проводить не менее трёх параллельных опытов [27].

Согласно ГОСТ 2477-82 необходимо определить такой параметр, как содержание остаточной воды в нефти. В дистилляционную колбу следует поместить 100 г эмульсии, погрешность не более 1%. Далее добавляют 100 см^3 растворителя и тщательно перемешивают. Затем полученный раствор нагревают до тех пор, пока скорость конденсации дистиллята в приёмник станет равной от 2 до 5 капель в 1 секунду. В момент, когда объём воды в приёмнике-ловушке не будет возрастать, а также когда верхний слой растворителя станет прозрачным следует прекратить процесс перегонки. Отметим, что длительность перегонки составляет в среднем 30-60 минут. После перегонки определяют собранный в приемнике-ловушке объем воды. Найти нужно с точностью до верхнего деления занимаемой водой [28]. По формуле 8 определим массовую долю воды в процентах:

$$X = \frac{V_0}{m} \cdot 100, \tag{8}$$

где V_0 – объём воды в приёмнике-ловушке, см^3;

m – масса пробы, г.

Содержание нефти в воде в объёмных процентах рассчитывается по формуле 9:

$$X = \frac{V \cdot \rho_{н}}{m} \cdot 100, \quad (9)$$

где V – объём воды, собравшийся в приёмнике-ловушке, см^3;

m – масса нефти, взятая для испытания, г;

$\rho_н$ – плотность нефти при комнатной температуре, г/см^3.

1.6 Осложнения, вызванные образованием эмульсии в процессе эксплуатации скважин

Основная проблема ВНЭ заключается в том, что она имеет широкий диапазон изменения вязкости. В качестве примера рассмотрим образцы нефти Тагульского месторождения [15]. В таблице 2 представлен компонентный состав образцов нефти.

Таблица 2 – Компонентный состав образцов нефти [15]

Показатель	Образец А	Образец Б
Содержание серы, %	0,18	0,31
Содержание асфальтенов, %	1,36	1,29
Содержание смол, %	10,0	17,7
Содержание парафинов, %	0,45	0,2
Содержание воды, %	0,03	16,8

С помощью вискозиметра были изучены реологические свойства образцов нефти с различной обводнённостью. Результаты исследования представлены на рисунках 17 и 18.

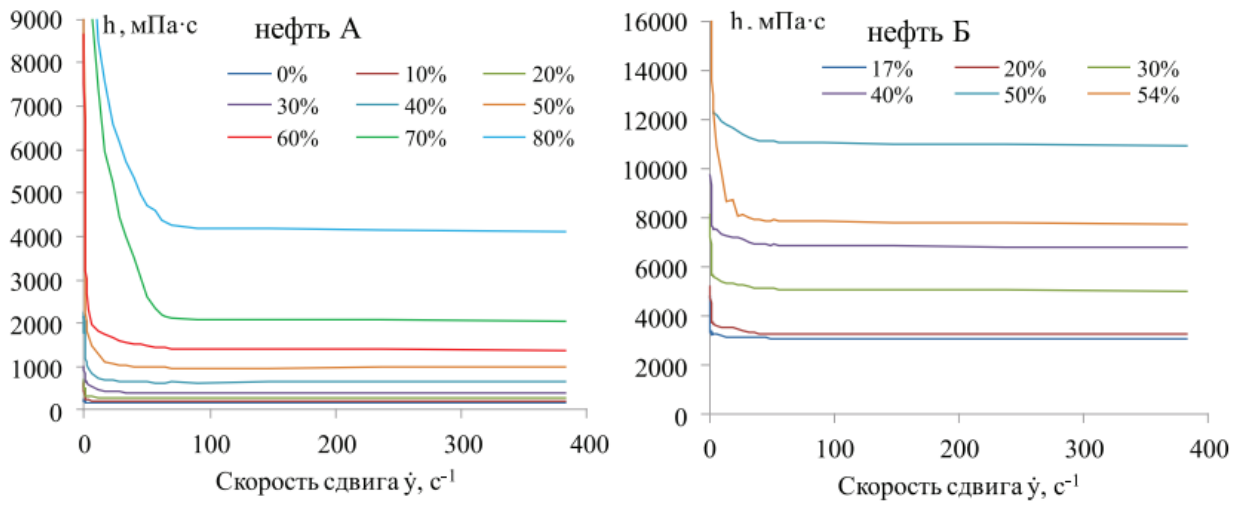


Рисунок 17 – Зависимость вязкости от скорости сдвига образцов нефти с различной обводнённостью при температуре 10 °С [15]

Анализируя полученные графические зависимости, можно сделать вывод, что эмульсия при скорости сдвига до 100 $с^{-1}$ (для образца А) и до 50 $с^{-1}$ (для образца Б) обладает характеристикой неньютоновской жидкости, так как её динамическая вязкость зависит от скорости сдвига. Также можно проследить тенденцию роста динамической вязкости с ростом обводнённости нефти. Для образца А максимальная вязкость наблюдается при максимальной обводнённости 80 %, а для образца Б максимальные значения вязкости соответствуют обводнённости 50 %. Наблюдается противоречие для образца Б, что при обводнённости 54 % динамическая вязкость ниже, чем при обводнённости 50 %. Это явление называется инверсия фаз, когда эмульсия типа В/Н сменяется на эмульсию Н/В. Удивительно, что для первого образца инверсия фаз ещё не наступила, хотя обводненность 80 %. Скорее всего это связано с компонентным составом нефти.

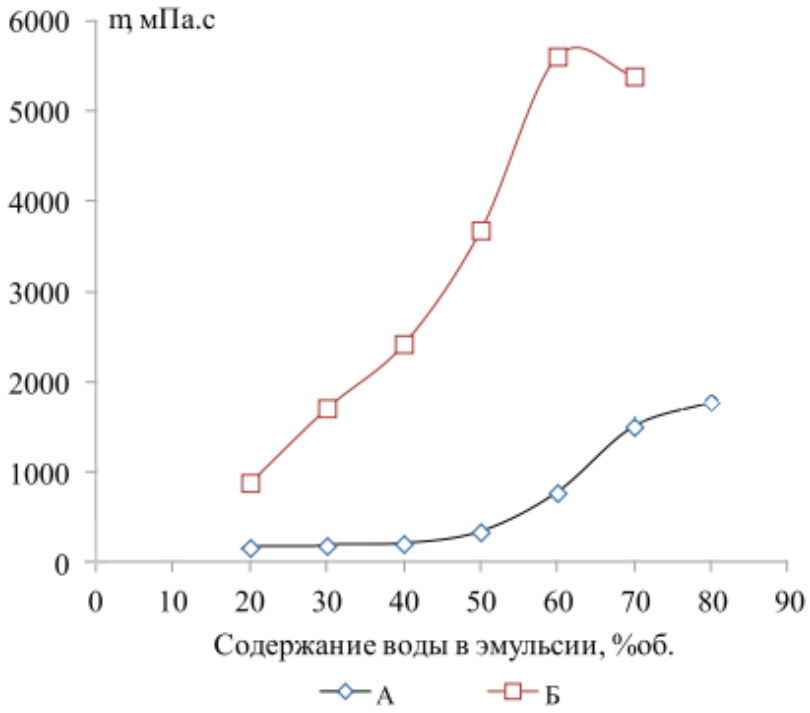


Рисунок 18 – Графическая зависимость динамической вязкости эмульсий от объёмного содержания воды при 20 °С [15]

Из данной зависимости наглядно видно, что с ростом обводнённости динамическая вязкость эмульсии увеличивается многократно. Максимальное значение вязкости, как уже отмечалось, зависит от компонентного состава нефти и соответствует обводнённости от 40 до 75 %.

Рассмотренный пример говорит о следующем, что эмульсия является осложняющим фактором в процессе добычи нефти. С ростом обводнённости образуется более вязкая эмульсия, соответственно, при добыче ВНЭ оказывается большое гидродинамическое сопротивление, по сравнению с чистой нефтью. Насосное оборудование подвергается дополнительной нагрузке, в результате этого износ механизмов увеличивается. Стоит отметить, что также увеличиваются затраты энергии на добычу эмульгированной нефти.

ВНЭ можно классифицировать по месту образования:

- Эмульсия, образованная в ПЗП. В данном случае образование эмульсии происходит при одновременной фильтрации нефти и воды;
- Эмульсия, образованная на участке «забой – приём насоса»;
- Эмульсия, образованная в насосном оборудовании;

- Эмульсия, образованная в насосно-компрессорных трубах (НКТ) – образуется при подъёме жидкостей в результате наличия свободного газа, высокой скорости подъёма и наличия сопротивлений [5].

Образование агрегативно устойчивых высокодисперсных эмульсий происходит на устье обводнённых скважин. Причиной этому служит интенсивное перемешивание пластовых жидкостей, происходящее в рабочих органах насосных установок.

Конечная структура эмульсии зависит от условий подъёма нефти. Диспергирующее воздействие ступеней рабочих колёс определяет структуру эмульсии при добыче нефти с помощью УЭЦН. При добыче нефти с помощью установки штангового глубинного насоса (УШГН) структура определяется диспергированием за счет турбулентности потока при подъёме жидкости до приёма насоса. В фонтанных скважинах структура определяется выделяющимся газом [5].

При добыче нефти с помощью УЭЦН происходит образование полидисперсной эмульсии обратного типа. Данный тип эмульсии образуется в случае, если обводненность скважины составляет 40-75 %. Также стоит отметить, что обратный тип эмульсии характеризуется повышенной вязкостью и устойчивостью. Данные параметры зависят от диаметра глобул дисперсной фазы и физико-химических процессов, которые протекают на границе раздела фаз «нефть – вода».

При добыче нефти с помощью УШГН характер образования эмульсии более сложный. Изменение свойств эмульсии имеет более широкий диапазон. Свойства зависят от условий эксплуатации и физико-химических свойств нефти. В клапанных узлах и резьбовых соединениях НКТ отмечается наиболее сильное эмульгирование. Из-за того, что поток эмульсии создаёт сопротивление гораздо больше, чем просто нефть возможны обрывы колонных штанг.

Стоит отметить, что при периодическом газлифтном способе добычи перемешивание происходит менее интенсивно при подъёме жидкости в НКТ.

Интенсивное перемешивание жидкостей происходит при движении по выкидным линиям и при прохождении через сепараторы. В свою очередь, при непрерывном газлифтном способе добычи более интенсивное перемешивание будет происходить в НКТ и менее интенсивно – в поверхностном оборудовании.

При остановке скважины образованная эмульсия стабилизируется за счёт утолщения бронирующей оболочки. В результате чего происходит старение эмульсии, в итоге устойчивость эмульсии к разрушению увеличивается в несколько раз, а также увеличивается её вязкость. Всё это сказывается на оборудовании, повышается его износ, так как необходимо создавать повышенное воздействие, чтобы добыть нефть.

Также ВНЭ вызывают ряд проблем в системе сбора и подготовки нефти. Во-первых, повышаются затраты на транспортировку, так как эмульсия создаёт дополнительные гидравлические потери. Во-вторых, из-за необходимости разрушения эмульсии повышается энергоёмкость и металлоёмкость на дополнительное оборудование.

Причины, из-за которых осложняется эксплуатация погружных насосов, делят на 2 группы. К первой группе относят причины, связанные с физико-химическими свойствами флюида. Газ, вода, асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), а также механические примеси входят в первую группу осложнений. Ко второй группе относят причины, которые связаны с особенностями оборудования. К данным причинам можно отнести: исполнение насоса, глубину подвески насоса, диаметр обсадных колонн и кривизну скважины.

Рассмотрим фонд скважин Арланского месторождения, оборудованных УЭЦН [13]. В данном случае одной из основных проблем добывающего фонда является образование ВНЭ (рисунок 19).

Стоит отметить, что УЭЦН служит хорошим диспергатором. Активное образование эмульсии происходит в процессе прохождения жидкости через рабочие ступени насоса. В этом случае вязкость эмульсии может превышать

вязкость безводной нефти в десятки раз. По сравнению с безводной эксплуатацией МРП существенно сокращается при увеличении вязкости продукции [16].

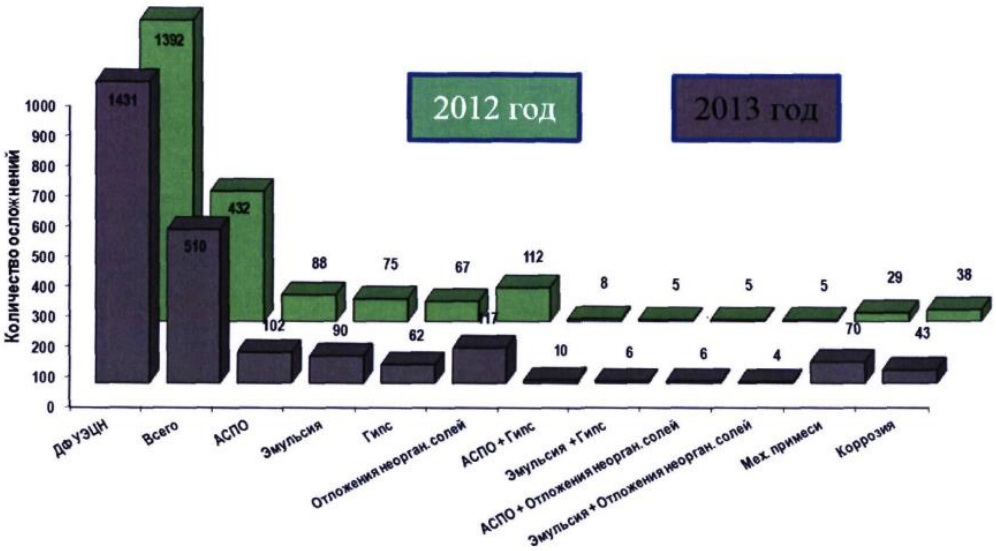


Рисунок 19 – Осложнения на Арланском нефтяном месторождении [13]

Эмульсия занимает второе место по числу осложнений УЭЦН на Арланском нефтяном месторождении после АСПО. По сравнению с 2012 годом наблюдается тенденция к росту осложнений, вызванных образованием ВНЭ в 2013 году.

Также ВНЭ может быть причиной ухудшения притока к забою скважины. При проведении различных геолого-технических мероприятий (ГТМ) с ПЗП возможно изменить направление фильтрационных потоков из-за высоких скоростей движения жидкости в ПЗП. Эти процессы способствуют образованию тонкодисперсных высоковязких ВНЭ.

Из-за перепадов давлений и различных фильтрационных характеристик ПЗП, происходит смена направления фильтрации, в результате чего происходит смешение нефти и воды и образуются стойкие эмульсии. Данные процессы приводят к снижению подвижности жидкости в ПЗП, что влечёт за собой снижение коэффициента продуктивности скважин, снижение проницаемости пористой среды и снижение МРП скважины.

2 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ НА ПРОЦЕСС ДОБЫЧИ НЕФТИ

2.1 Влияние эмульсии на межремонтный период скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов

Межремонтный период – время между двумя ремонтами подземного оборудования скважины, при котором производят ревизию и ремонтируют вышедшие из строя узлы и механизмы погружного оборудования. Данный параметр является одним из главных показателей работы скважины. Он характеризует качество и надёжность используемого оборудования, также по данному показателю можно судить о соответствии оборудования геолого-физическим условиям эксплуатации. В случае, если погружное оборудование правильно подобрано и учтены все осложняющие факторы, то МРП будет довольно продолжительный. Если же погружной насос не соответствует технологическому режиму работы скважины и не предусмотрены способы борьбы или предотвращения осложняющих факторов, то в большинстве случаев скважина будет часто вставать на ремонт по причине износа оборудования.

В масштабах месторождения нет различия между видом эксплуатационного оборудования и способом его эксплуатации. МРП считается одинаково. Расчёт производят по следующей формуле:

$$\text{МРП} = \frac{\text{Т}_\text{р}}{N}, \tag{10}$$

где $\text{Т}_\text{р}$ – продолжительность эксплуатации скважинного оборудования, сутки;

N – количество ремонтов погружного оборудования за данный период.

Средний МРП УЭЦН в 60-70-ых годах прошлого столетия составлял около 180 суток. На данный момент на нефтяных месторождениях, где нет осложняющего фактора в виде механических примесей, продолжительность бесперебойной работы УЭЦН варьируется в пределах от 12 до 18 месяцев. Рост обводнённости продукции, понижение динамических уровней и высокие

нагрузки на оборудование из-за повышенного отбора компенсируются современными конструкциями установок, качеством их изготовления и соответствующим обслуживанием.

Как уже говорилось ранее особенность эмульсии состоит в том, что её вязкость может превышать вязкость нефти в десятки раз. Эмульсия образуется на всех этапах технологической цепочки: в призабойной зоне, по стволу скважины, на приёме насоса и в самом насосе. Повышенная вязкость оказывает значительные сопротивления на рабочие колёса насоса. Увеличение вязкости перекачиваемой жидкости оказывает негативное влияние на рабочие характеристики УЭЦН. При добыче продукции с обводнённостью от 40 до 75 % длительность безотказной работы насосной установки уменьшается в 1,5 раза, а коэффициент подачи сокращается в 1,6 раза [17].

Анализ основных причин отказов насосного оборудования фонда добывающих скважин Тарасовского месторождения показал, что большинство насосов работает некорректно. Такие показатели, как напор и подача оказывались ниже паспортных значений.

Реологические свойства добываемой жидкости влияют на количество отказов УЭЦН. Например, для УЭЦН-130 и УЭЦН-80 наблюдаются наиболее частые отказы при обводнённости продукции более 60 %, а для УЭЦН-360 и УЭЦН-250 при обводнённости более 80 %. Отмечается, что величина дебита также влияет на количество отказов. Для насосов с подачей 80 и 130 $м^3$/сут наибольшее количество отказов происходит при кинематической вязкости добываемой жидкости $100 \cdot 10^{-6}$ $м^2$/с, а для насосов с подачей 250 и 360 $м^3$/сут - $40 \cdot 10^{-6}$ $м^2$/с [18].

Рассмотрим влияние вязкости неньютоновской жидкости, а, именно, эмульсии на рабочие характеристики насоса. Лабораторные исследования проводились на высокодебитной установке ЭЦН7А-1000 с 7 ступенями. Температуру перекачиваемой жидкости изменяли от 50 до 80 °С, а частоту изменяли от 3000 до 6000 об/мин. В качестве эмульсии использовали раствор, состоящий из 20 % воды и масла ИТД-680.

Графическую зависимость подачи насоса от развиваемого напора (рисунок 20).

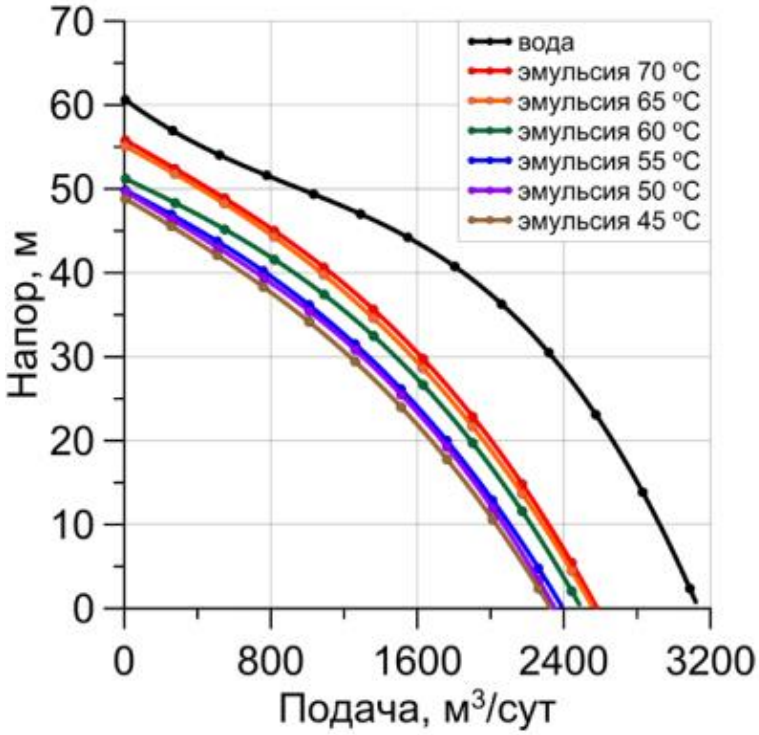


Рисунок 20 – Зависимость подачи ступени ЭЦН7А-1000 от напора при 6000 об/мин [19]

Сравним характеристику ступени при постоянном напоре, например, при 30 м. В случае перекачки воды подача примерно 2400 м^3/сут, а при перекачке эмульсии подача изменяется от 1200 до 1600 м^3/сут. Как известно, чем выше температура, тем меньше вязкость эмульсии. Это как раз подтверждается графиком, с ростом температуры эмульсии кривая стремится к кривой, которая соответствует характеристике перекачивания воды. Таким образом, данный эксперимент подтверждает, что вязкость эмульгированной жидкости влияет на технологические характеристики насосного оборудования. Также важно рассмотреть, как эмульсия влияет на мощность установки (рисунок 21).

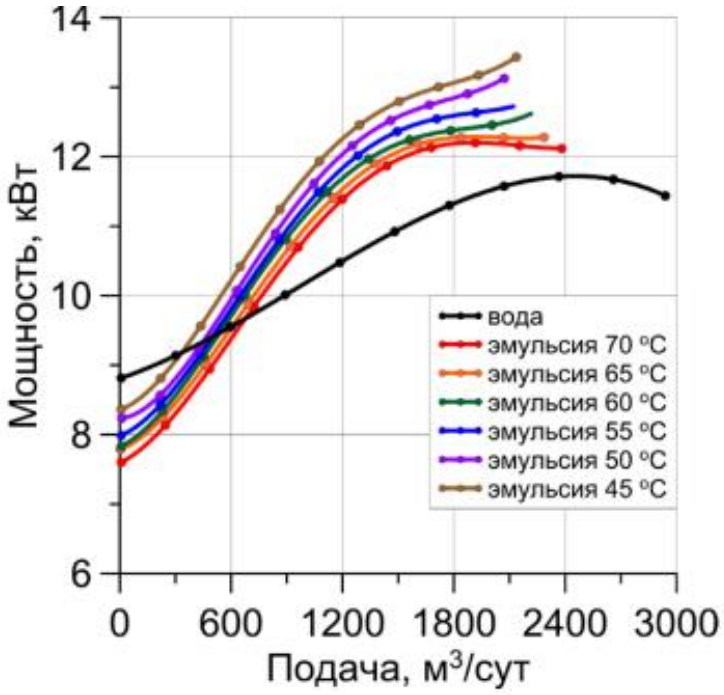


Рисунок 21 – Графическая зависимость мощности установки ЭЦН7А-1000 от подачи при 6000 об/мин [19]

При оптимальной подаче в 1000 м^3/сут установке ЭЦН7А-1000 необходимо развивать большую мощность, чтобы перекачивать эмульсию по сравнению с перекачиванием воды. Чем ниже температура эмульсии (соответственно вязкость больше), тем больше требуется мощность. Отсюда можно сделать вывод, что при добыче обводнённой нефти УЭЦН необходимо потреблять больше энергии, чтобы поддерживать производительность насоса на таком же уровне, как при добыче чистой нефти. Не сложно предположить, что если оценить затраты на дополнительную затрачиваемую энергию и помножить их на период эксплуатации установки, то выйдет значительная сумма, которую было бы лучше сэкономить и направить на реализацию дополнительных проектов.

Рассмотрим зависимость коэффициента полезного действия (КПД) установки от частоты вращения и температуры перекачиваемой эмульсии (рисунок 22).

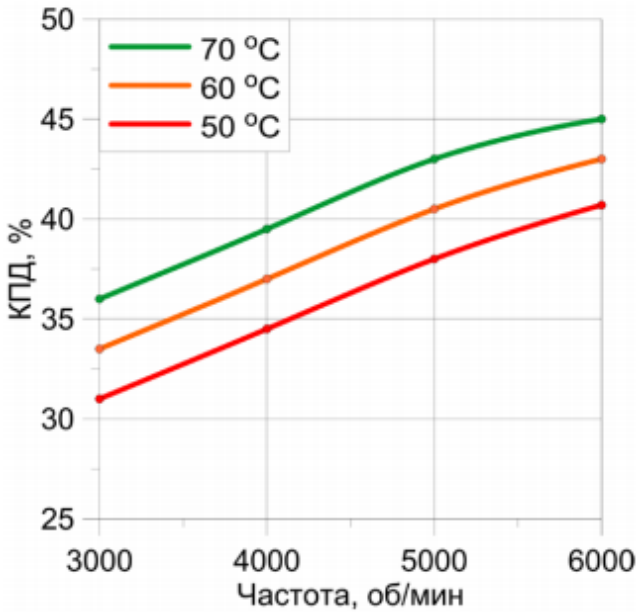


Рисунок 22 – Графическая зависимость коэффициента полезного действия установки от частоты вращения и температуры перекачиваемой жидкости [19]

На графике прослеживается прямая пропорциональность КПД от частоты вращения. Установка ЭЦН7А-1000 имеет максимальный КПД при 6000 об/мин. Также на максимальный КПД влияет температура эмульсии (соответственно её вязкость). Таким образом, чем меньше вязкость перекачиваемой жидкости, тем КПД насоса выше.

Приведённые факты подтверждают то, что эмульсия является осложняющим фактором в процессе эксплуатации скважин. Гидравлические сопротивления, которые создаёт ВНЭ, приводят к тому, что погружной электродвигатель (ПЭД) испытывает перегрузки. Это сказывается на МРП скважины, так как под действием дополнительной нагрузки происходят электрические пробои между обмотками двигателя и вероятность преждевременного выхода из строя ПЭД повышается. По некоторым данным, нагрузка из-за эмульсии на ПЭД повышается на 10-20 % [5]. Также эмульсии могут быть причиной, по которой срабатывают защитные системы на станциях управления (СУ), что приводит к остановке скважины. При добыче эмульгированной нефти снижаются технологические параметры УЭЦН по сравнению с их паспортными значениями. Повышаются энергетические

затраты на добычу обводнённой нефти. В некоторых случаях эмульсии могут снижать МРП в 2 раза.

2.2 Методика расчёта напорно-расходной характеристики установки электроцентробежного насоса в зависимости от вязкости перекачиваемой жидкости

При помощи пересчётных коэффициентов K_Q, K_H, K_N, K_η (формулы 11-14) можно оценить, какое влияние оказывает вязкость перекачиваемой жидкости на показатели работы УЭЦН:

1) Подача:

$$К_Q = \frac{Q_{ЭЦН}}{Q_П}, \quad (11)$$

2) Напор:

$$К_Н = \frac{Н_{ЭЦН}}{Н_П}, \quad (12)$$

3) Мощность:

$$К_N = \frac{N_{ЭЦН}}{N_П}, \quad (13)$$

4) Коэффициент полезного действия (КПД):

$$К_\eta = \frac{\eta_{ЭЦН}}{\eta_П}, \quad (14)$$

где $Q_{ЭЦН}$, $Н_{ЭЦН}$, $N_{ЭЦН}$, $\eta_{ЭЦН}$ – фактические значения, подачи, напора, потребляемой мощности и КПД насоса;

$Q_П$, $Н_П$, $N_П$, $\eta_П$ - паспортные значения подачи, напора, потребляемой мощности и КПД насоса.

В настоящее время используют специальные методики с целью подбора УЭЦН для определенной скважины. В этих методиках отражены зависимости П.Д. Ляпкова. По данным зависимостям можно выполнить пересчет паспортных характеристик работы насоса в условиях перекачки вязких систем. Расчёты пересчётных коэффициентов проводят по следующим формулам [19, 23]:

1) Коэффициент изменения подачи насоса при работе на нефтеводогазовой смеси относительно водяной характеристики:

$$K_Q = 1 - 4{,}95 \cdot \mu^{0{,}85} \cdot {Q_\text{В}}^{-0{,}57}, \quad (15)$$

где μ – эффективная вязкость смеси, Па·с;

$Q_В$ – подача насоса на воде, м^3/сут.

2) Коэффициент изменения КПД насоса из-за влияния вязкости:

$$K_\eta = 1 - 4{,}95 \cdot \frac{\mu^{0{,}4}}{{Q_\text{в}}^{0{,}27}}, \quad (16)$$

По формуле 17 определяют относительную подачу на входе в насос в соответствующей точке водяной характеристики насоса:

$$q_\text{пр} = \frac{Q}{Q_\text{В} \cdot K_Q}, \quad (17)$$

3) Коэффициент изменения напора насоса из-за влияния вязкости:

$$K_\text{Н} = 1 - \frac{1{,}07 \cdot \mu^{0{,}6} \cdot q_\text{пр}}{{Q_\text{В}}^{0{,}57}}. \quad (18)$$

Позднее Ляпков П.Д. разработал теорию расчёта пересчётных коэффициентов в зависимости от числа Рейнольдса. В своих работах Ляпков, Мищенко, Ибатулов и другие авторы пришли к выводу, что величина числа Рейнольдса (Re) играет важную роль при анализе влияния вязкости на характеристику насоса. Чем сильнее происходит отклонение характеристики насоса от характеристики работы насоса на воде, тем меньше число Рейнольдса [20, 21].

Однако П.Д. Ляпков сделал вывод, что в разных исследованиях при оценке влияния вязкости на работу УЭЦН использовались разные формы числа Рейнольдса. Наиболее часто применяемой формулой для определения числа Рейнольдса на практике является формула 19. Это объясняется тем, что в этом случае для расчета числа не требуется знать размеры проточной части насоса.

$$Re = \frac{\sqrt[3]{\omega \cdot Q^2}}{\mu}, \quad (19)$$

где ω – угловая скорость вращения вала насоса, рад/с;

Q – подача насоса, м^3/сут;

μ – эффективная вязкость перекачиваемой жидкости, Па·с.

Стоит отметить, что нельзя вывести универсальную формулу для расчета числа Рейнольдса, которая бы включала определенный линейный

размер насоса и определенную скорость потока в насосе. При всем этом скорость потока была бы постоянным параметром во всем диапазоне изменения числа Рейнольдса для всего насоса. Это объясняется тем, что проточные каналы рабочих ступеней насоса короткие, а также характеризуются сложной конфигурацией. Кроме того, подчеркнем, что в разных точках канала жидкость имеет разную скорость. Стоит отметить, что формула П.Д. Ляпкова наиболее удобна для расчета числа Рейнольдса и используется во всех известных методиках. При этом число Рейнольдса рассчитывается для скважин, оборудованных УЭЦН [22].

По формулам 20-22 рассчитываются пересчётные коэффициенты УЭЦН с учётом числа Рейнольдса [19, 23]:

1) Коэффициент изменения подачи насоса:

$$K_Q = \frac{1}{1+\frac{363}{Re}}, \tag{20}$$

2) Коэффициент изменения напора насоса:

$$К_Н = 1 - 5{,}15 \cdot \left(\frac{Q/Q_В}{Re}\right)^{0{,}5}, \tag{21}$$

где $Q_В$ – подача насоса на воде, м^3/сут.

3) Коэффициент изменения КПД насоса:

$$К_\eta = \begin{cases} 0{,}183 \cdot \ln Re - 0{,}859, & \text{если } Re < 4624 \\ \frac{1}{1+2123/Re}, & \text{если } Re \geq 4624 \end{cases}. \tag{22}$$

С помощью вышеуказанных формул можно производить расчеты для ВНЭ с газосодержанием до 1 %. Такие условия соответствуют участку от глубины спуска УЭЦН до глубины НКТ, где $P=P_{нас}$.

2.3 Моделирование условий работы электроцентробежного насоса в вязкой среде

Данный раздел отсутствует, так как содержит коммерческую тайну.

2.4 Технологии разрушения водонефтяной эмульсии

В процессе разрушения ВНЭ происходят следующие процессы:

- Сближение и флокуляция нефтяных капель, а именно укрепление и всплытие;

- Укрупнение капель воды, то есть их коалесценция и осаждение.

Для выполнения этих процессов необходимо разрушить бронирующую оболочку и создать условия для увеличения действия гравитационных сил. Разрушить оболочку можно несколькими методами: химическим, термическим, электрическим и механическим.

1) Химические методы

Для разрушения бронирующей оболочки применяют ПАВ, которые называют деэмульгаторами. Их задача состоит в том, чтобы снизить поверхностное натяжение. Также эти вещества должны быть намного активнее эмульгатора, чтобы получить желаемый результат.

К эмульгаторам предъявляют несколько требований. К данным требованиям можно отнести: эмульгаторы должны хорошо растворяться в одной из фаз; иметь высокую поверхностную активность; быть инертными по отношению к металлам; не ухудшать параметры нефти; быть безвредными для людей и экологии; должны быть дешёвыми и универсальными.

Чем раньше ввести деэмульгатор, тем легче расслоить эмульсию. Следует обеспечить наибольший контакт с обрабатываемой поверхностью. После обработки эмульсии деэмульгатором необходимо отстояться. Обработку производят как периодически, так и на постоянной основе. Применяют внутрискважинную деэмульсацию, путевую и непосредственно в отстойных аппаратах.

Механизм действия деэмульгатора заключается в следующем: адсорбируясь на эмульгаторах, они изменяют их смачиваемость. В результате изменения смачиваемости эмульгатор переходит с границы раздела фаз в воду

или нефть, в зависимости от смачиваемости. Поверхностное натяжение уменьшается и капли быстро коалесцируют.

Стоит отметить, что на производстве реализовать данную технологию проще, чем все остальные. Зачастую деэмульгаторы используют в совокупности с другими технологиями, чтобы достичь наилучшего результата.

2) Термические методы

Тепловая обработка эмульсии является довольно современной технологией. Сущность технологии термического обезвоживания заключается в том, чтобы подогреть эмульсию перед отстаиванием. Стоит отметить, что само по себе нагревание не разделяет эмульсию, а лишь способствует её ускоренному разделению. При нагревании вязкость бронирующей оболочки уменьшается, соответственно, прочность оболочки также уменьшается. Вязкость среды, а, именно, нефти тоже уменьшается, что способствует быстрому оседанию частиц [25].

3) Электрические методы

Под действием электрического поля капли воды вытягиваются вдоль силовых линий к положительному электроду. В случае, если изменить полярность электрического поля, то капли принимают обратную форму и начинают двигаться в обратном направлении. В результате постоянной смены направления капли будут испытывать деформацию и будут сближаться до такого расстояния, что начнут действовать силы межмолекулярного притяжения. Капли постоянно сталкиваются и происходит коалесценция. Таким образом, разделение эмульсии в электрическом поле происходит значительно быстрее, чем при гравитационном осаждении [3].

В промышленности для обезвоживания нефти используют электродегидратор. Принцип действия данного устройства основан на постоянной смене полярности электрического поля. Такой подход к разрушению ВНЭ очень эффективный, но внутри скважины его реализовать невозможно.

4) Механические методы

- Отстой – данный метод основан на гравитационном отстаивании. Стоит отметить, что этот способ самый простой. Вещество с меньшей плотностью (нефть) всплывает, а с большей (вода) – осаждается. Скорость оседания частиц может быть определена по формуле Стокса:

$$W_{\text{В}} = \frac{{d_{\text{в}}}^2(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})g}{18\mu_{\text{н}}}, \quad (25)$$

где $d_в$ – диаметр оседающих капель, мкм;

$\rho_в$ и $\rho_н$ - плотность соответственно воды и нефти, кг/м^3;

$\mu_н$ – динамическая вязкость нефти, мПа·с;

g – ускорение свободного падения, м/с^2.

Из формулы видно, что скорость оседания частиц прямо пропорциональна диаметру частиц, разности плотностей жидкостей и ускорению движения частиц, которое возрастает с увеличением высоты резервуара, обратно пропорциональна динамической вязкости нефти.

Этот метод разделения ВНЭ очень популярен и часто применяется на производстве. Зачастую данную технологию реализуют в больших резервуарах – отстойниках.

- Обезвоживание способом фильтрации - нестойкие эмульсии можно разрушить с помощью фильтрации. В основе этой технологии лежит явление селективной смачиваемости веществ жидкостями. В качестве фильтра может быть применен: песок, битое стекло, гравий, стекловата, древесная и металлическая стружка, пресная вода. Наиболее часто используют стекловату, так как эти фильтры долговечны и хорошо смачиваются водой. Фильтрующие вещества должны иметь ряд свойств: хорошо смачиваться водой; иметь высокую прочность, иметь противоположный, чем у глобул, электрический заряд. Данная технология на промыслах применяется довольно редко, так как у неё маленькая производительность [3].

- Центрифугирование – способ основан на увеличении скорости движения частиц за счет изменения естественной силы тяжести более мощной центробежной силой. Достигается это радиальным вводом потока жидкости в

сепаратор, в результате чего образуется спиралеобразное движение потока. Так как плотность воды и мехпримесей больше плотности нефти, то эти частицы под действием центробежной силы отбрасываются к стенке сепаратора и, коагулируя, стекают вниз. Эта технология хорошо разделяет эмульсию, но требуются большие энергозатраты и у данной технологии низкая производительность, поэтому её в основном применяют в лабораторных исследованиях [3].

2.5 Обзор современного опыта разрушения эмульсий

Одной из современных технологий разрушения ВНЭ является применение реагентно-импульсно-имплозионной обработки ПЗП. Результатом данной технологии служит увеличение продуктивности скважины за счёт разрушения ВНЭ. В рассмотренном методе при депрессионно-репрессионном воздействии на пласт осуществляют закачку углеводородного растворителя с ПАВ и дальнейшую продавку закаченной жидкости в пласт.

Данным способом обрабатывали ПЗП одной из скважин Советского месторождения АО «Томскнефть» ВНК. В данном случае выполняли глушение скважины. Глушение осуществляли безводной нефтью с добавкой 0,05 мас. % деэмульгатора – Пента 491-М. На НКТ в скважину спустили следующее оборудование: сваб, пакер и депрессионный генератор импульсов (ДГИ). С помощью сваба и ДГИ создавали импульсы депрессии, которые способствовали разрушению загрязняющих веществ, а также ВНЭ. Затем создается репрессионный импульс за счет гидростатического давления столба жидкости в затрубном пространстве. Такие многократные импульсы разрушают АСПО и устойчивые эмульсии, а также образуются новые микротрещины в ПЗП.

Затем заменили жидкость глушения на растворитель АСПО. В качестве растворителя использовали углеводородный раствор Пента-491М (концентрация 0,1 мас. % в Нефрасе А-15/200). После прекращения депрессионно-репрессионного воздействия начали продавливать жидкости в ПЗП жидкостью глушения в интервал перфорации в объеме 1,1 $м^3$/м. Далее в течение 20 часов осуществили выдержку. На данном этапе в качестве жидкости

глушения выступает безводная нефть с добавкой катионактивных ПАВ, концентрация которых составляет 0,5-1,0 мас. % Дон-52.

Пакер приводят в рабочее положение. Далее осуществляют депрессионные импульсы с помощью ДГИ. За счет этого происходит удаление продуктов разрешения АСПО. Данные продукты оказывают влияние на устойчивость эмульсии. После этого пакер приводят в транспортное положение. Далее жидкостью глушения с гидрофобизирующем веществом осуществили депрессионно-репрессионное воздействие на ПЗП. Затем извлекают пакер и ДГИ. Осуществляют спуск насосного оборудования и ввод скважины в эксплуатацию. До проведения обработки дебит нефти был 1,5 т/сут. После обработки дебит нефти составил 7 т/сут [29].

Технологию внутрискважинной деэмульсации успешно испытали на Черновском нефтяном месторождении, компания АО «Белкамнефть». Сущность технологии довольно простая, деэмульгатор подавали в затрубное пространство скважины с целью внутрискважинной деэмульсации. В качестве деэмульгатора использовался раствор в пропорции 1:1 с плотностью 1,1 г/л. Раствор состоял из деэмульгатора LML 4312 A (высокомолекулярные окиси пропилена и этилена в метаноле) растворимого в нефти и деэмульгатора РИК-1 (низкомолекулярные окиси пропилена и этилена в метаноле) растворимого в воде.

Испытания проводились на скважине, оборудованной УШГН. До обработки максимальная нагрузка на балансир составляла 6460,1 кгс, а минимальная 629,5 кгс. Обводнённость при этом составляла 51 %.

Эффект от применения деэмульгатора наблюдался уже через 1,5 часа. Из-за того, что плотность раствора выше плотности нефти происходила более быстрая доставка реагента на приём насоса. После обработки максимальная нагрузка на балансир составляла 5272,6 кгс, а минимальная 778,8 кгс. Дебит скважины вырос на 8 $м^3$/сут до 31,1 $м^3$/сут. Эффект наблюдался не более 4 дней, но при использовании дозатор с расходом 5 кг/сут эффект оставался стабильным [30].

На Самотлорском месторождении применили внутрискважинную деэмульсацию с целью повышения эффективности эксплуатации УЭЦН. На месторождении встала проблема выведения скважины на рабочий режим в два или три цикла. Особенно остро стояла проблема в ПЗП, где происходит образование ВНЭ.

Вывод на режим и деэмульсация осуществлялись в 3 этапа:

1. Подача деэмульгатора (СТХ-9) в затрубное пространство скважины с расходом около 45 г/т;
2. Постоянная подача деэмульгатора (СТХ-9) с помощью установки дозирования в затрубное пространство скважины с расходом около 45 г/т;
3. Использование станции управления с частотным регулированием, увеличение частоты погружного электродвигателя до 54 Гц.

На первом этапе не удалось предотвратить процесс образования эмульсии. При разовых обработках эффект наблюдался 2-3 дня. При данном способе происходят потери жидкости, соответственно, и нефти. Это объясняется остановкой УЭЦН из-за срабатывания защитных устройств (по «недогрузу» или «перегрузу»). Второй этап включал дозированную подачу реагента на прием погружного насоса. Данный процесс осуществляли с целью предотвращения образования ВНЭ. В этом случае прекратилась остановка УЭЦН из-за срабатывания защитных устройств. Также стоит отметить, что дебит нефти увеличился на 4,4 т/сут. Это говорит о том, что в данном случае удалось добиться положительного эффекта. На третьем этапе также удалось увеличить дополнительную добычу нефти – на 5,9 т/сут.

В результате проведения технологии внутрискважинной деэмульсации удалось не только увеличить дебит по жидкости, но и снизить динамический уровень на 64 м. Также увеличился МРП скважины на 155 суток [17].

2.6 Применение технологии внутрискважинной деэмульсации на скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов

Образование эмульсии может происходить при перемешивании жидкости в рабочих колесах УЭЦН. В данном случае будет образовываться

полидисперсная эмульсия обратного типа [31]. Стоит отметить, что при этом вязкость эмульсии превышает вязкость нефти в десятки раз. При остановке скважины полученная эмульсия становится более устойчивой. Это объясняется тем, что происходит утолщение бронирующего слоя на глобулах дисперсной фазы. Результат этого процесса носит название «старение» эмульсии. Этот процесс сопровождается увеличением таких параметров, как устойчивость и вязкость эмульсии [32].

Примерно в 1,6 раз снижается коэффициент относительной подачи насоса. Обводненность при этом составляет 40-75 %. Также стоит отметить, наблюдается снижение в 1,5 раза времени безотказной работы насоса. Соответственно, можно сделать вывод, что на рабочие характеристики насоса оказывает негативное влияние повышенная вязкость эмульсии [33].

Современной технологией является технология подачи деэмульгатора на прием насоса (рисунок 35). Суть технологии состоит в том, что при помощи специального погружного кабельного устройства (СПКУ) или капиллярной трубки, муфты-клапана и установки дозирования химреагента (УДХ) производится закачка реагента [34].

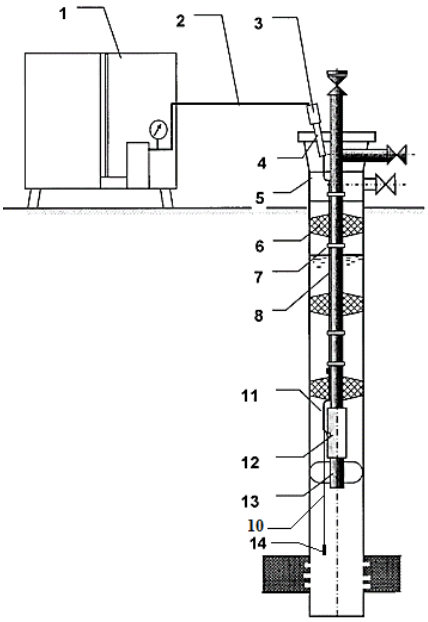


Рисунок 35 – Схема закачки реагента [34]
1 – установка дозирования химреагентов; 2 – ингибиторная трубка; 3 – обратный клапан; 4 – сальниковый ввод; 5 – устьевая арматура; 6 – центратор насосно-компрессорных труб; 7 – хомут для крепления капиллярного устройства; 8 – капиллярное устройство; 10 – соединительный ниппель; 11 – ингибиторная трубка; 12 – насос с погружным электроприводом; 13 – центратор насоса; 14 – груз-форсунка

Наибольшая эффективность данной технологии достигается путем подачи реагента ниже приёмной сетки насоса. Исходя из этого, можно сделать вывод, что реагент целесообразном подавать как можно ближе к интервалу перфорации. С помощью ниппеля и груз-форсунки капиллярной трубки возможно нарастить канал подачи реагента. При этом следует рассчитать длину ниппеля. Это обеспечивает надёжность спуска и ввода реагента. Установка центратора позволяет свести к минимуму повреждения капиллярной трубки в интервале расположения электродвигателя. Центратор устанавливают на протектор и компенсатор. Скоба позволяет зафиксировать капиллярную трубку на центраторе. Прочность капиллярной трубке придает гибкий трос в полиэтиленовой оболочке. Диаметр оболочки варьируется от 1,8 до 2,0 мм.

К преимуществам рассмотренной технологии относят:

1. Подача реагента в определенную точку ствола скважины;
2. Изменение дозировки и марки реагента.

При указанных выше преимуществах отметим, что на насыщение столба нефти в межтрубном пространстве реагент не расходуется. Также расход реагента не увеличивается за счет адсорбции на поверхности обсадной колонны и НКТ. Таким образом, с помощью данной технологии можно добиться экономически выгодного расхода реагента и технологической эффективности.

Устьевой блок подачи реагента (УБПР) предназначен для регулируемой подачи реагента в зону приема глубинного насоса, в зону перфорации, в затрубное пространство, а также в трубопровод нефтесбора. С помощью УБПР осуществляют закачку жидких деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, парафиноотложений и гидратообразования с целью осуществления внутритрубопроводной деэмульсации нефти, а также защиты трубопроводов и оборудования от коррозии, солей, карбонатных отложений, парафиноотложений и др. УБПР относится к малогабаритному оборудованию, предназначенному для хранения от 400 до 1000 литров и небольших подач (до 2,5 л/час) химического реагента.

В состав блока входят следующие компоненты (рисунок 36):

1. Насос-дозатор;
2. Ёмкость для хранения химреагента;
3. Манометр;
4. Шкаф управления;
5. Дополнительные средства автоматизации;
6. Приборы газо- и пожаробезопасности.

Рисунок 36 – Устьевой блок подачи реагента [35]

Одним из производителей УБПР является ООО «Синергия-Лидер». Компания изготавливает два исполнения, УБПР/04 - общепромышленные, УБПР/05 – взрывобезопасные. УБПР может устанавливаться на неподготовленную площадку, насыпную поверхность или на бетонные плиты. УБПР изготавливается в климатическом исполнении УХЛ, категории размещения I по ГОСТ 15150-69 и может эксплуатироваться при температуре окружающего воздуха от -60 °С до + 40 °С. В таблице 7 приведены основные характеристики УБПР.

Таблица 7 – Характеристика устьевого блока подачи реагента [35]

№ п/п	Параметры, характеристики		Значение	
			УБПР/04	УБПР/05
1	Число насосов-дозаторов (НД), шт		1 – 2	
2	Давление на выходе НД, МПа (кгс/см^2)		6,3 (63) – 40 (400)	
3	Объём технологической ёмкости, м^3	материал – сталь 12х18Н10Т	0,4	1,0
		материал – полипропилен	0,4	0,5
4	Потребляемая мощность, кВт		не более 3	
5	Температура подогрева реагента, °С		до 70	
7	Масса БПР (без реагента), т		не более 550	
8	Габариты блока (длина / ширина / высота), м		1 / 1 / 1,6	

Преимущество УБПР заключается в том, что блок работает в автономном режиме и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Внедрение данного оборудования позволит увеличить среднюю наработку на отказ нефтегазопромыслового оборудования, снизить количество ремонтов, а также увеличить добычу нефти за счет периодической закачки реагента для предотвращения образования отложений.

К подземному оборудованию, которое используется непосредственно для закачки реагента в скважину, относятся [17]:

- СПКУ или капиллярная трубка – для подачи реагента внутрь эксплуатационной колонны;
- Муфта-клапан - для подачи реагента во внутрь колонны НКТ.

Сначала рассмотрим специальное погружное кабельное устройство (рисунок 37), которое позволяет проводить доставку химических реагентов в нужное место ствола в необходимых количествах без потери реагентов на

адсорбцию на металле и растворение в скважинных жидкостях. Наибольшая эффективность применения достигается при условии заблаговременного введения реагента в добываемую жидкость до образования АСПО, твердых солевых осадков, высоковязкой водонефтяной эмульсии, гидратных пробок, а также защиты оборудования УЭЦН и эксплуатационной колонны от коррозии ниже приемной сетки погружного насоса. По этой причине дозируемый реагент необходимо подавать как можно ближе к интервалу перфорации.

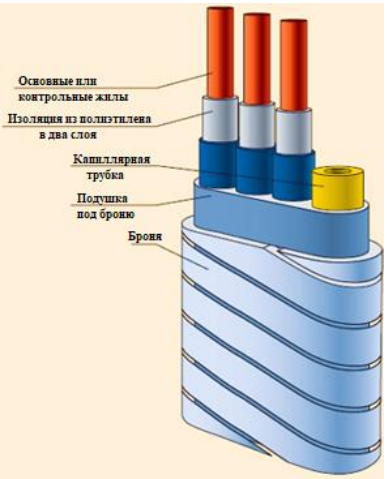


Рисунок 37 – Конструкция специального погружного кабельного устройства

Применение технологии дозирования реагента с использованием СПКУ позволяет:

- Оперативно изменить дозировку и марку реагента;
- Гарантировать доставку химического реагента в требуемую точку скважины;
- Повысить наработку скважины на отказ;
- Экономить дорогостоящий химический реагент за счет доставки его непосредственно в требуемую точку ввода с наиболее эффективной концентрацией и дозировкой.

При вышеуказанных преимуществах реагент не расходуется на насыщение столба нефти в межтрубном пространстве, его адсорбцию на поверхности обсадной колонны и НКТ. В результате чего достигается экономичный расход реагентов и технологический эффект от его применения.

Также стоит отметить, что полипропилен, из которого изготавливается изоляция, отличается высокой химической стойкостью к действию самых различных реагентов: кислот, щелочей, солей, органических растворителей, нефтепродуктов. Он обладает требуемой инертностью к применяемым в нефтедобыче реагентам.

Для борьбы с отложениями, которые образуются в скважине при эксплуатации, компанией ПАО АНК «Башнефть» была реализована идея совместной конструкции силового кабеля и ингибиторной трубки. Диаметр трубки составляет 4,5 мм и служит она для подачи химических реагентов в скважину на необходимую глубину. СПК-301 предназначен для скважин, оборудованных электропогружным насосом. Представляет из себя четырехжильный бронированный кабель с одной полой полиэтиленовой трубкой. Для УШГН разработан вариант одножильной ингибиторной трубки. Капиллярная трубка имеет металлическую оплётку из стальной проволоки. Трубка рассчитана на перепад давления до 50 атм и температуру до 90 °С. В случае, если эксплуатация будет при температурах до 120 °С, то изоляцию жил кабеля и капиллярную трубку изготавливают из блоксополимера пропилена.

Подавать реагент в скважину на любую глубину можно с помощью обычной капиллярной трубки. Также реагент возможно подавать непосредственно в НКТ. Такая трубка крепится к НКТ с помощью специальных хомутов. Устройство трубки представлено на рисунке 38, она состоит из нержавеющей тонкостенной трубки и защитных покрытий. Зачастую трубку защищают несколькими слоями стальной проволоки от различных повреждений.

Рисунок 38 – Капиллярная трубка

Далее рассмотрим муфту-клапан (рисунок 39). Муфту-клапан устанавливают на необходимом интервале НКТ с целью подачи химреагента в полость НКТ. Муфта имеет эксцентричное строение и имеет обратный клапан. Клапан является настраиваемый, можно изменять давление срабатывания клапана. Производителем является компания ООО «Синергия-Лидер». В таблице 8 представлены технические характеристики.

Рисунок 39 – Муфта-клапан [35]

Таблица 8 – Характеристики муфты-клапана [35]

№ п/п	Параметры, характеристики	Значение
1	Резьба муфт труб гладких по ГОСТ 633-80, мм	60 / 73 / 89
2	Диаметр условного прохода, мм	5
3	Диапазон настройки порога срабатывания клапана, кгс/см^2	6 - 75
4	Заводская настройка порога срабатывания клапана при расходе 2,5л/час, кгс/см^2	25 - 30

Хомут-протектор предназначен для крепления к НКТ силового кабеля и ингибиторной трубки, и их защиты от механических повреждений при спускоподъемных операциях (СПО). Преимущество данного устройства заключается в исключении сдавливания трубки, контакта со стенками скважины, тем самым, способствует предотвращению износа брони ингибиторной трубки и защиты её от ударных нагрузок.

Технологию внутрискважинной деэмульсации с помощью СПКУ успешно испытали на скважинах Уфимского УДНГ (управление добычей нефти и газа). В качестве реагента использовали водорастворимый деэмульгатор – «Рекорд - 758». Расход выбрали 50 г/т. В таблице 9 представлены результаты применения внутрискважинной деэмульсации.

Таблица 9 – Результаты внедрения специального погружного кабельного устройства на скважинах Уфимского УДНГ [34]

Номер скважины	**Способ эксплуатации**	**До внедрения**			**После внедрения**		
		$Q_ж$, м^3/сут	**$H_{дин}$, м**	**МРП, сут**	**$Q_ж$, м^3/сут**	**$H_{дин}$, м**	**МРП, сут**
1	УШГН	8,2	290	142	9,3	381	395
2	УШГН	7,0	799	169	7,5	1079	390
3	УЭЦН	55	654	257	134	1016	412
4	УЭЦН	17,5	612	516	50	1285	913
5	УЭЦН	20	588	386	28	920	711

После внедрения СПКУ произошло изменение характеристик работы насосов. Отметим, что в среднем на 14 % удалось уменьшить амплитудные нагрузки на колонну штанг. В свою очередь, произошло увеличение коэффициента подачи насоса на 10 %. Также отметим, что почти в 2 раза произошло увеличение МРП.

Наибольшего эффекта от внедрения СПКУ удалось добиться на скважинах, оборудованных УЭЦН. В данных скважинах увеличилась производительность насоса. Этого удалось достичь за счет снижения вязкости скважинной продукции, а также за счет снижения в рабочих колесах насоса гидравлического сопротивления в 1,2-1,8 раз. Также отметим, что по данным скважинам МРП приблизилось к среднему значению по филиалу компании.

Еще одним результатом применения СПКУ являлось исключение отказов в работе оборудования по причине прогара узла токовода, порыва диафрагмы гидрозащиты, а также пробоя изоляции электродвигателя. Данные проблемы возникали из-за того, что во время эксплуатации осуществляли подъем на поверхность высоковязкой жидкости.

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ВНУТРИСКВАЖИННОЙ ДЕЭМУЛЬСАЦИИ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Эмульсией называют дисперсную систему из двух жидкостей, которые нерастворимы или мало растворимы друг в друге. Различают эмульсию типа нефть в воде (прямая), вода в нефти (обратная) и множественная эмульсия.

Чтобы образовалась эмульсия необходимо затратить энергию, которая концентрируется на поверхности раздела фаз, этот процесс влечёт за собой увеличение поверхности дисперсной фазы. Для образования ВНЭ необходимо соприкосновение нефти и воды, их активное перемешивание, а также присутствие эмульгатора.

Эмульсия может образовываться: в призабойной зоне пласта, на участке «забой – приём насоса», в насосном оборудовании, при прохождении через запорно-регулирующую арматуру и в различном наземном оборудовании.

Тип и стойкость эмульсии зависят от количества и качества эмульгатора. Чем больше нефть содержит эмульгаторов, тем большей устойчивостью будет обладать эмульсия. К природным эмульгаторам, содержащихся в нефти, относятся смолы, парафины, органические кислоты, асфальтены, коллоидные частицы ила и глин, порфирины и соли металлов. Эмульгаторы, адсорбируясь на поверхности глобулы, снижают поверхностное натяжение и формируют бронирующую оболочку.

Основная проблема ВНЭ заключается в том, что она имеет широкий диапазон изменения вязкости. Вязкость эмульсии может быть выше вязкости чистой нефти в десятки раз, поэтому для эмульсии характерно поведение неньютоновской жидкости, вязкость которой зависит от скорости сдвига. Максимальное значение вязкости эмульсии наблюдается при обводнённости от 40 до 75 %.

Стоит отметить, чем больше ПАВ адсорбируется на поверхности, тем прочнее становится оболочка, соответственно, эмульсия со временем

приобретает большую устойчивость. Это явление называется «старение эмульсии».

Под устойчивостью эмульсии понимается её способность противостоять разделению под действием внешних сил. Устойчивость эмульсии бывает 2-х видов: кинетическая и агрегативная. В процессе подготовки эмульсии к расслоению следует максимально уменьшить агрегативную и кинетическую устойчивость.

Процесс разрушения эмульсии называется деэмульгированием и представляет собой двухступенчатый процесс. Первая ступень – флокуляция, вторая – коалесценция.

ВНЭ характеризуются высокой вязкостью и малой текучестью. При образовании эмульсии в ПЗП происходит: снижение проницаемости пористой среды, снижение продуктивности скважины и снижение МРП.

При добыче нефти с помощью УЭЦН образование эмульсии происходит наиболее интенсивно. УЭЦН служит хорошим диспергатором. Гидравлические сопротивления, которые создаёт ВНЭ, приводят к тому, что ПЭД испытывает перегрузки. Нагрузка из-за эмульсии на ПЭД повышается на 10-20 %. Под действием дополнительной нагрузки возможны электрические пробои между обмотками двигателя и вероятность преждевременного выхода из строя ПЭД повышается. На данный момент средняя продолжительность бесперебойной работы УЭЦН варьируется в пределах от 12 до 18 месяцев. При добыче ВНЭ МРП насоса уменьшается в 1,5-2 раза.

Эмульсия негативно сказывается на процессе добычи нефти. Во-первых, повышаются энергетические затраты на добычу и транспортировку, так как эмульсия создаёт дополнительные гидравлические потери. Во-вторых, из-за необходимости разрушения эмульсии повышается энергоёмкость и металлоёмкость на дополнительное оборудование.

Для исследования влияния вязкости среды на напорно-расходные характеристики УЭЦН используют пересчётные коэффициенты. По этим коэффициентам можно определить насколько изменится подача, напор,

мощность и КПД установки в условиях вязкой среды. Коэффициенты рассчитываются по методике Ляпкова П.Д.

Позднее Ляпков П.Д. разработал теорию расчёта корректировочных коэффициентов в зависимости от числа Рейнольдса. Методика расчёта с учётом числа Рейнольдса более точная. Наиболее достоверные значения пересчетных коэффициентов при частоте 50 Гц. Стоит отметить, что с увеличением вязкости среды расчётные значения отличаются от фактических, так как в расчётах не учитывается типа-размер установки. Таким образом, методика требует усовершенствования.

Подача УЭЦН снизится на 20 % в случае, если вязкость жидкости увеличить в 10 раз по сравнению с вязкостью воды. Снизятся на 36 % при увеличении вязкости в 30 раз. Снижение характеристики на 59 % характерно для увеличения вязкости в 60 раз. Соответственно, при повышении вязкости в 100 раз характеристика уменьшится на 73 %.

Методы разделения ВНЭ можно разделить на: термический – подогрев эмульсии перед отстаиванием; электрический – разрушение эмульсии под воздействием электрического поля; механический – обезвоживание способом отстоя, обезвоживание способом фильтрации, центрифугирование; химический – обработка деэмульгатором.

Химический метод подразумевает разрушение бронирующей оболочки глобул эмульсии с помощью деэмульгатора. Его задача состоит в том, чтобы снизить поверхностное натяжение. Стоит отметить, чем раньше ввести деэмульгатор, тем легче расслоить эмульсию. Технология химического разрушения ВНЭ является эффективной и менее затратной, чем другие технологии.

Применяются деэмульгаторы двух видов: ионогенные и неионогенные. Ионогенные ПАВ выступают в качестве эмульгатора прямой эмульсии. Данный вид деэмульгаторов требует большого расхода 3-7 кг на тонну нефти. Из-за этого недостатка данный тип практически не используется. Неионогенные деэмульгаторы имеют относительно небольшой расход, в среднем 50 г на тонну

нефти. Этот тип деэмульгатора подходит для эмульсии обратного типа. Стоимость неионогенных ПАВ в 4-6 раз выше, чем ионогенных.

Деэмульгатор должен соответствовать нескольким требованиям: расход реагента должен быть минимальным; реагент должен быть однородной жидкостью; температура застывания реагента должна соответствовать климатическим условиям; реагент не должен вызывать коррозию оборудования и труб; не должно происходить образования промежуточного слоя в зоне раздела фаз.

Наиболее эффективно процесс деэмульсации будет проходить с использованием нефтерастворимых деэмульгаторов. К данному типу деэмульгаторов можно отнести сепарол WF-41, дисолван 2830, а также виско К-23-Е.

Одним из способов выбора оптимального деэмульгатора и его расхода является экспериментальная проверка деэмульгирующей способности. Сущность лабораторного метода заключается в определении количества воды, которое выделяется из эмульсии в градуированных отстойниках.

Современной технологией разрушения эмульсии является технология подачи деэмульгатора на прием насоса. Суть технологии состоит в том, чтобы при помощи специального погружного кабельного устройства или капиллярной трубки производить закачку реагента на приём насоса.

Применение технологии дозирования реагента с использованием СПКУ позволяет: оперативно изменить дозировку и марку реагента; гарантировать доставку химического реагента в требуемую точку скважины; повысить наработку скважины на отказ; сэкономить дорогостоящий химический реагент за счет доставки его непосредственно в требуемую точку ввода с наиболее эффективной концентрацией и дозировкой.

Технология внутрискважинной деэмульсации с помощью СПКУ прошла успешные испытания. После внедрения СПКУ произошло увеличение коэффициента подачи насоса на 10 %. Также стоит отметить, что почти в 2 раза произошло увеличение МРП. Этого удалось достичь за счет снижения вязкости

скважинной продукции, а также за счет снижения в рабочих колесах насоса гидравлического сопротивления в 1,2-1,8 раз. Еще одним результатом применения СПКУ являлось исключение отказов в работе оборудования по причине прогара узла токовода, порыва диафрагмы гидрозащиты, а также пробоя изоляции электродвигателя.

С целью повышения продуктивности скважин и продления срока службы насоса на месторождении «Х» следует применять технологию внутрискважинной деэмульсации для скважин с обводнённостью 40-75 %. Эффект от внедрения данной технологии будет гораздо выше, чем от технологии подачи деэмульгатора в затрубное пространство скважины, так как не будет взаимодействия деэмульгатора с жидкостью из заколонного пространства. Предлагается использовать УБПР/05 и СПКУ. Преимущество СПКУ перед ингибиторной трубкой заключается в том, что при спуско-подъёмных операциях часты случаи повреждения ингибиторной трубки. В свою очередь, трубка в СПКУ защищена специальным кожухом.

Стоит отметить, что технология подачи химреагента на приём насоса является универсальной, её можно применять для предотвращения и борьбы с различными отложениями. На месторождении «Х» основными осложнениями являются АСПО и отложения гидратов.

На проблемных скважинах с отложениями гидратов или АСПО необходимо произвести геофизические исследования с целью определения места образования отложений. На данном интервале рекомендуется устанавливать переводную муфту-клапан, чтобы подавать ингибитор непосредственно в НКТ. Муфта-клапан соединяется с УБПР через СПКУ.

Соответственно, учитывая параметры месторождения, рекомендуется использовать следующее оборудование: УБПР/05.00-0,5-2-УХЛ1; СПКУ; муфту-клапан СЛ0096.04.275-73; хомут-протекторы.

Рекомендации к принятию технологического решения:

1) В процессе проектирования скважины необходимо произвести лабораторные испытания с нефтью. Важно оценить какая будет вязкость ВНЭ при различной обводнённости;

2) Необходимо рассчитать пересчётные коэффициенты УЭЦН с учётом изменения вязкости ВНЭ. Произвести анализ результатов исследований и выбрать такой УЭЦН, чтобы рабочие параметры скважины соответствовали технологическому режиму;

3) В случае, если не удаётся подобрать необходимый УЭЦН, то принимается решение об использовании деэмульгатора. Деэмульгатор подбирается в лабораторных условиях. При оценке эффективности деэмульгатора важными параметрами являются: глубина деэмульсации, расход деэмульгатора и его стоимость;

4) Подача деэмульгатора в скважину может осуществляться 2 способами: в затрубное пространство или на приём насоса с помощью ингибиторной трубки. В затрубное пространство – слабый эффект, но дёшево. На приём насоса – высокая эффективность, но дорого. Чтобы определиться с технологией необходимо произвести технико-экономический анализ;

5) При выборе технологии с подачей реагента на приём насоса существует 2 способа реализации: применение ингибиторной трубки или СПКУ. Тут также необходимо произвести технико-экономический анализ, так как ингибиторная трубка менее надёжная, но дешёвая, а СПКУ более надёжное, но стоимость его выше. Применение данной технологии позволит увеличить МРП скважины в 1,5-2 раза.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Шефер Евгению Александровичу

Школа	**Инженерная школа природных ресурсов**	**Отделение школы (НОЦ)**	**Отделение нефтегазового дела**
Уровень образования	Магистратура	**Направление/специальность**	21.04.01 «Нефтегазовое дело»; профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на внедрение технологии внутрискважинной деэмульсации на нефтяном месторождении «Х».
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	Налоговый кодекс Российской Федерации. ФЗ-213 от 24.07.2009 г. в редакции от 26.03.2022 г. №67-ФЗ.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ*	Обоснование перспективности применения технологии внутрискважинной деэмульсации на месторождения «Х».
2. *Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок*	Расчет доходов и затрат при внедрении технологии внутрискважинной деэмульсации.
3. *Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности*	Оценка экономической эффективности от внедрения технологии деэмульсации на нефтяных скважинах месторождения «Х».
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей):*	
1. *Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности.*	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.03.2022

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		14.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Шефер Евгений Александрович		14.03.2022

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В работе обоснована экономическая эффективность технологии, сущность которой заключается в том, что при эксплуатации УЭЦН с деэмульгатором повышается производительность насоса, соответственно, повышается дебит нефти. Применение данной технологии актуально в условиях образования высоковязких водонефтяных эмульсий. Целью данного раздела является расчёт экономической эффективности применения технологии подачи химического реагента на приём установки электроцентробежного насоса.

Для реализации данной технологии необходимо дополнительное оборудование: установка дозирования химреагента; специальный кабельный ввод; специальное погружное кабельное устройство, которое включает ингибиторную трубку.

Порядок ввода технологии в эксплуатацию:

1. Утверждение применения технологии технологической службой предприятия;
2. Закупка и доставка необходимого оборудования;
3. Работа бригады капитального ремонта скважины (необходимо поднять компоновку УЭЦН и заменить силовой кабель на СПКУ);
4. Смонтировать и подключить УДХ;
5. Вывести скважину на рабочий режим 165,4 м^3/сут;
6. Своевременно обслуживать УДХ (ревизия и заправка химического реагента).

На месторождении «Х» по результатам нескольких исследований было выявлено, что при использовании технологии подачи деэмульгатора на приём насоса скважин, оборудованных УЭЦН, удалось в среднем увеличить дебит скважин на 3,3 %.

Произведём расчет экономической эффективности от внедрения технологии подачи химического реагента на приём насоса на примере

скважины 132 месторождения «Х» в таблице 10 представлены основные характеристики скважины.

Таблица 10 – Характеристика скважины №132 на месторождении «Х»

№	Показатель	Значение
1	Дебит жидкости, $м^3$/сут	165,4
2	Обводнённость, %	23
3	Динамика обводнённости, % / год	11
4	Дебит воды, $м^3$/сут	38,1
5	Дебит нефти, т/сут	108,8
6	Плотность нефти, кг/$м^3$	854
7	Газовый фактор, $м^3$/т	245
8	Длина НКТ, м	2758
9	Расход реагента, г/т	150

Период расчета – 5 лет. В среднем МРП скважины 2 года, поэтому скважина будет на ремонте в 2022, 2024 и 2026 году, соответственно, 10 дней простоя в каждом из этих годов (7 дней КРС и 3 дня ВНР). На рисунке 40 представлен график добычи нефти 132 скважины месторождения Х.

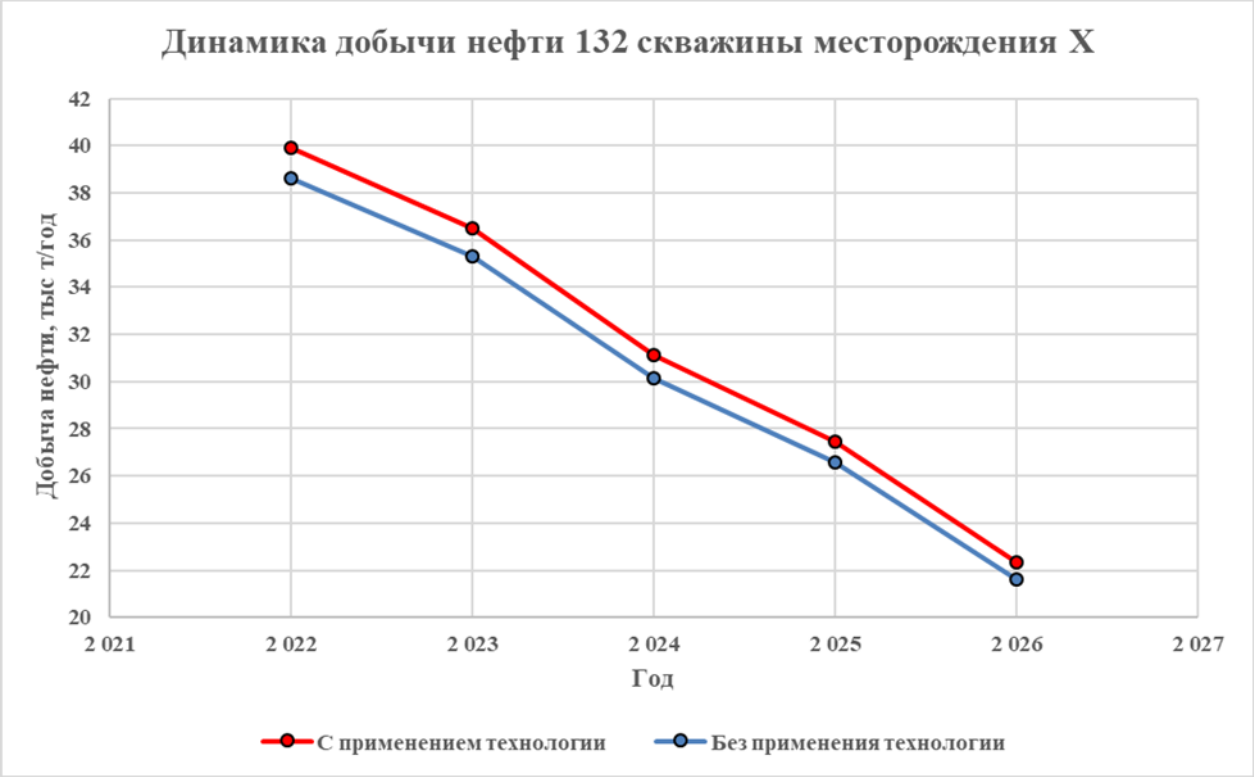


Рисунок 40 – Прогноз добычи нефти 132 скважины месторождения Х

В таблице 11 представлены основные параметры, на которых будет построен расчёт экономической эффективности.

Таблица 11 – Исходные данные расчёта стоимости нефти [36]

Параметр	2022	2023	2024	2025	2026
Цена нефти Urals, $ / бар	58,30	54,20	51,30	51,30	51,30
Курс рубля, руб.	73,10	73,80	74,70	74,70	74,70
Цена нефти Urals, руб. / бар	4 261,73	3 999,96	3 832,11	3 832,11	3 832,11
Цена нефти Urals, руб. / т (в тонне 7,28 баррелей)	31 025,39	29 119,71	27 897,76	27 897,76	27 897,76
Добыча нефти, тыс. т / год (с применением технологии)	39,89	36,50	31,11	27,48	22,34
Добыча нефти, тыс. т / год (без применения технологии)	38,61	35,33	30,12	26,60	21,62

Расчёты показывают, что с использованием технологии подачи деэмульгатора на приём насоса за 5 лет удастся добыть нефти на 5025,24 тонн больше.

К капитальным затратам в данном случае будет относиться бурение горизонтальной скважины с дальнейшим обустройством стоимость строительства выкидной линии, УДХ и СПКУ (таблица 12).

Таблица 12 – Капитальные вложения на строительство и обустройство скважины с учетом технологии подачи химреагента на приём насоса

Параметр	Единица измерения	Цена за единицу, руб.	Количество	Значение, млн руб.
Бурение горизонтальной скважины	руб. / м	37 432,34	3100	116,04
Обустройство скважины	руб. / скв	63 316 257,39	1	63,32
Выкидная линия	руб. / км	3 557 400,00	0,15	0,53
Установка дозирования химреагента	руб. / шт	397 100,00	1	0,40
Специальное погружное кабельное устройство	руб. / м	550,00	2778	1,53
Прочие КВ (10% от обустройства)	руб.	-	-	6,58
Природно-охранные мероприятия (5% без прочих КВ, с учетом буровых работ)	руб.	-	-	9,09
ИТОГО				197,48

В таблице 13 представлен объем эксплуатационных затрат, к которым относятся текущие затраты (таблица 14) и налоги (таблица 15), включаемые в себестоимость.

Таблица 13 – Объем эксплуатационных затрат

Параметр	Единица измерения	Стоимость
Расходы на капитальный ремонт скважин	руб. / ч	19 000,00
Расходы на ремонт оборудования	% отчислений от балансовой стоимости	0,50
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	руб. / т	672,78
Общехозяйственные расходы	руб. / т	29,83
Общепроизводственные расходы	руб. / т	88,85
Сумма расходов	руб. / т	118,69
Прочие затраты	руб. / т	482,24
Стоимость деэмульгатора	руб. / т	390 000,00
Среднемесячная заработная плата	руб. / мес	70 000,00
Страховые взносы [37]	%	37,40

Стоит отметить, что в среднем длительность КРС составляет 7 дней. Расход деэмульгатора принимаем 150 г/т. Обслуживающий персонал – 2 человека.

Таблица 14 – Текущие затраты, в млн руб.

Год	Заработная плата	Содержание и эксплуатация оборудования	Капитальный ремонт скважин	Общепроизводственные расходы	Амортизация основных фондов	Затраты на химический реагент (деэмульгатор)	Прочие	Итого
2022	1,68	26,83	3,77	3,54	26,80	2,33	19,23	84,19
2023	1,68	24,56	0,58	4,33	26,80	2,14	17,60	77,68
2024	1,68	20,93	3,77	3,69	26,80	1,82	15,00	73,69
2025	1,68	18,49	0,58	3,26	26,80	1,61	13,25	65,66
2026	1,68	15,03	3,77	2,65	26,80	1,31	10,77	62,00
Итого	8,40	105,83	12,48	17,48	133,98	9,20	75,86	363,23

Таблица 15 – Сумма налогов к уплате, млн руб.

Год	Страховые взносы	НДПИ	Налог на имущество	Прочие налоги	Итого
2022	0,63	651,35	3,76	18,56	674,30
2023	0,63	538,52	3,17	15,94	558,26
2024	0,63	426,24	2,58	13,02	442,46
2025	0,63	376,44	1,99	11,50	390,56
2026	0,63	306,02	1,40	9,35	317,39
Итого	3,14	2 298,57	12,88	68,37	2 382,96

Расчет налога на добычу полезных ископаемых в части нефти произведен на основании Налогового кодекса Российской Федерации [38] и официальных данных Федеральной антимонопольной службы [39].

Для скважин норма амортизации составляет 14,29 % (7 лет), для выкидной линии – 20 % (5 лет), для природоохранных мероприятий и прочих капитальных вложений – 5 % (20 лет) (таблица 16).

Таблица 16 – Амортизационные отчисления, млн руб.

Год	Строительство скважин	Обустройство скважин	Выкидная линия	УДХ	СПКУ	Прочие КВ (10 % от обустройства)	Природно-охранные мероприятия (5 % без прочих КВ, с учетом буровых работ)	Итого
2022	16,58	9,05	0,11	0,06	0,22	0,33	0,45	26,80
2023	16,58	9,05	0,11	0,06	0,22	0,33	0,45	26,80
2024	16,58	9,05	0,11	0,06	0,22	0,33	0,45	26,80
2025	16,58	9,05	0,11	0,06	0,22	0,33	0,45	26,80
2026	16,58	9,05	0,11	0,06	0,22	0,33	0,45	26,80

В таблице 17 представлены экономические параметры эффективности проекта.

Таблица 17 – Экономическая эффективность технологии с применением внутрискважинной деэмульсации

Параметр	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	Итого
Среднегодовая добыча нефти	тыс т	39,89	36,50	31,11	27,48	22,34	157,31
Накопленная добыча нефти	тыс т	39,89	76,38	107,49	134,97	157,31	-

Продолжение таблицы 17

Эксплуатационные затраты (без НДПИ)	млн руб.	85,71	97,41	89,92	79,77	73,38	426,19
Амортизационные отчисления	млн руб.	26,80	26,80	26,80	26,80	26,80	133,98
Капитальные вложения в строительство скважин	млн руб.	116,04	0,00	0,00	0,00	0,00	116,04
Капитальные вложения в обустройство	млн руб.	65,77	0,00	0,00	0,00	0,00	65,77
Цена реализации нефти без НДС	руб. / т	31 025,39	29 119,71	27 897,76	27 897,76	27 897,76	-
Выручка	млн руб.	1 237,46	1 062,81	867,91	766,52	623,12	4 557,81
НДПИ	млн руб.	651,35	538,52	426,24	376,44	306,02	2 298,57
Валовая прибыль	млн руб.	478,97	426,87	351,76	310,30	243,72	1 811,62
Налог на прибыль	млн руб.	95,79	85,37	70,35	62,06	48,74	362,32
Налог на имущество	млн руб.	3,76	3,17	2,58	1,99	1,40	12,88
Итого налоги	млн руб.	99,55	88,54	72,93	64,05	50,14	375,20
Чистая прибыль	млн руб.	383,17	341,50	281,41	248,24	194,98	1 449,30
Денежный поток	млн руб.	228,15	368,29	308,20	275,04	221,77	1401,46
Накопленный денежный поток	млн руб.	228,15	596,45	904,65	1 179,68	1 401,46	-

По аналогии с указанными выше вычислениями произведён экономический расчёт эксплуатации 132 скважины месторождения «Х» без технологии подачи химреагента на приём насоса. В таблице 18 представлены основные характеристики двух проектов.

Таблица 18 – Сравнительная характеристика проектов

Параметр	**Единица измерения**	**Значения параметров за 5 лет**	
		Без технологии подачи реагента	**С технологией подачи реагента**
Накопленная добыча нефти	тыс. т	152,28	157,31
Выручка	млн руб.	4 412,21	4 557,81
Чистая прибыль	млн руб.	1 407,03	1 449,30
Чистый дисконтированный доход (i = 15%)	млн руб.	1 055,91	1 089,09
Внутренняя норма доходности	%	100,06	100,29
Срок окупаемости (простой)	лет	0,251	0,253
Срок окупаемости (дисконтированный)	лет	0,93	0,92
Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	6,87	6,99

Данные из таблицы показывают, что оба проекта являются экономически рентабельными. Окупаемость проектов менее 1 года. На каждый вложенный рубль инвестор получит более 6 рублей за 5 лет. Рассмотрим на рисунке 41 диаграмму чистой прибыли проектов по годам.

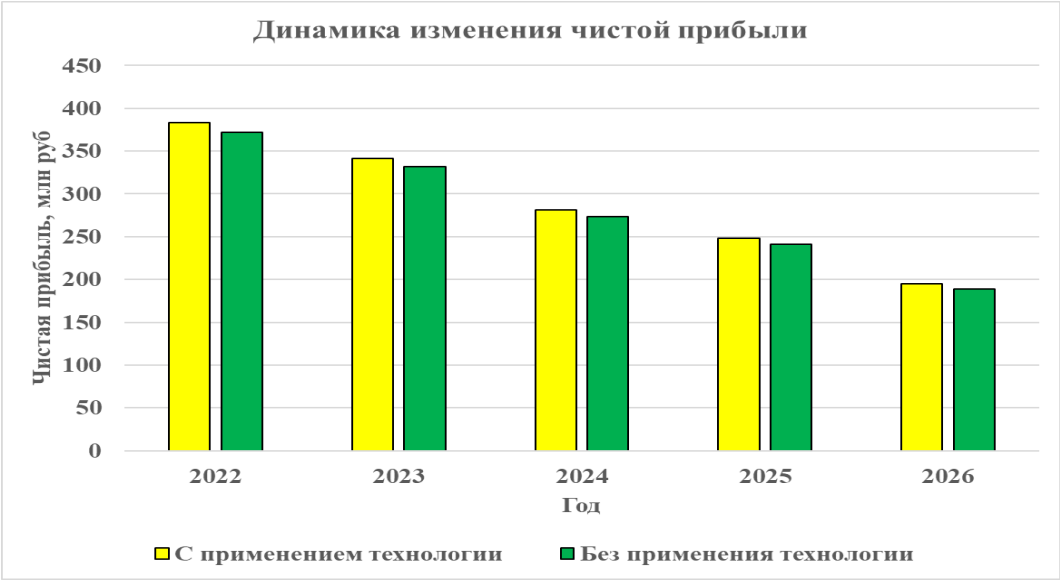


Рисунок 41 – Чистая прибыль по проектам

В каждом из годов по прибыли лидирует проект с применением технологии деэмульсации. Чистая прибыль с годами уменьшается, так как растёт обводненность скважиной продукции и дебит нефти уменьшается. Вариант с применением дополнительной технологии позволяет добыть нефти на 3,3 % больше, что приведёт к увеличению чистой прибыли на 3%. Срок окупаемости при этом изменится незначительно. Таким образом, проект с применением технологии подачи химреагента является более привлекательным с экономической точки зрения.

Рассмотрим влияние добычи нефти, цены на нефть, капитальных вложений и эксплуатационных затрат на экономические показатели проекта. На рисунке 42 представлен график чувствительности чистого дисконтированного дохода (ЧДД) при ставке дисконтирования 15 %.

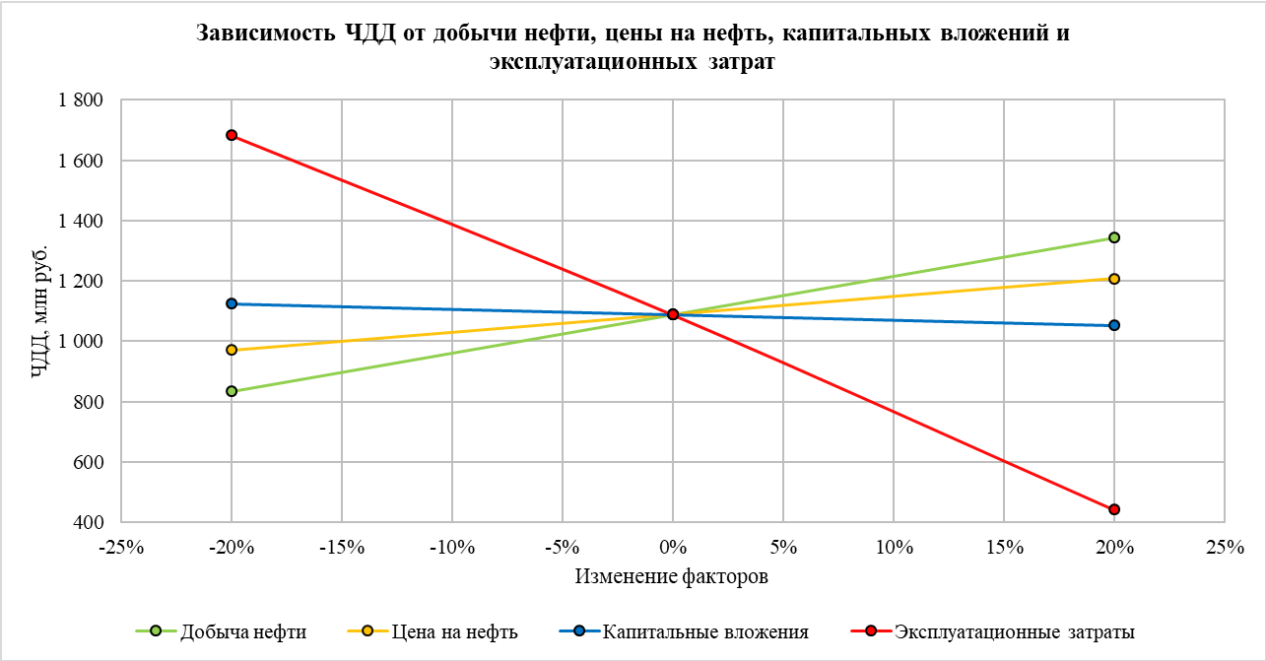


Рисунок 42 – График чувствительности чистого дисконтированного дохода

ЧДД наиболее чувствителен к эксплуатационным затратам. При росте эксплуатационных затрат на 20% ЧДД уменьшается на 60%. Менее всего ЧДД проекта чувствителен к капитальным вложениям.

На рисунке 43 представлен график чувствительности внутренней нормы доходности (ВНД) проекта к различным показателям.

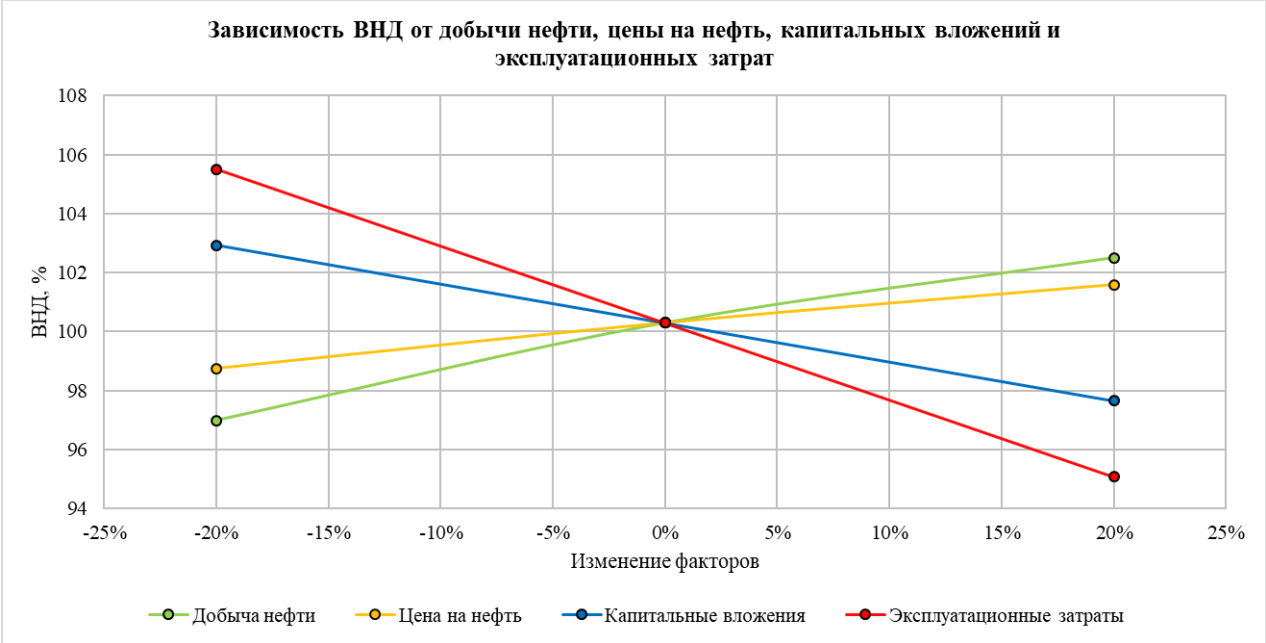


Рисунок 43 - График чувствительности внутренней нормы доходности

На графике также прослеживается наибольшая зависимость ВНД от эксплуатационных затрат. Менее всего ВНД зависима от цены на нефть. При снижении цены на нефть на 20 % ВНД снизится на 1,55 %.

Вывод

В данном разделе была оценена экономическая эффективность от применения технологии деэмульсации 132 скважины месторождения «Х». Благодаря данной технологии можно увеличить добычу нефти на 5025,24 т (3,3 %) и, соответственно, увеличить чистую прибыль проекта на 42,27 млн руб. (3 %) за 5 лет. Срок окупаемости проекта составляет менее одного года. ЧДД при ставке дисконтирования 15 % составит 1 089,09 млн руб.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО		
2БМ04	Шефер Евгению Александровичу		
Школа	**Инженерная школа природных ресурсов**	**Отделение (НОЦ)**	**Отделение нефтегазового дела**
Уровень образования	Магистратура	**Направление / специальность**	21.04.01 «Нефтегазовое дело»; профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Усовершенствование процесса добычи нефти установками электроцентробежных насосов в условиях образования водонефтяных эмульсий	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	***Объект исследования:*** технология подачи химического реагента в скважину. ***Область применения:*** эксплуатационные скважины с низкой производительность. ***Рабочая зона:*** полевые условия – кустовая площадка. ***Размеры кустовой площадки:*** 200 на 70 м. ***Количество и наименование оборудования рабочей зоны:*** добывающая скважина, коллектор сбора нефти и газа, установка дозирования химреагента, специальное погружное кабельное устройство. ***Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:*** заправка установки дозирования химическим реагентом и контроль параметров.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <u>при эксплуатации:</u> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
2. Производственная безопасность <u>при эксплуатации</u>: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов.	***Вредные факторы:*** 1. Повышенная запылённость рабочей зоны; 2. Повышенный уровень шума; 3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 4. Недостаточная освещённость. ***Опасные факторы:*** 1. Химические реагенты; 2. Механические опасности;

	3. Пожаровзрывоопасность рабочей среды. ***Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:*** спецодежда, защитные очки, каска, перчатки, спецобувь, противогаз, газоанализатор, защитные ограждения, сигнальная лента, заземление, предупредительные таблички. **Расчет:** расчет необходимого воздухообмена.
3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации</u>	***Воздействие на селитебную зону:*** загазованность территории при разгазировании трубопровода или скважины. ***Воздействие на литосферу:*** загрязнение почвы в результате разливов нефти и химических реагентов. ***Воздействие на гидросферу:*** разлив нефти и химического реагента на воде. ***Воздействие на атмосферу:*** выброс углеводородного газа и химического реагента.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u>	***Возможные ЧС:*** Техногенные аварии (выброс газа, возгорание горюче-смазочных материалов, разлив нефти, нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов и т.д.); Природные катастрофы (аномальные температуры, наводнения, штормы и т.д.). ***Наиболее типичная ЧС:*** взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	09.03.2022

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		09.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Шефер Евгений Александрович		09.03.2022

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – это ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияния их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров. Работая на производственных объектах, работники компаний подвержены воздействию вредных и опасных факторов. Поэтому избежать чрезвычайные ситуации на производстве возможно при соблюдении правил безопасности труда.

Чтобы производительность нефтяных скважин оставалась на высоком уровне необходимо принимать меры по снижению негативного влияния различных осложнений.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа; контроль за работой оборудования; осуществление работ по очистке ствола скважины от отложений АСПО, солей и гидратов; работа с химическими реагентами. Работы выполняются круглогодично.

Работы, выполняемые по закачке химреагента в скважину, выполняются на кустовой площадке вблизи скважин, на открытом воздухе.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Большинство нефтяных месторождений в России значительно удалены от населенных пунктов, соответственно, у работников преобладает вахтовый метод работы. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом [40]. Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

5.2 Производственная безопасность

При проведении работ по закачке химреагентов в эксплуатационные скважины работники подвержены множеству вредных и опасных производственных факторов. Воздействие вредного производственного фактора на работника в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [41]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	**Этапы работ**		**Нормативные документы**
	Разра-ботка	**Эксплу-атация**	
1) Повышенная запыленность рабочей зоны;	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [42]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [43]; СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [44]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [45].
2) Превышение уровней шума и вибрации;		+	
3) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	+	
4) Недостаточная освещённость;	+	+	
5) Химические реагенты;		+	
6) Механические опасности;	+	+	
7) Пожаровзрывоопасность.	+	+	

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника

Повышенная запыленность рабочей зоны

С целью предотвращения разливов нефти кустовые площадки оборудуются обваловкой. Обваловка представляет из себя песочную насыпь по периметру кустовой площадки. Северным территориям присущи сильные ветра, в связи с этим может происходить попадание песка в носовую полость операторов, обслуживающих скважины на кустовой площадке. Песок попадающий в лёгкие будет в дальнейшем негативно сказывается на здоровье рабочего. Чтобы защитить органы дыхания от попадания мехпримесей необходимо использовать респираторы.

Превышение уровней шума и вибрации

На кустовой площадке при проведении технологических операций со скважинами могут находиться машины бригады капитального ремонта скважин, а также различные агрегаты для проведения технологических операций. Все эти машины и агрегаты являются источником шума, который не

должен превышать допустимый уровень согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [42]. Норма уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБ, а на открытой местности 80 дБ. Вертолёты, которые доставляют рабочих на месторождения, являются источником повышенного шума. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает допустимое значение. Для защиты органов слуха необходимо использовать наушники или противошумные вкладыши согласно СП 51.13330.2011 [46].

Норма уровня вибрации составляет 92 дБ при частоте 63 Гц согласно ГОСТ 12.1.012-90 [43]. Используемый при обработке скважин цементировочный агрегат ЦА-320 может оказывать повышенную вибрацию на моториста. Основными мерами снижения уровня вибрации являются: виброизоляция источника от рабочего места, для этого на пути распространения вибрации устанавливают виброизоляторы из материалов с большим внутренним трением (резины, пробки, войлока и стальных пружин); профилактика, заключающаяся в контроле за вибрационными параметрами и проведении планового предупредительного ремонта оборудования.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Ухудшению самочувствия рабочего способствует отклонение показателей климата. Технологические мероприятия со скважинами производят на открытом воздухе. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Рабочие обеспечиваются средствами индивидуальной защиты (СИЗ) при отклонении показателей климата. К ним относятся спецодежда и спецобовь; также для защиты головы используют каски, для глаз – защитные очки; для органов дыхательных путей – противогазы и респираторы. При пониженной температуре предусмотрена теплая одежда, при осадках – используют плащи.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

– Запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям;

– В летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать

СИЗ от гнуса и клеща;

– При температуре воздуха ниже минус 25°С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25 °С.

Работы приостанавливают при определенных температурах и скоростях ветра в холодное время года. Таблица 20 отражает метеорологические условия, при которых останавливают работы.

Таблица 20 – погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	**Температура, °С**
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

Недостаточная освещенность рабочей зоны

В темное время суток рабочая зона должна быть освещена для избегания травм рабочих. Фонари и прожектора используют как осветительные приборы. Согласно СП 52.13330.2016 норма освещенности не ниже 10 люксов [44]. Поэтому мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника

Химические реагенты

При проведении различных технологических операций со скважиной могут применяться химические агрессивные вещества, которые могут нанести вред здоровью рабочего персонала.

В таких случаях работник перед проведением операции должен пройти специальный инструктаж по мерам безопасности при работе с ядовитыми и легковоспламеняющимися веществами. При работе с химическими реагентами необходимо соблюдать меры пожарной безопасности, техники безопасности, а также обязательно использовать СИЗ. Спецодежда должна противостоять химреагентам.

Механические опасности

Это самый распространённый вид опасности. Возможны как обычные ушибы, так и летальный исход. Операторы на кустовой площадке постоянно работают с трубопроводами и скважинами, находящимися под высоким давлением, различными машинами и агрегатами. Все эти аспекты увеличивают вероятность получения травмы. Зачастую причиной травматизма является несоблюдение правил безопасности.

Чтобы обезопасить работу человека применяют: предупредительные знаки, предохранительные устройства, сигнализацию, защитные кожухи и барьеры. Также обязательно применение средств индивидуальной защиты.

Пожаровзрывоопасность

На кустовой площадке велик риск пожара или взрыва, так как, добываемые углеводороды являются горючим веществом. К основным причинам возгорания относятся: использование открытого огня, использование электроприборов не во взрывозащищённом исполнении, нарушение техники безопасности при использовании искрообразующего инструмента.

Активный способ обеспечения пожаробезопасности подразумевает применение огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара. При пассивном способе тушения горение

прекращается путем изоляции горючего от окислителя. Для тушения пожаров используют жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные, твердые вещества и воду. К средствам тушения пожара на кустовой площадке относятся: огнетушитель, совковая и штыковая лопаты, багор, кошма, песок, ведро.

5.2.3 Расчет системы воздухообмена

Произведём расчёт системы воздухообмена в блоке обогрева персонала. Размеры помещения 10 / 2,5 / 2,2 м.

Потребный воздухообмен определяется по формуле 26:

$$L = \frac{1000 \cdot G}{\mathrm{X_в} - \mathrm{X_н}}, \tag{26}$$

где L – потребный воздухообмен, $м^3/ч$;

G - количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения, г/ч;

$X_в$ - предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, $мг/м^3$;

$X_н$ - максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21, $мг/м^3$.

Применяется также понятие кратности воздухообмена n, которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле 27:

$$n = \frac{L}{V}, \tag{27}$$

где n – кратность воздухообмена, $ч^{-1}$;

V – внутренний объем помещения, $м^3$.

Согласно СП 2.2.3670-20, кратность воздухообмена n >10 недопустима.

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (CO_2). Определение

потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по его допустимой концентрации.

Предельно допустимая концентрация CO_2 в воздухе рабочей зоны – 9000 мг/м^3. Содержание углекислоты в атмосфере вахтового городка – 650 мг/м^3.

Количество CO_2, выделяемое всеми работниками определяется по формуле 28:

$$G = N_{\text{чел}} \cdot g_{CO_2}, \tag{28}$$

где $N_{\text{чел}}$ – количество людей в помещении, шт;

g_{CO2} - количество углекислоты, выделяющейся в воздух помещения, г/ч.

Взрослый человек в состоянии покоя выделяет 35 г/ч углекислого газа.

Количество CO_2, выделяемое 2 работниками:

$$G = 2 \cdot 35 = 70, \text{г/ч}$$

Определим потребный воздухообмен:

$$L = \frac{1000 \cdot 70}{9000 - 650} = 8{,}38, \text{м}^3/\text{ч}$$

Кратность воздухообмена составляет:

$$n = \frac{8{,}38}{10 \cdot 2{,}5 \cdot 2{,}2} = 0{,}15, \text{ч}^{-1}$$

Таким образом нужна вентиляционная система, которая будет обеспечивать воздухообмен 8,38 м^3/ч. Кратность воздухообмена при этом 0,15 ч$^{-1}$.

5.3 Экологическая безопасность

Основными типами воздействий на окружающую среду являются:

- Загрязнение нефтью или химическими реагентами окружающей среды из-за несовершенства технологий или аварийных разливов;

- Загрязнение атмосферы из-за испарений нефтепродуктов при нагреве для проведения исследований;

- Загрязнение отходами промышленного и бытового характера природной среды.

В результате происходит:

- Сокращение ареалов распространения флоры из-за разливов;
- Сокращение рыбных запасов из-за загрязнения поверхностных вод;
- Вырубка лесов из-за обустройства вахтового поселка.

Мерами по охране окружающей среды являются минимизация выброса газа и разлива нефти, а также оптимизация процессов сжигания газов.

Защита атмосферы

Основным источником загрязнения атмосферы являются выбросы газа и вредных веществ, получаемые при аварийных ситуациях. Причины аварий заключаются в механических повреждениях оборудования, некачественном строительстве или ремонте оборудования, а также несоблюдении техники безопасности.

Мероприятия по защите атмосферы: защита от коррозии оборудования; разработанный план действий при аварийной ситуации; ликвидация аварий аварийными службами.

Чистоту атмосферы можно достичь путем сокращения выбросов газа и обезвреживанием попутных вредных веществ, выбрасываемых с основным газом.

Защита гидросферы

Разлив нефти, химических реагентов, применяемых при обработке скважины, или утилизация остатков реагентов негативно влияют на состав поверхностных вод. При разливе нефти на воде образуется пленка, которая препятствует воздушному обмену.

Пути загрязнения природных вод:

- При некачественном цементировании скважины или ее негерметичности могут возникнуть перетоки по затрубному пространству нефти или химических реагентов с последующим попаданием в природные воды;

- Из-за отсутствия гидроизоляции производственных площадок может произойти загрязнение грунтовых вод.

Таким образом, следует не допускать разлива нефти и химических реагентов, чтобы не допустить загрязнения поверхностных и подземных вод.

Защита литосферы

Загрязнение почв нефтью или химическими реагентами приводит к экологическому ущербу, т.е. снижается продуктивность лесов и ухудшается санитарное состояние окружающей среды. Поэтому следует проводить рекультивацию земель.

Рекультивацию загрязненных земель по трассам трубопроводов выполняется следующих образом:

1 этап – происходит сбор пролитой нефти, срез почвенного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ;

2 этап – производят поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов достигается:

- Контролем за давлением в пласте и оборудовании;
- Аварийным отключением насосных агрегатов;
- Прокладкой трубопровода в кожухах через автомобильные дороги;
- Контролем за герметичностью оборудования.

Защита селитебной зоны

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин часты случаи разгерметизации технологического оборудования. По своему охвату аварии бывают разные, на их ликвидацию могу уйти как считанные минуты, так и месяцы. Углеводородный газ является вредным для человека, поэтому нельзя допускать загазованности среды. При расположении объектов добычи нефти

вблизи населённых пунктов, необходимо устанавливать датчики анализа среды в разных точках населённого пункта, чтобы не допустить отравления людей. Особенно это актуально, если в добываемой продукции присутствует сероводород.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На производственном объекте возможны чрезвычайные ситуации (ЧС) техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера. При проведении химической обработки скважины могут возникнуть следующие возможные чрезвычайные ситуации: выброс газа при негерметичности оборудования; возгорание горюче-смазочных материалов; разливы нефти; нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов. К наиболее распространённым природным ЧС можно отнести аномальные температуры, штормы, наводнения, землетрясения и др.

Рассмотрим некоторые ЧС. Выброс газа при негерметичности оборудования влечет за собой опасность отравления работников предприятия. Также из-за высокой загазованности существует вероятность возникновения пожара с потенциальным ущербом инфраструктуре. Возгорание горючих материалов повлечет за собой отравление работников, также возможно получение ожогов работниками и ущерб предприятию.

Разливы нефти нанесут значительный вред окружающей среде и биосфере. Загрязнение нарушит естественные процессы в природе и изменит условия обитания живых организмов. Ликвидация разливов занимает от нескольких месяцев до нескольких лет.

Нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов в установке дозирования реагентов. При этом происходит разлив реагента в помещении, где находится УДХ. Соответственно, происходит загазованность помещения. Работник может отравиться парами химического реагентов или получить ожог.

Наиболее вероятной ЧС может быть взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений. Несоблюдение правил эксплуатации оборудования может привести к нарушению его герметичности. При контакте с воздухом образуется взрывоопасная смесь, которая может воспламениться при малейшей искре.

Для предотвращения данной ситуации необходимо проверять герметичность сальниковых и фланцевых соединений, запорных устройств, находящихся на кустовых площадках и в помещении, не реже 1 раза в смену.

При возникновении ЧС ответственный за проведение работ должен определить опасную зону и оградить её. Далее необходимо принять меры, направленные на спасение людей, находящихся в опасной зоне. Каждый сотрудник должен быть ознакомлен с планом действий при аварийной ситуации и ЧС. Работники должны отключить электроэнергию в загазованной зоне и прекратить огневые работы.

На случай возникновения пожара на кустовой площадке должны быть средства пожаротушения. Огнетушители должны быть полностью заряжены и в работоспособном состоянии. Узел запорно-пускового устройства должен быть опечатан. Огнетушители должны находиться на отведенных местах в течение всего времени эксплуатации месторождения [47].

Для снижения риска наступления рассмотренной ЧС необходимо ежедневно осматривать оборудование. Также нужно улучшать условия труда и повышать знания и компетенции работников в вопросах безопасности труда.

Вывод

В данной работе был произведён анализ вредных и опасных факторов, влияющих на здоровье рабочих. Выполнение требований правил безопасности и применение мер по предупреждению опасных воздействий поможет избежать влияние вредных и опасных факторов. Также при проведении работ необходимо уделять должное внимание экологической безопасности, чтобы не допустить её загрязнения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены осложнения, которые возникают при образовании водонефтяной эмульсии. Особенностью ВНЭ является широкий диапазон изменения вязкости. Рост вязкости перекачиваемой жидкости вызывает дополнительные гидравлические сопротивления. Наиболее интенсивное образование эмульсии происходит при добыче с помощью УЭЦН за счёт высокой частоты работы насоса.

Важно разрушать эмульсию, чтобы избежать проблем при эксплуатации скважин. Эмульсия может способствовать снижению технологических показателей работы скважин и фильтрационных параметров призабойной зоны пласта. Стоит отметить, что чем раньше начать разрушать эмульсию, тем лучше. Поэтому рекомендуется применять технологию подачи деэмульгатора на приём насоса с помощью установки дозирования химреагента. Таким способом можно увеличить межремонтный период УЭЦН и повысить продуктивность скважины.

Также в работе была рассчитана экономическая эффективность от внедрения технологии внутрискважинной деэмульсации на скважине 132 месторождения «Х». Рассмотренная технология оказалась экономически рентабельной, срок её окупаемости менее одного года. Чистая прибыль, полученная от реализации дополнительно добытой нефти, в десятки раз превышает затраты на оборудование и его обслуживание. Благодаря данной технологии можно увеличить добычу нефти на 5025,24 тонны (3,3 %) и, соответственно, увеличить чистую прибыль проекта на 42,27 млн рублей (3 %) за 5 лет. ЧДД при ставке дисконтирования 15 % составит 1 089,09 млн рублей.

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по обработке скважины химреагентами. Были проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению. Также были рекомендованы мероприятия, которые позволят снизить риск наступления ЧС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Земенков Ю.Д. Сбор и подготовка нефти и газа: учебник / Ю.Д. Земенков [и др.]. – М.: Издательский центр «Академия», 2009. – 160 с.
2. Шишмина Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин / Л.В. Шишмина. – Томск: ТПУ, 2011. – 129 с.
3. Закожурников Ю.А. Подготовка нефти и газа к транспортировке: учебное пособие для СПО / Ю.А. Закожурников. – Волгоград: Издательский дом «Ин-Фолио», 2010. – 176 с.
4. Пыхов Д.С. Исследование и разработка волнового метода разрушения водонефтяной эмульсии в пластовых условиях и в призабойной зоне пласта: дис. канд. техн. наук. –Уфа, 2013. – 139 с.
5. Насыров В.А. Обводнённость продукции скважин и влияние её на осложняющие факторы в добыче нефти / В.А. Насыров, Ю.В. Шляпников, А.М. Насыров // Экспозиция Нефть Газ. – 2011. – №14. – С. 14-17.
6. Справочник инженера-нефтяника. Том I. Введение в нефтяной инжиниринг. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 1136 с.
7. Eley D.D. Emulsions of water in asphaltene-containing oils / D.D. Eley, M.J. Hey, J.D. Symonds // Colloids and Surfaces. – 1998. – №32. P. 87–101. doi: 10.1016/0166-6622(88)80006-4.
8. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки нефти. Промысловая подготовка углеводородов / Переведён с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 776 с.
9. Kokal S., Al-Juraid. Reducing emulsion problems by controlling asphaltene solu-bility and precipitation // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans, 1998. – P. 145-156. doi: 10.2118/48995-ms.
10. Гумеров О.А. Предупреждение образования водонефтяных эмульсий в скважине с учетом гидродинамических процессов в призабойной зоне пласта: дис. канд. техн. наук. –Уфа, 1998. – 177 с.

11. Strassner J.E. Effect of pH on interfacial films and stability of crude oil-Water emulsions / J.E. Strassner // Journal of Petroleum Technology. – 1968. – №20. P. 303–312. doi: 10.2118/1939-pa.

12. Гумеров К.О., Зейгман Ю.В., Гумеров О.А. Исследование физических свойств водонефтяных дисперсных систем в процессе их движения через погружные центробежные насосы // Научно-технический журнал "Нефтегазовое дело". 2013. Т. 11. №4. С. 73-76.

13. Гумеров К.О. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования вязких водонефтяных эмульсий: дис. канд. техн. наук. – СПб., 2015. – 136 с.

14. Bobra M. A Study of the Formation of Water-in-Oil Emulsions // Arctic and Ma-rine Oil Spill Program Technical Seminar. – Edmonton, 1990. – 24 p.

15. Лоскутова Ю.В. Изучение вязкостно-температурного поведения водонефтяных эмульсий в точке инверсии фаз / Ю.В. Лоскутова [и др.] // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2017. – №10. – С. 221-225.

16. Кагарманов И.И. Особенности эксплуатации УЭЦН: Учеб. пособие. - Самара. 2005. 48 с.

17. Гумеров О.А. Опыт применения внутрискважинной деэмульсации для повышения эффективности эксплуатации УЭЦН на Арланском месторождений / О.А. Гумеров [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2014. – №6. – С. 292-315.

18. Пяльченков Д.В. Исследование влияния параметров добывающих скважин на отказы электроцентробежных насосов / Д.В. Пяльченков, Н.О. Пяль-ченкова // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ». – 2016. – Т.8, №5. – С. 1-6. [Электронный ресурс] URL: http://naukovedenie.ru/PDF/109TVN516.pdf.

19. Ляпков П.Д. О влиянии вязкой жидкости на характеристику погружных центробежных насосов. – Труды ВНИИ. – 1964. – Выпуск XLI. – С. 71–107.

20. Ибатулов К.А. Пересчет характеристик центробежных насосов с воды на нефть. – Баку: Азнефтеиздат, 1975. – 79 с.

21. Шищенко Р.И., Бакланов Б.Д. Насосы в нефтяной промышленности. – Баку: Азнефтеиздат, 1998.

22. Ляпков П.Д., Павленко В.П. Учебное пособие по дисциплине «Технология и техника добычи нефти». – М.: МИНГ, 1988. – 91 с.

23. Ивановский В.Н. Влияние вязкой жидкости на рабочую характеристику погружных электроцентробежных насосов / В.Н. Ивановский, С.С. Пекин, П.Л. Янгулов // Территория нефтегаз. – 2012. - №9. – С. 49-55.

24. Деговцов А.В. О влиянии вязкости перекачиваемой жидкости на комплексную характеристику малогабаритных ступеней установок электроцентробежных насосов с открытыми рабочими колесами / А.В. Деговцов, Н.Н. Соколов, А.В. Ивановский, Г.А. Лупский, И.Н. Мамалиев, Ю.А. Аксёнов // Территория нефтегаз. – 2018. - №1. – С. 54-60.

25. Справочник инженера-нефтяника. Том III. Наземные сооружения и технологии обустройства. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 848 с.

26. Ушева Н.В. Технологические основы и моделирование процессов промысловой подготовки нефти и газа: учебное пособие / Н.В. Ушева [и др.]. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 131 с.

27. Сбор и подготовка нефти и газа. Технология и оборудование: учебное пособие // под ред. А.Р. Хафизова, Н.В. Пестрецова, В.В. Шайдакова. – Уфа: Изд-во Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2002. – 570 с.

28. ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.

29. Богуслаев В.А., Кононенко П.И., Скачедуб А.А., Квитчук К.М., Козлов О.В., Слиденко В.М., Листовщик Л.К., Лесик В.С. Способ реагентно-импульсно-имплозионной обработки призабойной зоны пласта, установка для

его осуществления, депрессионный генератор импульсов // Патент России №2376455. 2009. Бюл. №35.

30. Болычев В.С., Федоров Ю.В. Состав для разрушения стойких водонефтяных высоковязких эмульсий // Патент России №2333927. 2008. Бюл. №26.

31. Czarnecki J. «On the stabilization of water in crude oil emulsion», paper pre-sented at the 9th Annual International Conference on Petroleum Phase Behavior and Fouling, Victoria, B.C., Canada, June 15-19, 2008.

32. Mahon A.J. Interfacial aspects of water-in-crude oil emulsion stability // Emulsions – A Fundamental and Practical Approach. – Dordrecht–boston–london: Kluwer Academic Pudlishers. – 1992. – P. 135–156.

33. Зейгман Ю.В. Эффективность эксплуатации установок электроцентробежных насосов в скважинах: учебное пособие / Ю.В. Зейгман, О.А. Гумеров. – Уфа: ООО «Монография», 2006. – 88 с.

34. Хасанов Ф.Ф. Технологии физико-химических методов борьбы с осложнениями при эксплуатации высокообводненных скважин: Автореф. Дис. канд. техн. наук. – Уфа, 2007. – 24 с.

35. Сайт компании ООО «Синэнергия-Лидер» / [Электронный ресурс] URL: http://sinlid.ru/product_info.php?products_id=11 (дата обращения – 09.01.2022).

36. Прогноз социально-экономического развития. – Режим доступа: https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya/.

37. Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска: Приказ N 851н от 30.12.2016 Министерства труда и социальной защиты РФ (в ред. Приказа Минтруда России от 10.11.2021 N 788н) [Электронный ресурс]. – URL: https://mvf.klerk.ru/spr/spr143.htm.

38. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 19.07.2000 № 118-ФЗ (ред. от 26.03.2022) / [Электронный ресурс] URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/.

39. Федеральная антимонопольная служба. Режим доступа - https://fas.gov.ru/.

40. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

41. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

42. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

43. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

44. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

45. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

46. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.

47. СП 9.13130.2009. Техника пожарная огнетушители требования к эксплуатации.

Приложение А

(справочное)

WATER-OIL EMULSION: PROPERTIES, CAUSES OF FORMATION, METHODS OF DESTRUCTION

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Шефер Евгений Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Матвеенко Ирина Алексеевна	д.ф.н.		

INTRODUCTION

The necessary conditions for improving the efficiency of well operation are the study of the physical nature of phenomena occurring during the lifting of reservoir fluids and the choice of technologies that reduce the negative impact of various complications. One of such complications is water-oil emulsions.

Emulsion formation occurs when oil and water are mixed. The formed emulsion complicates the extraction process and makes it difficult to lift the liquid to the surface. The emulsion is characterized by stability, that is, the ability not to break over time under various external influences.

The formation of stable emulsions reduces the reliability of pumping units due to an increase in hydrodynamic resistance during pump operation. The emulsion negatively affects the well operation, its productivity decreases. The inter-repair period of the pump shortens. The emulsion also worsens the permeability of the bottomhole zone.

Thus, the formation of an emulsion during operation entails serious problems in the production, collection and processing of oil. The most important issue is the possibility of breaking the emulsion before rising to the surface and entering the collection and preparation system. In order to improve the efficiency of downhole equipment and increase the inter-repair period, it is necessary to implement advanced technologies. Therefore, in order to minimize complications in the production of watered oil, the most effective methods of demulsification should be chosen, and for this it is necessary to study the properties of the emulsion, as well as methods of its destruction.

WATER-OIL EMULSION

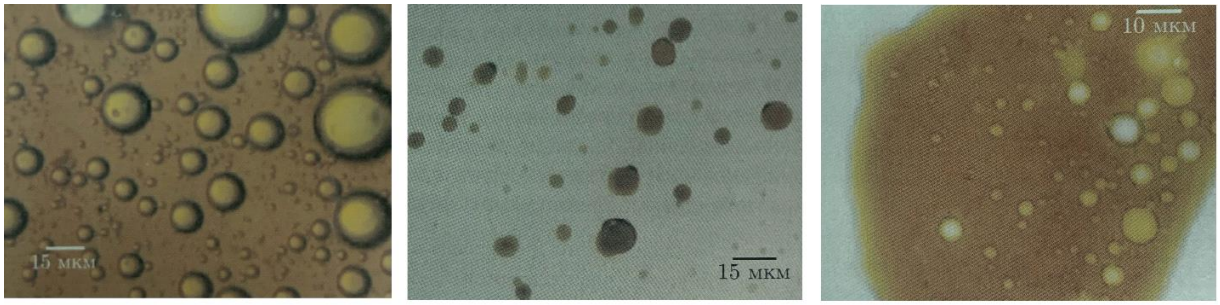
Due to water breakthrough to the bottomhole of producing wells, water flooding of the well product occurs, water appears in the oil. The mixing of oil and water or its crushing occurs when the fluid moves along the wellbore, and then when moving along the oil collection system. The dispersion process consists in

crushing the immiscible liquids into one another, resulting in an oil-water emulsion.

The emulsion is called a dispersion system of two liquids that are insoluble or slightly soluble in each other, and the liquids are suspended in the form of small droplets. In this case, the dispersion medium is a liquid in which globules are distributed, and the dispersion phase is a liquid that is distributed in the dispersion medium.

Oil emulsions are divided into the following types (Figure 1):

- Oil-in-water emulsion. This emulsion is considered direct. Water is a dispersion medium, and the oil distributed in it is a dispersed phase. It should be noted that oil is a non-polar liquid and water is polar;
- Water-in-oil emulsion. This type of emulsion is considered inverse. In the reverse emulsion, the water globules (polar liquid) are dispersed phase and are placed in oil (non-polar liquid), which in turn is a dispersion medium;
- Multiple emulsion (emulsion in emulsion) is small droplets that are suspended in larger droplets that are suspended in a dispersion medium. They contain a large amount of mechanical impurities and are difficult to break. This type of emulsion can be encountered in the preparation of water.



1 **2** **3**

Figure 1 - Emulsion types
1 – water-in-oil; 2 – oil-in-water; 3 - multiple emulsion

Usually, the external environment is a liquid, the volume of which is larger in the mixture. Oil production in most cases produces a water-in-oil emulsion. If

the liquid ratio is approximately the same, the emulsion is classified by droplet size in the dispersion medium.

If the water content of the emulsion is up to 10%, then the emulsion will be lighter than pure oil. If the water in the emulsion is 10-20%, then the color will be yellow-brown. However, with a water content of more than 25%, the color of the emulsion will be yellow.

One more classification can be given. This classification reflects the volume of water contained in the emulsion:

- Diluted emulsion - water volume up to 0.2%;
- Concentrated emulsion - water volume from 0.2 to 74%;
- Highly concentrated - contains over 74% of the volume.

Diluted emulsions can be characterized by a small diameter of the dispersed phase (about 10^{-5} cm), a low probability of collision of droplets and their high resistance. The presence of electric charges on the droplets can also be noted. The characteristics of concentrated emulsions include a relatively large droplet size (more than 0.1 μm), which can sediment. It is worth noting that the emulsion can be both stable and unstable. A characteristic of highly concentrated emulsions is that single droplets of the dispersed phase have almost no ability to sediment. The droplet sizes of this kind of emulsion range from 0.1 to 100 μm or more.

CAUSES AND MECHANISM OF EMULSION FORMATION

The implementation of the emulsification process of two immiscible liquids requires certain action. This process entails an increase in the surface of the dispersed phase, as well as the concentration of spent energy at the interface of the phases. Energy concentration is carried out in the form of free superficial energy.

The main conditions for emulsion formation are:

- Oil and water contact;
- Mixing of two liquids;
- Presence of emulsifier.

The main factors affecting emulsion formation are emulsifiers and degree of mixing. During the field operation, there are many mixing mechanisms: filtration in the bottomhole zone of the formation, passage of fluid through the perforations of the filter at the bottom of the well and at the pump intake, passage through tubing, flow lines, a collection header, passage through shutoff and control valves and various ground equipment. Lowering the pressure below the saturation pressure contributes to the release of gas from the oil, which also leads to the formation of an emulsion. It is worth noting that as a result of prolonged mixing, the globules of the dispersed phase become smaller in diameter and the emulsion becomes more stable. The results of the studies showed that the dimensions of the water globules vary from 0.1 μm to 1000 μm.

The presence of an emulsifier is also an important condition for the formation of an emulsion. The type and resistance of the emulsion depends on the amount and quality of the emulsifier. Natural emulsifiers are contained in the heavy fraction of oil. Crude oil has a wide range of properties, respectively, the number of heavy components can also be different. The more emulsifiers the oil contains, the more stable the emulsion will be. The less stable the emulsion, the easier it is to break it down.

Emulsifiers are substances that increase the stability of the emulsion. Emulsifiers of the emulsion are surfactants and fine solid particles.

Surfactants are compounds that partially dissolve in oil and partially in water. Figure 2 shows the structure of the surfactant molecule. The molecule has two parts: hydrophobic - dissolves in oil; hydrophilic - dissolves in water. Due to this structure, surfactants can accumulate at the phase interface, between water and liquid, forming an interfacial film or adsorption-solvate layer.

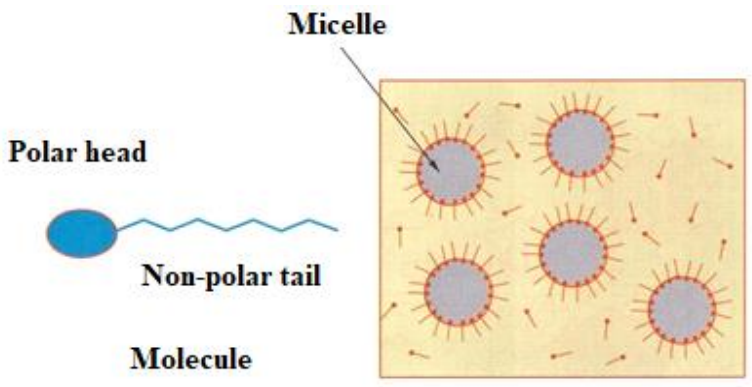


Figure 2 - Molecular structure diagram and micelle formation

Fine solid particles can act as mechanical stabilizers. These submicron-sized particles are much smaller than the emulsion droplets collected at the oil/water interface and wetted with both oil and water. Stabilizing particles can be: asphaltenes, resins, paraffins, sand, clay material, drilling mud particles and other minerals. The effectiveness of stabilization depends on many factors. The size of the particles, their wettability and the physicochemical interaction of these particles have a significant effect. Figure 3 shows the effect of asphaltenes on emulsion stability.

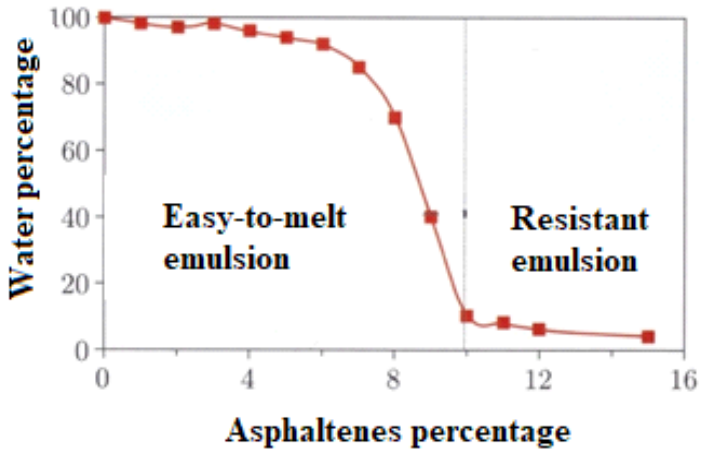


Figure 3 - Effect of asphaltenes added to oil on emulsion stability

The mechanism of action of emulsifiers is as follows:

1) Emulsifiers adsorbing on the surface of the globule reduce the surface tension on the surface, due to which smaller droplets are formed;

2) Armoring shell forms on the surface of the globules, which prevents the coalescence of the globules in case of collision;

3) Emulsifiers can only be polar substances. If the type of emulsion is "oil-in-water," then surfactants are built so that an electric charge is created on the surface of the globules. Since particles that have like charges repel each other, additional energy must be applied to merge the globules. Globules will repel each other under the influence of electrostatic forces. It is worth noting that the more polar components, the higher the strength of the emulsion.

The strongest membranes are formed by asphaltenes in an acidic environment (low pH) and gradually weaken with an increase in pH. If the membrane is formed by resins, then the most stable emulsion is formed in the alkaline environment, and the weak emulsion is formed in the acidic [1].

Natural emulsifiers contained in petroleum include resins, paraffins, organic acids, asphaltenes, colloidal sludge and clay particles, porphyrins and metal salts. The higher the salt concentration in the formation water, the higher the strength of the emulsion. Studies have shown that films made of asphaltenes and porphyrins are the most durable, and the film made of resins is rather weak.

The emulsion stabilization mechanism on the example of asphaltenes (Figure 4).

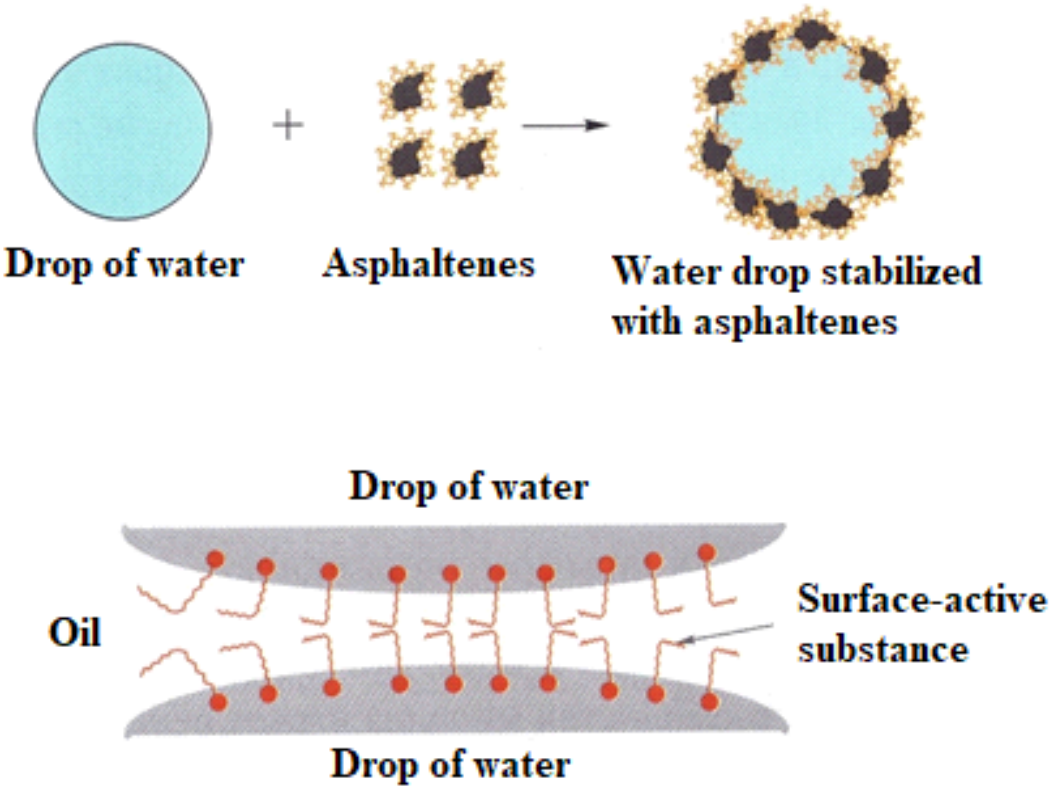


Figure 4 - Mechanism for stabilizing emulsions with asphaltenes

Oil-in-water emulsion globule shell structure (Figure 5).

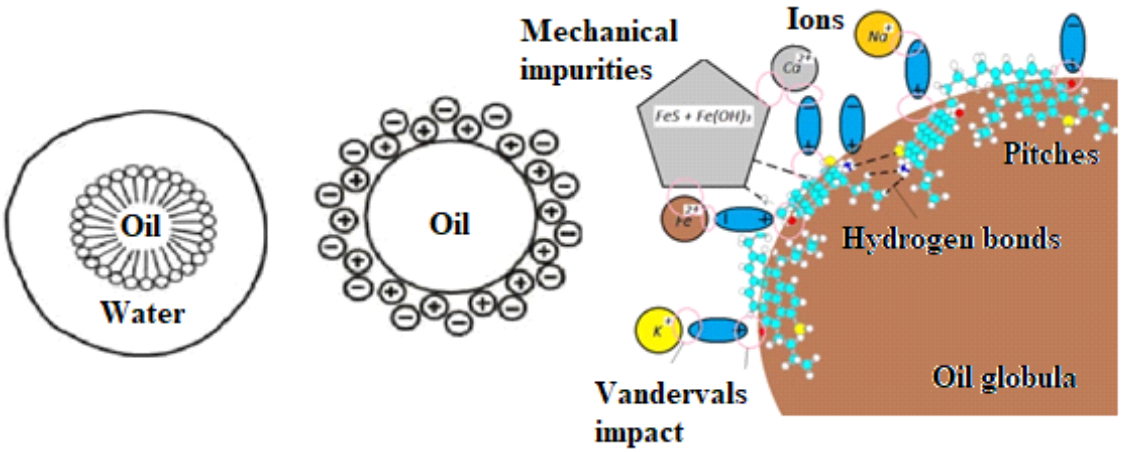


Figure 5 - Double electric layer on oil globules in water

Thus, an oil-water emulsion is formed in the presence of an emulsifier, as well as in the consumption of at least one of gravity energy, mechanical energy or gas expansion energy [2].

VISCOSITY OF EMULSION

A feature of the emulsion is that it has a wide range of viscosity variation. The viscosity of the emulsion can be several times higher than the viscosity of the oil. The emulsion is a non-Newtonian liquid, since its viscosity depends on the shear rate. Figure 6 shows the dependence of viscosity values of stable emulsions at a temperature of 52 °C on water cut.

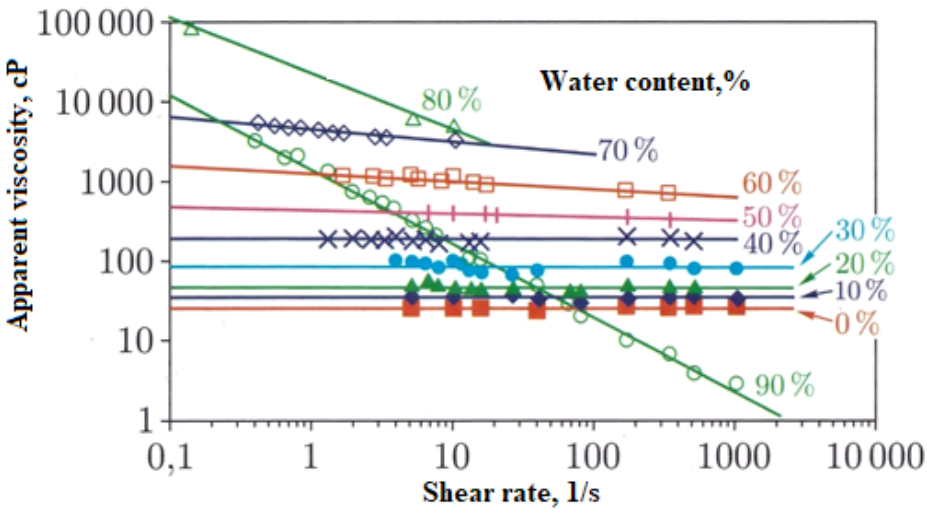


Figure 6 - Viscosity of resistant emulsions at 52 °C

For emulsions with a water cut of up to 40 %, the slope angle is 0, which means that these emulsions have Newtonian behavior. For emulsions with a water cut of more than 40 %, the slope angle is different from 0, which confirms the non-Newtonian properties. The highest viscosity is observed in 80% of the emulsion. For comparison, the viscosity of the oil was 20 cP and the viscosity of the water was less than 1 cP. Up to 80% reverse type emulsion, then it turns into direct type emulsion. The concentration at which phase reversal occurs is called the inversion point. For most oils, the inversion is in the range of 50 to 90 %. On average, the inversion is 71 %.

Consider the dependence of emulsion viscosity on temperature (Figure 7).

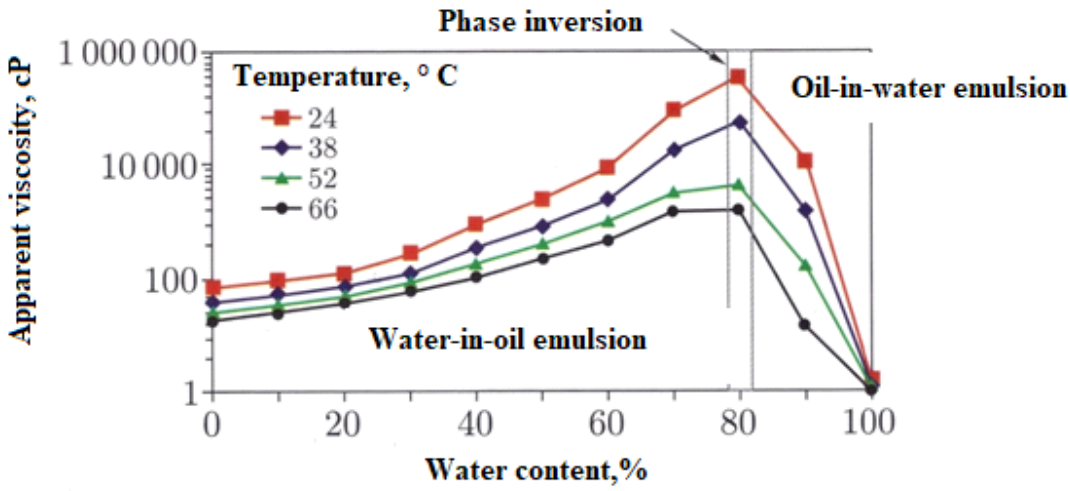


Figure 7 - Viscosity of stable emulsions at shear rate 0.1 (1/s)

The graph shows that as the temperature increases, the viscosity of the emulsion decreases.

EMULSION BREAKING MECHANISM

The emulsion breaking process is called demulsification and is a two-step process. The first stage is flocculation, the second is coalescence or fusion. Either of these steps can determine the rate of emulsion degradation.

Flocculation is the process of water droplets sticking together, but water droplets do not lose their identity. The drops are located close to each other, but do not merge. Coalescence can occur if water droplets have a weak armor shell. The duration of flocculation depends on several factors:

- The flocculation rate depends on the water content in the emulsion, the more water, the higher the rate;
- Flocculation also depends on the temperature of the emulsion. The increase in temperature is directly proportional to the increase in flocculation;
- Low oil viscosity depends on viscosity of oil - the lower the oil viscosity, the shorter the deposition time and the higher the flocculation rate;
- There is high difference in oil and water densities - the greater the difference, the higher the deposition rate;

- Application of electric field allows increasing the frequency of impact of drops.

The coalescence process is the second step of de-emulsion. During this process, water droplets are combined. As a result, large droplets are formed. It must be emphasized that the process is irreversible. The reduction of water droplets results from the coalescence process. Accordingly, complete oil demulsification occurs. The coalescence process depends on the following factors:

- The greater the flocculation rate, the greater the frequency of collisions between droplets;
- The less mechanical impurities, the faster coalescence occurs;
- The more water in the emulsion, the faster the coalescence;
- Demulsifiers promote accelerated coalescence;
- The lower the interfacial tension at the oil-water interface, the faster the emulsion separation occurs.

After the water droplets have merged and increased in size, precipitation occurs under the influence of gravity. This is due to the fact that water has a higher density than oil. As a result, the emulsion is separated [3].

CONCLUSION

An emulsion is a dispersion of two liquids that are insoluble or slightly soluble in each other. They distinguish between an emulsion such as oil in water, water in oil and a multiple emulsion.

In order to form an emulsion, it is necessary to expend energy that is concentrated at the phase interface, this process entails an increase in the surface of the dispersed phase. To form an oil-water emulsion, contact of oil and water, their active mixing, and the presence of an emulsifier are necessary.

The type and resistance of the emulsion depends on the amount and quality of the emulsifier. The more emulsifiers the oil contains, the more stable the emulsion will be. Natural emulsifiers contained in petroleum include resins, paraffins, organic acids, asphaltenes, colloidal sludge and clay particles, porphyrins

and metal salts. Emulsifiers adsorb on globule surface, reduce surface tension and form armoring shell.

The main problem with the water-oil emulsion is that it has a wide range of viscosity variation. A feature of the emulsion is that it has a wide range of viscosity variation. The viscosity of the emulsion can be several times higher than the viscosity of the oil. The emulsion is a non-Newtonian liquid, since its viscosity depends on the shear rate. The maximum value of emulsion viscosity is observed at water cut from 40 to 75 %.

It is worth noting that the more surfactants are adsorbed on the surface, the stronger the shell becomes, respectively, the emulsion becomes more stable over time. This phenomenon is called "emulsion aging."

The emulsion breaking process is called demulsification and is a two-step process. The first stage is flocculation, the second is coalescence.

REFERENCES

1. Strassner J.E. Effect of pH on interfacial films and stability of crude oil-Water emulsions / J.E. Strassner // Journal of Petroleum Technology. – 1968. – №20. P. 303–312. doi: 10.2118/1939-pa.

2. Kokal S., Al-Juraid. Reducing emulsion problems by controlling asphaltene solu-bility and precipitation // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans, 1998. – P. 145-156. doi: 10.2118/48995-ms.

3. Bobra M. A Study of the Formation of Water-in-Oil Emulsions // Arctic and Ma-rine Oil Spill Program Technical Seminar. – Edmonton, 1990. – 24 p.