

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 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Интенсификация добычи нефти с применением бескислотных составов в терригенных коллекторах нефтяного месторождения "Х" (Вьетнам)

УДК: 622.276.72(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Ле Тхиен Шинь		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Ерофеев Владимир Иванович	Доктор технических наук		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
К.Т.Н, Доцент	Кашук Ирина Вадимовна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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 (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврская работа

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Ле Тхиен Шинь

Тема работы:

Интенсификация добычи нефти с применением бескислотных составов в терригенных коллекторах нефтяного месторождения "X" (Вьетнам)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.05.2019 № 3569/с.
Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2019

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по месторождению «X», тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> – Основные факторы и механизм формирования АСПО, водонефтяные эмульсии; – Общее сведение о структуре месторождения «Х»; – Исследование и подбор оптимальных составов химреагентов для удаления АСПО, водонефтяных эмульсий, гидрофобизации пород ПЗП ; – Результаты опытно-промысловых испытаний на скважине N. – Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; – Социальная ответственность; – Заключение.
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Общие сведения об осложнениях, возникающих в нефтедобыче»	Ст. преподаватель Черканцева Лилия Васильевна
«Общие геологические сведения о месторождении «Х»»	Ст. преподаватель Черканцева Лилия Васильевна
«Исследование и подбор оптимальных составов химреагентов для терригенных пород»	Ст. преподаватель Черканцева Лилия Васильевна
«Результаты опытно-промысловых испытаний на скважине N»	Ст. преподаватель Черканцева Лилия Васильевна
«Финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение»	Доцент Кащук Ирина Вадимовна
«Социальная ответственность»	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019 г
---	--------------

Задание выдал руководитель/ консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Ерофеев Владимир Иванович	Доктор технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Ле Тхиен Шинь		

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

Школа Инженерная школа ресурсов природных
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения Весенний семестр 2018/2019 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2019	
Дата контроля	Название раздела / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.03.2019 г.	Общие сведения об осложнениях, возникающих в нефтедобыче.	15
10.04.2019 г.	Общие геологические сведения о месторождении "X"	10
17.04.2019 г.	Исследование и подбор оптимальных составов хмреагентов для терригенных пород.	25
24.04.2019 г.	Результаты опытно-промысловых испытаний на скважине N.	20
20.05.2019 г.	Финансовый менеджмент.	15
14.05.2019	Социальная ответственность.	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Ерофеев Владимир Иванович	Доктор технических наук		

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Черканцева Лилия Васильевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа 107 с., 18 рис., 38 табл., 25 источников.

Ключевые слова: АСПО, водонефтяная эмульсия, гидрофобия, X, методы борьбы, химреагент, нефть, скважина, лабораторные исследования, водные блокады.

Объектом исследования является нефтяное месторождение «X» (Вьетнам).

Цель работы – изучение бескислотных составов для ОПЗ скважин с целью повышения продуктивности добывающих скважин месторождения X, анализ эффективности проведения данных методов на месторождении на скважине N.

Область применения: для обработки призабойной зоны пласта на нефтяных месторождениях "X".

Экономическая значимость данной работы заключается в том, что при правильном выборе метода удаления осложнений уменьшается количество аварий, отказа работы нефтепромыслового оборудования, увеличивается добыча нефти.

В будущем целесообразно использовать полученные результаты при оптимизации технологий подготовки нефти на других месторождениях.

Выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере. В работе используются пакета Microsoft Office 2010, текстовая часть выполнена в Microsoft Word 2010, расчеты и графики в Microsoft Excel 2010, презентация создана в Microsoft Power Point.

Перечень обозначений и сокращений

Асфальтосмолопарафиновые отложения.....	СПО
Асфальто-смолистое вещество.....	АСВ
Смоло-асфальтеновые компоненты.....	САК
Природные поверхностно-активные вещества.....	ПАВ
Ароматические растворители.....	АР
Алифатические растворители.....	АЛ
Капитальный ремонт скважин.....	КРС
Обработка призабойной зоны.....	ОПЗ
Поддержание пластового давления.....	ППД
Призабойная зона пласта.....	ПЗП
Выпускная квалификационная работа.....	ВКР
Система и межремонтный период.....	СРП
Парафиновые углеводороды.....	ПУ
Насосно-компрессорный труб.....	НКТ
Штанговая глубиннонасосная установка.....	ШГНУ
Установка электроприводного центробежного насос.....	УЭЦН
Сверхчастотное электромагнитное излучение.....	СВЧ - излучение
Электромагнитного импульса.....	ЭМИ
Ксилол.....	Х
Керосин.....	К
Дизельные топлива.....	ДТ
Давление забойное.....	$P_{\text{заб}}$
Давление пластовое.....	$P_{\text{пл}}$
Дебит нефти.....	$Q_{\text{н}}$
Дебит газа.....	$Q_{\text{г}}$

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОСЛОЖНЕНИЯХ, ВОЗНИКАЮЩИХ В НЕФТЕДОБЫЧЕ.....	13
1.1. Асфальтосмолопарафиновые отложения	13
1.1.1 Состав, свойства и образование асфальтосмолопарафиновых отложений.....	13
1.1.2. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложением.	15
1.2. Водонефтяные эмульсии	18
1.2.2. Образование и свойства нефтяных эмульсий	18
1.2.3. Разрушение водонефтяных эмульсий.....	20
1.3. Коррозия.....	22
1.3.1. Коррозионные процессы – классификация.....	23
1.3.2. Способы защиты от коррозии	24
2. ОБЩИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х»	27
Обзорная карта района приведена на рисунке 2.1.	27
2.1. Стратиграфия.....	27
2.2. Тектоника.....	29
3. ИССЛЕДОВАНИЕ И ПОДБОР ОПТИМАЛЬНЫХ СОСТАВОВ ХИМРЕАГЕНТОВ ДЛЯ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД.....	31
3.1. Предложение химреагента для удаления органических отложений	31
3.1.1. Обоснование подбора химреагента для удаления органических отложений.....	31
3.1.2. Исследование и подбор оптимального состава химреагента для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений.....	33
3.1.3. Определение растворимости асфальтосмолопарафиновых отложений химреагентом DMC-Deorganic.	36
3.2. Предложение и анализ проведенных лабораторных исследований по подборе химреагентов для удаления водонефтяных эмульсий и водных блокадов.	39

3.2.1.	Обоснование подбора химреагента для удаления водонефтяных эмульсий и водных блокадов.....	39
3.2.2.	Исследование способности разрушения водонефтяной эмульсии химреагентом DVC-Dewater.....	42
3.3.	Химреагента для гидрофобизации пород в призабойной зоне пласта.....	47
3.3.1.	Влияние гидрофобизации пород в призабойной зоне пласта на эффективность добычи нефти.....	47
3.1.1.	Химреагент для гидрофобизации пород в гидрофобизации пород в призабойной зоне пласта.....	51
3.1.2.	Вывод к подразделу исследования по подбора гидрофобизатора.....	61
3.2.	Оценка общих свойств химреагентов.....	61
3.2.1.	Определение коррозионной активности технологических жидкостей.....	61
3.2.2.	Определение коэффициента восстановления проницаемости керна после воздействия на него предлагаемого состава.....	65
4.	РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ НА СКВАЖИНЕ N.....	69
5.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	71
5.1.	Предпроектный анализ.....	72
5.1.1.	Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	72
5.1.2.	SWOT– анализ.....	74
5.2.	Планирование управления научно–техническим проектом.....	75
5.2.1.	План проекта.....	76
5.2.2.	Бюджет научного исследования.....	77
5.2.3.	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	81
5.2.4.	Накладные расходы.....	82
5.3.	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	83
6.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	87
6.1.	Производственная безопасность.....	89

6.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	90
6.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.	92
6.2. Экологическая безопасность.....	94
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	97
6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	102
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	103
ПРИЛОЖЕНИЯ	106

ВВЕДЕНИЕ

Одной из важных задач нефтедобывающей промышленности в настоящее время является увеличение коэффициента нефтеотдачи и темпов разработки нефтяных залежей. На сегодняшний день большая часть мировых залежей углеводородов обрабатывается недостаточно эффективно. Средний показатель нефтеотдачи составляет около 30%. Ориентируясь на тенденцию увеличения спроса на энергоресурсы и другие продукты, изготавливаемые из такого сырья, современные добывающие компании уделяют максимум внимания увеличению данного показателя [1].

Объектом исследования является месторождение «Х»

Предметом работы является изучение процессов образования осложнений в нефтедобыче; общие геологические характеристики месторождений «Х»; анализ проведенных лабораторных исследований по подбору химреагента для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, водонефтяных эмульсий и водных блокадов и гидрофобизации пород в призабойной зоне пласта; анализ эффективности проведенных опытно-промысловых испытаний на скважине N.

Научная новизна работы: исследованы химреагенты для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, разрушения эмульсий и гидрофобизация пород в призабойной зоне пласта месторождения «Х».

Результаты анализа и исследований послужат основой для повышения продуктивности добывающих скважин месторождения X, и для оптимизации технологий подготовки нефти на других месторождениях.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОСЛОЖНЕНИЯХ, ВОЗНИКАЮЩИХ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

1.1. Асфальтосмолопарафиновые отложения

При нефтедобыче асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) представляют собой проблемы, которые вызывают осложнения в эксплуатации скважин, трубопроводных транспортных и нефтепромыслового оборудования. Накопление АСПО на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования приводит к затруднению её добычу, хранение, транспорт, уменьшению производительности системы и межремонтного периода (СРП) скважин.

1.1.1 Состав, свойства и образование асфальтосмолопарафиновых отложений

АСПО – это твёрдая или густая мазеобразная углеводородная смесь тёмно-коричневого или чёрного цвета, которая состоит из парафинов (от 20 до 70 % мас.) и асфальто-смолистых веществ (АСВ) (от 20 до 40 % мас.), силикагелевой смолы, нефти, воды и механических примесей. В зависимости от природы нефтяной системы, состава и свойств добываемой продукции и ряда других факторов (геологических, гидродинамических, термодинамических и т.д.), состав АСПО и доли их компонентов могут изменяться в широких пределах [2].

Парафины — это углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$. В пластовых условиях парафины растворяются в нефти. В зависимости от содержания парафинов нефти разделяются (ГОСТ 11851-85) на: малопарафиновые (менее 1,5% мас.), парафиновые (от 1,5 до 6% мас.) и высокопарафиновые (более 6% мас.).

Церезины — это смесь парафиновых углеводородов (ПУ) нормального и

изомерного строения с числом атомов углерода от 36 до 55. Имеют молекулярную массу 500—700 и мелкокристаллическую структуру с температурой плавления 57°С и выше. В отличие от парафинов церезины имеют большую вязкость и способны загущать нефть за счет их мелкокристаллической структурой.

АСВ составляют самую большую группу, которая называют неуглеводородными компонентами нефти. Кроме углерода и водорода, в АСВ включаются сера, азот, кислород и металлы, такие как железо, никель и т.д. Они концентрируются в тяжелых нефтяных остатках, таких как мазутах, битумах, гудронах и др. Выделение АСВ из нефтей и тяжелых нефтяных остатков достаточно сложно.

Асфальтены - порошкообразные высокомолекулярные вещества с бурым и коричневым цветом, плотность 1,1 г/см³, содержание асфальтенов в нефтях колеблется от 1 до 20%. В состав асфальтенов входят (%_{мас.}): С (80-86), Н (7-9), S (до 9), О (1-9) и N (до 1,5).

В зависимости от состава отложений варьируются их физико-химические свойства. Состав отложений разнообразен не только в разных месторождениях, но и по высоте колонны одной скважины. Со временем изменяется компонентный состав и микроструктура АСПО.

Образование парафиновых отложений происходит в результате сцепления с поверхностью уже образовавшихся в потоке частиц или возникновения и роста кристаллов на поверхности оборудования [3].

Образование АСПО может выделить на две стадии:

- первая этап - процесс возникновения центров кристаллизации и формирование кристаллов парафина напрямую в поверхности контакта с нефтью;
- на второй стадии происходит осаждение на покрытую парафином поверхность более крупных кристаллов.

В то время асфальтены осаждаются плотным и стойким осадком, и смолы помогают усиливать их действие. Смолы являются поверхностно-активными веществами и могут адсорбироваться на поверхности парафиновых кристаллов и ингибировать процесс их кристаллизации. Асфальтены в виде мелких частиц диспергируют кристаллы парафинов. За счет наличия смолисто-асфальтеновых компонентов, парафины более равномерно диспергируются в нефти и трудно осаждаются. Однако при наличии смоло-асфальтеновых компонентов (САК) в парафиновых осадках, на стенках трубопровода будут образоваться твердые жёсткие парафины, которые тяжело выносятся потоком нефти.

Процесс образования АСПО зависит от: [4]

- давление на забое и в стволе скважины;
- температура в пласте и стволе скважины;
- скорость движения нефтяного потока;
- материал и шероховатость внутренней поверхности оборудования;
- обводненность нефти;
- компонентный состав нефти.

Количество и свойства АСПО являются непостоянными, потому что их интенсивность формирования зависит от одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине.

1.1.2. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложением

В целях борьбы с АСПО предусматривают проведение работ по предупреждению образования отложений и их удалению.

Методы предотвращения образования отложения АСПО включают:

- Химические;
- Физические;

- Гладкие покрытия.

Одним из самых перспективных способов для предотвращения образования АСПО является химический метод. Применение такого метода несложно и имеет высокую эффективность и долгосрочное действие.

Химический метод основан на дозировании различных химических реагентов в добываемую продукцию. Их действия основываются на адсорбционных процессах, которые происходят на границе раздела фаз: нефть – дисперсная фаза, нефть – поверхность металлической трубы. Химические реагенты подразделяют на смачивающие, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы.

Недостатки химических методов: высокой стоимостью; сложность подбора эффективного реагента, связанная с постоянным изменением условий эксплуатации в процессе разработки месторождения.

Физические методы основаны на воздействии механических и ультразвуковых колебаний (вибрационные методы), а также электрических, магнитных и электромагнитных полей на добываемую и транспортируемую продукцию.

Вибрационные методы позволяют создавать ультразвуковые колебания в области парафинообразования, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению парафина на стенках труб.

Гладкие покрытия - снижают шероховатость поверхности ступеней или насосно-компрессорных труб, вследствие чего уменьшаются отложения парафина. Применение гладких защитных покрытий из лаков, стекла и эмали. Установлено, что чем выше шероховатость поверхности, тем интенсивнее парафинообразование, а на гладкой поверхности отложения незначительны.

К методам удаления отложений относятся следующие:

- химические;

- тепловые ;
- механические.

Сущность тепловых методов заключается в стекании парафина с нагретой поверхности при температурах выше 50 °С. При этом требуется специальный источник тепла, расположенный непосредственно в зоне отложений или расположить теплосодержащий агент на устье скважины.

В настоящее время используют технологии с применением:

- горячей нефти, воды или пара в качестве теплоносителя;
- электропечей наземного и скважинного исполнения;
- индукционных электро-депарафинизаторов;
- реагентов, при взаимодействии которых протекают экзотермические реакции.

Недостатками данных методов являются их высокая энергоемкость, электропожароопасность, ненадежность и низкая эффективность применяемых технологий.

Механические методы разработаны для удаления уже образовавшихся отложений АСПО на насосно-компрессорном трубе (НКТ).

Химические методы – дозирование в нефть или нефтяную эмульсию химических соединений для промывок нефтепроводов, скважинного и нефтепромыслового оборудования от отложений АСПО, образующихся в процессах добычи и транспорта нефти;

Применение растворителей для удаления уже образовавшихся отложений является одним из наиболее известных и распространенных интенсифицирующих методов в технологических процессах добычи, транспорта, хранения и переработки нефти. Однако и здесь проблема подбора растворителя в конкретных условиях весьма далека от своего разрешения. Как правило, подбор растворителей АСПО осуществляют эмпирически. Это связано с недостатком информации об их

структуре и свойствах и с малой изученностью механизма взаимодействия нефтяных дисперсных систем с растворителями.

1.2. Водонефтяные эмульсии

Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений вызывает серьезные осложнения при добыче, сборе и подготовке нефти, связанные с образованием нефтяных эмульсий, которые обладают высокими вязкостью и стойкостью к разрушению.

При образовании стойких эмульсий снижаются показатели безотказности работы насосных установок из-за увеличения количества обрывов штанговой глубиннонасосной установки (ШГНУ), пробоев электрической части установки электроприводного центробежного насос (УЭЦН) вследствие перегрузок погружного электродвигателя. Рост давления жидкости в системах сбора нефти и газа влечет за собой порывы коллекторов затрудняются сепарация газа предварительный сброс воды. С необходимостью разрушения стойких эмульсии связан также наибольший рост энерго-металлоемкости.

1.2.2. Образование и свойства нефтяных эмульсий

Поскольку нефтяная эмульсия представляет собой неустойчивую систему, тяготеющую к образованию минимальной поверхности раздела фаз вполне естественно ожидать наличие у нее склонности к расслоению. Однако реальных условиях эксплуатации нефтедобывающего оборудования во многих случаях образуются эмульсии, обладающие высокой устойчивостью. Это в значительной степени определяет выбор технологии их дальнейшей обработки, а также глубину отделения водной фазы от нефти. Агрегативную устойчивость эмульсий измеряют

временем их существования до полного разделения образующих эмульсию жидкостей. В случае эмульсий, полученных разных нефтей, их устойчивость может составлять от нескольких секунд до года и более.

На способность к эмульгированию влияют следующие факторы [5]:

- Содержание полярных компонентов: чем их больше, тем выше стойкость образующейся эмульсии. Известно, что нефти парафинового основания образуют менее стойкие эмульсии, чем нефти нафтенового основания.
- Содержание растворенных в воде веществ (минерализация): чем больше минерализация воды, тем выше стойкость эмульсии.

Нефтяные эмульсии бывают двух типов: вода в нефти В/Н и нефть в воде Н/В.

К естественным стабилизаторам эмульсий относят содержащиеся в нефти асфальтные смолы нафтены и парафины, являющиеся природными поверхностно-активными веществами (ПАВ).

На устойчивость водонефтяных эмульсий влияют:

- дисперсность системы: чем больше дисперсность эмульсии, тем стабильнее эмульсия при прочих равных условиях;
- физико-химические свойства естественных эмульгаторов, образующих на границе раздела фаз адсорбционные защитные оболочки;
- наличие двойного электрического слоя или заряда на капельках дисперсной фазы;
- температура смешиваемых жидкостей;
- вязкость и плотность нефти, содержание в эмульсии легких фракций углеводородов.

Устойчивость большинства нефтяных эмульсий типа "вода в нефти" со временем возрастает. Особенности старения обратной эмульсии зависят от состава

и свойств нефти, пластовой воды, условий образования эмульсии (температура, интенсивность перемешивания фаз).

К основным характеристикам нефтяных эмульсий относят степень разрушения за определенный период времени, эффективную (в ряде случаев структурную) вязкость, средний поверхностно-объемный диаметр эмульгированных капель водной фазы. В совокупности эти параметры отражают интенсивность эмульгирования нефти, ее физико-химические свойства и адсорбцию эмульгатора.

Ввиду большого разброса размеров капель нефтяных эмульсий (от одного до сотен мкм), а также различия режимов потока, эмульгирование происходит как под действием вязких, так и динамических сил.

1.2.3. Разрушение водонефтяных эмульсий

Гравитационное разделение очень сложно, так как плотности нефти и воды близки; кроме того, из-за высокой вязкости нефти осаждение капель воды происходит слишком медленно. Поэтому были разработаны быстрые и более эффективные методы, как использование химических деэмульгаторов, замораживающие (криологические) технологии, гидроциклоны, методы регулирования рН, центробежные отстойники, фильтрация, тепловая обработка, электростатическая деэмульсация, магнитное воздействие и различные сочетания перечисленных методов. Каждый из этих подходов имеет свои преимущества и недостатки. Например, использование химических деэмульгаторов может изменить межфазные свойства водонефтяной эмульсии, тем самым позволяя каплям воды сливаться в более крупные капли с большей легкостью. Тем не менее, затем деэмульгаторы должны быть удалены из водной и нефтяной фаз. Это вносит дополнительную сложность в процесс сепарации. Эффективность

деэмульсации нефти реагентами зависит от многих факторов, основными из которых являются: эффективность используемого деэмульгатора, длительность и интенсивность перемешивания эмульсии с ПАВ, количества воды, содержащейся в эмульсии, и температуры эмульсии.

Со временем прочность эмульсии увеличивается. Для некоторых нефтей повышение стойкости эмульсии отмечается довольно быстро, через несколько минут или же в течение часа – двух после эмульгирования. Поэтому время начала обработки эмульсии далеко не безразлично и должно быть уменьшено до минимума.

Деэмульсация нефтей с помощью химических реагентов получила повсеместно очень большое распространение, благодаря гибкости метода: смена деэмульгатора не требует изменения аппаратуры, а хорошим подбором деэмульгатора и режима деэмульсации можно разрушить эмульсии различной стойкости, вплоть до очень стойких.

Регулирование pH может быть применено к разрушению эмульсии типа масло-в-воде, но, как правило, неэффективно для эмульсий типа вода-в-масле. Центрифугирование является эффективным методом для некоторых эмульсий, однако эксплуатационные расходы высоки.

Термообработка может быть использована для уменьшения вязкости нефти, таким образом, позволяя каплям воды оседать через нефтяную фазу с большей скоростью; однако и тепло-химические методы очистки являются весьма дорогими в связи с высоким потреблением энергии и высокими ценами на реагенты.

Способ, использующий воздействие электрического поля высокого напряжения, основан на явлении усиленной коалесценции водных капель, суспендированных в нефти. Большинство коммерчески доступных электрокоалесцеров большие и громоздкие, т.к. их конструкция основана на медленной миграции капель, а не на процесс коалесценции. Это связано с отсутствием

фундаментальных знаний о воздействии высоких электрических полей на осаждение капель.

При сверхчастотным электромагнитного излучения (СВЧ) электромагнитном излучении на эмульсию основная энергия поглощается водной фазой. В результате в глобулах воды возникают объемные источники тепла, за счет чего происходит их интенсивный нагрев, приводящий к разрушению бронирующих оболочек.

Помимо СВЧ существует вероятность воздействия на водонефтяную эмульсию контролируемой дозой электромагнитного импульса (ЭМИ) в видимой части оптического диапазона длин волн. Однако широкому использованию видимого диапазона длин волн в физике нефтяного пласта препятствует тот факт, что нефть непрозрачна в видимой части оптического диапазона длин волн и, следовательно, ЭМИ воздействует только на на поверхностные слои нефти. Поэтому данную технологию можно использовать для высокообводненных нефтей, т.к. коэффициент поглощения электромагнитного излучения водой минимален.

1.3. Коррозия

Надежность и целостность нефтедобывающего оборудования напрямую связана со сроком его эксплуатации. Большинство месторождений, находящихся сегодня в разработке, открыты несколько десятков лет назад, что значительно осложняет процесс добычи нефти.

Среди прочего оборудования особую популярность в добыче приобрели установки электроприводных центробежных насосов – УЭЦН, основными причинами отказов которых являются отложения солей, смол, парафина, а также засорения механическими частицами.

УЭЦН, работающие в старых скважинах, также подвержены коррозионному

воздействию. Именно поэтому защите скважинного оборудования от коррозии следует уделять особое внимание. Для выбора определенного метода защиты следует придерживаться научного подхода, позволяющего разобраться в видах коррозионного воздействия и причинах, вызывающих его.

Коррозия – это процесс самопроизвольного разрушения металла в следствие физико-химического или химического взаимодействия с факторами окружающей среды.

Важность борьбы с этим явлением подтверждается колоссальными убытками, которые несут предприятия за счет стоимости изделий и необходимости осуществления восстановительных мероприятий. Если говорить о добычи нефти, то сюда же можно отнести вынужденные простои скважин, потери добычи, а также сбои системы разработки месторождений.

Когда говорят о коррозии, то подразумевают воздействие на металлы и сплавы. Для других материалов наибольшее применение нашел термин «старение».

1.3.1. Коррозионные процессы – классификация

По виду агрессивных сред встречается следующие типы коррозии: газового характера, атмосферного характера, коррозия в электролитах, коррозия в неэлектролитах, подземного характера, биокоррозия, коррозия блуждающими токами.

По условиям протекания: контактная, щелевая, коррозия при неполном погружении, коррозия при полном погружении, коррозия при трении, коррозия при переменном погружении, межкристаллическая коррозия, коррозия под напряжением.

В скважине контакт флюидов и оборудования может характеризоваться

общей или локальной коррозией.

В первом случае коррозия протекает по всей поверхности металла или по какой-либо его части. При локальной коррозии, которая встречается чаще всего, разрушение металла происходит точечно.

При этом могут наблюдаться сквозные повреждения. При эксплуатации скважинного оборудования различают следующие виды локальной коррозии:

- язвенная (питтинговая);
- контактная;
- подпленочная;
- гальваническая;
- коррозия пятнами;
- коррозия в виде бороздок;
- коррозия в виде плато;
- мейза-коррозия.

1.3.2. Способы защиты от коррозии

Различают химические, физические и технологические способы защиты.

Первый способ заключается в применении химических реагентов, которые подаются в скважину и затрубное пространство различными способами. Наибольшую эффективность имеет подача реагентов из зоны продуктивного пласта, например, через нагнетательные скважины. При такой системе обеспечивается антикоррозионная защита скважинного оборудования по всей высоте.

Все чаще применяются физические методы защиты скважинного оборудования от коррозии. Нередко можно наблюдать антикоррозионные конструктивные особенности: применение нержавеющей стали, стеклопластика

или антикоррозионного покрытия при изготовлении различных деталей и оборудования скважин. Следует сказать, что замена обычных труб на НКТ из «нержавейки» дает положительный эффект даже несмотря на значительную разницу в стоимости. Особо ярко этот эффект заметен в скважинах с проблемным флюидом в отношении коррозионной агрессивности.

Положительный эффект дает также покрытие основного металла корпуса УЭЦН различными легирующими металлами: хромом, никелем, кремнием и другими. В этом случае коррозионная стойкость сохраняется до тех пор, когда покрытие не имеет повреждений, которые нередко возникают во время спуска или подъема насоса из скважины.

Коррозию подпленочного типа в УЭЦН вполне реально исключить за счет электрохимической защиты, которая заключается в нанесении анодного покрытия, обладающего более отрицательным потенциалом по сравнению с основным металлом насоса и обсадной колонны. Суть такой защиты заключается в разрушении протекторного (анодного) покрытия, а не катода, которым в данном случае является основной материал УЭЦН. Защита будет действенной до тех пор, пока протекторное покрытие полностью не прокорродирует.

Этот же принцип действия протекторной защиты может применяться и без покрытия. В этом случае к защищаемому оборудованию присоединяется протектор, обладающий более отрицательным зарядом. По истечении срока службы протектора он растворяется и подлежит замене.

Известно, что основным агрессивным веществом в добываемой нефти является сероводород. Это вещество является продуктом жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий. Содержащийся в нем водород легко проникает в металл, значительно снижая его прочность, а осаждаемые на металлических поверхностях сульфиды железа образуют гальванические пары, в которых металл является анодом. В результате этого последний постепенно корродирует.

Наличие в скважине агрессивных микроорганизмов обусловлено также масштабами применения пресной воды в процессе разработки месторождений. А вот недооценка возможного влияния этих микроорганизмов в процессе биокоррозии может привести к преждевременным поломкам и отказам.

Наряду с водой развитию биокоррозии способствуют такие вещества, как азот, сера, кислород, которые являются питательной средой для микроорганизмов. Следует отметить, что микроорганизмы по-разному влияют на металлы. Например, цинк не подвержен разрушению, а латунь способна убивать агрессивные организмы. Именно поэтому к подбору основного материала скважинного оборудования необходимо подходить после тщательного анализа.

Необходимо также сказать, что борьба с проявлениями коррозионной агрессивности в нефтедобыче должна вестись комплексно. Только в этом случае удастся исключить вредоносное воздействие, сохранить промышленное оборудование и увеличить срок его службы.

2. ОБЩИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х»

Месторождение Х является наиболее крупным на южном шельфе Вьетнама и расположено в 120 км от города–порта Вунг Тау. Это месторождение, расположенное на Центральном поднятии Кыулонгского бассейна, разрабатывается СП “А” с 1986 г.

Обзорная карта района приведена на рисунке 2.1.

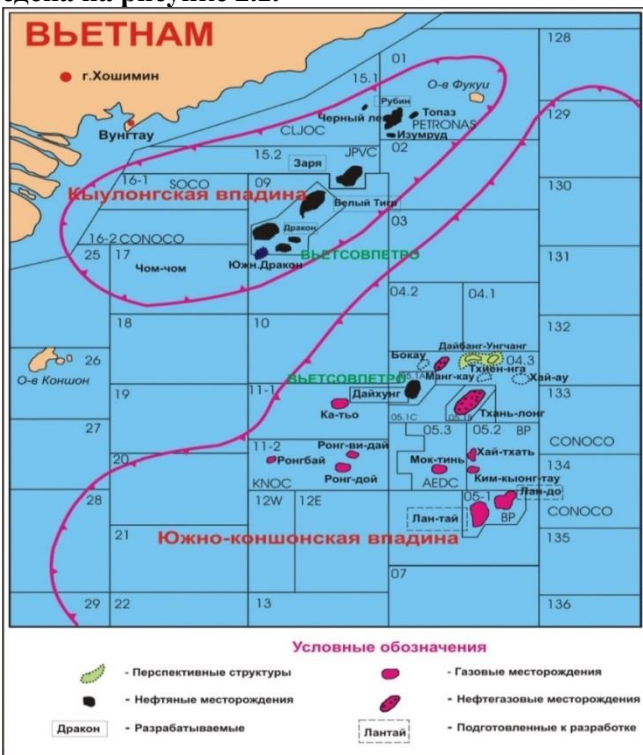


Рисунок 2.1– Схема расположения месторождений на шельфе юга Вьетнама.

2.1. Стратиграфия

Геологический разрез месторождения Х состоит преимущественно из докайнозойских кристаллических пород и кайнозойских терригенных пород осадочного чехла, в котором ярко выражены глинистые и песчано-алевритовые породы неогена и олигоцена. Самая большая отметка толщины фундамента достигает 1190 м, а осадочного чехла - 4740 м. (рисунок 2.2).

На месторождении X гранитоиды обладают повышенной кавернозностью и трещиноватостью, а вскрытие зон трещиноватости очень часто сопровождается поглощениями.

В олигоцене выделены свиты Чаку (нижний олигоцен) и Чатан (верхний олигоцен), в миоцене: Батьхо (нижний миоцен), Коншон (средний миоцен), Донгнай (верхний миоцен). Свита Бьендонг состоит из отложений плиоцена и четвертичной системы, а интересные нам промышленные залежи нефти приурочены к песчаникам свит Чаку, Чатан и Батьхо.

2.2. Тектоника

Структура месторождения X представляет собой по фундаменту в виде крупного сложнопостроенного выступ, которых состоит из древних магматических пород субмеридионального простирания, площадь которого составляет приблизительно 28 x 6 км и амплитудой 1400 м по замкнутой изогипсе – 4450 м.

За счет присутствия бесчисленных разрывных нарушений, она содержит довольно сложное строение с делением на различно-приподнятые блоки.

На рисунке 2.3 представлен поперечный геолого-геофизический разрез по центральному своду.

Если взглянуть западнее, мы увидим, как протягивается крупное нарушение взбросового типа. Это значит, что породы фундамента перекрывают отложения олигоцена. Таким образом, в фундаменте мы можем выделить три осложнения, которые получили названия сводов: центральный, южный и северный. Однако границы между ними выражены слабо и наблюдаются с трудом [7].

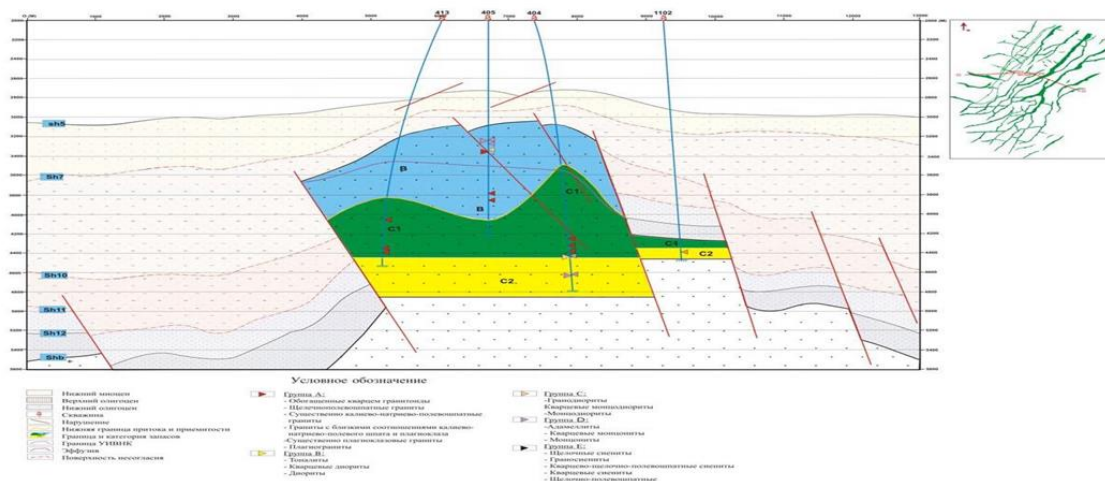


Рисунок 2.3 – Поперечный геолого-геофизический разрез по центральному своду

Самыми значимыми из нарушений принято считать олигоценые, трассируемые как в промежуточном комплексе, так и в фундаменте. Подавляющее большинство ученых считают, что их роль является основополагающей в формировании структуры, точно также как и трещиноватости в породах фундамента. Главные разломы находятся на северо-восточном простирании, имеют внушительную протяженность и внушительную амплитуду. На плане они располагаются субпараллельно и кулисообразно, некоторые из них соединяются друг с другом и, что необычно, осложнены многократными нарушениями.

В фундаменте влияние разломов на строение залежи не играет важную роль в следствии ее внушительных размеров - свыше 1,8 км. (исключение составляет западное крыло), однако в разрезе олигоцена они являются прямой причиной формирования тектонически-экранированных залежей.

Самая главная залежь нефти данного месторождения приурочена к одному из крупнейших высокоамплитудных выступов гранитоидного фундамента (1350 м), который простирается в северо-восточном направлении на расстояние около 27 км, при ширине 5 - 7 км, который классифицируется как горст-антиклиналь. Верхняя часть выступа огибается изогипсой минус 3100 м, официально принятый замок складки: минус 4450 м.

3. ИССЛЕДОВАНИЕ И ПОДБОР ОПТИМАЛЬНЫХ СОСТАВОВ ХИМРЕАГЕНТОВ ДЛЯ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД

3.1. Предложение химреагента для удаления органических отложений

3.1.1. Обоснование подбора химреагента для удаления органических отложений

Пластовая нефть представляет собой равновесную дисперсную систему. Степень дисперсности компонентов как асфальтенов, парафинов, смол не столько зависит от температуры, давления, но и зависит от химического состава нефти [8] как: соотношение полярных/неполярных молекул; соотношение лёгких/тяжёлых молекул; в присутствии коллоидных частиц; наличие воды в составе.

Разрушение термодинамического равновесия (температура, давления) и фазовой равновесия приводит к разделению тяжёлых молекул (как асфальтены, смолы) в отдельную фазу. Разрушение равновесия в залежи, а также в ПЗП приводит к снижению растворимости высокомолекулярных парафинов, в результате чего приводит к их кристаллизации. Часть высокомолекулярных АСПО накапливают в пористой среде залежи, закупориваются трещины, каналы. В результате чего приводит к снижению проницаемости ПЗП и образованию АСПО на НКТ или в системе сбора и подготовки и транспонировки нефти.

При добыче нефти с помощью системы поддержания пластового давления (ППД), устойчивые водонефтяные эмульсии могут образовывать в результате многофазного течения (нефть, газ и вода), такие эмульсии также закупоривают, и снизит проницаемости ПЗП. Для залежи в терригенных коллекторах м/р Х, данный тип загрязнения имеет высокую вероятности образования из-за высокого содержания парафинов в нефти и разрушения равновесия нефти/воды в поздний

стадии эксплуатации. Одним из признаков, образованных более стабильных водонефтяных эмульсий является повышение дозы деэмульгаторов в последние годы.

Органические растворители (керосин, дизельное топливо) может растворять парафины, однако асфальтены, смолы не хорошо растворяются в них. Для растворения органических отложений на основе асфальтенов, смол (гетерогенные-цилические соединения) необходимо использовать ароматические растворители. Ксилол, толуол считаются хорошим растворителем для асфальтенов, смол. Ксилол часто входит в составе депрессорной присадки, деэмульгатора.

Органические растворители часто имеет низкую температуру вспышки (например температура вспышки: п-ксилол – 25°C , смеси п-ксилол и о-ксилол - 21÷27°C, толуол – 25 °C), и относится к взрывопожароопасной. Кроме выше растворителях для удаления АСПО, также используются и другие растворители как три-метилен хлорид $Cl-CH_2-CH_2-CH_2-Cl$, температура вспышки – 32 °C).

В данной работе, для удаления АСПО при обработке ПЗП, предлагается химреагент со составом приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Состав предлагаемого химреагента для удаления АСПО

№	Компонент	Назначение
1	Смесь ароматических и алифатических углеводородов	Растворитель для АСПО
2	Добавка для повышения температуры вспышки	Для повышения температуры вспышки
3	Диспергирующие агент (Dispersant)	Для повышения диспергирования, стабильности и предупреждения повторного отложения после обработки

Химреагент содержит в основном алифатические и ароматические

растворители. Для повышения температуры вспышки была добавлена добавка для повышения температуры вспышки. Кроме этого, используется также диспергирующие агент для повышения диспергирования, стабильности и предупреждения повторного отложения после обработки.

3.1.2. Исследование и подбор оптимального состава химреагента для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений

Для подбора оптимального состава химреагентов для удаления АСПО, было проведено исследование по изменению соотношения ароматических (AR) и алифатических растворителей (AL), а также концентрации добавки для повышения температуры вспышки. Состав читается оптимальным если он обладает высокой способностью растворения АСПО (более 90%) и высокой температурой вспышки (больше 30°C). Для диспергирующего агента, так как он только играет роль для повышения диспергирования, стабильности и предупреждения повторного отложения после обработки, таким образом, предлагает его применение с концентрацией 2,5%. По сути, смесь AR/AL обладает высокой способностью растворения АСПО, поэтому в данном подразделе будет подбирать оптимальную концентрацию добавки для повышения температуры вспышки

В качестве добавки для повышения температуры вспышки используется альфа терпинеол (терпинеол обычно представляет собой смесь этих изомеров с альфа-терпинеолом в качестве основного компонента). Механизм повышения температуры вспышки смеси органических растворителей при добавлении альфа терпинеола заключается в том, что в присутствии альфа терпинеола в смеси (альфа терпинеола/ AR/AL), за счет силы протяжения между молекулами альфа терпинеола и углеводородами больше силы протяжения между молекулами углеводородами

друг другу, следовательно молекул углеводородов трудно выходит от поверхности смеси растворителей. В результате чего, требует больше количество тепла (температура) для образования пары над поверхностью вещества способны вспыхивать в воздухе, т.е больше температуры вспышки.

Растворитель и их смесь используются в исследовании:

- ароматические растворители (AR);
- смесь AR/AL = 70/30;
- смесь AR/AL = 60/40;
- смесь AR/AL = 50/50;
- алифатические растворители (AL).

Содержание добавки для повышения температуры вспышки изменяется в интервале 0÷7,5% (по объему). Результаты определения температуры вспышки приведены в таблице 3.2 и рисунке 3.1.

Таблица 3.2 – Температура вспышки (°C) растворителей в зависимости от концентрации добавки (%_{об.})

№	Растворитель и их смесь (по объему)	Температура вспышки (°C) в зависимости от концентрации добавки (% _{об.}) для повышения температуры вспышки					
		0,0 %	2,50 %	3,75 %	5,00 %	6,25 %	7,50 %
1	AR	24	28	30	33	37	42
2	AR/AL = 70/30	25	29	31	33	38	43
3	AR/AL = 60/40	25	29	31	34	38	44
4	AR/AL = 50/50	25	30	33	35	39	45
5	AL	36	40	44	49	52	56

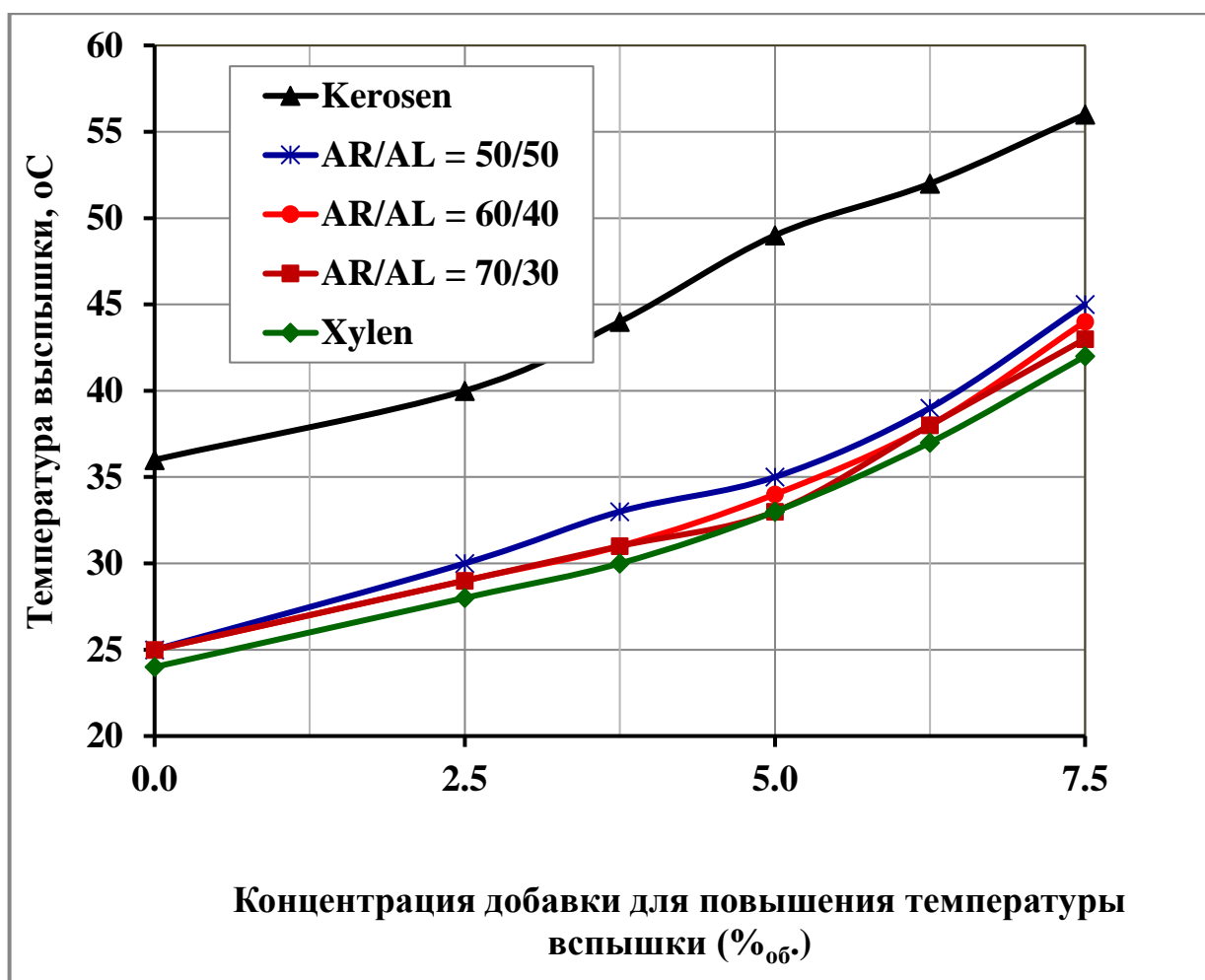


Рисунок 3.1 – Влияние температуры вспышки (°C) в зависимости от концентрации добавки (%об.)

При отсутствии добавки для повышения температуры вспышки, температура вспышки ароматических растворителей равна 24°C, а у алифатических растворителей равна 36°C (разность равна 12°C). При использовании их смеси, температура вспышки незначительно повышается по сравнению с температурой вспышки ароматических растворителей (повышается от 24 до 25°C). При добавлении добавки, температура вспышки сильно возрастает (от 4 до 5°C). Максимум для смеси AR/AL = 50/50. И с увеличением концентрации добавки, температура вспышки повышается и по следующему порядку: (НН AR/AL = 70/30) → (НН AR/AL = 60/40) → (НН AR/AL = 50/50) → AL. Для балансирования способности растворения асфальтенов, парафинов и смол, был

выбран состав с соотношением AR/AL = 50/50, концентрация добавки равна 3,75%. Такой состав обозначается DMC-Deorganic.

3.1.3. Определение растворимости асфальтосмолопарафиновых отложений химреагентом DMC-Deorganic

Оценка способности к растворению АСПО химреагента DMC-Deorganic и сравнительных химреагентов проводила методом потери массы. Образцы АСПО из НКТ добывающей скважины. Результат определения содержания, основных свойств образцов АСПО приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результат анализа образцов АСПО

№	Показатель	Результат анализа образцов АСПО			
		АСПО 1	АСПО 2	АСПО 3	АСПО 4
1	Температура плавления образца, °С	74	65	82	63
2	Содержание воды, %	0,331	0,845	0,920	0,285
3	Содержания мех. смеси, %	1,864	0,169	2,068	0,571
4	Содер. железных соединений, %	4,764	0,0	0,689	0,020
5	Содер. Парафина, %	64,2	59,62	70,93	23,24
6	Содер. Смола, %	1,89	4,30	1,38	4,28
7	Температура плавления разделяющего парафина, °С	84,6	78,4	93,32	82,4

Данные на табл. 3.3 показал, что с увеличением содержания парафинов, температура плавления возрастает.

Из отложений АСПО формируют шарики массой ~ 5 г. Шарики

взвешивают на аналитических весах без сетки и вместе с сеткой. В бутылку наливают испытуемого растворителя и опускают туда сетку с отложениями. Испытания проводят в течение 2,5 часа, затем через каждый 30 мин (30; 60; 90; 120; 150 мин.). Сравнительные химреагенты: керосин, ксилол, смесь керосин/ксилол = 50/50 (X/K=50/50). Результат определения количества остаточного АСПО в зависимости от времени и типа растворителя при 50°C приведен в таблице 3.4, рисунке 3.2.

Таблица 3.4 – Результат определения количества остаточного АСПО в зависимости от времени и типа растворителя при 50°C.

№	Растворитель	Количество остаточного АСПО (г) в зависимости от времени и типа растворителя при 50°C						% масс. раствореного через	
		0'	30'	60'	90'	120'	150'	120'	150'
1	Керосин	5	4,84	4,45	4,05	3,6	3	28	40
2	Ксилол	5	4,58	3,77	3,22	2,62	2,31	47,6	53,8
3	X/K=50/50	5	4,13	3,7	1,88	1,56	0,82	68,8	83,6
4	DMC-Deorganic	5	2,76	1,98	1,2	1	0,7	80	86

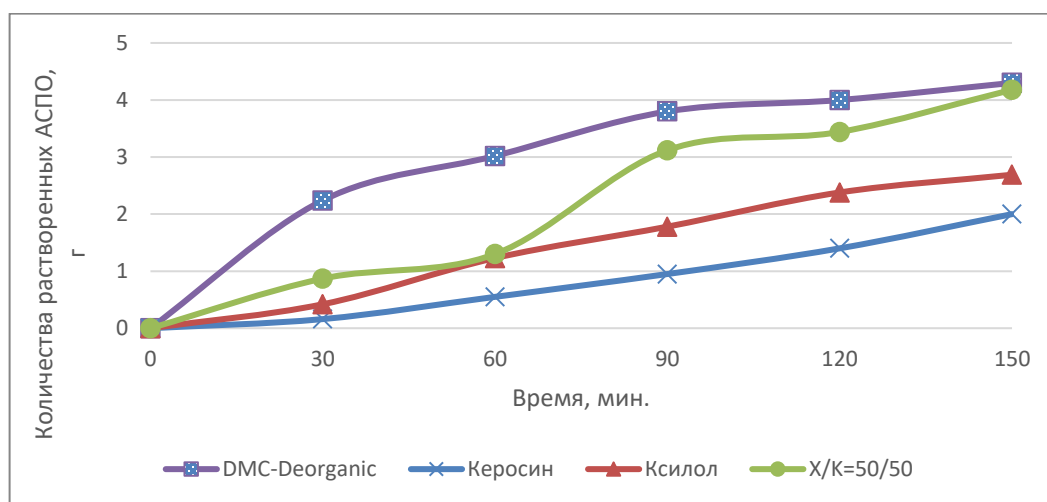


Рисунок 3.2 – Зависимость количества АСПО, перешедшего в раствор, от времени и типа растворителя при 50°C

Результат определения количества остаточного АСПО в зависимости от времени и типа растворителя при 80⁰С приведен в таблице 3.5, рисунке 3.3.

Таблица 3.5 – Результат определения количества остаточного АСПО, в зависимости от времени и типа растворителя при 80⁰С

№	Растворитель	Количество остаточного АСПО (г) в зависимости от времени и типа растворителя при 80 ⁰ С					% масс. раствореноно через	
		0	10	20	30	40	20 мин.	30 мин.
1	Керосин	5	2,45	1,17	0,48	0,16	76,6	90,4
2	Ксилол	5	1,89	0,62	0,25	0,05	87,6	95
3	Х/К=50/50	5	1,84	0,5	0,2	0,00	90	96
4	DMC-Deorganic	5	1,3	0,24	0,04	0	95,2	99,2

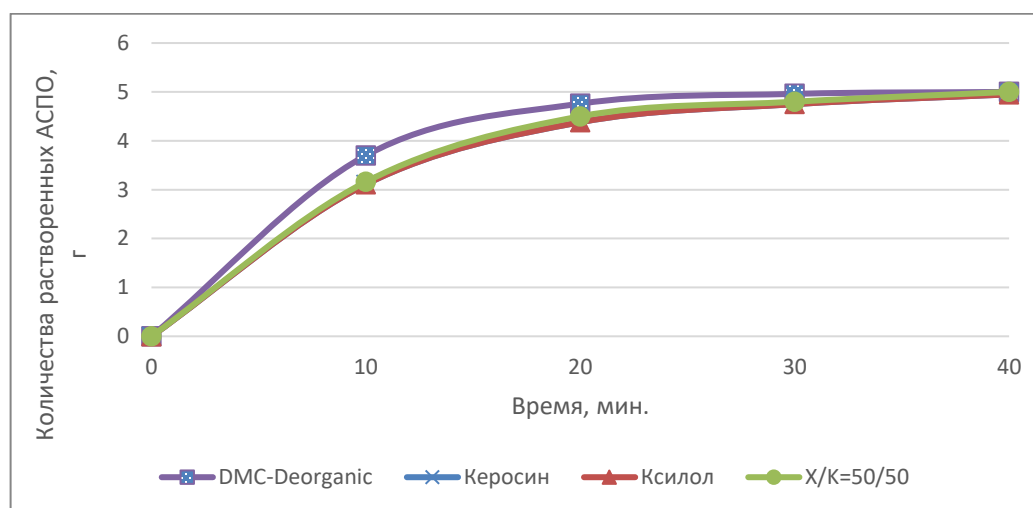


Рисунок 3.3 – Зависимость количества АСПО, перешедшего в раствор, от времени и типа растворителя при 80⁰С

По полученным результатам на рис. 3 видно, что способность растворения АСПО химреагентов возрастает по следующему порядку: керосин < ксилол <

X/K=50/50 < DMC-Deorganic. Образцы АСПО в данных испытаниях представляют смесь парафины, асфальтены, смолы с различной молекулярной массой. Парафины хорошо растворяются в алифатическом углеводороде. Асфальтены, смолы хорошо растворяются в ароматическом углеводороде. Смесь ксилол и керосин за содержания так и алифатических, как и ароматических углеводородов, поэтому превосходит способность растворения АСПО по сравнению с керосином и ксилолом. DMC-Deorganic с оптимальным составом AR, AL и содержит ПАВ-диспергирующие агент, поэтому обладает наивысшей способностью растворения АСПО.

В отличие от результата на рис. 3.2, полученные результаты на рис. 3.3 показали, что температура растворителей (80°C) близка температуре плавления образцов АСПО (63-82°C, в таблице 3.3), способность растворения АСПО всех химрепгентов почти одинакова. В данном случае, скорость растворения сильно зависит от температуры.

Таким образом, предлагаемый химреагент (DMC-Deorganic) обладает хорошей способностью растворения АСПО и превосходит сравнительные химреагенты (керосин, ксилол, смесь керосин/ксилол).

3.2. Предложение и анализ проведенных лабораторных исследований по подборе химреагентов для удаления водонефтяных эмульсий и водных блокадов

3.2.1. Обоснование подбора химреагента для удаления водонефтяных эмульсий и водных блокадов

Песчаники в терригенных коллекторов относится в основном к гидрофильным. Степень гидрофильности увеличивается с повышением содержанием глины. Из-за содержания большего количества кварцы, полевого

шпата, пород в терригенных коллекторах м/р X также относится к гидрофильным.

Из фильтрата бурового раствора, раствора заканчивания скважины, из процесса капитального ремонта скважин (КРС), обработки призабойной зоны (ОПЗ) (из кислотного раствора и водных растворов), вода проникает в ПЗП. Вода также проникает и движется в ПЗП в результате процесса ППД.

Из-за гидрофильности пород в ПЗП, под влиянием перепада давления, присутствию воды в ПЗП, нефть вытесняется в глубину залежи. Вода остается в маленьких капиллярах под действием капиллярной силы и образует водные блокады в ПЗП. Водные блокады не столько вызывают снижением проницаемости ПЗП, но и приводит к набуханию глины.

Для гидрофильных пород, капиллярное давление является силой, привлекающей воду в ПЗП. Условие образования водных блокадов:

$$P_{\text{пласта}} \leq P_{\text{гидростатическое}} + P_{\text{капиллярное}}$$

где:

+ $P_{\text{пласта}}$ - пластовое давление;

+ $P_{\text{гидростатическое}}$ – гидростатическое давление

+ $P_{\text{капиллярное}}$ – капиллярное давление.

Таким образом, вода из залежи может проникать в ПЗП если пластовое давление меньше суммы гидростатического и капиллярного давления. Для предупреждения проникновения воды из процесса бурения, закачивания и КРС может применять эффект осмотического давления (путем добавления KCl , NaCl , CaCl_2 в растворе) для равновесия и снижения неблагоприятного влияния капиллярного давления. Другой метод является модификацией смачиваемости пород от гидрофильности до гидрофобности путем использования гидрофобизатора. После гидрофобизации, капиллярная сила изменяется в обратном направлении, т.е против движения воды в мелких капиллярах и ПЗП [9].

Как видно из вышеизложенного, под действием системы ППД, вода движется в ПЗП и образует водные блокады и в результате чего приводит к

снижению проницаемости ПЗП и дебит по нефти. Изображение о существовании водных блокадов в ПЗП приведено в рисунке 3.4.

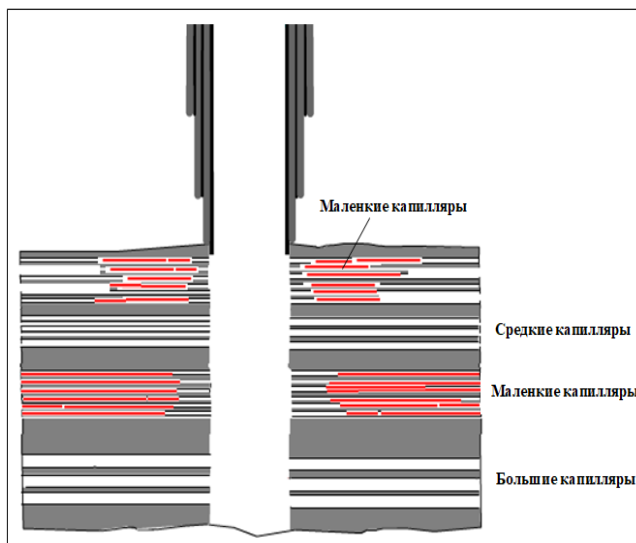


Рисунок 3.4 – Изображение о существовании водных блокадов в ПЗП

Для удаления водяных блокадов, были использованы следующие методы:

- 1) *Закачка ПАВ*: [10].
- 2) *Закачка газ и углеводородных растворителей* [11]
- 3) *Закачка взаиморастворителей/спиртов* [12].
- 4) *Закачка микроэмульсии* [13].

Из вышеизложенных методов, наиболее эффективным, распространенным методом является закачка взаиморастворителя и спиртов.

Закачка взаиморастворителей/спиртов – вода и органические вещества могут раствориться в взаиморастворитель. Некоторые взаиморастворители/спирты часто используются: изопропиловый, бутиловый, пентилловый, этиленгликольмонобутил эфир, полиалкоголь... Для повышения эффективности удаления водных блокадов может использоваться ПАВ в сочетании. Применение взаиморастворителей/спиртов для удаления водных блокадов приведены в работах. [12]

На основании этого, предлагается использовать химреагент для удаления водонефтяных эмульсий и водных блокадов с составом, приведенным в табл. 3.6.

кроме главного химреагента DMC-Dewater (смесь взаиморастворителя, низших спиртов, полиалкоголь) для удаления водонефтяных эмульсий и водных блокадов, был добавлен ПАВ DMC-WA для повышения эффективности обработки.

Таблица 3.6 – Состав предлагаемого химреагента для удаления водонефтяных эмульсий и водных блокадов.

№	Компонент	Содержание, % _{объ.}	Назначение
1	DMC-Dewater (смесь взаиморастворитель, низших спиртов, полиалкоголь)	98	Удаление водных блокадов, разрушение водонефтяных эмульсий
2	ПАВ DMC-WA	2	Снижение поверхностного натяжения, повышение эффективности обработки

3.2.2. Исследование способности разрушения водонефтяной эмульсии химреагентом DVC-Dewater

Химреагент DMC-Dewater представляет собой смесь взаиморастворителя, смеси низших спиртов, полиалкоголь. Кроме основной функции (удаление водных блокадов за счет низкого межфазного поверхностного натяжения).

Искусственная эмульсия приготавливается на лабораторной мешалке, позволяющей готовить искусственные эмульсии, по степени дисперсности глобул воды соответствующие реальным промышленным эмульсиям. В качестве водной фазы используется морская вода, раствор для закачивания скважин NaCl (плотность 1,18 г/см³) и CaCl₂ (плотность 1,23 г/см³) в дистиллированной воде, соответствующей минерализации пластовой воды. Образцы эмульсии готовятся следующим образом:

Перемешаем 50 мл сырой нефти в пробирку для образцов на высокоскоростной мешалке (1000 об / мин) и добавим 50 мл морской воды или раствора NaCl, или раствора CaCl₂, чтобы продолжить перемешивание в течение 10 минут до получения эмульсии.

Эмульсия разливается в необходимое количество бутылочек по 100 мл в каждую. В каждую серию опытов включается также и одна бутылка с эмульсией, куда DMC-Dewater не дозируется (холостая проба). Вводится добавка химреактента в количестве 1; 3, 5, 7; 10 %.

В обработанных бескислотным составом бутылках приоткрываются крышки для стравливания выделившегося при встряхивании газа, снова плотно закрываются, и бутылки ставятся на отстой в водяную баню при заданной температуре (80°C) рисунок 3.5.

Результат исследования способности разрушения водонефтяных эмульсий нефтью из скв. М1 с морской водой, с раствором NaCl и CaCl₂ при различных концентрациях химреактента DMC-Dewater приведен в таблицы 3.7-9 и некоторые изображения рисунок 3.6.



Рисунок 3.5 – Образцы эмульсии в термостате при 80°C.

Время отстоя нефти в бутылках обычно выбирается от 1 до 2 часов.

Таблица 3.7 – Результаты измерения объема выделившейся воды (мл) с течением времени (мин.) при T = 80°C. Эмульсия из нефти из скв. М1 с морской водой

№	Конц. DMC- Dewater, %	Зависимость объема выделившейся воды (мл) от времени (мин.) при T = 80°C						
		0	10	20	30	40	50	60
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	0	0	0	0	5	7	10
3	3	0	30	58	60	60	60	60
4	5	0	50	65	66	66	66	66
5	7	0	55	65	67	67	68	68
6	10	0	65	70	70	70	70	70

Примечание: Общий объем выделившейся воды из эмульсии больше объема воды, добавленной для приготовления эмульсии и объем добавляемой DMC-Dewater, т.к. исходная нефть содержит воду

Таблица 3.8 – Результаты измерения объема выделившейся воды (мл) с течением времени (мин.) при T = 80°C. Эмульсия из нефти из скв. М1 с раствором NaCl.

№	Конц. DMC- Dewater, %	Зависимость объема выделившейся воды (мл) от времени (мин.) при T = 80°C						
		0	10	20	30	40	50	60
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	0	25	45	55	56	56	56
3	3	0	35	52	60	60	60	60
4	5	0	50	56	61	62	62	62
5	7	0	55	60	64	64	64	64

Продолжение таблицы 3.8

6	10	0	58	64	64	64	64	64
Примечание: Общий объем выделившейся воды из эмульсии больше объема воды, добавленной для приготовления эмульсии и объем добавляемой DMC-Dewater, т.к. в исходной нефти содержит воды								

Таблица 3.9 – Результаты измерения объема выделившейся воды (мл) с течением времени (мин.) при $T = 80^{\circ}\text{C}$. Эмульсия из нефти из скв. М1 с раствором CaCl_2 .

№	Конц. DMC- Dewater, %	Зависимость объема выделившейся воды (мл) от времени (мин.) при $T = 80^{\circ}\text{C}$						
		0	10	20	30	40	50	60
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	0	30	40	56	56	56	56
3	3	0	38	52	60	60	60	60
4	5	0	54	58	62	62	64	64
5	7	0	58	62	64	64	64	64
6	10	0	62	62	64	64	64	64
Примечание: Общий объем выделившейся воды из эмульсии больше объема воды, добавленной для приготовления эмульсии и объем добавляемой DMC-Dewater, т.к. в исходной нефти содержит воды								

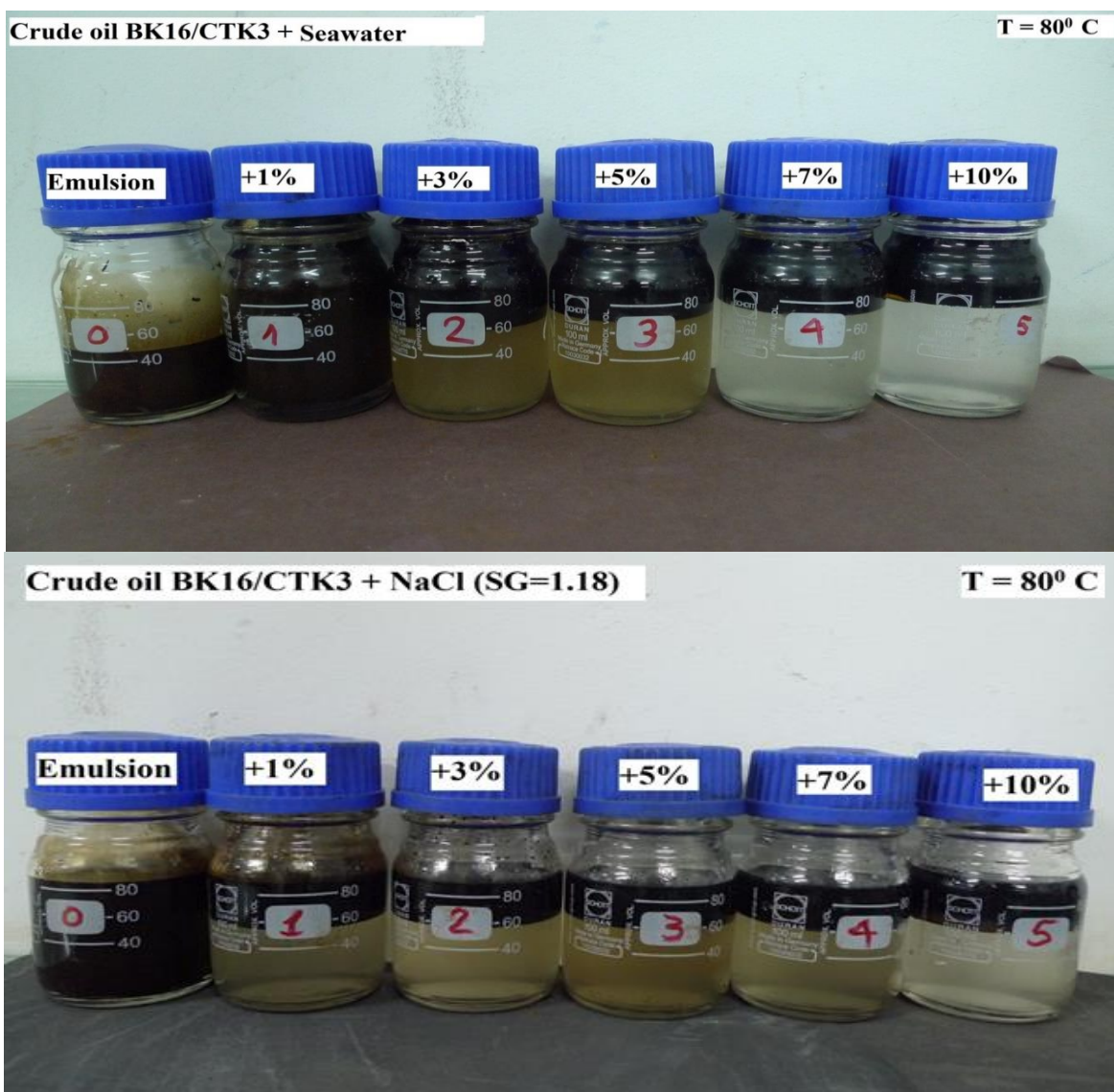


Рисунок. 3.6– Эмульсия из нефти из скв. М2 без и с добавлением DMC-Dewater после 30 мин термостатирования при 80°C.

Из полученных результатов из табл. 3.7 видно, что эмульсия из нефти скв. М1 с морской водой без добавленной DMC-Dewater была устойчивой со временем при температуре 80°C. После 60 мин термостатирования, эмульсия разрушается. При добавлении DMC-Dewater, разрушение эмульсии начинается через 40 мин при концентрации DMC-Dewater равна 1%. Разрушение эмульсии происходит побыстрее при увеличении концентрации DMC-Dewater. Через 30 мин термостатирования, эмульсия полностью разрушилась при концентрации реагента равна 3%. Аналогичная закономерность происходит в случае для эмульсия нефти

скв. М1 с раствором NaCl, CaCl₂.

Результат измерения вязкости выделившейся нефти на приборе Brookfield при 80°C показал, что вязкость нефти снизилась до вязкости безводной нефти из скв. М2 (вязкости безводной нефти при 80°C от 3÷5 мПа.с).

Таким образом, эмульсия из нефти м/р X с морской водой и растворами глушения скважины (NaCl, CaCl₂) обладает высокой агрегативной устойчивостью даже при температурах 80°C. В присутствии DMC-Dewater эти эмульсии быстро разрушаются. Эмульсии полностью разрушаются при добавлении DMC-Dewater с концентрацией более 3% в диапазоне температур 80°C. Разрушение эмульсии обеспечивает очистку ПЗП от данного загрязняющего материала, восстановления проницаемости ПЗП и интенсификации добычи нефти.

3.3. Химреагента для гидрофобизации пород в призабойной зоне пласта

3.3.1. Влияние гидрофобизации пород в призабойной зоне пласта на эффективность добычи нефти

Породы в терригенных коллекторах м/р X относятся к гидрофильному. Поэтому, изменение смачиваемости по существу заключается в том, чтобы гидрофобизировать породу. Целью исследования является увеличения коэффициента относительной проницаемости по нефти и снижения коэффициента относительной проницаемости по воде.

Существует разные мнения о влиянии гидрофобизации ПЗП на эффективности добычи нефти. Результаты некоторых работ [14] показывают, что гидрофобизация ПЗП положительно влияет на эффективность добычи нефти, а другие некоторые работы показали, что в результате гидрофобизации происходит снижение коэффициента относительной проницаемости нефти, увеличения

коэффициента относительной проницаемости по воде, а даже отрицательно влияет на эффективности добычи нефти. Это объясняется сложностью многофазного течения (нефть, газ, вода) в пористой среде. Закономерность многофазного течения зависит от многих факторов: распределения по размерам пор, канал, трещин, характеристики смачиваемости (гидрофильной, гидрофобной), распределения водного/нефтяного фаза, степени насыщения воды и нефти и.т.д.

Одним из основных факторов, влияющих на течение жидкости в пористой среде является характеристика о смачиваемости пород. Смачиваемость влияет на коэффициент относительной проницаемости и распределения воды/нефти в пористой среде. В рисунке 3.7 приведена закономерность распределение воды/нефти в пористой среде в зависимости от смачиваемости пород.

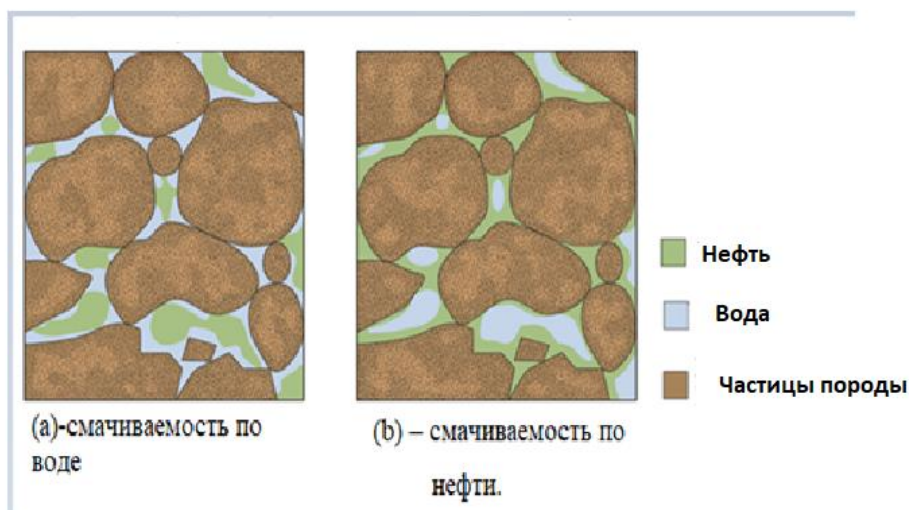


Рисунок 3.7 – Распределение воды/нефти в пористой среде в зависимости от смачиваемости пород. (a)-смачиваемость по воде и (b) – смачиваемость по нефти.

Результатами многих исследований показаны, что пород со смачиваемостью водой, смачиваемая фаза (вода) находится в основном в маленьких пор и в виде тонкой пленки на стенке больших пор, несмачиваемая фаза (нефть) находится в крупных порах [15].

В рисунке 3.8 приведена зависимость относительной проницаемости от водонасыщенности в случае сильной смачиваемости водой и сильной

смачиваемости нефтью.

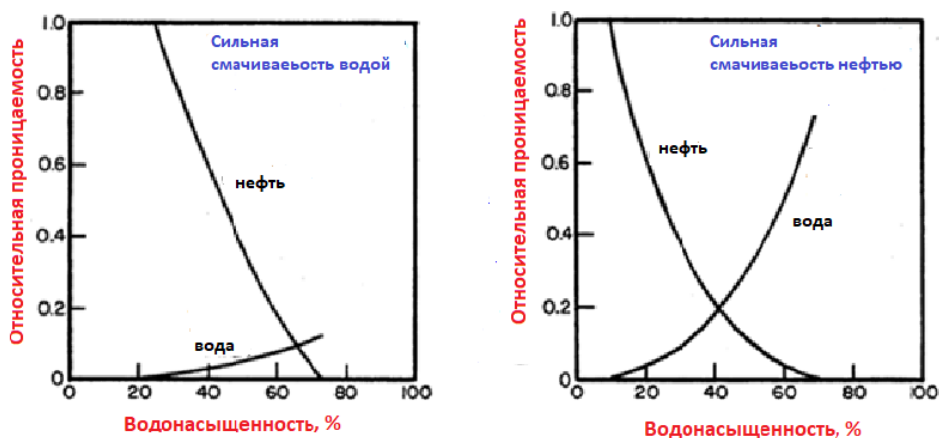


Рисунок 3.8 – Относительная проницаемость в случае (а) - смачиваемости водой и (б) - смачиваемости нефтью.

В зависимости от конкретного значения водонасыщенности, относительная проницаемость жидкости выше, если жидкость относится к несмачиваемой фазе. Например, на рис. 3.8 при степени водонасыщенности равна 40%, относительная проницаемость по нефти для породы со смачиваемостью водой равна 0,6, а относительная проницаемость по нефти для породы со смачиваемостью нефтью равна 0,2. Результатом на рис. 3.8 показан, что при переходе от смачиваемости водой к смачиваемости нефтью, кривая относительной проницаемости по нефти переходит справа налево и находится ниже уровня смачиваемости водой.

Это явление объясняется течением смачивающей жидкости в мелких порах, имеющих низкую проницаемость, а не смачиваемая жидкость легко движется в крупных порах.

Таким образом, гидрофобизация гидрофильных пород для перехода в смачиваемость нефти может приводит к снижению относительной проницаемости по нефти и повышению относительной проницаемости по воде. Т.е в результате гидрофобизации пород не всегда получается положительный результат (увеличения коэффициента относительной проницаемости по нефти и снижения коэффициента относительной проницаемости по воде).

Относительная проницаемость для фильтрующей фазы (при остаточной не смачивающей фазе) практически не зависит от градиента давления. В то же время относительная проницаемость для не смачивающей фазы при остаточной насыщенности смачивающих фаз снижается при высоких градиентах давления. Степень снижения зависит от величины остаточной насыщенности смачивающей фазы [16]

Таким образом, на основе результатов экспериментов утверждается, что в результате гидрофобизации призабойной зоны нефтяной скважины относительная проницаемость поступающей из пласта воды, как не смачивающей фазы, будет снижаться по мере приближения к скважине (роста депрессии) и по мере увеличения остаточной насыщенности нефти, как смачивающей фазы. В то же время гидрофобизация будет способствовать удалению части воды, скопившейся ранее вблизи забоя в силу наличия «концевого эффекта». Эта вода удерживается там капиллярными силами как смачивающая фаза и, тем самым, препятствует фильтрации не смачивающей фазы, то есть нефти.

Известно, что для скважин с низкой степенью обводненности (даже необводненных), дебит сильно снижается после их многократного глушения водным раствором. Для этих скважин, гидрофобизация обеспечивает повышения подвижности нефти и повышает фильтрации нефти в скважину. Для этих скважин, после некоторых времени, дебит восстановился, т.е это является признаком повышения относительной проницаемости по нефти.

Для повышения гидрофобизирующей эффективности, кроме гидрофобизатора Дон-51 используется водоудаляющий реагент (метанол, ацетон, ПАВ ИВВ-1 и т.д.). Это предположение позволяет сочетать эффект удаления водных блокадов и гидрофобизацию для продления времени безводной эксплуатации зон, удалявших водные блокады. Отрицательный эффект может получаться при применении гидрофобизаторов, необходимо использовать водоудаляющий реагент и снизить степень гидрофобизации пород.

Из вышеизложенного может сделать некоторые выводы:

- для крупных пор с высокой проницаемостью, гидрофобизация может привести к отрицательному результату, повышению относительной проницаемости по воде, снижению относительной проницаемости по нефти. (т.е для залежи с высокой проницаемостью нецелесообразно проводить гидрофобизации ПЗП).
- гидрофобизация будет давать положительный эффект в залежи, содержащей в основном маленькие поры (каналы).

На основании литературных данных, для гидрофобизации ПЗП предлагается использовать маслорастворимые кремнийорганические соединения, так как с их применением нет необходимости дополнительно закачивать воду в ПЗП. Предлагаемые маслорастворимые кремнийорганические соединения относятся в термоустойчивым для продления эффекта гидрофобизации. Состав предлагаемого химреагента для гидрофобизации пород приведен в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Состав предлагаемого химреагента для гидрофобизации пород

№	Компонент	Назначение
1	Гидрофобизатор DMC-Hydrophobic	Для гидрофобизации
2	ПАВ DMC-CS	Повышения адсорции гидрофобизатора на пород
3	Органический растворитель DMC-OS	Дисперсионная среда

3.1.1. Химреагент для гидрофобизации пород в гидрофобизации пород в призабойной зоне пласта

Для подбора подходящего гидрофобизатора были проведены исследования на четырех кремнийорганических соединений, которых приведены в таблица 3.11. В том числе, гидрофобизатор НА1 относится к водорастворимому соединению, а

остальные к маслорастворимому (НА2- НА4). Как вышеизложенные, использование НА1 в данном испытании для сравнения и доказывания преимущества маслорастворимых гидрофобизаторов.

Таблица 3.11 – Гидрофобизаторы, используемые в исследовании.

№	Обозначение	Описание о химическом составе
1	НА1	Соль силиконата, водорастворимый
2	НА2	Алкилсиликоновый смол с алкосо-групп, маслорастворимый
3	НА3	Водородное силиконовое масло, маслорастворимый
4	НА4	Полидиметилсилоксан, маслорастворимый

В качестве объекта исследования применяются песчаники из скв. ВТ10. Кроме пластового порода, также используется полевой шпат и кварца в качестве объекта исследования, т.к. они входят в составе песчаники м/р А.

Для подбора оптимального гидрофобизатора, проводились испытания в следующем порядке:

1) Предварительный подбор гидрофобизатора. В данном исследовании, было проведено исследование влияния четыре гидрофобизатора на угол смачивания образцов породы после обработки гидрофобизатором. В данном случае, концентрация у всех гидрофобизаторов была одинакова. На основании полученного результата, был выбран НА2 лучше гидрофобизатора (для получения высокого значения угла смачивания после обработки).

2) Исследование закономерности о влиянии различных факторов (концентрация гидрофобизатора, время обработки, температура, среда (морская вода, масло)) на эффективность гидрофобизации. На основании был выбран оптимальный гидрофобизатор, его концентрация и оптимальный технологический режим обработки.

3) Исследование влияния гидрофобизатора и некоторых других свойств

пород.

Кроме этого, также было проведено исследование для доказывания механизма изменения смачиваемости пород гидрофобизатором.

Методика подготовки образцов пород для испытания. Из керна (полевого шпата, кварца) вырезают плоскую, маленькую пластинку, поверхность отмывают путем их окунания в раствор DMC-Dewater в течение 1-2 часа. В данном случае, необходимо отмыть поверхность образца от остаточной нефти, а также других органических загрязняющих материалов. Обработка образца раствором DMC-Dewater также обеспечивает удаление остаточных водных блокадов в капиллярах, создает благоприятное условие для повышения адсорбционной способности гидрофобизатора на поверхности пород. На практике, с помощью DMC-Dewater и ПАВ DMC-CS, гидрофобизатор может проникать в глубину капилляров и повышает эффективность гидрофобизации.

Методика гидрофобизации: Образцы окунаются в раствор 10% гидрофобизатора (разбавляется растворителем) в течение 12 часа при комнатной температуре (25°C). После этого, образцы промывают от избытка гидрофобизатора растворителем (избыточный гидрофобизатор, который не адсорбируется на поверхность породы). Образцы высушиваются под вакуумом. Гидрофобизирующая эффективность оценивается путем измерения угла смачивания на прибор KSV CAM 200. Некоторые изображения процесса определения угла смачивания на приборе KSV CAM 200 приведены в рисунке 3.9.



Рисунок 3.9 – Определение угла смачивания на приборе KSV CAM 200
Исследование для подбора гидрофобизатора.

Результаты исследования приведены в таблице 3.12 и рисунке 3.10-12.

Таблица 3.12 – Результат определения угла смачивания пород после обработки различными гидрофобизаторами.

№	Образца	Угол смачивания (°) до и после обработки гидрофобизатором				
		Исход,	HA1	HA2	HA3	HA4
1	Кварца	48,2	107,0	162,3	143,3	111,4
2	Полевой шпат	58,6	119,5	150,3	126,2	91,8
3	BT-10	12,2	132,9	160,7	138,2	48,6

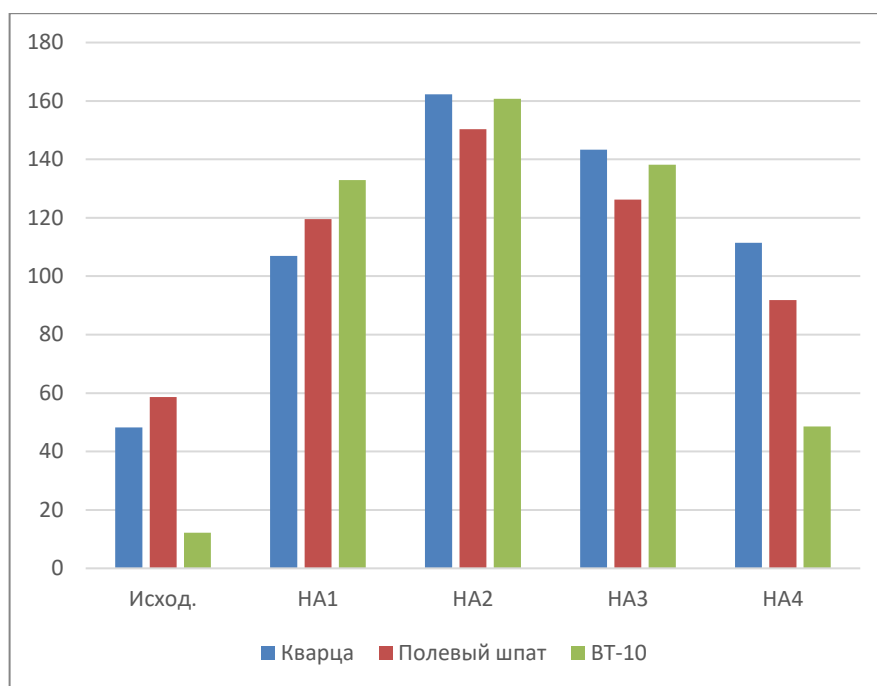


Рисунок 3.10 – Результат определения угла смачивания пород после обработки различными гидрофобизаторами.

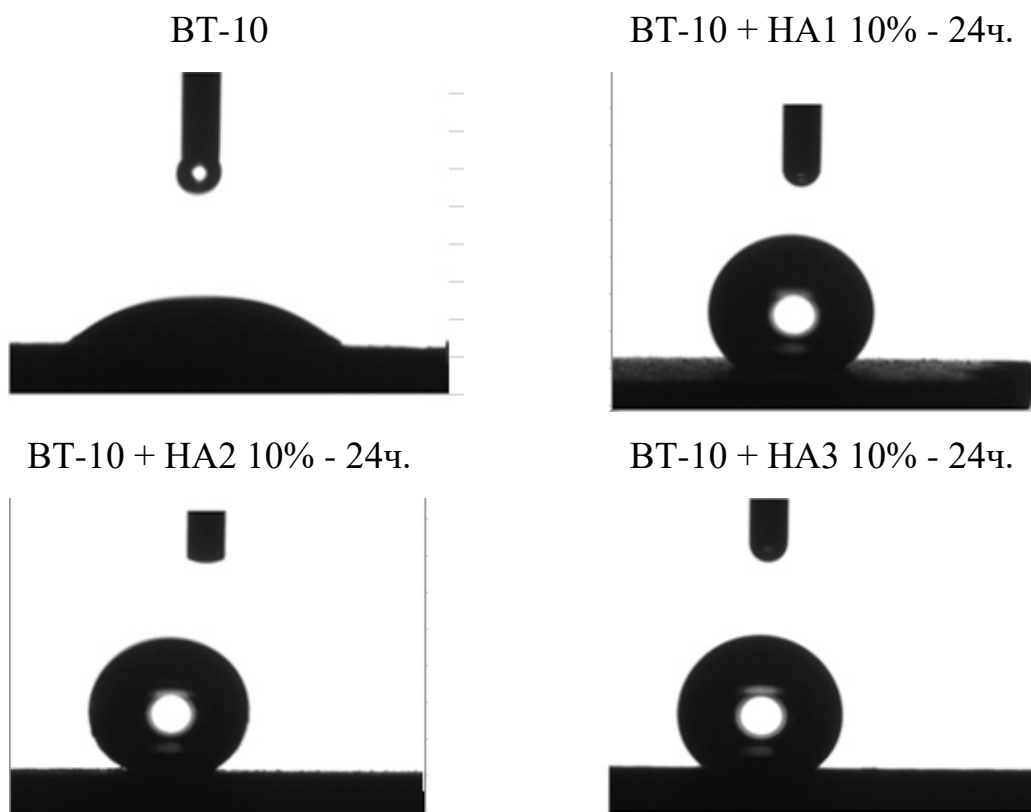


Рисунок 3.11 – Изображения капли воды на образцах песчаники м/р X до и после обработки гидрофобизаторами HA1, HA2 и HA3.

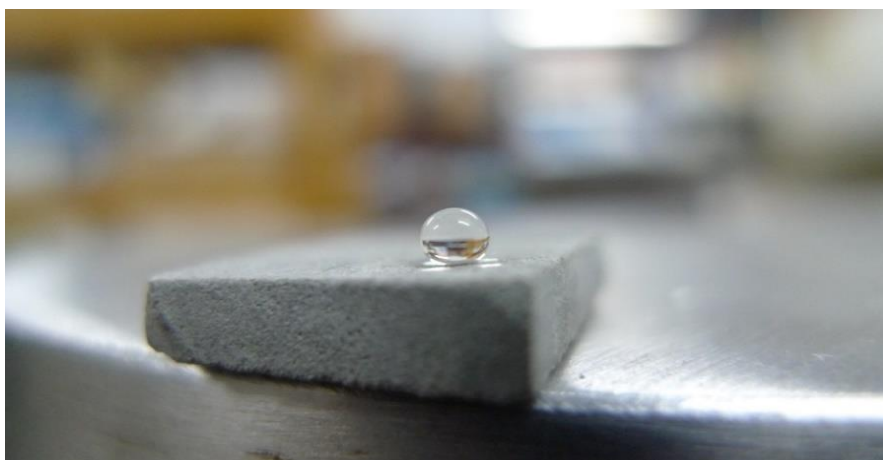


Рисунок 3.12 – Изображения капли воды на образцах песчаники скв. ВТ-10 после обработки гидрофобизатором НА2

Из полученных результатов на рис. 3.10 – 3.12 видно, что гидрофобизаторы оказывают существенное влияние на смачиваемость пород (для всех пород: кварца, полевого шпата и пластовые породы). После гидрофобизации, угол смачивания увеличивается от 48,2-58,60 (для кварцев и полевого шпата) до более 90° при использовании четырех реагентов. Три гидрофобизатора (НА1, НА2, НА3) показывают высокую гидрофобизирующую эффективность при обработке пластовых пород. В данных случаях, угол смачивания увеличивается от 12,2-58,6 до 150,3-162,3. Это значит, что смачиваемость пород полностью переходит от смачиваемости по воде на смачиваемость по нефти.

Для гидрофобизатора НА4, хотя он может гидрофобизировать, однако, угол смачивания после обработки НА4 не превышает 90°. Т.е. он показывает низкую гидрофобизирующую эффективность по сравнению с остальными гидрофобизаторами.

Из вышеизложенных результатов и исходя из предложения использования маслорастворимого гидрофобизатора, был выбран два гидрофобизатора НА2, НА3 для дальнейшего исследования.

Исследование механизма изменения смачиваемости пород гидрофобизатором

Гидрофобизация гидрофобизатором – это процесс реакции (адсорбции) функциональных групп кремнийорганических соединений с гидроксильной группой на поверхности пород (рис. 3.13). Кремнийорганические соединения также участвуют в реакции полимеризации и поликонденсации и в результате чего, образует сетчатый полимер. В результате этого процесса, гидрофильные полярные гидрофобизатора направлены к твердой поверхности, а гидрофобные группы (углеводородные группы) образованного полимера в окружающую среду.

Существование гидрофобного слоя можно доказать путем оценки изменения содержания элементов до и после гидрофобизации. Так как, кремнийорганические соединения содержит кремний и углерод, поэтому после адсорбции, их содержание будет увеличивается.

Определение содержания элементов на поверхности пород до и после модификации гидрофобизатором может проводить с помощью сканирующего электронного микроскопа-(Scanning Electron Microscope- SEM) и энергодисперсионной рентгеновской спектроскопии - (Energy-dispersive X-ray spectroscopy - EDX). Это анализ проводился в центре оценки материального ущерба, материального института при Вьетнамской научно-технической академии.

В качестве гидрофобизатора используются НА2 (концентрация 0, 5, 7, 10%) и НА3 (концентрация 0, 7, 10%). Гидрофобизация проводилась в условии 25°C в течение 24 часа. Образцы пород из скважины ВТ-10.

Полученными результатами показаны, что для исходного образца ВТ-10, содержание кремния составляет 27,8%, после модификации гидрофобизатором НА2 с концентрацией 5,7,10%, содержание кремния на поверхность образца увеличивает до 28,14%; 29,51% и 30,52%. Таким образом, при обработке гидрофобизатором НА2 с концентрацией 7%, 10% среднее содержание кремний увеличивает на 1,71% и 2,72% соответственно.

Аналогично, при обработке гидрофобизатором НА2 с концентрацией 7%,

10% среднее содержание углерода увеличивает на 1,65% и 4,11% соответственно.

Результат определения содержания элементов на поверхность образца керны ВТ-10 до и после обработки гидрофобизатором НА2 и НА3 представлены в приложении 1 и 2.

Полученный результат в таблице 3.14 также показал, при обработке гидрофобизатором НА3 с концентрацией 7%, 10% среднее содержание кремния на поверхности ВТ-10 увеличивает на 1,23% и 2,78% соответственно, среднее содержание углерода увеличивает на 0,70% и 0,90% соответственно

Таким образом, с помощью современного метода анализа было доказано образование гидрофобного слоя на поверхности породы. Данный гидрофобный слой является ключевым фактором, вызывающем изменения смачиваемости пород от смачиваемости по воде на смачиваемости.

Влияние концентрации гидрофобизирующего реагента на эффективность образцов керна после обработки гидрофобизатором НА2, НА3

Влияние концентрации реагента на изменение угла смачивания образцов керна из месторождения Х и Дракон после обработки гидрофобизатором НА2, НА3 приведено в таблице 3.15 и рисунке 3.13. Время обработка – 24 часа и комнатная температура (25°C).

Таблица 3.13 – Влияние концентрации реагента на изменение угла смачивания образцов керна из скв. ВТ – 10 после обработки гидрофобизатором НА2 и НА3.

№	Гидрофобизатор	Угла смачивания (°) образцов керна				
		5%	7%	10%	12%	15%
1	НА2	142,5	156,4	160,7	160,7	162,7
2	НА3	96,5	125,1	138,2	139,6	142,1

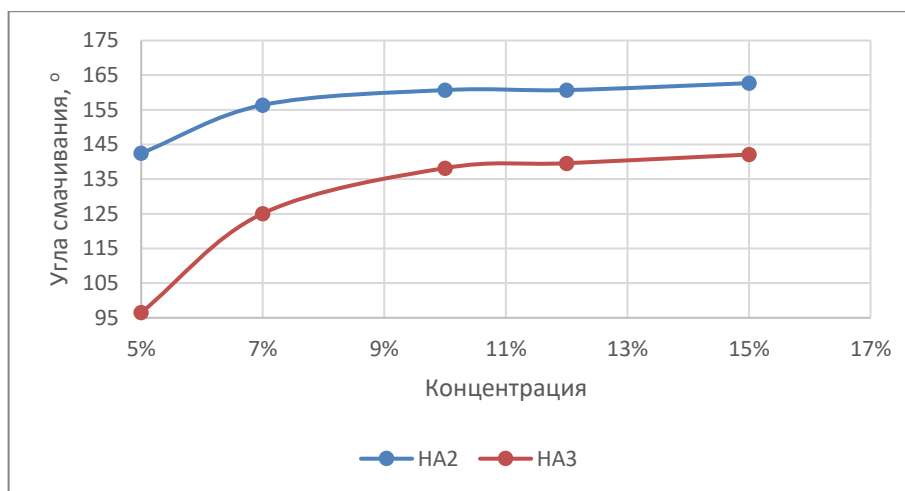


Рисунок 3.13 – Влияние концентрации реагента на изменение угла смачивания образцов керн после обработки гидрофобизатором HA2 и HA3.

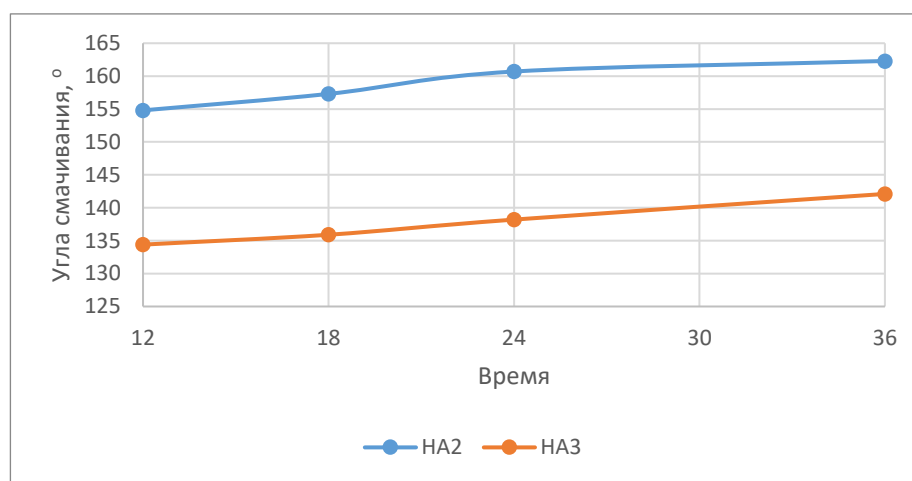
Из полученных результатов видно, что при одинаковых условиях обработки (время, температура), гидрофобизирующая эффективность возрастает с увеличением концентрации гидрофобизатором. При концентрации HA2, HA3 более 7%, темп увеличения угла смачивания снизился, угол смачивания имеет стабильную тенденцию. Таким образом, для гидрофобизации песчанки м/р X предлагает применение гидрофобизатора с концентрацией 10%.

Влияние времени обработки гидрофобизирующего реагента на эффективность образцов керна после обработки гидрофобизатором

Оценка влияния времени обработки на гидрофобизирующую эффективность путем определения угла смачивания образцов керна после обработки гидрофобизатором HA2, HA3 с концентрацией 10% с временем обработки от 12 до 36 часов. Результаты исследования приведены в таблице 3.16 и рисунке 3.14.

Таблица 3.14 – Влияние времени обработки на изменение угла смачивания образцов керн после обработки гидрофобизатором НА3

№	Гидрофобизатор	Угла смачивания (°) образцов керн в зависимости от времени (час) обработки				
		12	18	24	36	12
1	НА2	154,8	157,3	160,7	162,3	154,8
2	НА3	134,4	135,9	138,2	142,1	134,4



Риснок 3.14 – Влияние времени обработки на изменение угла смачивания образцов керн из скв. ВТ -10 после обработки гидрофобизатором НА2 и НА3.

Из полученных результатов видно, что при одинаковых условиях обработки (температура, концентрация гидрофобизатора), гидрофобизирующая эффективность возрастает с увеличением времени обработки. Из результатов следует, оптимальное время обработки составляет 24ч. Однако, для быстрого освоения, снижения времени отстоя скважины, время обработка можно сократить до 12-24 часа.

3.1.2. Вывод к подразделу исследования по подбору гидрофобизатора

На основании вышеизложенных результатов, был выбран два гидрофобизатора, отвечающего требованиям к гидрофобизатору (НА2 и НА3), т.е. требование к модификации смачиваемости поверхности в гидрофобности. Однако, для определения совместимости с пластовыми флюидами, гидрофобизатор НА2 смешали с растворами для закачивания NaCl и CaCl₂, морской водой, т.к. при встрече с водой, играющей роль катализатора, происходит поликонденсация НА2 и в результате образуется кремнеземный гель. Образование геля может привести к закупориванию каналов, трещин и снизить проницаемость ПЗП. Для гидрофобизатора НА3, такое явление не наблюдалось.

Таким образом, в результате исследования был выбран НА3 в качестве гидрофобизатора и сделан вывод, что НА3 отвечает требованиям технической документации. Оптимальная концентрация НА3 составляет 10%, время обработки (реакции): 12-24ч. НА3 обозначается DMC-Hydrophobic. В составе химреагента для гидрофобизации входит растворитель DMC-OS (как дисперсионная среда) и ПАВ DMC-CS для повышения эффективности DMC-Hydrophobic.

3.2. Оценка общих свойств химреагентов

3.2.1. Определение коррозионной активности технологических жидкостей

Были проведены опыты по определению скорости коррозии стали в некоторых составах. Скорость коррозии образцов определялась гравиметрическим методом. Образцы стали Р-110 погружаются в предлагаемые составы при

температуре 80, 120°C и при условиях высокой температуры (130°C) и высокого давления (100 атм) в течение 4 ч. По результатам испытаний определялась степень коррозионной активности бескислотного состава в мм/год. Результаты определения скорости коррозии приведены в таблице 3.15-17 и рисунке 3.15.

Таблица 3.15. Результаты определения скорости коррозии сталей в предлагаемых составах при 80°C и 4 часа (образцы стали P110)

№	Раствор	Масса образца до испыт., (г)	Масса образца после испыт., (г)	потери массы $\Delta m = m_2 - m_1$ (г)	Средняя потери массы (г)	Сред, скорости коррозии, мм/год
1	Морская вода	17,227	17,2232	0,0040	0,00370	0,576
		16,259	16,2556	0,0034		
2	Морская вода +поглотитель кислорода	16,870	16,8698	0,0005	0,00045	0,070
		15,975	15,9749	0,0004		
3	DMC-Deorganic	16,921	16,9216	0,0002	0,00020	0,031
		16,603	16,6027	0,0002		
4	DMC-Dewater	17,366	17,3658	0,0001	0,00015	0,023
		17,007	17,0094	0,0002		
5	DMC-Hydrophop	16,548	16,5480	0,0002	0,00015	0,023
		16,334	16,3339	0,0001		

Таблица 3.16 –Результаты определения скорости коррозии сталей в предлагаемых составах при 120⁰С и 4 часа (образцы стали Р110).

№	Раствор	Масса образца до испыт. (г)	Масса образца после испыт. (г)	потери массы $\Delta m = m_2 - m_1$ (г)	Средняя потери массы (г)	Сред. скорости коррозии, мм/год
1	Морская вода	16,0501	16,0462	0,0039	0,00465	0,724
		16,7214	16,7160	0,0054		
2	Морская вода +поглотитель кислорода	16,5482	16,5477	0,0005	0,00060	0,093
		16,3340	16,3333	0,0007		
3	DMC-Deorganic	17,3972	17,3970	0,0002	0,00025	0,039
		16,5578	16,5575	0,0003		
4	DMC-Dewater	16,6214	16,6211	0,0003	0,00030	0,047
		16,5359	16,5356	0,0003		
5	DMC-Hydrophop	16,3489	16,3486	0,0003	0,00025	0,039
		17,0301	17,0299	0,0002		

Таблица 3.17 –Результаты определения скорости коррозии сталей в предлагаемых составах при 80, 120⁰С и 4 часа

№	Раствор	Скорость коррозии (мм/год) в зависимости от температуры	
		80 ⁰ С	120 ⁰ С
1	Морская вода	0,576	0,724
2	Морская вода+поглотитель кислорода	0,070	0,093
3	DMC-Deorganic	0,031	0,039
4	DMC-Dewater	0,023	0,047
5	DMC-Hydrophop	0,023	0,039

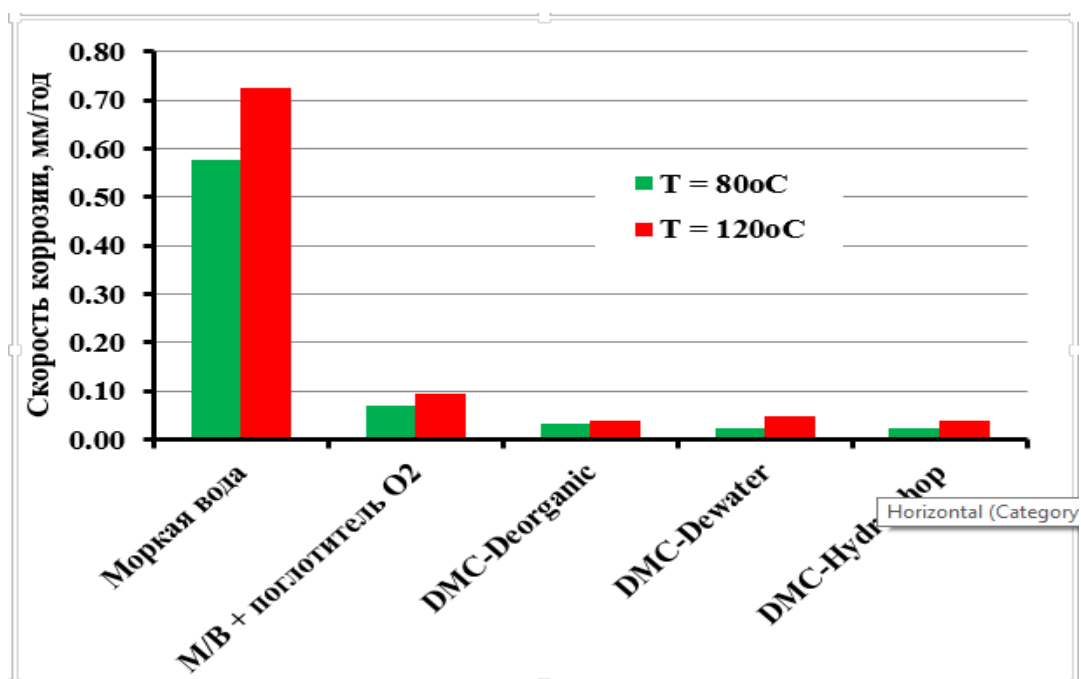


Рисунок 3.15 – Результаты определения скорости коррозии сталей в предлагаемых составах (DMC-Deorganic, DMC-Dewater, DMC-Hydrophor-НАЗ) и в сравнительных растворах (в морской воде) при 80, 120⁰С и 4 часа.

Результат исследования на таблице 3.17 и рисунок 3.15 показал, что скорость коррозии предлагаемых составов DMC-Deorganic, DMC-Dewater, DMC-Hydrophor-НАЗ значительно меньше скорости коррозии стали в морской воде (на 15-18 раз меньше).

Результаты определения скорости коррозии сталей в предлагаемых составах при 130⁰С и 100 атм (образцы стали P110) представлены в таблице 3.18.

Таблица 3.18 – Результаты определения скорости коррозии сталей в предлагаемых составах при 130⁰С и 100 атм (образцы стали P110).

№	Номер образца	Масса образца до испытания	Масса образца после испытания	Потеря массы образца	Скорость коррозии
		(г)	(г)	(г)	(мм/год)
1	Раствор DMC-Deorganic				

Продолжение таблицы 3.18

	1	34,8671	34,8668	0,0003	0,03
	2	33,8153	33,8149	0,0004	0,04
	3	34,8286	34,8282	0,0004	0,04
	Среднее:				0,04
2	Раствор DMC-Dewater				
	1	34,8986	34,8981	0,0005	0,05
	2	33,8167	33,8162	0,0005	0,05
	3	34,8294	34,8291	0,0003	0,03
	Среднее:				0,05
3	Раствор DMC-Hydrophor				
	1	34,8562	34,8549	0,0003	0,03
	2	33,7163	33,7159	0,0004	0,04
	3	34,9221	34,9219	0,0002	0,02
	Среднее:				0,03

Результат определения скорости коррозии при условиях высокой температуры и высокого давления также показал, что предлагаемые составы обладают очень низкой коррозионной активностью (скорость коррозии от 0,03 до 0,05 мм/год). Таким образом, коррозионная активность предлагаемых бескислотных составов отвечает требованию в контракте (менее 0,125 мм в год).

3.2.2. Определение коэффициента восстановления проницаемости керна после воздействия на него предлагаемого состава

Определение коэффициента восстановления проницаемости проводилось следующим образом:

- определялась начальная проницаемость по нефти К1;
- прокачивался двойной объем порового пространства морской водой и водонефтяной эмульсией для создания водных блокадов и водонефтяной эмульсии в керне.
- прокачивался двойной объем порового пространства модельного раствора АСПО в мазуте. Образец керна сушили при температуре не выше 60°С в течение 5-8ч. Образец охлаждали. После прокачки раствора образец находился в пластовых условиях в течение 2,5 часов;
- определялась проницаемость по нефти после моделирования отложений К2;
- проводилась фильтрация бескислотного состава через образец керна в следующем порядке: состав для удаления АСПО в объеме $V=2 \cdot V_{\text{пор}}$ (см³); состав для разрушения эмульсия, водный блокад в объеме $V=1-2 \cdot V_{\text{пор}}$ (см³), состав для гидрофобизации в объеме $V=1-2 \cdot V_{\text{пор}}$ (см³). После прокачки раствора образец находился в пластовых условиях в течение 12 часов;
- определялась проницаемость по нефти;
- рассчитывался коэффициент восстановления проницаемости $K_{\text{восст}}$.

Образцы керна, используемые в испытании подбирали из песчаников месторождения X. Исследование способности восстановления проницаемости кернового материала при пластовых условиях проводилось в лаборатории ОПиП НИПИ СП «А». Результаты испытания приведены в таблице 3.21.

Таблица 3.19 – Результаты исследования восстановления проницаемости керна

№	Данные об образце			
	Название	М3	М4	М5
2	Объект	Олигоцен	Миоцен	Миоцен
3	Проницаемость по газу, мД	930	1221	570
4	Температура, °С	130	130	92
5	Давление, атм	100	100	100
6	Нач, проницаемость по нефти К ₁	19,9	25	15
Последовательность проведения испытаний				
7	Моделирования отложений: Прокачка двойного объема порового пространства морской воды и водонефтяной эмульсии для создания водной блокады и водонефтяной эмульсии в керне,			
	Прокачка двойного объема порового пространства модельного раствора АСПО (10% АСПО в мазуте) Определение проницаемости по нефти после моделирования отложений К ₂ , мД	8,2	5,2	0,4
8	Прокачка предлагаемых составов в последовательности: + DMC-Deorganic-2V ₀ + DMC-Dewater 1-2V ₀ ; + DMC-Hydrophor 1V ₀ Остой в пластовых условиях – 12ч, определение проницаемости по нефти К ₃ мД	12,5	14,0	9,0
9	Коэффициент восстановления проницаемости $K_{ph} = K_3 / [(K_1 + K_2) / 2]$	0,89	0,94	1,14

Получены следующие результаты испытаний:

- 1) После моделирования образования отложений (АСПО, водные блокады

и водонефтяная эмульсия), проницаемость снизилась (от 19,9 мД до 12,5 мД для образца №1; от 25 мД до 5,2 мД для образца №2; от 15,4 мД до 0,4 мД для образца №3). Это значит, что отложения моделировалось правильно, что подтверждает правильность экспериментов.

2). Коэффициент восстановления проницаемости ($K_{ph} = 89\div 114\%$) и его среднее значение 99% показывает, что предлагаемые составы DMC-Deorganic, DMC-Dewater và DMC-Hydrophor) обладает высокой эффективностью по удалению всех типов отложений.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ НА СКВАЖИНЕ N

Техническая характеристика и состояние скважины

Геолого-техническая характеристика скважины:

- Категория скважины: эксплуатационная.
- Способ эксплуатации: газлифтный.
- Эксплуатационная колонна: 245*178*140мм.
- Башмак эк/к на гл. 2926 м
- Искусственный забой - 2901м (цементной мостик)
- Эксплуатационный объект – нижний олигохент.
- Интервал вскрытия пласта: 2819-2845м.
- Фонтанная арматура - IKS-80/50/80-350
- Конструкция лифта: $V_{нкт} = 10\text{м}^3$, $V_o = 1,3\text{м}^3$.

Состояние скважины до начала работ 29.09.2017г.:

$P_6=25-35$ атм.; $P_з=84-85$ атм, $T^o=29^o\text{C}$, $H_2O=4\%$; $Q_n=41,7$ т/сут.;
 $Q_ж=53\text{м}^3/\text{сут}$; $Q_г=25.000$ м³/сут.

Процесс проведения работ

Подготовительные работы

Проведены работы по ОПЗ на скважине N с применением данной технологии в следующей последовательности:

Количество хим-реактивов были приготовлены: 7,5 м³ DMC-Deorganic, 7,5 м³ DMC-Dewater, 5,5 м³ DMC-Hydrophobic, 8,0 м³ дизельные топлива (ДТ), 73 м³ NH₄Cl.

Проведение работ

01.10.2017 г начался ОПЗ скважины 1610/ВК -16.

Процесс закачки проводился при закрытом затрубном пространстве, насосом SSP закачали химреагенты в НКТ. Во времени закачки химреагентов

наблюдается изменение давления в НКТ и в затрубном пространстве.

При проведении ОПЗ, давление закачки и продавки раствора в пласт снижается от 32 атм до 0 атм. Это означает, что приемистость скважины достаточно высокая, пластовое давление низкое.

Результат испытания на скважине 1610/ВК-16

До и после проведения ОПЗ, скважина работала газлифтом с параметрами, которые указаны в таблице 4.1.

Таблица 4.1– Режим работы скважины N до и после ОПЗ.

Р _б , ат	Р _з , ат	В, %	Т _о , °С	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	Р _б , ат	Р _з , ат	В, %	Т _о , °С	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	Δ, т/сут
До ОПЗ на 29. 9.2017.						После ОПЗ на 19.10.2017						
25/35	84/85	4	29	53	41,7	24/27	83	21	31/33	120	77,7	+36
						На 9.11.2017						
						26/30	81/82	15	31/33	108	75,3	+33.6

Режим работы скважины N после проведения ОПЗ показал, что режим работы сохранился и не изменился ($Q_{\text{газлифт}} = 25.000 \text{ м}^3/\text{сут.}$), температура повышалась, особенно дебит по жидкости и дебит по нефти значительно повышается (дебит по жидкости увеличивается с $53 \text{ м}^3/\text{сут}$ до $120 \text{ м}^3/\text{сут}$, дебит по нефти увеличивается на 36 т/сут). Обводненность имеет тенденцию к снижению. Однако, дебит по нефти был стабильным и находится на уровень 73-75 т/сут. По данным ОДНиГ НИПИ морнефтегаз, на 1/11/2017, дополнительная добыча по нефти от скв. N составляет 1095 тонн и до 31/12/2017 дополнительная добыча по нефти от скв. N составляет 3098 тонн.

Таким образом, по полученным результатам можно утверждать, что:

- Выбранная скважина N в качестве скважины-кандидата для применения данной технологии является правильной. Результат испытания также косвенно доказывает присутствие АСПО, водонефтяных эмульсий, водных блокадов, вызывающих закупоривания и снижением проницаемости ПЗП.

- Предлагаемые химреагенты и технология обработка показывает высокую эффективности при удалении вышеизложенных типов отложений.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Ле Тхиен Шинь

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет стоимости работ, материальных ресурсов выполнялся сошласно рыночным ценам Томского региона.</i>
<i>2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисление во внебюджетные фонды 30%.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT–анализа проекта</i>
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ</i>
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. Сегментирование рынка 2. Оценка конкурентоспособности технических решений 3. Матрица SWOT 4. График проведения и бюджет НТИ 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Ле Тхиен Шинь		

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.

Введение

В настоящее время основной задачей обработок призабойной зоны скважины кислотными составами является восстановление или улучшение притока флюида из пласта в скважину и, как следствие, увеличение продуктивности скважины.

Месторождение «Х» находится на заключительной стадии разработки, о чем свидетельствует ежегодное уменьшение добычи нефти и рост обводненности продукции, поэтому наблюдается постоянный рост себестоимости добычи нефти.

Основным критерием подбора скважины под обработку бескислотными составами является стабильное снижение дебита скважины при постоянной или увеличивающейся депрессии на пласт.

Цель раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

5.1. Предпроектный анализ.

5.1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции

ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий-конкурентов в области подготовки нефти: СП «А» и ПВН «Петровьетнам».

В таблице 5.1 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области.

Таблица 5.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Количество выхода продукта	0,17	4	5	3	0,68	0,85	0,51
2. Качество продукта	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27
3. Энергоемкость процессов	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
4. Надежность моделирования	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
5. Безопасность	0,17	4	4	4	0,68	0,68	0,68
6. Качество интеллектуального интерфейса	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
7. Цена	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
8. Конкурентоспособность продукта	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
9. Уровень проникновения на рынок	0,04	4	5	5	0,16	0,2	0,2
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
11. Срок выхода на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
12. Финансирование научной разработки	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
Итого	1				4,52	4,26	3,72

Б_ф – продукт проведенной исследовательской работы; Б_{к1} – СП «А»; Б_{к2} –

ПВН «Петровъетнам».

В ходе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено, что разработка является конкурентоспособной как по техническим критериям, так и с экономической точки зрения.

5.1.2. SWOT– анализ.

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно–исследовательского проекта.

Результаты первого этапа SWOT–анализа представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно–исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Систематическое повышение уровня квалификации.2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области.3. Наличие постоянных поставщиков (Зап.Сибирь и Сахалин).	<p>Слабые стороны научно–исследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов.2. Устаревшее оборудование.3. Высокая степень износа оборудования.
--	--	--

Продолжение таблицы 5.2

	<p>4. ысокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам.</p> <p>5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.</p>	<p>4. Повышение цен у поставщиков. 5.Высокий уровень ценна выпускаемую продукцию.</p>
<p>Возможности:</p> <p>1. Малое количество посредников на территории Южно-Восточной Азии.</p> <p>2. Небольшое количество конкурентов на территории Южно-Восточной Азии.</p> <p>3. Высокое качество поставляемых ресурсов.</p>	<p>Сильные стороны и возможности:</p> <p>1. Эффективное использование ресурсов производства.</p> <p>2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков).</p> <p>3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.</p>	<p>Слабые стороны и возможности:</p> <p>1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников.</p> <p>2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта.</p> <p>3. Модернизация оборудования.</p> <p>4. Внедрение технологии</p> <p>5.Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений</p>
<p>Угрозы:</p> <p>1. Увеличение уровня налогов.</p> <p>2. Повышение требований к качеству продукции.</p> <p>3.Несвоевременные поставки сырья и оборудования.</p>	<p>Сильные стороны и угрозы:</p> <p>1. Применение оптимальной налоговой политики.</p> <p>2. Внедрение менеджмента качества.</p> <p>3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.</p>	<p>Слабые стороны и угрозы:</p> <p>1. Повышение цен на выпускаемую продукцию.</p> <p>2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.</p>

5.2. Планирование управления научно–техническим проектом.

5.2.1. План проекта.

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевой графики проекта.

Линейный график представлен в виде таблицы (таблице 5.3).

Таблица 5.3 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	31	15.01.19	15.02.19	Руководитель Исполнитель
Расчет на математической модели	28	16.02.19	15.03.19	Исполнитель
Обсуждение полученных результатов	16	16.03.19	31.03.19	Руководитель Исполнитель
Оформление выводов	30	1.04.19	30.04.19	Руководитель Исполнитель
Оформление пояснительной записки	21	01.05.19	20.05.19	Руководитель Исполнитель
Итого:	126	15.01.19	20.05.19	

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Календарный план–график проведения НИОКР по теме.

Вид работ	Исполнители	Тк, кал, д н	Продолжительность выполнения работ												
			январь		февраль			март			апрель			май	
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
Изучение литературы, составление литературного обзора	Исполнитель Руководитель	31	■		■										
Расчет на математической модели	Исполнитель	28			■										
Обсуждение полученных результатов	Исполнитель руководитель	16							■						
Оформление выводов	Исполнитель руководитель	30								■					
Оформление пояснительной записки	Исполнитель, руководитель	21											■		

5.2.2. Бюджет научного исследования.

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Результаты по данной статье указаны в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Материальные затраты

Наименование	Ед.изм	Количество			Цена за ед., т.руб	Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		ОПЗ	Аналог 1	Аналог2		ОПЗ	Аналог 1	Аналог2
DMC-Deorganic	м ³	2,5	7,5	8,0	30	75	225	240
DMC-Dewater	м ³	2,5	7,5	8,0	25	62,5	187,5	200
DMC-Hydrophobic	м ³	1,5	5,5	6	27	40,25	148,5	162
ДТ	м ³	3,0	8,0	9,0	46	138	368	414
NH ₄ Cl	м ³	20	73	80	2,5	50	182	200
Итого						365,75	1111	1216

Аналог 1 – СП «А»; Аналог 2 – ПВН «Петровъетнам».

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблице 5.6).

Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 5.6 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование	Ед.изм	Количество			Цена за ед., т.руб	Затраты на оборудования, (Зм), т.руб.		
		ОПЗ	Аналог 1	Аналог 2		ОПЗ	Аналог 1	Аналог 2
Испытательный стенд	шт.	1	2	2	50	50	100	100

Продолжение таблицы 5.6

Программное обеспечение	шт.	2	2	2	4	8	8	8
Компьютер	шт.	2	1	1	30	60	30	30
Монитор	шт.	1	2	2	5	5	10	10
Итого						123	148	148

Аналог 1 – СП «А»; Аналог 2 – ПВН «Петровъетна»

Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Зб, руб.	k_p	Зм, руб	Здн, руб.	T_p , раб.дн.	Зосн, руб.
Руководитель	30000	1,3	39000	1959	98	191982
Исполнитель	12000		12000	627	126	79002

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (1)$$

Где $Z_{осн}$, $Z_{доп}$ – основная и дополнительная заработная плата;

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от

предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (2)$$

Где: $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно–техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (3)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5–дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6–дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб.дн.(таблице 5.8).

Таблица 5.8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни и праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени - отпуск и невыходы по болезни	24	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	199

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и

общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10–15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (4)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб; $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты; $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 5.9 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 5.9 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Студент
Основная зарплата	191982	79002
Дополнительная зарплата	23038	–
Итого по статье $C_{зп}$	215020	79002

5.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (5)$$

где $k_{\text{внеб}} = 30\%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (таблице 5.31).

Таблица 5.10 – Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Исполнитель
Зарплата	215020	79002
Отчисления на социальные нужды	64506	23701

5.2.4. Накладные расходы.

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 5.32.

Таблица 5.11 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	ОПЗ	Аналог1	Аналог2
1. Материальные затраты НИИ	365750	1111000	1216000
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	123000	148000	148000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	270984		

Продолжение таблицы 5.11

4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	23038		
5. Отчисления во внебюджетные фонды	88207		
6. Накладные расходы	139357	139357	139357
7. Бюджет затрат НИИ	1010336	1010336	1010336

5.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (таблице 5.12). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 5.12 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Затраты по статьям						
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
1111000	148000	207984	23038	88207	262597	1903826
1216000	148000	207984	23038	88207	279397	2025626

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{мак}}} = \frac{1010336}{2025626} = 0,50, \quad (8)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{мак}}} = \frac{1903826}{2025626} = 0,94, \quad (9)$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{мак}}} = \frac{2025626}{2025626} = 1, \quad (10)$$

где I_{Φ}^p – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{pi} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a, \quad (11)$$

$$I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^p, \quad (12)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра; b_i^a , b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в табл. 5.13.

Таблица 5.13 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда	0,1	4	5	3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	4	5	4
4. Энергосбережение	0,2	5	4	4
5. Надежность	0,25	4	5	4
6. Материалоемкость	0,15	4	4	5
ИТОГО	1	4,2	4,65	3,9

$$I_m^p = 4 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 4 \times 0,15 = 4,2$$

$$I_1^A = 5 \times 0,1 + 5 \times 0,15 + 5 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 5 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,65$$

$$I_2^A = 3 \times 0,1 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 3,9$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,2}{0,5} = 8,4 \quad (13)$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{4,65}{0,94} = 4,95 \quad (14)$$

$$I_{финр}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,9}{1} = 3,9 \quad (15)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a1}} = \frac{8,4}{4,95} = 1,7 \quad (16)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{8,4}{3,9} = 2,15 \quad (17)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта; $I_{mэ}^p$ – интегральный показатель разработки; $I_{mэ}^a$ – интегральный технико–экономический показатель аналога.

Таблица 5.14 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Разработка	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,94	0,5	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	4,2	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,95	8,4	4,2
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,7		2,15

Вывод:

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы:

- составление календарного плана проект, на основании которого была построена диаграмма Ганта;
- определение бюджета НТИ. При ОПЗ исполнения потребуется 1010336руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов;
- определение ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой эффективности исследования. У аналога 2 исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнении большая. Наименьшая сумма – 1010336 руб., а наибольшая – 2025626 руб. Учитывая показатели ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать аналог 2 исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Ле Тхиен Шинь

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Обработка ПЗП с применением бескислотных составов на месторождении X. Проведение обработки с помощью специальных технологических оборудований и использованием химических материалов.</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭЭ) и "Правил устройства электро-установок" (ПУЭ).</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>3. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Анализ выявленных вредных факторов Возникновение токсических веществ в рабочей зоне. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. Повышенный уровень шум.</p>
<p>4. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства 	<p>2. Анализ выявленных опасных факторов 2.1. Поражение электрическим током. Взрывопожарная опасность.</p>

<p>защиты);</p> <ul style="list-style-type: none"> – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	
<p>5. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Химическое загрязнение гидросферы, атмосферы и литосферы и мероприятия по их защите от загрязнения.</p>
<p>6. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий;</p>
<p>7. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Ле Тхиен Шинь		

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.

Введение

Во время обработки, производятся работы при высоких давлениях, с различными химическими веществами, приводящие к ухудшению состояния здоровья, поэтому необходимо предусматривать мероприятия для защиты от них. Нередко нефть и газ в скважинах находятся под большим давлением, что создает угрозу взрывных выбросов и пожаров. Кроме этого, на рабочем месте пожар возможно происходит электрическим током. Также интенсивный производственный шум, общая и локальная вибрация, недостаточное освещение, загрязнение рабочей зоны оказывают влияние на здоровье человека.

6.1. Производственная безопасность.

При выполнении данной работы присутствуют следующие опасные и вредные факторы (табл. 6.1):

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Факторы		Нормативные
	Вредные	Вредные	
Интенсификация добычи нефти с применением бескислотных составов в терригенных коллекторах нефтяного месторождения "Х" (Вьетнам)	+ возникновение токсических веществ в рабочее зоне; + отклонение показателей климата на открытом воздухе; + повышенный уровень шума на рабочем месте;	+ поражение электрически м током; +пожаровзры воопасность.	– Сан.ПиН 2.24.548-96 [17] – ГОСТ 12.1.003-2014 [18] – ГОСТ 12.1.005-88 [19] – ГОСТ 12.4.011–89ССБТ[20] – ГОСТ 12.1.029-80 [21] – ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [22]

6.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.

6.1.1.1. Возникновение токсических веществ в рабочей зоне.

Работники подвергаются действию опасных газов (CO_2 , H_2S) во время деятельности. Угарный газ (CO_2) образуется в результате неполного сгорания топлива, его можно встретить в попутном газе.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), указанных в нормативах СРВ: QCVN 19: 2009/VTNMT. Для CO_2 ПДК = 1000мг/м^3 . H_2S является веществом третьего класса, ПДК установлен на уровне $7,5\text{мг/м}^3$.

6.1.1.2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Микроклимат на скважинах изменяется в зависимости от времени года. Его можно охарактеризовать по следующим показателям:

- температура воздушной массы;
- относительная влажность;
- скорость движения воздушной массы;
- интенсивность тепловой энергии нагретых поверхностей.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но

определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Приотклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. Климатические особенности месторождения «Х» приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Особенности климата на месторождении «Х»

Период года	Время	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздушного потока, м/с
Холодный (сухой)	Ноябрь - март	22 - 27	65 - 68	10 - 20
Теплый (влажный)	Апрель - октябрь	26 - 32	87 - 89	30 - 60

6.1.1.3. Возникновение токсических веществ в рабочей зоне

Шум возникает, когда насосы работают отрицательно сказывается на работе человека тем, что вызывает сильные сопутствующие раздражения, которые отрицательно отражаются на основной работе человека; повысит рабочую нагрузку.

Шум как внешний фактор угнетает иммунные реакции организма, снижает защитные функции последнего. Это видно на примере значительно высокой заболеваемости простудными и инфекционными заболеваниями (на 20- 50% выше, чем обычно).

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 шум на рабочих местах в производственных

помещениях и на территории предприятий не должен превышать 80дБА. Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты. Коллективные средства защиты: борьба с шумом в самом источнике; борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция). Средства индивидуальной защиты: наушники; ушные вкладыши.

6.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

6.1.2.1. Поражение электрическим током.

Электрический ток является одним из выявленных опасных факторов поражения. Ток является опасным, так как 20 – 100 Гц – ток наиболее опасен. Поэтому результатом воздействия на организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смерть [23].

Выделяют несколько видов электротравм: электрический ожог, металлизация кожи, механические повреждения, электрические знаки. Особую опасность представляют ожоговые травмы. Обычно они появляются в местах контакта с токовым проводником и приводят к кровотечениям и омертвлению тканей. При электроожогах лечение длится дольше в сравнении с термическими травмами, прогноз менее благоприятный.

В следствие прохождения электрического тока через тела, мышцы рефлекторно сокращаются. Возможен разрыв кровеносных сосудов, нервов, вывихи и переломы.

Электрические метки появляются, если в области вхождения тока в тело присутствует металлический предмет, например, запонки или ремни. Форма метки может быть различной, но болевых ощущений она не вызывает.

Для защиты от поражения электрическим током используют следующие средства защиты:

- коллективные, такие как изоляция проводов, предупреждающие знаки, сигнализация и блокировка, контроль изоляции, заземление, автоматическое отключение;
- индивидуальные средства защиты, например, диэлектрические перчатки, изолирующие подставки, инструменты с изолированными рукоятками.

-

6.1.2.2. Взрывопожарная опасность

Возможно образование взрывоопасной воздушной смеси при скоплении газа в газораспределительных будках, происходящем при прохождении газа через сальники вентиля и фланцевые соединения. Установка обратного клапана является обязательной для предупреждения попадания газа в автоматическую газораспределительную батарею (БГРА) по трубопроводу из скважины.

Образование такой смеси опаснее в зимний период, когда окна и двери газораспределительных будок закрыты. Зимой также происходит образование гидратных пробок при замерзании конденсата в батареях и газопроводах. Из-за этого повышается давление в трубопроводах, что может привести к их разрыву.

Необходима соответствующая вентиляция помещения для предотвращения появления взрывоопасной ситуации. Нужно постоянно контролировать исправность сосудов для конденсата и сальниковых набивок вентиля. Помещение должно быть утеплено для избегания замерзания конденсата в батареях.

На взрывопожароопасных объектах руководством предприятия должен быть разработан план ликвидации возможных аварий (ПЛА), в котором с учетом специфических условий необходимо предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, исключению загораний или взрывов, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварии [24].

В целях уменьшения вероятности воспламенения газа в будках на местах эксплуатации газлифтных скважин, применяют следующие меры безопасности:

- установка электроосвещения наружного электроосвещения будок вместо внутреннего;
- установка необходимых электроприборов за будкой (рубильники, печи);
- использование инструментов, не образующих искр, при проведении внутреннего ремонта будок;
- использовать открытый огонь и курить в будке категорически запрещается;
- запрет курения и использования любого открытого огня внутри будки;
- использование только огнестойких материалов для конструкции будки.

6.2. Экологическая безопасность.

Источники воздействия на гидросферу, литосферу, биосферу и атмосферу. Одним из главных вопросов охраны окружающей среды при выборе технических решений является наличие экологических ограничений хозяйственной деятельности.

Предприятие «А» на месторождение имеет согласованные проекты нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) в атмосферу, предельно допустимых сбросов (ПДС), проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов ПДВ, ПДС. Также получены лимиты на размещение отходов производства и потребления. На месторождениях СП «А» охране окружающей среды уделяется повышенное внимание. Минимизация негативного воздействия техногенных процессов – основное направление предприятий по охране окружающей среды при добыче нефти. Чтобы разработать оптимальную стратегию мероприятий, направленных на снижение, предотвращение и ликвидацию негативных последствий техногенных процессов, очень важно определить источники, пути и характер отрицательного влияния объектов нефтепромышленности на окружающую среду, а также отслеживать текущую актуальную информацию о геологической среде и разрабатывать прогнозы её развития.

Поверхностные воды: воздействие на поверхностные воды может иметь место, в основном, при попадании в них загрязняющих веществ в случае аварийной ситуации. После приема загрязненных стоков происходит ухудшение физических свойств воды (изменение, замутнение цвета, запаха, вкуса). Осаждение нефтепродуктов и солей на дно водоемов вызывает загрязнение донных отложений.

При аварийных ситуациях миграция загрязненных стоков в поверхностные водотоки возможна по поверхности земли только при разрушении обваловок площадок, а также аварий на трубопроводах.

Подземные воды: загрязнение подземных вод возможно при разливе нефти и минерализованных вод в результате инфильтрации загрязненных стоков через зону аэрации в водоносные горизонты. Нефтяное загрязнение относится к

«умеренно опасным».

Оценка воздействия на окружающую среду. В результате работ по мониторингу отмечается, что уровень загрязнения атмосферного воздуха объектами с повышенной техногенной нагрузкой находится на низком уровне. В связи с этим, основное внимание при прогнозе уделяется водным объектам и почве.

Мероприятия, обеспечивающие выполнение нормативных документов по охране окружающей среды при проведении обработки ПЗП.

Одним из способов снижения экологического ущерба при капитальном ремонте скважин может служить технология ремонта в герметизированном варианте. Технологические ремонтные операции можно производить по замкнутой схеме с использованием герметизирующих сальниковых устройств; земляных амбаров, изолированных полиэтиленовой оболочкой; быстросъемных трубных соединений, которые предотвращают попадание технологических жидкостей; циркуляционных систем и других материалов на почву.

В процессе текущих и капитальных ремонтов необходимо использовать пресную и техническую воду в качестве транспортирующей жидкости и жидкости глушения при разбурировании цементных мостов и выполнении работ по интенсификации притока и промывке скважин.

В ходе разработки технологии скважинной утилизации отходов процесса добычи нефти выделен ряд реагентов, отходы которых возможно утилизировать несколькими способами. Во-первых, в индивидуальном порядке в системе ППД для обработки призабойных зон ближайших нагнетательных скважин.

Следует иметь в виду, что недопустимая совместная утилизация отходов химических реагентов, при смешивании которых образуются осадки, гели, газы.

Это может привести к резкому снижению приемистости поглощающей скважины.

Основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного
- осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости;
- оперативный сбор разлитой нефти;
- постоянный строгий контроль над выбросами в атмосферу транспортными средствами;
- постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ;
- охрана водных объектов от попадания нефтепродуктов и химических реагентов;
- проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения
- нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Для ликвидации потенциально возможных аварий, на всех объектах нефтедобычи разрабатываются планы (ПЛВА). ПЛВА составляются, учитывая правила безопасности в газовой и нефтяной промышленности, и должны включать в себя следующие пункты:

- лист потенциальных аварийных ситуаций на объекте;

- способы информирования в случае аварийной ситуации (сирена, громкоговорящая связь, световая сигнализация и др.), пути эвакуации из опасных мест в соответствии с характером аварии;
- порядок действия ответственных лиц технического персонала при эвакуации и проведении других мероприятий;
- список ответственных лиц и порядок их оповещения в случае аварии;
- пути ликвидации на начальном этапе чрезвычайной ситуации;
- список и расположение средств индивидуальной защиты, аварийной спецодежды и инструментов;
- лист пожарного инвентаря;
- акты испытания СИЗ, связи, заземления;
- схема и график по сбору проб воздушной среды;
- технологическая схема объекта;
- ежегодный график проведения учебных мероприятий для предотвращения потенциальных аварий.

Обычно план ликвидации аварий составляется и утверждается раз в пять лет. Работники должны участвовать в учебных занятиях по ликвидации аварийных ситуаций каждый месяц, в соответствии с разработанным графиком. Должна вестись отчётность, результаты занятий фиксируются и подписываются ответственным лицом.

Для того, чтобы работники были готовы к противодействию при ядерной, биологической и химической атаки, должны регулярно проводиться занятия и учебные тревоги. Выделяют следующие основные задачи гражданской обороны на предприятиях:

- осуществление защиты рабочих, служащих и населения при биологической, ядерной или химической атаке;

- должна производиться работа по повышению устойчивости деятельности предприятия, его системы энергообеспечения, системы связи и транспортной системы на период чрезвычайных ситуаций;
- обеспечение надежно функционирующей системы оповещения;
- проведение занятий по алгоритмам действия в случае ЧС и применению индивидуальных защитных средств.

На предприятии рекомендуется иметь сформированные отряды гражданской обороны, отряды спасателей, связистов, сандружину и т.п. для обеспечения эффективных действий при возникновении опасности.

К основным причинам пожара и загорания в нефтяном месторождении относятся следующие: нарушение технологического процесса и неисправность оборудования; неосторожное обращение с огнем и бытовыми электроприборами; короткое замыкание электрических проводов и перегрев электрооборудования; нарушение правил пожарной безопасности при производстве электрогазосварочных и других огневых работ.

На данном месторождении реализуются системы обеспечения пожарной безопасности на морских стационарных платформах: автоматические системы пожаротушения включают: автоматические системы пожаротушения (систему пенного, водяного, объемного и порошкового пожаротушения); система орошения (спринклерная, дренчерная) и водяная завеса; автоматическая система пожарной сигнализации оборудована: тепловыми, дымовыми, световыми и ручными датчиками; первичные средства пожаротушения: огнетушители (переносные, передвижные, углекислотные, порошковые и воздушно-пенные); песок; асбестовое полотно (кошма); средства индивидуальной защиты, пожарный ручной инструмент, пожарный инвентарь; пожарное судно; специализированное или многофункциональное аварийно-спасательное судно или транспортно-буксирное судно, укомплектованное системами пожаротушения и пожарно-техническим

оборудованием [25].

При соблюдении стандартов техники безопасности и рекомендаций полученных в ходе исследования данные факторы не повлияют на работу сотрудника.

6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

На месторождении «Х» действуют следующие нормативные документы СП «А»:

- инструкция по охране труда;
- инструкция по противопожарной безопасности на объектах.

В соответствии с правилами безопасности в нефтегазовой промышленности, для обеспечения безопасности и охраны труда на предприятии, должны выполняться нижеперечисленные требования:

- до работы допускается только персонал, успешно прошедший медосмотр, инструктаж и обучение;
- должен быть обозначен порядок эксплуатации и изготовления оборудования и инструментов, оборудование должно проверяться регулярно в надлежащий срок, персоналу должны быть предоставлены все необходимые инструкции, средства регулирования и защиты;
- разработка, установка, ремонт и использование электрооборудования должны происходить в соответствии с установленной техникой безопасности;
- должны быть определены зоны взрывоопасности объектов, оборудования.

- организационно-технические требования к электрооборудованию – при которых, проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования нефтепромысловых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭЭ) и "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ).

Вывод: Для данного проведенного исследования выявлены следующие возможные вредные факторы: отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; возникновение токсических веществ в рабочей зоне; тяжесть и напряженность физического труда; пожаровзрывоопасность; поражение электрическим током; чрезмерный шум.

Руководители, главные специалисты, а также специалисты техконтроля должны осуществлять технические и санитарно-гигиенические мероприятия, чтобы поддерживать безопасность на объекте, а также осуществлять контроль соблюдения техники безопасности персоналом и своевременно проводить инструктаж.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Были проанализированы механизмы образования органических загрязняющих материалов (АСПО), водонефтяных эмульсий, водных блокадов. На основании характеристики данных типов отложений и требований технической документации был определен подбор предлагаемых химреагентов, применяемых для удаления таких отложений. Предлагаемые химреагенты включают: DMC-Deorganic для удаления АСПО, DMC-Dewater для удаления водонефтяных эмульсий, водных блокадов, DMC-Hydrophobic для гидрофобизации пород ПЗП.

Проведен анализ комплексных лабораторных исследований для подбора оптимального состава химреагентов, а также для доказательства эффективности предлагаемых химреагентов по удалению загрязняющих материалов. Результаты исследования показали, что предлагаемые химреагенты обладают высокой эффективностью для удаления АСПО, водонефтяных эмульсий, водных блокадов, а также способностью модификации смачиваемости поверхности пород от смачиваемости по воде на смачиваемость по нефти. Химреагенты полностью совместимы с пластовыми флюидами, не вызывают набухание глины и обладают низкой коррозионной активностью (скорость коррозии меньше 0,125 мм/год). Результаты испытания пластовой модели показали, что полученный коэффициент восстановления проницаемости керна достигает достаточно высокой степени после воздействия на него предлагаемых составов (средний коэффициент восстановления проницаемости равен 99%) .

Была предложена технология и проведены опытно-промышленные испытания на скважине N. Результаты испытания показали положительный эффект. На 31.12.2017 дополнительная добыча по нефти составила 3098 тонн.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Повышение нефтеотдачи пластов компании [электронный ресурс] – Нефтегазовое дело URL: <https://www.neftegaz-expo.ru/ru/articles/2016/povyshenie-nefteotdachi-plastov-kompanii/> Дата обращения: 5.12.2018 г.
2. Персиянцев м.н. добыча нефти в осложненных условиях.–М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000.– 653 с.:ил.
3. Зевакин Н.И., Мухаметшин Р.З. Парафиноотложения в пластовых условиях горизонта Д1 Ромашкинского месторождения / Сборник научных трудовТатНИиПИНефть.ВНИИОЭГ,2008.
4. Иванова Л. В., Буров Е. А., Кошелев В. Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". — УГНГУ, 2011. — № 1. — С. 268284.—ISSN1813-503X.
5. Бозоян, М. А. Влияние режимов подачи увлажняющего раствора на оптические и градационные характеристики оттиска в листовой офсетной печати / М. А. Бозоян, Н. А. Нечипоренко // Известия высших учебных заведений. Проблемы полиграфии и издательского дела. – 2015. – № 3. – С. 3–13.
6. Нгуен Хыу Бинь. Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения X [Текст] / Нгуен Хыу Бинь//Томский политехнический университет – 2012 г.
7. Гаврилов, В.П. Арешев Е.Г, Донг Ч.Л. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. М., Нефть и газ, 1988. – 285с.
8. Karen S. Pedersen ; Calsep, Gl. Lundtoftevej 1C, DK-2800 Kgs. Lyngby, Denmark Hans P. Rønningsen ; STATOIL, N-4035 Stavanger, NorwayReceived June 24, 2002; Influence of ACPO Inhibitors on ACPO Appearance Temperature,

- Pour Point, and Viscosity of ACPOy Crude Oils; Energy & Fuels 2003, 17, 321 – 328.
9. K.H. Ribe (Humble Oil & Refining Co.) “Production Behavior of a WaterBlocked Oil Well”, SPE-1295-G; Published in Petroleum Transactions, AIME, Volume 219, 1960, pages 1-6.
 - 10.US 2851105 A: “Method for removing water from oil sands”; Arthur W. Garst, Pan American Petroleum Corporation; Oct. 31, 1956.
 - 11.US 6227296 B1: “Method to reduce water saturation in near-well region”; Todd R. Reppert, W. Keith Idol; Exxonmobil Upstream Research Company; Nov. 3, 1998.
 - 12.Dr. khalil. Shahbazi dean of petroleum engineering faculty of Ahvaz, Petroleum University of Technology ; “Using mutual solvents in removing water block”; Archive of SID.
 - 13.Penny, G.S, Pursley, J.T.:”Microemulsion additives enable optimized formation damage repair and prevention”, Journal of energy resources technology, vol. 127, Issue 3,233, September 2005.
 - 14.Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Махмутов Н.Р. О применении поверхностно-активных веществ при гидрофобизации призабойной зоны пласта для ограничения притока пластовых вод// Тр. УфНИИ. - Уфа, 1966. - Вып. 19. - с.88-99.
 - 15.В.Н. Сергиенко, Н.А. Черепанова, Е.Ф. Кутырев, Г.В. Ложкин (ООО «КогалымНИПИнефть»; “О нецелесообразности гидрофобизации призабойной зоны добывающих скважин”. Нефтяное хозяйство. 2003. №12.
 - 16.William G. Anderson, SPE, Conoco Inc.: “Wettability Literature Survey – Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability”; Journal of Petroleum Technalogy, November 1978.
 - 17.СанПиН 2.2.4.548-96 – 96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

- 18.ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ – 2014 Шум. Общие требования безопасности.
- 19.ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ – 89 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 20.ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ – 90 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
- 21.ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ – 2001 Средства и методы защиты от шума. Классификация.
- 22.ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ – 83 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
- 23.QCVN 27:2010/BTNMT. National Technical Regulation on Vibration.
- 24.Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ “Технический регламент о требованиях пожарной безопасности”.
- 25.Совместная операционная компания Кыулонг, Вьетнама // Годовой отчет добычи., 2016. – 152с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 – Результат определения содержания элементов на поверхность образца керны ВТ-10 до и после обработки гидрофобизатором НА2.

Образец	Точка анализа	Содержание элементов, %								
		С	О	Na	Mg	Al	Si	К	Ca	Fe
ВТ10 исходный	1	5,73	37,91	2,00	1,69	8,35	27,53	1,78	1,89	8,49
	2	5,97	38,17	1,44	1,45	9,02	28,07	3,05	2,40	8,25
	Среднее	5,85	38,04	1,72	1,57	8,69	27,80	2,42	2,15	8,37
ВТ10 + 5% НА2	1	7,06	39,80	2,02	2,08	8,06	27,27	1,56	2,63	0,59
	2	6,40	39,81	1,87	1,67	8,54	27,97	2,62	1,87	0,93
	3	7,06	40,65	2,05	1,28	8,35	29,18	2,32	1,43	1,41
	Среднее	6,84	40,09	1,98	1,68	8,32	28,14	2,17	1,98	0,98
ВТ10 +7% НА2	1	6,85	42,00	2,63	1,16	8,08	30,46	1,81	1,48	0,43
	2	7,71	42,14	2,70	1,1	8,62	29,47	1,56	1,49	0,33
	3	7,95	40,82	3,73	1,03	9,23	28,59	1,14	1,83	0,24
	Среднее	7,50	41,65	3,02	1,10	8,64	29,51	1,50	1,60	0,33
ВТ10 +10% НА2	1	9,72	40,58	2,51	0,98	7,88	30,57	2,14	1,15	0,36
	2	10,35	40,56	1,5	1,29	6,07	31,9	1,81	0,65	0,29
	3	9,82	41,00	2,19	1,28	7,04	29,08	1,49	2,3	0,43
	Среднее	9,96	40,71	2,07	1,18	7,00	30,52	1,81	1,37	0,36

Примечание: При обработке гидрофобизатором 7% и 10%, НА2, содержание кремния на поверхности увеличивает на 1,71 и 2,72% соответственно, содержание углерода увеличивает на 1,65 и 4,11% соответственно.

Приложение 2 – Результат определения содержания элементов на поверхность образца керны ВТ-10 до и после обработки гидрофобизатором НАЗ

Образец	Точка анализа	Содержание элементов, %								
		С	О	Na	Mg	Al	Si	К	Ca	Fe
М1-ВТ10 исходный	1	5,73	37,91	2,00	1,69	8,35	27,53	1,78	1,89	8,49
	2	5,97	38,17	1,44	1,45	9,02	28,07	3,05	2,40	8,25
	Среднее	5,85	38,04	1,72	1,57	8,69	27,80	2,42	2,15	8,37
М3-ВТ10 +5% НАЗ	1	7,20	39,72	2,68	1,22	9,27	28,47	2,47	1,70	0,35
	2	5,89	38,94	1,71	1,41	9,54	29,59	3,10	1,31	1,06
	Среднее	6,55	39,33	2,20	1,32	9,41	29,03	2,79	1,51	0,71
М9-ВТ10 +10% НАЗ	1	6,49	40,00	2,18	1,77	8,46	29,95	1,92	1,56	0,32
	2	7,00	38,11	2,70	1,14	8,57	31,21	1,72	0,85	0,55
	Среднее	6,75	39,06	2,44	1,46	8,52	30,58	1,82	1,21	0,44

Примечание: При обработке гидрофобизатором 5% и 10% НАЗ, содержание кремния на поверхности увеличивает на 1,23 и 2,78% соответственно, содержание углерода увеличивает на 0,70 и 0,90% соответственно.