

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 |
| Совершенствование методов предупреждения солеотложений на нефтяном месторождении "Белый Заяц" (Вьетнам) |

УДК: 622.276.72-048.32(597)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------------|---------|------|
| 2Б5Д | Хуинь Тан Тхань | | |

Руководитель ВКР

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

Консультант

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший 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 | Кащук Ирина Вадимовна | Кандидат технических наук | | |

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 |
| <i>в области производственно-технологической деятельности</i> | | |
| 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), (АВЕТ3е) |
| <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 | Требования ФГОС ВО |

| <i>Код результата</i> | <i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i> | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i> |
|--|---|---|
| | <i>коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику.</i> | <i>(ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)</i> |
| Р8 | <i>Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов.</i> | <i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i> |
| <i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i> | | |
| Р9 | <i>Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли.</i> | <i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i> |
| Р10 | <i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий .</i> | <i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i> |
| <i>в области проектной деятельности</i> | | |
| Р11 | <i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов.</i> | <i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e)</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 _____ 21.03.01 «Нефтегазовое дело» _____
 Отделение школы (НОЦ) _____ Отделение нефтегазового дела _____

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|---------------------|
| Бакалаврская работа |
|---------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|-----------------|
| 2Б5Д | Хуинь Тан Тхань |

Тема работы:

| | |
|--|----------------------|
| Совершенствование методов предупреждения солеотложений на нефтяном месторождении "Белый Заяц" (Вьетнам) | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | 07.05.2019 № 3570/с. |

| | |
|--|--|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | |
|--|--|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|---|
| Исходные данные к работе | Пакет технологической информации по месторождению «Белый Заяц», тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература. |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | Образование солеотложений в призабойной зоне продуктивного пласта и на элементах внутрискважинного оборудования месторождения «Белый Заяц», ингибирование солеотложений. Анализ причин образования солеотложений при различных условиях смешения вод на нефтяном месторождении «Белый Заяц»; определение вероятностной оценки риска возникновения солеобразования при введении в эксплуатацию новых |

| | |
|--|---|
| | объектов; анализ лабораторных исследований подбора эффективности ингибиторов по предотвращению образования солеотложений; проведение анализа технологической эффективности выполненных обработок по удалению солеотложений. |
|--|---|

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

| Раздел | Консультант |
|--|--|
| «Общие сведения об образовании отложения солей» | Старший преподаватель Чеканцева Лилия Васильевна |
| «Анализ условий и причин образования солеотложений на нефтяном месторождении «белый заяц»» | Старший преподаватель Чеканцева Лилия Васильевна |
| «Подбор и анализ эффективности ингибиторов по предотвращению образования солеотложений. Разработка технологии удаления и ингибирования солеотложений в всо и в системе транспорта и сбора» | Старший преподаватель Чеканцева Лилия Васильевна |
| «Результаты применения методов удаления солеотложения кислотными составами на месторождении «белый заяц»» | Старший преподаватель Чеканцева Лилия Васильевна |
| «Финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение» | Доцент Кашук Ирина Вадимовна |
| «Социальная ответственность» | Ассистент Черемискина Мария Сергеевна |

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

Задание выдал руководитель/ консультант (при наличии):

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|-------------------------|---------|------|
| Профессор | Ерофеев Владимир Иванович | Доктор технических наук | | |
| Старший преподаватель | Чеканцева Лилия Васильевна | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------------|---------|------|
| 2Б5Д | Хуинь Тан Тхань | | |

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»
 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:

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|------------------------------------|
| 25.03.2019 | Общие сведения об образовании отложения солей | 15 |
| 08.04.2019 | Анализ условий и причин образования солеотложений на нефтяном месторождении «Белый Заяц» | 20 |
| 16.04.2019 | Подбор и анализ эффективности ингибиторов по предотвращению образования солеотложений. Разработка технологии удаления и ингибирования солеотложений в внутрискважинном оборудовании и в системе транспорта и сбора | 15 |
| 29.04.2019 | Результаты применения методов удаления солеотложений кислотными составами на месторождении «Белый Заяц» | 20 |
| 20.05.2019 | Финансовый менеджмент | 10 |
| 10.05.2019 | Социальная ответственность | 10 |
| 27.05.2019 | Оформление работы | 10 |

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 | Чеканцева Лилия Васильевна | | | |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа 106с., 26 рис., 35 табл., 18 источников.

Ключевые слова: солеобразование, методы борьбы, призабойная зона пласта, ингибирование, месторождение, нефть, скважина, лабораторные исследования, оборудование.

Объектами исследования являются добывающие скважины месторождения Белый Заяц, образование солеотложений в призабойной зоне продуктивного пласта и на элементах внутрискважинных оборудований, ингибирование солеотложения.

Цель работы – изучение процессов солеотложений, повышение эффективности эксплуатации добывающего фонда скважин месторождения Белый Заяц.

В результате исследования рассмотрены общие сведения о солеотложениях, причины и условия образования солей. Проведен анализ методов, применяемых на нефтяном месторождении и исследованы условия образования солеотложений в элементах и оснастке технологического оборудования. Разработаны технологии удаления и ингибирования солеотложений в внутрискважинном оборудовании и в системе транспорта и сбора. Проанализирована коррозионная активность составов, используемых в настоящее время.

Область применения: на технологическом оборудовании, скважинах или нефтяных месторождениях.

Экономическая значимость данной работы заключается в том, что при правильном выборе метода предотвращения образования солей уменьшается количество аварий, отказа работы нефтепромыслового оборудования.

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

Выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере. Текстовая часть выполнена в Microsoft Word 2010, расчеты и графики в Microsoft Excel 2010, презентация создана в Microsoft Power Point.

Перечень обозначений и сокращений

| | |
|---|-----------|
| Блок-кондуктор..... | БК |
| Верхний олигоцен | В.О. |
| Внутрискважинное оборудование | ВСО |
| Глино-кислотный раствор..... | ГКР |
| Гидрокарбонат натрия вода..... | ГН |
| Геолого- технические мероприятия..... | ГТМ |
| Давление забойное | Рзаб |
| Давление пластовое | Рпл |
| Дебит воды | Qв |
| Дебит жидкости | Qж |
| Дебит нефти | Qн |
| Капитальный ремонт скважин | КРС |
| Кислотные обработки..... | КО |
| Морская стационарная платформа..... | МСП |
| Насосно-компрессорные трубы..... | НКТ |
| Нижний миоцен..... | Н.М. |
| Обводненность продукции | обв. |
| Обработка призабойной зоны | ОПЗ |
| Поддержание пластового давления | ППД |
| Призабойная зона пласта (скважины) | ПЗП (ПЗС) |
| Соляно-кислотный раствор | СКР |
| Удаление солеотложений | УСО |
| Хлоркальциевая вода..... | ХК |
| Центральная технологическая платформа | ЦТ |

Оглавление

| | |
|---|----|
| Введение..... | 11 |
| 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБРАЗОВАНИИ ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ..... | 13 |
| 1.1. Общая характеристика солеотложений..... | 13 |
| 1.2. Причины и условия образования солеотложений..... | 15 |
| 1.3. Методы борьбы с солеотложениями..... | 18 |
| 1.3.1. Химические методы..... | 19 |
| 1.3.2. Физические методы..... | 23 |
| 1.3.3. Технологические методы..... | 25 |
| 2. АНАЛИЗ УСЛОВИЙ И ПРИЧИН ОБРАЗОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ЗАЯЦ»..... | 28 |
| 2.1. Физико-химические характеристики пластовых вод месторождения «Белый Заяц»..... | 28 |
| 2.1.1. Пластовые воды в верхнеолигоценовых отложениях..... | 28 |
| 2.1.2. Пластовые воды в нижнемиоценовых отложениях..... | 30 |
| 2.2. Исследования возможности образования солеотложений CaCO_3 | 31 |
| 2.3. Анализ причин образования солеотложения CaCO_3 на месторождении «Белый Заяц»..... | 33 |
| 2.3.1. Возможность образования осадков CaCO_3 при снижении давления с разложением бикарбоната кальция в пластовых водах ТТ-1 | 34 |
| 2.3.2. Возможность солеотложения CaCO_3 при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 и обогащенной кальцием водой..... | 35 |
| 2.3.2.1. Возможность образования солеотложения CaCO_3 при смешении вод верхнего олигоцена и нижнего миоцена ТТ-1.... | 35 |
| 2.3.2.2. Возможность образования солеотложения CaCO_3 при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 с водой нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» (скважина Р-8)..... | 39 |
| 2.3.2.3. Возможность солеотложения CaCO_3 при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 и раствора CaCl_2 в морской воде и их смеси..... | 43 |
| 2.3.2.4. Возможность солеотложения CaCO_3 при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 и нагнетаемой морской воды..... | 46 |
| 2.4. Изучение причины солеобразования в скважинах месторождения «Белый Заяц»..... | 49 |
| 2.4.1. Вероятностная оценка риска возникновения солеобразования при введении в эксплуатацию новых объектов..... | 49 |
| 2.4.2. Проведение РVT исследований с целью выявления условий и закономерностей выпадение солей в внутрискважинном оборудовании и призабойной зоне скважин месторождения «Белый заяц»..... | 50 |

| | |
|---|----|
| 3. ПОДБОР И АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ОБРАЗОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ И ИНГИБИРОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В ВНУТРИСКВАЖИННОМ ОБОРУДОВАНИИ И В СИСТЕМЕ ТРАНСПОРТА И СБОРА | 52 |
| 3.1. Исследование по подбору ингибитора солеотложений для системы сбора, подготовки и транспорта нефти (Первый подбор) | 52 |
| 3.2. Исследование по подбору ингибитора для ограничения солеотложения в насосно-компрессорных трубах скважин ТТ-1 (Второй подбор) | 55 |
| 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УДАЛЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ КИСЛОТНЫМИ СОСТАВАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ЗАЯЦ» | 59 |
| 4.1. Общая технологическая эффективность выполненных обработок по удалению солеотложения | 59 |
| 4.2. Анализ коррозионной активности кислотных составов, применимых для УСО в настоящее время. | 70 |
| 4.3. Разработка и испытание технологии ингибирования солеотложений в добывающих скважинах методом закачки ингибитора в пласт (Scale squeeze) | 73 |
| 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСО-ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | 74 |
| 5.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | 75 |
| 5.1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | 75 |
| 5.1.2. SWOT-анализ | 77 |
| 5.2. Планирование научно-исследовательских работ | 78 |
| 5.2.1. План проекта | 78 |
| 5.2.2. Бюджет научно-технического исследования (НТИ) | 79 |
| 5.2.2.1. Расчет материальных затрат НТИ | 79 |
| 5.2.2.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ | 80 |
| 5.2.2.3. Основная заработная плата исполнителей темы | 81 |
| 5.2.2.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы | 83 |
| 5.2.2.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) | 84 |
| 5.2.2.6. Накладные расходы | 84 |
| 5.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .. | 85 |
| 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ | 88 |
| 6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 91 |

| | |
|---|-----|
| 6.2. Производственная безопасность | 93 |
| 6.2.1. Анализ вредных производственных факторов..... | 94 |
| 6.2.1.1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу | 94 |
| 6.2.1.2. Повышенный уровень шума на рабочем месте..... | 95 |
| 6.2.1.3. Повышенный уровень вибрации..... | 96 |
| 6.2.2. Анализ опасных производственных факторов..... | 97 |
| 6.2.2.1. Электробезопасность | 97 |
| 6.2.2.2. Пожаро-взрывоопасность | 98 |
| 6.3. Экологическая безопасность | 99 |
| 6.3.1. Мероприятия по охране атмосферы..... | 99 |
| 6.3.2. Мероприятия по охране поверхностных вод | 100 |
| 6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 101 |
| 6.5. Вывод | 102 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 103 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ | 104 |

Введение

Образование солеотложений в оборудовании, а также в призабойной зоне пласта, при добыче нефти является одной из важных и распространенной проблемой. Минеральный состав таких отложений сложен и может меняться во времени в зависимости от режима эксплуатации месторождения. В призабойной зоне скважины из-за солеотложений ухудшаются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта, образование солей в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и оборудовании препятствует движению потока, все это приводит к снижению уровня добычи нефти и отказу оборудования.

Объектами исследования являются добывающие скважины месторождения «Белый Заяц», образование солеотложений в призабойной зоне продуктивного пласта и на элементах внутрискважинного оборудования (ВСО), ингибирование солеотложения.

Предметами исследования являются: анализ причин образования солеотложений при различных условиях смешения вод на нефтяном месторождении «Белый Заяц»; определение вероятностной оценки риска возникновения солеобразования при введении в эксплуатацию новых объектов; анализ лабораторных исследований подбора эффективности ингибиторов по предотвращению образования солеотложений; проведение анализа технологической эффективности выполненных обработок по удалению солеотложений.

Практическая новизна заключается в выборе оптимального состава для проведения удаления солеотложений (УСО) в скважинах месторождения «Белый Заяц», выполнения анализа коррозионной активности составов, используемых в настоящее время.

Научная новизна работы: разработаны технологии удаления и ингибирования солеотложений: схема внутрискважинных оборудований (ВСО) с возможностью подачи реагента в интервал притока; перспективным методом

ингибирования солеотложений является закачка в пласт по технологии Scale squeeze.

Практическая значимость результатов ВКР: результаты анализа и исследований послужат основой для повышения эффективности эксплуатации скважин месторождения Белый Заяц, осложнённых процессами солеобразования.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБРАЗОВАНИИ ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ

1.1. Общая характеристика солеотложений

Солеотложения являются кристаллическими неорганическими образованиями, которые формируются в результате выпадения солей в пластах и во всей цепочке нефтепромыслового оборудования [1].

Образование соли представляет собой следствие ряда обстоятельств, наиболее важными из которых исследователи считают следующие:

- изменение термодинамических условий при разработке месторождения;
- перенасыщение пластовой жидкости отдельными солями;
- смешивание воды разных характеристик — пластовой и закачиваемой.

Соли, выпадающие из раствора, имеют самый разный химический состав. В составе их могут быть: карбонаты кальция (кальцит); хлориды натрия (галит или поваренная соль); сульфаты (барит, целестин, гипс и ангидрит), соли железа и др. Твердые углеводородные соединения нефти, сульфид железа, глинистые и кварцевые частицы породы содержатся в примесях и отложениях. Солеотложения образуются в различных местах: в пласте, в стволе скважины и на оборудовании.

Источник солеотложения – это воды, которые добываются вместе с нефтью, и в которой, в связи с изменениями температуры и давления, содержание неорганических веществ превышает предел насыщения.

Солевыми отложениями являются смесь одного или нескольких существенных неорганических ингредиентов с продуктами коррозии, частицами песка, а асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО) насыщают или покрывают их. Для успешной обработки скважины, обязательно избегать от органического компонента солевых отложений.

Часто процессы разработки и эксплуатации нефтяных или газовых месторождений сопровождаются нежелательным образованием неорганических

солеотложений в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и трубопроводах, в призабойной зоне пласта (ПЗП), на оборудовании для обработки, транспортировки (газлифтные клапаны, установка электроцентробежного насоса (УЭЦН), клапаны – отсекатели, насосы в технической системе) и хранения нефти, в наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти и газа. Все это ведет к снижению производительности скважины и насосного оборудования, а также к отказам, которые чаще всего заканчиваются авариями.

Образование соли – наисложнейшая проблема. Отложение соли обычно вызывает повреждение установки насоса, заполнение трубопроводов и порчу внутренних поверхностей оборудования. Оно значительно уменьшает необходимое поперечное сечение, увеличивает гидравлическое сопротивление, что приводит к резкому снижению эксплуатационной мощности скважины и невозможности выполнять спуск приборов в НКТ для выполнения необходимых исследований.



Рисунок 1 – Отложение солей на трубопроводе

Солеотложение также отрицательно влияет на безопасность эксплуатации трубопроводов. Внутренний диаметр снижается, это приводит к уменьшению добычи нефти и большим потерям энергии, которые нужны при транспортировке нефти. Процесс локальной коррозии металла труб усиливается, непосредственно приводит к их ускоренному разрушению, сопровождающемуся потерями нефти, из-за этого на трубопроводах развивается пожароопасная ситуация. Количество

отказов в нефте- и газопроводах из-за образования солеотложений в результате увеличения локальной коррозии достигает до 40% от их общего количества отказов. Известно, когда на предприятиях нефтегазовой отрасли рабочее давление трубопроводов повышалось. В таких условиях металл трубопроводов подвергается коррозионной усталости с низким циклом, поэтому трубы быстро разрушаются.

Солеотложения образуются при всех методах добычи нефти. Они оказывают негативное влияние на процесс добычи нефти при помощи штангового глубинного насоса (ШГН) и установок электрических погружных центробежных насосов. Солеобразования на рабочих органах глубинных насосов приводят к заклиниванию плунжера ШГН, ускоренному их износу, разрушению вала погружного центробежного электронасоса и т.п.

Проницаемость значительно уменьшается в скважине или на поверхности оборудования при образования солевых отложений в призабойной зоне пласта. Поэтому добыча нефти уменьшается, срок службы оборудования сокращается из-за коррозии металла, дорогое оборудование повреждается, потребуется много времени для ремонта, а затем приводит к потерям нефти.

Образование солевых отложений в скважинах вызывает ежегодные убытки и представляет собой важную проблему в нефтегазовой индустрии. Поэтому нужно совершенствовать постоянно имеющиеся и разработать новые техники для борьбы с этим неблагоприятным процессом.

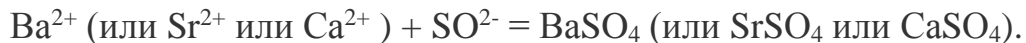
1.2. Причины и условия образования солеотложений

Образование солевых отложений является важной причиной, снижающей эффективность добычи нефти. Оно приводит к снижению технико-экономических показателей нефтедобывающих предприятий. В основном это - сфалерит (ZnS), сидерит ($FeCO_3$), пирит (FeS), барит ($BaSO_4$), кальцит ($CaCO_3$), целестин ($SrSO_4$), гипс ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$), ангидрит ($CaSO_4$) и галенит (PbS).

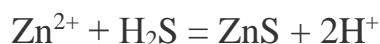
Выявлено, что главные факторы, которые влияют на солеобразование: состав их растворов, pH, давление и температура. Кроме того, в практике нефтяных

месторождений, основные процессы влияют на образование солеотложения, такие как: смешивание несовместимых вод; испарение; изменение термобарических условий; растворение горных пород и газов; изменение общей минерализации воды; дегазация воды. Их образование зависит от осуществляемой системы разработки и начальных геологических условий месторождения, по-разному сказывается на формировании различных солей [3].

Сульфатные соли образуются в основном под действием растворения гипса и смешения несовместимых вод (часто смешение воды, имеющей высокое содержание катионов (бария, кальция и/или стронция) и закачиваемой воды имеющей высокое содержание сульфатов), по следующей схеме реакции:



Другие соли осаждаются при смешении несовместимых сред, включают сульфиды (при смешении серосодержащего газа с железом, цинком или свинцом), например, сфалерита:



Карбонаты осаждаются чаще всего из-за смешения несовместимых вод, дегазации воды, разбавления растворов пресной водой, а также изменения термобарических условий. Например, хлористый кальций смешивается с бикарбонатом:



Возможно его образование при разложении $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ в результате изменения физико-химических условий:



Эта реакция происходит как в стволе скважины при уменьшении давления, в оборудовании при увеличении температуры или в пласте при подъеме жидкости.

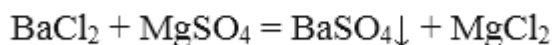
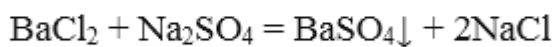
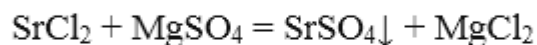
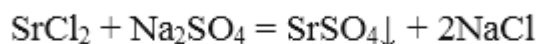
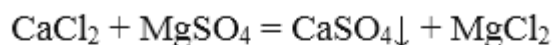
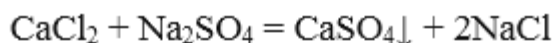
Обычно карбонат магния не такой опасный, как карбоната кальция. Как известно, природные воды, содержащие магний, тоже имеют кальций в составе. Таким образом, снижение растворимости карбоната магния также приведет к

снижению растворимости карбоната кальция. Если пластовые воды содержат кальций и магний, то карбонат кальция будет раньше осаждаться. Карбонат магния может осаждаться раньше при смешении воды в равновесном состоянии по отношению к ионам Ca^{2+} , Mg^{2+} и CO_3^{2-} и воды, имеющей высокое содержание магния [2].



Хлорид натрия обычно осаждается при испарении соленой воды, поэтому концентрация солей растет до предела растворимости. В газовых скважинах при высоких давлениях и температурах, галит ($NaCl$) осаждается при смешении сухого газа и меньшего количества солевой воды.

Смешение несовместимых вод является важным процессом в образовании и осаждении неорганических солей. Твердые осадки образуются при смешении несовместимых вод в условиях неизменных температур и давлений. Это явление может наблюдаться по следующим химическим реакциям:



В результате образовались осадки $BaSO_4$ (барит), $CaSO_4$ (ангидрит, кальцит и гипс), $MgCO_3$ и $SrSO_4$ (целестин) далеко не исчерпывают всех осадков.

Процессы испарения воды, образования газов, изменения давления, температуры и т.д. являются причиной образования нестабильных

перенасыщенных растворов и осадения. В этом случае в воду не добавляют никакие компоненты, но в начальном растворе уменьшается произведение растворимости с изменением давления и температуры или повышается фактическая концентрация из-за испарения воды.

Таким образом, самой большей трудностью является определении растворимости и равновесной концентрации разных веществ в сложных промышленных водах. Как известно, растворимость солей зависит от рН, состава, давления, температуры и многих других. Однако, экспериментальных определений растворимости для изменений этих условий в промышленных водах не существует.

Исследование химического состава промышленных вод в лабораториях несложно, но так как, состав промышленных вод состоит из исходных вод (закачиваемой и пластовой) и попутной воды, поэтому фактический состав воды образуются при смешении пластовой воды с закачиваемой и взаимодействия с нефтью и породами, неизвестен наверняка и может только прогнозироваться с определенной вероятности [3].

1.3. Методы борьбы с солеотложениями

Существует много методов, которые можно использовать для предупреждения отложения неорганических солей в скважинах, оборудовании и системах сбора и подготовки нефти и т.д. Использование этих методов борьбы с отложением солей может быть сделано на основе изучения причин, условий и зон образования отложений солей, а также наличие технического оборудования и средств.

Предотвращения солеотложения можно разделить на следующие:

- Химические способы;
- Безреагентные способы (технологические и физические способы).

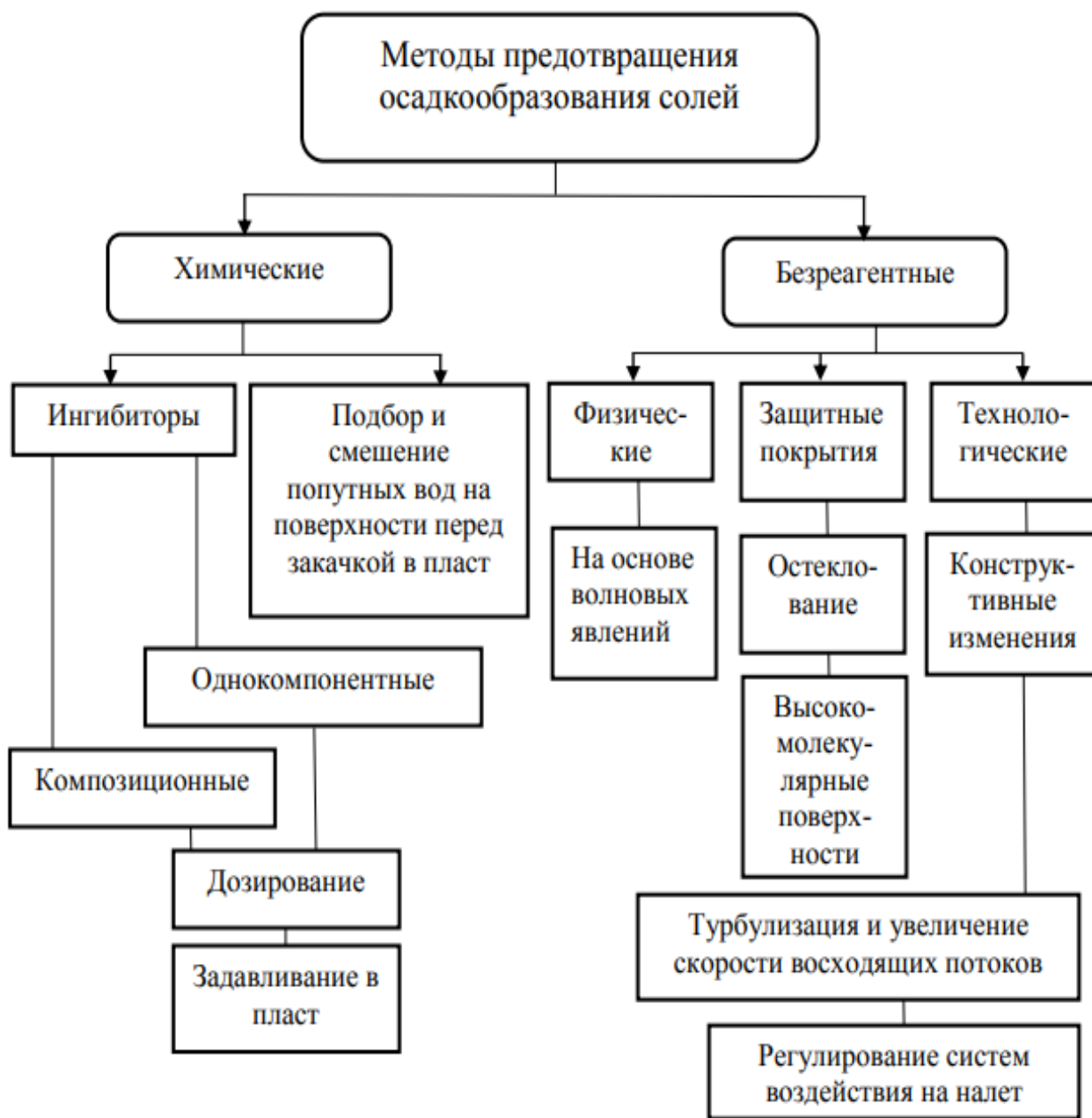


Рисунок 2 – Схема методов предотвращения солеотложений

1.3.1. Химические методы

Химические методы включают исследование, подготовку и использование для закачки в пласт высокоминерализованных совместимых вод с пластовыми. Закачка в пласт разных химических жидкостей для увеличения нефтеотдачи (H_2SO_4 , щелочное, CO_2 и др.) исключает или резко уменьшает образование солеотложений.

В настоящее время используют химические ингибиторы для продолжительной защиты скважин и оборудования от солеотложения. Их добавляют в солевой раствор, что значительно замедляет образование их осадка.

Роль ингибиторов заключается в предотвращении развития кристаллов, изменении их формы и размеров, предотвращении и уменьшении адгезии кристаллов.

В каждом случае химические ингибиторы солеотложения разделяются по механизму:

- комплексообразователи;
- хелатообразователи;
- ингибиторы порогового действия.

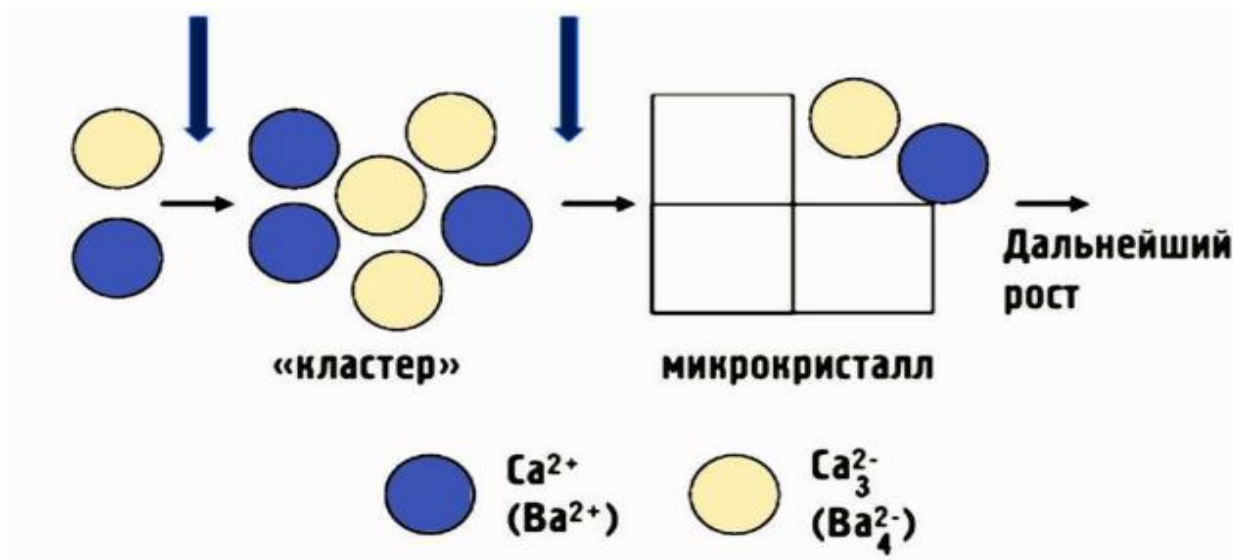


Рисунок 3 – Стадии действия ингибиторов комплексообразователей

Комплексообразователи и хелатообразователи действуют на микроуровне. Механизм действия двух этих ингибиторов солеотложения заключается в адсорбционном ингибировании. При вхождении ингибиторов в кристаллическую решетку осажденной соли, они связываются с катионами металлов кристаллических солей и значительно уменьшают скорость роста кристаллов. Затем образуют водорастворимые комплексы и держат их в общем потоке (рисунок 3).

На основании механизма действия двух этих ингибиторов солеотложения, мы видим, что их эффективность напрямую зависит от стехиометрии, а целесообразность зависит от минерализации воды и точнее от исходного содержания осаждающихся катионов.

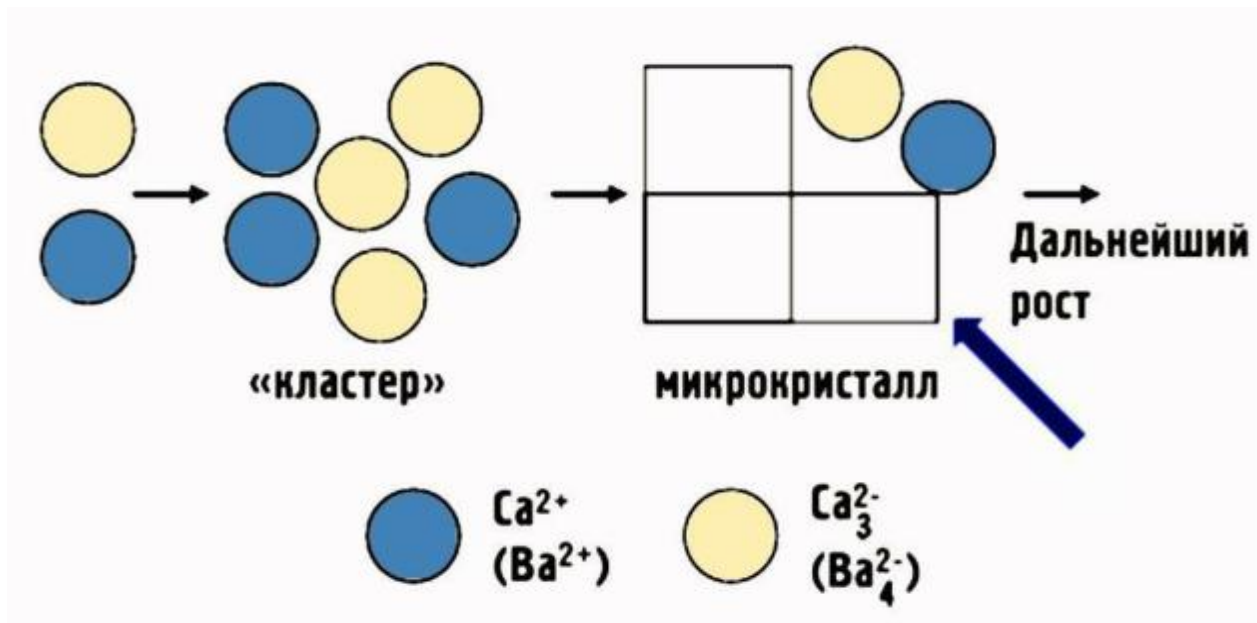


Рисунок 4 – Стадии действия ингибиторов порогового действия

Ингибиторы солеотложения порогового действия действуют на макроуровне, обволакивая уже образовавшиеся микрокристаллы и гидрофилизируя их [4]. При вхождении ингибиторов порогового типа в кристаллическую решетку солеотложения, такие ингибиторы будут связываться с центрами кристаллов солей и значительно уменьшают скорость роста кристаллов. Эффективность пороговых ингибиторов заключается в ингибировании образования солеотложений при низких концентрациях по сравнению со стехиометрическими количествами, что может значительно снижать затраты на обработку (рисунок 4).

Большинство ингибиторов действуют в пласте в течение короткого времени. Поэтому использование пороговых ингибиторов имеет высокую эффективность и экономическую целесообразность.

Срок службы ингибиторов зависит от химического состава поверхности,

температуры и pH раствора в пласте. Если адсорбционная способность пород коллектора ограничена в пластовых условиях, срок службы составляет от 3 до 6 месяцев. В особых случаях, если адсорбционная способность пород коллектора высокая и дебитная вода низкая, срок службы составляет 2 года.

Большая часть ингибиторов солевых отложений – это фосфорсодержащие соединения: неиногенные полифосфаты, фосфорные кислоты, минофосфаты, органические фосфатные эфиры, полимеры, сополимеры кислот и др.

Каждый ингибитор предупреждает осаждение только определенной солевой группы, потому что ингибиторы, используемые для предотвращения отложения солей, не универсальны. Приблизительные эффективные дозировки ингибиторов часто проводятся в технических условиях их применения. Однако на самом деле, эффективные дозировки ингибиторов солеотложения в условиях скважины необходимо проверять лабораторными исследованиями с учетом минерализации пластовых вод и в гидрохимической обстановке пласта [5].

Жесткие требования к ингибиторам солеотложения можно разделить на общие и специальные.

| Общие требования |
|--|
| 1) не проявляют негативного влияние на технологические процессы добычи, сбора, транспортировки и подготовки нефти, включая использование в них химических продуктов для различных целей; |
| 2) не причиняют негативное воздействие на технологический процесс нефтепереработки, что приводит к уменьшению качества нефтепродуктов переработки; |
| 3) коррозионная активность среды, в которой они растворены, не увеличивается; |
| 4) не содействуют увеличению стойкости водонефтяной эмульсии; |
| 5) должны быть безвредными для окружающей среды и безопасными для обслуживающего персонала; |

| |
|--|
| <p>6) избыточное содержание ингибиторов в разных составах растворах необходимо анализировать в промышленных условиях;</p> <p>7) каждый ингибитор должен обладать технологическими характеристиками применения, предельно возможными концентрациями для воздуха и воды, а также требованиями безопасности при выполнении работ.</p> |
| <p>Специальные требования</p> |
| <p>1) предупреждают солеотложения при низких концентрациях реагента;</p> <p>2) должны быть совместимыми с нагнетаемыми, попутно добываемыми и пластовыми водами различного состава и хорошо растворяться в них;</p> <p>3) должны быть стабильными при транспортировке и хранении.</p> |

1.3.2. Физические методы

Химические методы предотвращения отложения солей не всегда используются. Все реагенты и их композиции закачиваются в пласт, перемещают вместе с добываемой жидкостью в системе сбора и подготовки нефти, которые могут вызвать отрицательные проблемы, повлиять на окружающую среду и свойства нефти. Поэтому люди используют более экологически чистые реагентные технологии, особенно физические.

Сегодня методы предотвращения образования солевых отложений, должны быть недорогими, надежным, экологически чистым и т.д. Таким образом, из этих требований используются 3 метода: электрические, магнитные поля и акустические воздействия.

Первый из указанных физических методов - использование акустических полей. Задача этого метода заключается в дезактивации поверхностей под воздействием мощных акустических полей. На границе раздела «твердое тело-жидкость», эти акустические поля предотвращают образование центров кристаллизации, меняют структуру солей, расщепляют маленькие кристаллы солей

с поверхности и удаляют их в объем жидкости. Затем, взвешенные микрокристаллы солей в объеме жидкости переносятся потоком из скважины. Однако, недостатками этого способа являются сложность конструкции и малая изученность, а также то, что он не предупреждает солеобразование, а лишь переводит их в продукты.

Второй – использование электрических и магнитных полей. Когда минералы (CaCO_3 , кислая соль угольной кислоты, MgCO_3 и $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$) растворяются в воде, в растворе будут присутствовать отрицательные и положительные ионы. Когда достигается максимальное количество вещества при определенной температуре и давлении, этот раствор будет насыщен. Однако, если концентрация вещества увеличивается при изменении условий, раствор становится перенасыщенным [4].

Если требуемые затравочные кристаллы присутствуют в растворе, растворенные вещества будут кристаллизоваться из раствора, и это может приводить к отложению солей в пространстве скважины. Поэтому используется система из постоянных магнитов или электромагнитов для магнитной обработки жидкостей. Под воздействием магнитных полей структура растворенных солей изменяется, что приводит к исчезновению твердых осадков.

В растворе положительные и отрицательные ионы вещества должны сгруппироваться вместе, чтобы сформировать затравочные кристаллы. Из-за этого распределения заряда ионы могут рассматривать как диполи. Следовательно, под действием электрических полей эти ионы будут ориентированы по отношению к этому полю. Это процесс значительно повышает возможность столкновения между заряженными частицами противоположного заряда и привести к росту противоположно заряженных ионов растворенного вещества. Кроме того, электрическое поле снижает силы притяжения и вызывает сродство молекул воды к ионам, что приводит к образованию затравочных кристаллов.

Преимущество этого метода - простота конструкции. Недостатком является необходимость установки грузоподъемного оборудования, необходимость обработки продукта перед началом процессов образования кристаллов [6].

Физические методы предупреждения солеотложения пригодны для защиты отдельных компонентов оборудования, работающих в зонах наиболее интенсивного отложения солей. Широкое внедрение этих методов сдерживается отсутствием обоснованных границ их применения и противоречивостью результатов опытно-промышленных испытаний.

1.3.3. Технологические методы

При добыче нефтяных месторождений используются технологические методы, чтобы устранить или ограничить способность смешивать химически несовместимую воду и увеличить скорости водонефтяного потока в системе подъема и внутри промыслового сбора нефти.

Первый технологический способ заключается в изменении технологических параметров, т.е. изменение забойного давления путем изменения типоразмера электрического центробежного насоса (ЭЦН) и (или) глубины спуска. Недостатком этого метода является применение этого метода только при подземном ремонте скважины.

Второй технологический прием - выбор и подготовка агента (воды) в системе ППД: он подбирается с учетом совместимости с пластовыми и попутно добываемыми водами. Из закачиваемого агента удаляется солеобразующий ион. Преимущества данного метода — высокая эффективность, сохранение продуктивности скважин благодаря защите от солеотложения, начиная от пласта, и до системы нефтесбора. Недостатки — сложность реализации, необходимость наличия нескольких источников воды для закачки, значительные затраты на подготовку закачиваемого агента и значительные затраты на инфраструктуру для реализации адресной закачки в зависимости от типа воды [4].

Следующий технологический способ это турбулизация потоков. Этот метод сокращает время пребывания в скважине пересыщенных растворов за счет снижения скорости восходящего потока жидкости и ухудшает условия кристаллизации солей, снижает количество микрокристаллических отложений и

снижает скорость их адгезии на поверхности оборудования. Но недостаток этого метода - неоднозначный результат.

Для уменьшения солеотложений в эксплуатационных колоннах скважин, используется технологический прием - это спуск в интервалы фильтра «хвостовиков» из НКТ. Это помогает создать необходимые скорости восходящего потока для выноса водонефтяной смеси на поверхность мелкодисперсного солекристаллического шлама, предотвращая гравитационное осаждение кристаллов на забой скважин и роста солевых пробок.

Устранение солеотложений в скважинах выполняется также за счет турбулизации водонефтяных смесей, свойства которых зависят от физико-химических свойств нефти и воды и гомогенизации (образования эмульсии типа «вода в нефти»). Подобная эмульсия блокирует образующиеся в глобулах воды кристаллы соли, которые потоком смеси выносятся на поверхность [7].

На основе турбулизации для борьбы с отложением солей разработан метод с вибрацией хвостовика. На рисунке 5 приведена схема устройства.

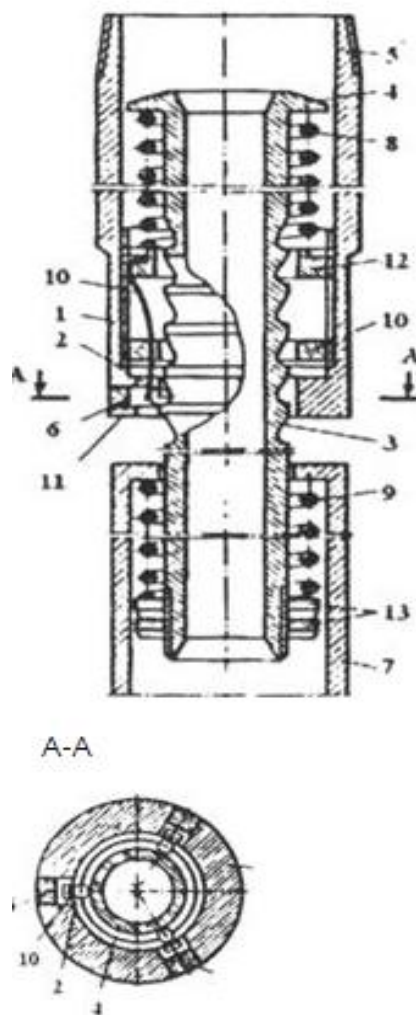


Рисунок 5 – Схема устройства предотвращения отложений солей вибрацией хвостовика со скважинным штанговым насосом

1 - вибратор; 2 - пружиненные шарики; 3 - поперечные канавки; 4 - ниппель; 5 - резьба; 6 - радиальные каналы; 7 - хвостовик; 8,9 - цилиндрические пружины; 11 - пробки; 12 - втулка; 13 - гайки.

Другой технологический метод — это ограничение притока вод в скважины, т.е., капитальный ремонт скважин в случае поступления воды вследствие не герметичности эксплуатационной колонны, и применение водоизолирующих составов в случае прорыва воды в продуктивном пласте. Целью данного метода является исключение возможности смешения химически несовместимых вод. Недостатком метода является то, что процессы сопряжены со значительными затратами и сложностью его реализации [4].

2. АНАЛИЗ УСЛОВИЙ И ПРИЧИН ОБРАЗОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ЗАЯЦ»

2.1. Физико-химические характеристики пластовых вод месторождения «Белый Заяц»

До настоящего времени, в районе блок-кондуктора (БК) ТТ-1 месторождения Белый Заяц обнаружены пластовые воды в верхнеолигоценых и нижнемиоценовых отложениях. А в районе БК ТТ-2 обнаружены пластовые воды только в верхнеолигоценых отложениях.

Необходимо обратить внимание на то, что все пробы вод отобраны на устье скважин и проанализированы в стандартных условиях (при комнатной температуре и давлении). Таким образом, физико-химический состав пластовых вод (особенно концентрация кальция и гидрокарбонатов) в данном отчете не являются истинным составом пластовых вод в пласте. Концентрации кальция и гидрокарбонатов в отобранных на устье скважин пробах меньше, чем их истинные концентрации в пласте из-за процесса солеобразования CaCO_3 , который начинается в призабойной зоне, в НКТ до устья скважины (скв.), где давление начинает уменьшаться.

2.1.1. Пластовые воды в верхнеолигоценых отложениях

Свойства и состав пластовых вод из верхнего олигоцена в районе БК ТТ-1, полученных из скв. 1Т, 2Т, 3Т, 4Т, 5Т, 6Т, 7Т, 8Т и 9Т, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Свойства и состав пластовых вод в верхнем олигоцене на скв. ТТ-1

| Скв. Пар. | 1Т | 2Т | 3Т | 4Т | 5Т | 6Т | 7Т | 8Т | 9Т | Сред. значени е |
|--|-------------|-------------|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-----------------------------|-------------|-----------------------|
| Дата отбора проб | 29.01.16 | 10.02.16 | 06.01.16 | 25.10.15 | 14.04.16 | 21.06.16 | 21.04.16 | 07.01.17 | 27.05.15 | |
| Место отбора проб | Устье | Устье | Устье | Устье | Устье | Устье | Устье | Устье | Устье | |
| Интервал перфорации, м | 3365 - 3459 | 3401 - 3535 | 3297 - 3336; 3356 - 3495 | 3544 - 3612 | 3523 - 3604 | 3441 - 3558 | 3277 - 3464 | 3379 - 3559; 3553 - 3407 | 3567 - 3645 | |
| Плотность, г/см ³ | 1,0006 | 0,9990 | 1,0000 | 1,0005 | 1,0000 | 1,0020 | 1,0010 | 0,9999 | 1,0017 | 1,00 |
| рН | 8,662 | 8,640 | 8,500 | 8,289 | 8,170 | 8,200 | 8,878 | 8,388 | 8,690 | 8,44 |
| Общая мин-я, г/л | 3,883 | 2,591 | 3,914 | 3,646 | 3,768 | 4,739 | 3,711 | 3,731 | 4,004 | 4,03 |
| Cl ⁻ , мг/л | 359 | 598 | 221 | 250 | 217 | 1813 | 185 | 169 | 250 | 596 |
| SO ₄ ²⁻ , мг/л | 2 | 30 | 2 | 22 | 4 | 50 | 1 | 1 | 1 | 16,67 |
| HCO ₃ ⁻ , мг/л | 2245 | 927 | 2430 | 2294 | 2440 | 1181 | 2255 | 2450 | 2499 | 2097,89 |
| CO ₃ ²⁻ , мг/л | 86 | 144 | 86 | 0 | 0 | 0 | 144 | 19,2 | 58 | 50,58 |
| Ca ²⁺ , мг/л | 7 | 17 | 8 | 10 | 5,2 | 87 | 4 | 5 | 11 | 20,56 |
| Mg ²⁺ , мг/л | 3 | 5 | 0,2 | 1 | 0,6 | 5 | 1 | 1 | 0,4 | 5,8 |
| Na ⁺ +K ⁺ , мг/л | 1181 | 869 | 1166 | 1068 | 1101 | 1602 | 1121 | 1085 | 1184 | 1240,89 |
| Тип воды по В.А. Сулину | ГН | | | | | | | | | |

Из результатов следует, что пластовые воды имеют щелочную среду (сред. значение рН = 8,44), низкую общую минерализацию (сред. значение = 4,03 г/л), низкое содержание сульфатов, кальция и магния, довольно высокое содержание гидрокарбонатов (HCO₃⁻=927-2499 мг/л, в среднем 2097,98 мг/л). Вода относится к гидрокарбонатно-натриевому типу.

Свойства и состав пластовых вод из верхнего олигоцене в районе БК ТТ-2, полученных из скв. 10Т, 11Т, 12Т, 12Т и 13Т, приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Свойства и состав пластовых вод в верхнем олигоцене на скв. ТТ-2

| Скв. Пар. | 10Т | 11Т | 13Т | 14Т | 15Т | Сред. значение |
|---|-------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------|---|-------------------|
| Дата отбора проб | 16.05.17 | 04.06.17 | 06.06.17 | 16.05.17 | 15.08.17 | |
| Место отбора проб | Устье | Устье | Устье | Устье | Устье | |
| Интервал перфорации, м | 3837 - 3876 | 3802 - 3863; 3876 - 3891 | 3331 - 3398; 3427 - 3496 | 3417 - 3604 | 3759 - 3799; 3818 - 3846; 3855 - 3857 | |
| Плотность, г/см ³ | 1,0013 | 1,0030 | 1,0020 | 1,0000 | 1,001 | |
| рН | 8,446 | 8,419 | 8,045 | 8,433 | 8,517 | 8,372 |
| Общая мин-я, г/л | 4,600 | 4,781 | 4,529 | 4,030 | 5,261 | 4,640 |
| Cl ⁻ , мг/л | 767 | 1095 | 1777 | 561 | 1202 | 1080,4 |
| SO ₄ ²⁻ , мг/л | 20 | 98 | 125 | 1 | 95 | 67,8 |
| HCO ₃ ⁻ , мг/л | 2323 | 2001 | 986 | 2186 | 2225 | 1944,2 |
| CO ₃ ²⁻ , мг/л | 29 | 19,2 | 0 | 29 | 19 | 19,2 |
| Ca ²⁺ , мг/л | 12 | 41 | 35 | 11 | 36 | 27 |
| Mg ²⁺ , мг/л | 8 | 18 | 6 | 3 | 27 | 12,4 |
| Na ⁺ + K ⁺ , мг/л | 1445 | 1508 | 1599 | 1232 | 1655 | 1487,8 |
| Тип воды по В.А. Сулину | ГН | | | | | |

Из результатов следует, что пластовые воды верхнего олигодена в районе БК ТТ-2 имеют щелочную среду (сред. значение рН = 8,372), низкую общую минерализацию (сред. значение = 4,64 г/л), низкое содержание сульфатов, кальция и магния, довольно высокое содержание гидрокарбонатов (HCO₃⁻=986-2323 мг/л, в среднем 1944,2 мг/л) и относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу.

Таким образом, пластовые воды верхнего олигодена в районе БК ТТ-2 имеют одинаковые физико-химические характеристики с пластовыми водами верхнего олигодена в районе БК ТТ-1. Эти характеристики могут служить причиной образования осадков CaCO₃ при снижении давления с выделением CO₂ и при смешении с обогащенной кальцием водой.

2.1.2. Пластовые воды в нижнемиоценовых отложениях

Свойства и состав пластовой воды из нижнего миоцена, полученной из скв. 2Т, а также состав общей пробы воды из скважин Р-8 (на месторождении «Белый Тигр»), приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Свойства и состав пластовых вод в нижнем миоцене на БК ТТ-1 и воды Р-8

| Пар. \ Скв. | 2Т | Р-8 |
|--|-----------------------------|--------------------|
| Дата отбора проб | 20.12.14 | 16.02.16 |
| Интервал перфорации, м | 3167 - 3210 (Г24/5 - Г25/4) | Общая проба на Р-8 |
| Плотность, г/см ³ | 1,0120 | 1,0030 |
| рН | 6,680 | 8,419 |
| Общая мин-я, г/л | 22,012 | 4,781 |
| Cl ⁻ , мг/л | 13008 | 1095 |
| SO ₄ ²⁻ , мг/л | 1 | 98 |
| HCO ₃ ⁻ , мг/л | 454 | 2001 |
| CO ₃ ²⁻ , мг/л | 0 | 19,2 |
| Ca ²⁺ , мг/л | 2043 | 41 |
| Mg ²⁺ , мг/л | 34 | 18 |
| Na ⁺ +K ⁺ , мг/л | 6462 | 1508 |
| Тип воды по В.А. Сулину | ХК | ХК |

Из результатов следует, что пластовые воды имеют слабокислотную среду, довольно высокую общую минерализацию (22,012 г/л), низкое содержание сульфатов, магния, довольно высокое содержание гидрокарбонатов (454 мг/л) и высокое содержание кальция (2043 мг/л). Вода относится к хлоркальциевому типу. Так как, данные воды имеют довольно высокое содержание гидрокарбонатов и высокое содержание кальция, поэтому эти пластовые воды также могут выделять карбонат кальция при снижении давления с выделением CO₂ и в результате смешения с водой с высоким содержанием гидрокарбонатов.

2.2. Исследования возможности образования солеотложений CaCO₃

Методы прогноза образования отложений карбоната кальция, основаны на сравнении фактического рН воды с расчетным значением рН_s при насыщении данной воды карбонатом кальция. В качестве меры сравнения обычно используют «Индекс стабильности» воды Ризнара, SI [8].

Способность данной воды отлагать или растворять карбонат кальция

оценивается по следующим значениям индекса стабильности:

- $SI > 8,7$ - вода очень агрессивная, осадок $CaCO_3$ не образуется;
- $8,7 > SI > 6,9$ - вода средне агрессивная;
- $6,9 > SI > 6,4$ - вода стабильная;
- $6,4 > SI > 3,7$ - вода склонная к образованию осадка $CaCO_3$;
- $SI < 3,7$ - вода сильно пресыщена $CaCO_3$, образует осадок.

Индекс стабильности Ризнара определяется по выражению:

$$SI = 2pH_s - pH;$$

где: pH - Фактический pH воды; pH_s - Расчётный pH воды;

$$pH_s = pCa + pAlk + K$$

где: pCa - отрицательный десятичный логарифм концентрации кальция;

pAlk - отрицательный десятичный логарифм концентрации ионов слабых кислот (щелочности);

$$pCa = \log \frac{1}{\frac{k_{\text{ол.молей}} Ca^{2+}}{L}} \quad pAlk = \log \frac{1}{\frac{\text{Сумма - щелочи - эквив.}}{L}}$$

K - постоянная величина, которая зависит от минерализации и температуры.

Для нахождения K по экспериментальным данным построен график зависимости K от ионной силы растворов μ для различных температур.

Ионная сила определяется по выражению:

$$\mu = 0,5 \cdot (C_1 N_1^2 + C_2 N_2^2 + \dots + C_n N_n^2)$$

где: C – концентрация ионов, моль/кг воды (моляльность); N – валентность ионов.

Указанные методы расчета растворимостей карбонатов и бикарбонатов кальция в ряде случаев могут предупредить о выпадении карбонатов в осадок, но для полного решения проблемы требуются дополнительные исследования. В частности, необходимы исследования растворимости $CaCO_3$ в водах высокой

минерализации при различных парциальных давлениях CO_2 . Кроме того, должно быть уделено самое серьезное внимание изучению рН и содержанию CO_2 в подземных водах нефтяных месторождений.

Выпадение карбонатных осадков сильно зависят не только от состава воды и термодинамических условий пластов и скважин, но также и от нефти, движущейся вместе с водой.

Химические анализы проб воды используются для прогноза образования карбонатных осадков путем расчета индекса стабильности воды Ризнара при трех разных температурах: при 40°C , 70°C и 90°C .

2.3. Анализ причин образования солеотложения CaCO_3 на месторождении «Белый Заяц»

В результате изменения температуры и давления происходит образование CaCO_3 из-за разложения бикарбоната кальция в обогащенной гидрокарбонатом воде верхнего олигоцена (В.О.) и даже в пластовой воде нижнего миоцена (Н.М.) ТТ-1 по следующей схеме:



Вышеуказанный процесс может происходить в пласте, а также при подъеме продукции по стволу скважин при снижении давления или увеличении температуры в технологическом оборудовании, особенно в тех местах, где происходит обработка продукции с обогащенной гидрокарбонатом водой из ТТ-1, как в случае с теплообменником Т-1-В. Однако, до сих пор интенсивность (количественное определение) этого процесса в каждой скважине не изучено из-за отсутствия истинного ионного состава пластовых вод в пласте, особенно концентрации кальция и бикарбонатов. Так как часть солеотложений CaCO_3 остается в призабойной зоне, на стенке НКТ или трубопровода, а другая двигается с водонефтяной смесью.

Причинами образования солеотложения CaCO_3 на месторождении «Белый Заяц» являются:

- Несовместимость при смешении воды, имеющей высокое содержание ионов кальция и воды с присутствием высокого содержания ионов бикарбонатов:
 - при смешении воды нижнего миоцена и воды верхнего олигоцена месторождения «Белый Заяц»;
 - при смешении воды нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» и верхнего олигоцена месторождения «Белый Заяц»;
 - при смешении раствора CaCl_2 и воды верхнего олигоцена месторождения «Белый Заяц»;
 - при смешении нагнетаемой и пластовой вод месторождения «Белый Заяц»;
- Изменение термобарических условий в процессе эксплуатации, транспорта нефтегазовой продукции.

Из-за отсутствия лабораторного оборудования и методов изучения хим. состава пластовых вод, невозможно выполнить исследования образования CaCO_3 в условиях призабойной зоны или в НКТ месторождения «Белый Заяц».

2.3.1. Возможность образования осадков CaCO_3 при снижении давления с разложением бикарбоната кальция в пластовых водах ТТ-1

Проведены лабораторные исследования по определению количества CaCO_3 , которое содержится в добываемой жидкости. Пробы продукции ТТ-1 были отобраны на стояках БК ТТ-1, Р-8 и G-2.

По полученным результатам видно, что в каждом литре отобранной жидкости ТТ-1 образовалось в среднем 17,53 мг CaCO_3 (не включая количество осадка CaCO_3 , которое выпадает в призабойной зоне и на стенках НКТ или трубопровода), таблица 4.

Таблица 4 – Результаты определения количества осадков CaCO₃ в продукции ТТ-1

| № | Дата отбора проб | Дата анализа проб | Количество CaCO ₃ в продукции ТТ-1, мг/л | | |
|------------------|------------------|------------------------|---|---------------|---------------|
| | | | На стояке БК ТТ-1 | На стояке Р-8 | На стояке G-2 |
| 1 | 12.03.16 | С 30.03.16 по 06.04.16 | 4,3 | 4,6 | 4,1 |
| 2 | 13.03.16 | | 5,3 | 2,5 | 6,3 |
| 3 | 14.03.16 | | 5,7 | 8 | 3,8 |
| 4 | 15.03.16 | | 6,3 | 3,9 | 2,8 |
| 5 | 16.03.16 | | 5 | 5,4 | - |
| 6 | 23.03.16 | С 16.05.16 по 20.05.16 | - | 55,9 | - |
| 7 | 24.03.16 | | - | 51,4 | - |
| 8 | 25.03.16 | | - | 44,2 | - |
| 9 | 26.03.16 | | - | 44,9 | - |
| 10 | 27.03.16 | | - | 68,6 | - |
| Среднее значение | | | 17,53 | | |

2.3.2. Возможность солеотложения CaCO₃ при смешении вод Верхнего олигоцена ТТ-1 и обогащенной кальцием водой

В этом пункте рассматривается возможность дополнительного образования солеотложения CaCO₃ при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 с обогащенной кальцием водой:

- пластовой водой нижнего миоцена ТТ-1;
- попутнодобываемой водой нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» (Р-8);
- раствором CaCl₂ и нагнетаемой водой.

2.3.2.1. Возможность образования солеотложения CaCO₃ при смешении вод верхнего олигоцена и нижнего миоцена ТТ-1

Теоретические расчеты.

Проведены теоретические расчеты осаждения CaCO₃ в скважинах ТТ-1Т, ТТ-2Т при смешении пластовых вод верхнего олигоцена и нижнего миоцена. Из расчетных результатов, приведенных в таблице 5-6 и на рисунке 6-7 следует, что:

- При температуре выше 70°С воды как верхнего олигоцена, так и

нижнего миоцена обладают способностью образования CaCO_3 ($\text{SI} < 4,448$);

– При смешении вод верхнего олигоцена и нижнего миоцена наблюдается высокая склонность к интенсивному образованию карбоната кальция ($\text{SI} < 3,7$);

– При температуре выше 90°C , все рассмотренные смеси вод опасны в отношении осадкообразования CaCO_3 ($\text{SI} < 3,7$).

Это может служить причиной интенсивного образования солеотложения карбонатов кальция в НКТ скв. 1Т, 2Т при совместной эксплуатации нижнего миоцена и верхнего олигоцена объектов.

Таблица 5 – Теоретический расчет осаждения CaCO_3 в водах верхнего олигоцена и нижнего миоцена из скв. ТТ-2Т и их смеси

| № | % объем воды В.О. 2Т | % объем воды Н.М. 2Т | pH | Общая минерализация, г/л | Ионная сила | К при 70°C | К при 90°C | pHs, 70°C | pHs, 90°C | SI при 70°C | SI при 90°C |
|------------------|----------------------|----------------------|------|--------------------------|-------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------------|---------------------------|
| 1 | 100 | 0 | 8,64 | 2,59 | 0,041 | 1,354 | 0,982 | 6,54 | 6,17 | 4,448 | 3,703 |
| 2 | 95 | 5 | 8,54 | 3,56 | 0,06 | 1,398 | 1 | 5,76 | 5,36 | 2,97 | 2,176 |
| 3 | 90 | 10 | 8,44 | 4,53 | 0,079 | 1,439 | 1,019 | 5,54 | 5,12 | 2,637 | 1,796 |
| 4 | 85 | 15 | 8,35 | 5,5 | 0,099 | 1,479 | 1,036 | 5,43 | 4,98 | 2,508 | 1,623 |
| 5 | 80 | 20 | 8,25 | 6,48 | 0,118 | 1,516 | 1,053 | 5,36 | 4,89 | 2,468 | 1,542 |
| 6 | 75 | 25 | 8,15 | 7,45 | 0,137 | 1,552 | 1,07 | 5,31 | 4,83 | 2,475 | 1,511 |
| 7 | 70 | 30 | 8,05 | 8,42 | 0,157 | 1,586 | 1,086 | 5,28 | 4,78 | 2,513 | 1,514 |
| 8 | 65 | 35 | 7,95 | 9,39 | 0,176 | 1,618 | 1,102 | 5,26 | 4,75 | 2,572 | 1,539 |
| 9 | 60 | 40 | 7,86 | 10,36 | 0,195 | 1,649 | 1,117 | 5,25 | 4,72 | 2,645 | 1,581 |
| 10 | 55 | 45 | 7,76 | 11,33 | 0,214 | 1,678 | 1,132 | 5,24 | 4,7 | 2,726 | 1,637 |
| 11 | 50 | 50 | 7,66 | 12,3 | 0,234 | 1,705 | 1,146 | 5,24 | 4,68 | 2,822 | 1,702 |
| 12 | 45 | 55 | 7,56 | 13,27 | 0,253 | 1,732 | 1,16 | 5,24 | 4,67 | 2,921 | 1,777 |
| 13 | 40 | 60 | 7,46 | 14,24 | 0,272 | 1,757 | 1,173 | 5,24 | 4,66 | 3,026 | 1,858 |
| 14 | 35 | 65 | 7,37 | 15,21 | 0,292 | 1,78 | 1,186 | 5,25 | 4,66 | 3,135 | 1,946 |
| 15 | 30 | 70 | 7,27 | 16,19 | 0,311 | 1,803 | 1,198 | 5,26 | 4,65 | 3,248 | 2,04 |
| 16 | 25 | 75 | 7,17 | 17,16 | 0,33 | 1,824 | 1,211 | 5,27 | 4,65 | 3,364 | 2,138 |
| 17 | 20 | 80 | 7,07 | 18,13 | 0,349 | 1,844 | 1,222 | 5,28 | 4,66 | 3,484 | 2,24 |
| 18 | 15 | 85 | 6,97 | 19,1 | 0,369 | 1,863 | 1,234 | 5,29 | 4,66 | 3,606 | 2,374 |
| 19 | 10 | 90 | 6,88 | 20,07 | 0,388 | 1,881 | 1,245 | 5,3 | 4,67 | 3,731 | 2,458 |
| 20 | 5 | 95 | 6,78 | 21,04 | 0,407 | 1,899 | 1,255 | 5,32 | 4,68 | 3,859 | 2,572 |
| 21 | 0 | 100 | 6,68 | 22,01 | 0,427 | 1,915 | 1,265 | 5,33 | 4,69 | 3,99 | 2,691 |
| Мак. Значения | | | 8,64 | 22,01 | 0,427 | 1,915 | 1,265 | 6,54 | 6,17 | 4,448 | 3,703 |
| Мин. Значения | | | 6,68 | 2,59 | 0,041 | 1,354 | 0,982 | 5,24 | 4,65 | 2,468 | 1,511 |
| Среднее значение | | | 7,66 | 12,3 | 0,234 | 1,68 | 1,138 | 5,38 | 4,84 | 3,102 | 2,019 |

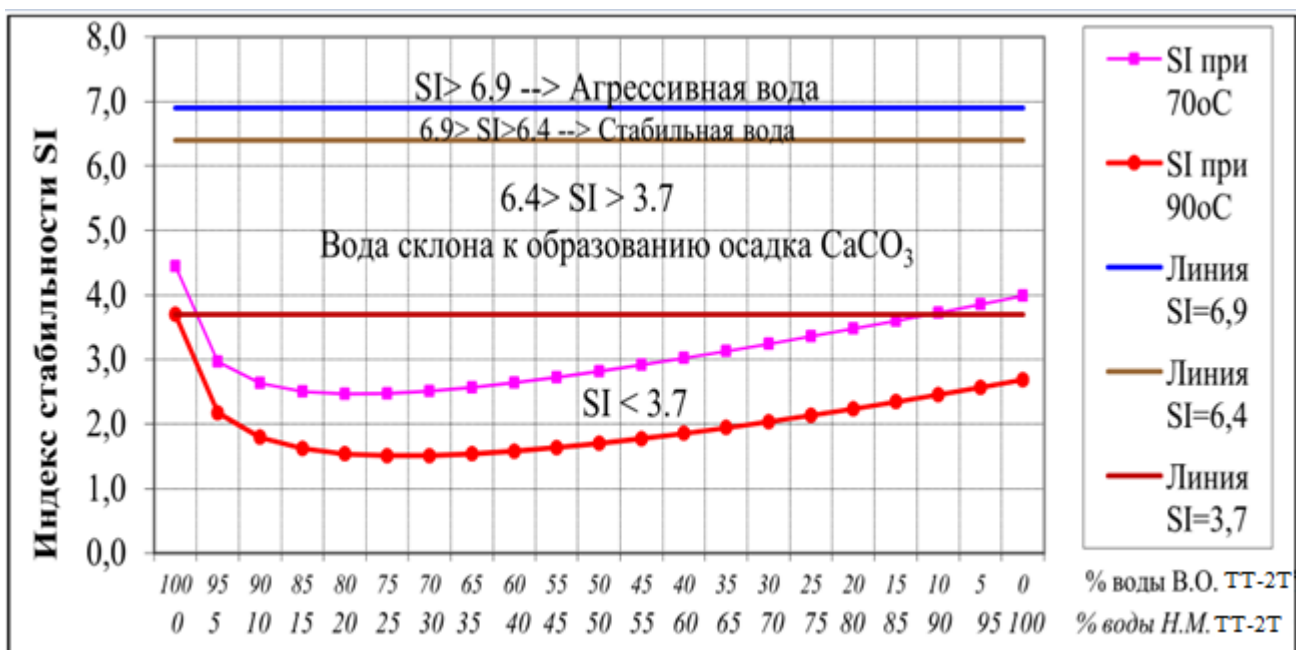


Рисунок 6 – Индекс стабильности Ризнара вод верхнего олигоцена и нижнего миоцена из скв. ТТ-2Т и их смеси

Таблица 6 – Теоретический расчет осаждения CaCO_3 в водах верхнего олигоцена из скв.ТТ-1Т и нижнего миоцена из скв. ТТ-2Т и их смеси

| № | % объем воды В.О. ТТ-1Т | % объем воды Н.М. ТТ-2Т | pH | Общая минерализация, г/л | Ионная сила | К при 70°C | К при 90°C | pHs, 70°C | pHs, 90°C | SI при 70°C | SI при 90°C |
|----|-------------------------|-------------------------|------|--------------------------|-------------|------------|------------|-----------|-----------|-------------|-------------|
| 1 | 100 | 0 | 8,66 | 3,88 | 0,052 | 1,379 | 0,992 | 6,57 | 6,18 | 4,477 | 3,705 |
| 2 | 95 | 5 | 8,56 | 4,79 | 0,07 | 1,42 | 1,01 | 5,44 | 5,03 | 2,311 | 1,492 |
| 3 | 90 | 10 | 8,46 | 5,7 | 0,089 | 1,459 | 1,027 | 5,21 | 4,78 | 1,952 | 1,089 |
| 4 | 85 | 15 | 8,36 | 6,6 | 0,108 | 1,497 | 1,044 | 5,09 | 4,64 | 1,822 | 0,918 |
| 5 | 80 | 20 | 8,27 | 7,51 | 0,127 | 1,532 | 1,061 | 5,03 | 4,56 | 1,788 | 0,845 |
| 6 | 75 | 25 | 8,17 | 8,42 | 0,145 | 1,566 | 1,077 | 4,99 | 4,5 | 1,806 | 0,827 |
| 7 | 70 | 30 | 8,07 | 9,32 | 0,164 | 1,599 | 1,092 | 4,96 | 4,46 | 1,858 | 0,845 |
| 8 | 65 | 35 | 7,97 | 10,23 | 0,183 | 1,629 | 1,107 | 4,95 | 4,43 | 1,933 | 0,889 |
| 9 | 60 | 40 | 7,87 | 11,13 | 0,202 | 1,659 | 1,122 | 4,95 | 4,41 | 2,025 | 0,952 |
| 10 | 55 | 45 | 7,77 | 12,04 | 0,22 | 1,686 | 1,136 | 4,95 | 4,4 | 2,131 | 1,03 |
| 11 | 50 | 50 | 7,67 | 12,95 | 0,239 | 1,713 | 1,15 | 4,96 | 4,4 | 2,248 | 1,121 |
| 12 | 45 | 55 | 7,57 | 13,85 | 0,258 | 1,738 | 1,163 | 4,97 | 4,4 | 2,374 | 1,225 |
| 13 | 40 | 60 | 7,47 | 14,76 | 0,277 | 1,762 | 1,176 | 4,99 | 4,41 | 2,51 | 1,338 |
| 14 | 35 | 65 | 7,37 | 15,67 | 0,295 | 1,785 | 1,188 | 5,01 | 4,42 | 2,655 | 1,462 |
| 15 | 30 | 70 | 7,27 | 16,57 | 0,314 | 1,806 | 1,201 | 5,04 | 4,44 | 2,808 | 1,597 |
| 16 | 25 | 75 | 7,18 | 17,48 | 0,333 | 1,827 | 1,212 | 5,07 | 4,46 | 2,971 | 1,742 |
| 17 | 20 | 80 | 7,08 | 18,39 | 0,352 | 1,846 | 1,224 | 5,11 | 4,49 | 3,144 | 1,899 |
| 18 | 15 | 85 | 6,98 | 19,29 | 0,37 | 1,865 | 1,235 | 5,15 | 4,52 | 3,329 | 2,069 |
| 19 | 10 | 90 | 6,88 | 20,2 | 0,389 | 1,882 | 1,245 | 5,2 | 4,57 | 3,529 | 2,255 |
| 20 | 5 | 95 | 6,78 | 21,11 | 0,408 | 1,899 | 1,255 | 5,26 | 4,62 | 3,747 | 2,46 |

| № | % объем воды В.О. ТТ-1Т | % объем воды Н.М. ТТ-2Т | pH | Общая минера лизация, г/л | Ионная сила | К при 70°С | К при 90°С | pHs, 70°С | pHs, 90°С | SI при 70°С | SI при 90°С |
|------------------|----------------------------------|----------------------------------|------|------------------------------------|----------------|------------------|------------------|--------------|--------------|-------------------|----------------|
| 21 | 0 | 100 | 6,68 | 22,01 | 0,427 | 1,915 | 1,265 | 5,33 | 4,69 | 3,99 | 2,691 |
| Мак. Значения | | | 8,66 | 22,01 | 0,427 | 1,915 | 1,265 | 6,57 | 6,18 | 4,477 | 3,7058 |
| Мин. Значения | | | 6,68 | 3,88 | 0,052 | 1,379 | 0,992 | 4,95 | 4,4 | 1,788 | 0,827 |
| Среднее значение | | | 7,67 | 12,95 | 0,239 | 1,689 | 1,142 | 5,15 | 4,61 | 2,639 | 1,545 |

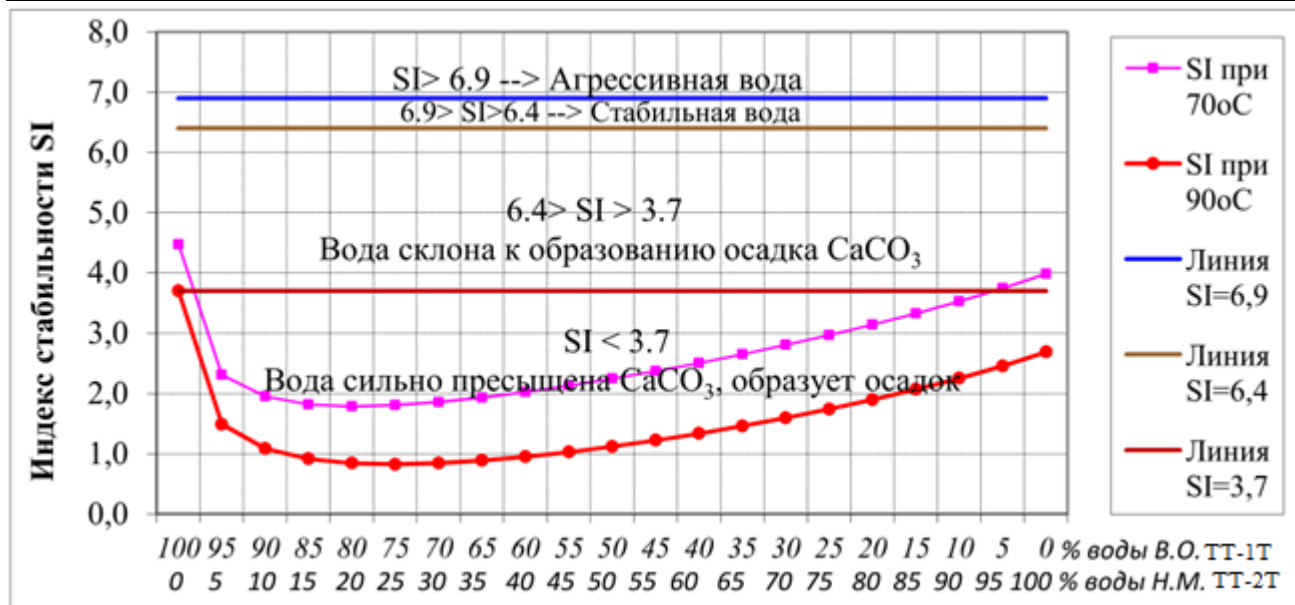


Рисунок 7 – Индекс стабильности Ризнара вод верхнего олигоцена из скв.ТТ-1Т и нижнего миоцена из скв.ТТ-2Т и их смеси

Количественное определение по образованию осадков CaCO_3 при смешении вод верхнего олигоцена и нижнего миоцена ТТ-1

Из-за отсутствия пластовых вод нижнего миоцена месторождения «Белый Заяц» не проведены эксперименты по солеобразованию CaCO_3 при смешении вод верхнего олигоцена и нижнего миоцена ТТ-1. Однако химический состав пластовых вод Нижнего Миоцена аналогичен хим. составу попутнодобываемых вод из Р-8 (таблица 3), поэтому процесс солеобразования при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 с водой нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» (Р-8) или с водой нижнего миоцена ТТ-1 аналогичен друг другу. На этом основании, предлагается использование данных в пункте 2.3.2.2 данного отчета в прогнозе осадкообразования CaCO_3 при смешении пластовых вод верхнего олигоцена с пластовыми водами нижнего миоцена ТТ-1.

2.3.2.2. Возможность образования солеотложения CaCO_3 при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 с водой нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» (скважина Р-8)

Теоретические расчеты

Проведены теоретические расчеты осаждения CaCO_3 при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 и воды нижнего миоцена месторождения Белый Тигр (Р-8 или G-2). Из результатов расчетов, приведенных в таблицу 7 – 8 и на рисунок 8 – 9 следует, что:

– При температуре выше 70°C смесь вод ТТ-1 с водой Р-8 (или с водой G-2) обладает высокой способностью образования карбоната кальция ($\text{SI} < 3,7$). Это объясняет причину образования солеотложения CaCO_3 в оборудовании на Р-8 (при смешении продукции ТТ-1 и Р-8) или в теплообменнике на G-2 (при смешении продукции ТТ-1 и G-2).

– Наиболее опасной в отношении солеотложения является смесь 70-80% воды верхнего олигоцена ТТ-1 и 20-30% воды Р-8 или воды G-2.

Таблица 7 – Теоретический расчет осаждения CaCO_3 в водах верхнего олигоцена ТТ-1, Р-8 и их смеси.

| № | % объем воды В.О. ТТ-1 | % объем воды Р-8 | pH | Общая минера лизация, г/л | Ионная сила | К при 40°C | К при 70°C | pHs, 40°C | pHs, 70°C | SI при 40°C | SI при 70°C |
|----|------------------------------------|---------------------------|------|------------------------------------|----------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| 1 | 100 | 0 | 7,86 | 4,42 | 0,059 | 1,986 | 1,396 | 6,54 | 5,95 | 5,227 | 4,047 |
| 2 | 95 | 5 | 7,81 | 5,27 | 0,078 | 2,053 | 1,435 | 5,98 | 5,36 | 4,147 | 2,912 |
| 3 | 90 | 10 | 7,76 | 6,12 | 0,096 | 2,116 | 1,473 | 5,81 | 5,17 | 3,865 | 2,579 |
| 4 | 85 | 15 | 7,71 | 6,97 | 0,114 | 2,175 | 1,508 | 5,74 | 5,07 | 3,762 | 2,429 |
| 5 | 80 | 20 | 7,66 | 7,83 | 0,132 | 2,23 | 1,542 | 5,7 | 5,01 | 3,738 | 2,362 |
| 6 | 75 | 25 | 7,61 | 8,68 | 0,15 | 2,283 | 1,575 | 5,69 | 4,98 | 3,759 | 2,344 |
| 7 | 70 | 30 | 7,56 | 9,53 | 0,168 | 2,332 | 1,606 | 5,69 | 4,96 | 3,809 | 2,357 |
| 8 | 65 | 35 | 7,51 | 10,38 | 0,187 | 2,377 | 1,635 | 5,7 | 4,95 | 3,878 | 2,393 |
| 9 | 60 | 40 | 7,46 | 11,23 | 0,205 | 2,421 | 1,663 | 5,71 | 4,96 | 3,961 | 2,447 |
| 10 | 55 | 45 | 7,42 | 12,09 | 0,223 | 2,461 | 1,69 | 5,74 | 4,97 | 4,057 | 2,515 |
| 11 | 50 | 50 | 7,37 | 12,94 | 0,241 | 2,499 | 1,715 | 5,76 | 4,98 | 4,163 | 2,597 |
| 12 | 45 | 55 | 7,32 | 13,79 | 0,259 | 2,534 | 1,74 | 5,8 | 5 | 4,279 | 2,69 |
| 13 | 40 | 60 | 7,27 | 14,64 | 0,277 | 2,568 | 1,763 | 5,84 | 5,03 | 4,404 | 2,795 |
| 14 | 35 | 65 | 7,22 | 15,5 | 0,259 | 2,599 | 1,785 | 5,88 | 5,07 | 4,54 | 2,912 |
| 15 | 30 | 70 | 7,17 | 16,35 | 0,314 | 2,628 | 1,806 | 5,93 | 5,11 | 4,688 | 3,044 |

| № | % объем воды В.О. ТТ-1 | % объем воды Р-8 | рН | Общая минера лизация, г/л | Ионная сила | К при 40°С | К при 70°С | рНs, 40°С | рНs, 70°С | SI при 40°С | SI при 70°С |
|------------------|------------------------------------|---------------------------|------|------------------------------------|----------------|------------------|------------------|--------------|--------------|-------------------|-------------------|
| 16 | 25 | 75 | 7,12 | 17,2 | 0,332 | 2,655 | 1,826 | 5,99 | 5,16 | 4,851 | 3,192 |
| 17 | 20 | 80 | 7,07 | 18,05 | 0,35 | 2,681 | 1,844 | 6,05 | 5,22 | 5,033 | 3,36 |
| 18 | 15 | 85 | 7,02 | 18,9 | 0,368 | 2,705 | 1,862 | 6,13 | 5,29 | 5,24 | 3,555 |
| 19 | 10 | 90 | 6,97 | 19,76 | 0,386 | 2,728 | 1,88 | 6,23 | 5,38 | 5,484 | 3,788 |
| 20 | 5 | 95 | 6,93 | 20,61 | 0,404 | 2,749 | 1,896 | 6,36 | 5,5 | 5,788 | 4,082 |
| 21 | 0 | 100 | 6,88 | 21,46 | 0,422 | 2,769 | 1,911 | 6,54 | 5,68 | 6,202 | 4,487 |
| Мак. Значения | | | 7,86 | 21,46 | 0,422 | 2,769 | 1,911 | 6,54 | 5,95 | 6,202 | 4,487 |
| Мин. Значения | | | 6,88 | 4,42 | 0,059 | 1,986 | 1,396 | 5,69 | 4,95 | 3,738 | 2,344 |
| Среднее значение | | | 7,37 | 12,94 | 0,241 | 2,455 | 1,693 | 5,94 | 5,18 | 4,518 | 2,995 |

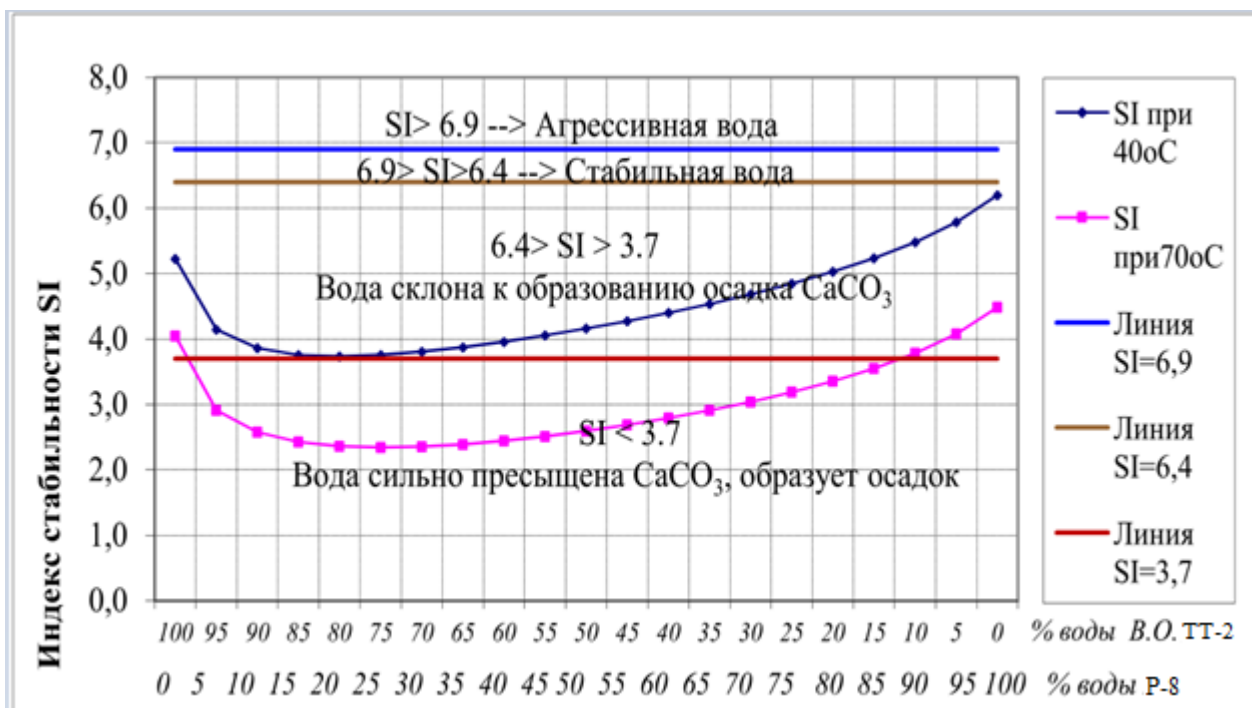


Рисунок 8 – Индекс стабильности Ризнара вод верхнего олигоцена ТТ-1, Р-8 и их смеси

Таблица 8 – Теоретический расчет осаждения CaCO_3 в водах верхнего олигоцена ТТ-1, G-2 и их смеси

| № | % объем воды В.О. ТТ-1 | % объем воды G-2 | рН | Общая минер а лизация, г/л | Ионная сила | К при 40°С | К при 70°С | рНs, 40°С | рНs, 70°С | SI при 40°С | SI при 70°С |
|---|------------------------------------|---------------------------|------|--|----------------|---------------|---------------|--------------|--------------|----------------|----------------|
| 1 | 100 | 0 | 7,86 | 4,42 | 0,059 | 1,986 | 1,396 | 6,54 | 5,95 | 5,227 | 4,047 |
| 2 | 95 | 5 | 7,83 | 5,86 | 0,088 | 2,09 | 1,457 | 6,03 | 5,4 | 4,236 | 2,971 |
| 3 | 90 | 10 | 7,81 | 7,31 | 0,117 | 2,184 | 1,514 | 5,9 | 5,23 | 4,001 | 2,661 |

| № | % объем воды В.О. ТТ-1 | % объем воды G-2 | pH | Общая минер а лизаци я, г/л | Ионная сила | К при 40оС | К при 70оС | pHs, 40о С | pHs, 70о С | SI при 40оС | SI при 70оС |
|------------------|------------------------------------|---------------------------|------|---|----------------|---------------|---------------|------------------|------------------|----------------|----------------|
| 4 | 85 | 15 | 7,78 | 8,76 | 0,145 | 2,269 | 1,566 | 5,86 | 5,15 | 3,932 | 2,527 |
| 5 | 80 | 20 | 7,75 | 10,2 | 0,174 | 2,346 | 1,615 | 5,84 | 5,11 | 3,933 | 2,471 |
| 6 | 75 | 25 | 7,73 | 11,65 | 0,203 | 2,416 | 1,66 | 5,85 | 5,09 | 3,971 | 2,46 |
| 7 | 70 | 30 | 7,7 | 13,1 | 0,231 | 2,479 | 1,702 | 5,87 | 5,09 | 4,031 | 2,477 |
| 8 | 65 | 35 | 7,68 | 14,54 | 0,26 | 2,536 | 1,741 | 5,89 | 5,1 | 4,105 | 2,514 |
| 9 | 60 | 40 | 7,65 | 15,99 | 0,289 | 2,587 | 1,777 | 5,92 | 5,11 | 4,188 | 2,567 |
| 10 | 55 | 45 | 7,63 | 17,43 | 0,317 | 2,634 | 1,81 | 5,95 | 5,13 | 4,281 | 2,633 |
| 11 | 50 | 50 | 7,6 | 18,88 | 0,346 | 2,676 | 1,84 | 5,99 | 5,16 | 4,381 | 2,71 |
| 12 | 45 | 55 | 7,58 | 20,33 | 0,375 | 2,714 | 1,869 | 6,03 | 5,19 | 4,489 | 2,799 |
| 13 | 40 | 60 | 7,55 | 21,77 | 0,403 | 2,748 | 1,895 | 6,08 | 5,23 | 4,606 | 2,901 |
| 14 | 35 | 65 | 7,53 | 23,22 | 0,432 | 2,779 | 1,919 | 6,13 | 5,27 | 4,735 | 3,016 |
| 15 | 30 | 70 | 7,5 | 24,67 | 0,461 | 2,807 | 1,942 | 6,19 | 5,32 | 4,879 | 3,149 |
| 16 | 25 | 75 | 7,47 | 26,11 | 0,489 | 2,832 | 1,962 | 6,26 | 5,39 | 5,043 | 3,303 |
| 17 | 20 | 80 | 7,45 | 27,56 | 0,518 | 2,855 | 1,981 | 6,34 | 5,47 | 5,237 | 3,488 |
| 18 | 15 | 85 | 7,42 | 29,01 | 0,546 | 2,877 | 1,999 | 6,45 | 5,57 | 5,474 | 3,719 |
| 19 | 10 | 90 | 7,4 | 30,45 | 0,575 | 2,896 | 2,015 | 6,59 | 5,71 | 5,788 | 4,026 |
| 20 | 5 | 95 | 7,37 | 31,9 | 0,604 | 2,914 | 2,03 | 6,82 | 5,93 | 6,26 | 4,493 |
| 21 | 0 | 100 | 7,35 | 33,35 | 0,632 | 2,93 | 2,044 | 7,32 | 6,44 | 7,301 | 5,529 |
| Мак. Значения | | | 7,86 | 33,35 | 0,632 | 2,93 | 2,044 | 7,32 | 6,44 | 7,301 | 5,529 |
| Мин. Значения | | | 7,35 | 4,42 | 0,059 | 1,986 | 1,396 | 5,84 | 5,09 | 3,932 | 2,46 |
| Среднее значение | | | 7,6 | 18,88 | 0,346 | 2,598 | 1,797 | 6,18 | 5,38 | 4,767 | 3,165 |

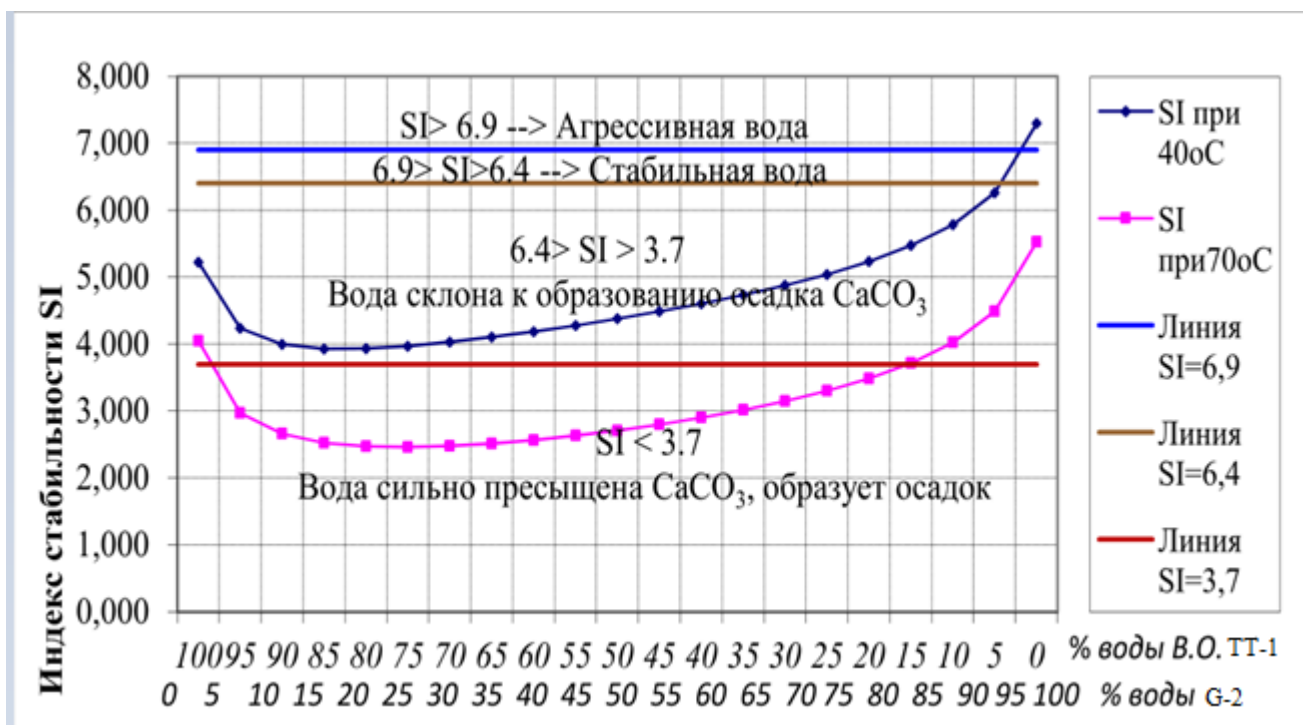


Рисунок 9 – Индекс стабильности Ризнара вод верхнего олигоцена ТТ-1, G-2 и их смеси

Количественное определение образование осадков CaCO₃ при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 и Р-8

Эксперименты по определению количества образующегося осадка CaCO₃ при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 и нижнего миоцена Р-8 проводились при температуре 70°C в течение 5 часов. Результаты приведены в таблице 9 и на рисунке 10.

Таблица 9 – Результаты определения количества осадков CaCO₃ при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 и нижнего миоцена Р-8 (при температуре 70°C в течение 5 часов).

| № | % объема воды В.О. ТТ-1 | % объема воды Н.М. Р-8 | Концент. Ca ²⁺ в пробе до испытания, мг/л | Концент. Ca ²⁺ в пробе после испытания, мг/л | Концент. Ca ²⁺ превращает в осадок, мг/л | Количес во осадка CaCO ₃ , мг/л |
|---|-------------------------|------------------------|--|---|---|--|
| 1 | 0 | 100 | 2012 | 2012 | 0 | 0 |
| 2 | 60 | 40 | 811 | 462 | 349,0 | 870,7 |
| 3 | 70 | 30 | 611 | 241 | 370,7 | 924,8 |
| 4 | 75 | 25 | 511 | 150 | 361,5 | 902,1 |
| 5 | 85 | 15 | 311 | 31 | 280,7 | 700,3 |
| 6 | 100 | 0 | 11 | 4 | 6,9 | 17,3 |

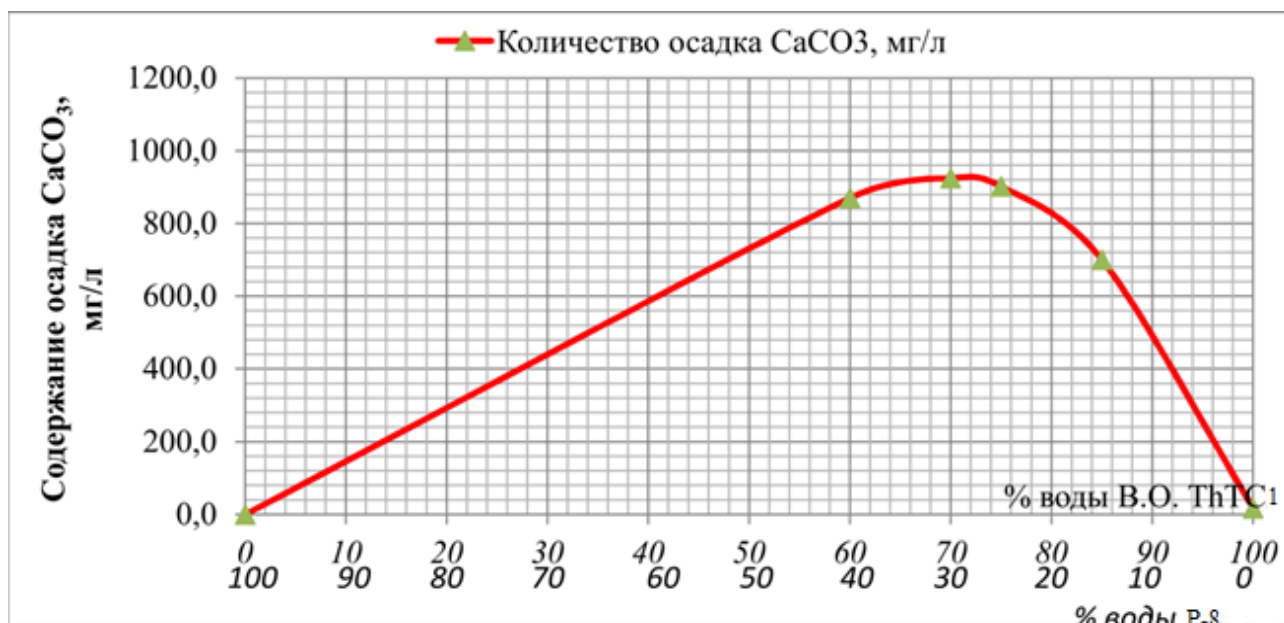


Рисунок 10 – Дополнительное количество образующегося осадка CaCO₃ при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 и нижнего миоцена Р-8 в различных соотношениях

Из результатов эксперимента следует, что:

- Из каждого литра воды верхнего олигоцена ТТ-1 может дополнительно образоваться 17,3 мг осадка CaCO_3 при температуре 70°C в течение 5 часов.
- При концентрации в смеси 70% воды верхнего олигоцена ТТ-1 и 30% воды Р-8 при температуре 70°C в течение 5 часов может образовываться наибольшее количество осадков CaCO_3 - 925 мг/л (0,925 кг/м³). Эти результаты эксперимента схожи с теоретической оценкой процессов солеотложения.

2.3.2.3. Возможность солеотложения CaCO_3 при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 и раствора CaCl_2 в морской воде и их смеси

При освоении скважины после консервации, остаточный раствор CaCl_2 может взаимодействовать с пластовой водой верхнего олигоцена ТТ-1, что приводит к дальнейшему солеобразованию CaCO_3 . Для утверждения данного риска проведены теоретические расчеты осаждения CaCO_3 при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 и раствора 5 г/л CaCl_2 в морской воде. Из результатов расчета, приведенных в таблицу 10 и на рисунок 11 следует, что:

- При температуре выше 70°C смесь воды верхнего олигоцена ТТ-1 и раствора 5 г/л CaCl_2 в морской воде обладает способностью образования карбоната кальция ($SI = 4,602$).
- Наиболее опасными являются смеси концентрации 70-80% воды ТТ-1 и 20-30% раствора 5 г/л CaCl_2 в морской воде ($SI < 3,7$).

Таблица 10 – Теоретический расчет осаждения CaCO_3 в водах верхнего олигоцена ТТ-1, раствора 5 г/л CaCl_2 в морской воде и их смеси

| № | % объем воды ТТ-1 | % объем раствора 5г CaCl_2 в морской воде | pH | Общая минерализация, г/л | Ионная сила | К при 70oC | К при 90oC | pHs, 70oC | pHs, 90oC | SI при 70oC | SI при 90oC |
|---|-------------------|--|------|--------------------------|-------------|------------|------------|-----------|-----------|-------------|-------------|
| 1 | 100 | 0 | 7,86 | 4,42 | 0,059 | 1,396 | 1,000 | 5,95 | 5,56 | 4,047 | 3,254 |
| 2 | 95 | 5 | 7,84 | 6,18 | 0,097 | 1,476 | 1,035 | 5,40 | 4,96 | 2,953 | 2,072 |
| 3 | 90 | 10 | 7,83 | 7,94 | 0,135 | 1,548 | 1,068 | 5,24 | 4,76 | 2,655 | 1,695 |
| 4 | 85 | 15 | 7,82 | 9,71 | 0,173 | 1,613 | 0,099 | 5,17 | 4,66 | 2,519 | 1,502 |
| 5 | 80 | 20 | 7,80 | 11,47 | 0,210 | 1,672 | 1,128 | 5,14 | 4,6 | 2,479 | 1,392 |
| 6 | 75 | 25 | 7,79 | 13,23 | 0,248 | 1,725 | 1,156 | 5,13 | 4,56 | 2,468 | 1,331 |

| № | % объем воды ТТ-1 | % объем раствора 5г CaCl ₂ в морской воде | pH | Общая минерализация, г/л | Ионная сила | К при 70оС | К при 90оС | pHs, 70оС | pHs, 90оС | SI при 70оС | SI при 90оС |
|------------------|-------------------|--|------|--------------------------|-------------|------------|------------|-----------|-----------|-------------|-------------|
| 7 | 70 | 30 | 7,78 | 15,00 | 0,286 | 1,773 | 1,182 | 5,13 | 4,54 | 2,483 | 1,301 |
| 8 | 65 | 35 | 7,77 | 16,76 | 0,323 | 1,816 | 1,206 | 5,14 | 4,53 | 2,514 | 1,293 |
| 9 | 60 | 40 | 7,75 | 18,52 | 0,361 | 1,856 | 1,229 | 5,15 | 4,53 | 2,557 | 1,304 |
| 10 | 55 | 45 | 7,74 | 20,29 | 0,399 | 1,891 | 1,250 | 5,18 | 4,53 | 2,611 | 1,33 |
| 11 | 50 | 50 | 7,73 | 22,05 | 0,436 | 1,923 | 1,270 | 5,20 | 4,55 | 2,673 | 1,368 |
| 12 | 45 | 55 | 7,71 | 23,81 | 0,474 | 1,951 | 1,289 | 5,23 | 4,57 | 2,745 | 1,42 |
| 13 | 40 | 60 | 7,70 | 25,58 | 0,512 | 1,977 | 1,306 | 5,26 | 4,59 | 2,827 | 1,484 |
| 14 | 35 | 65 | 7,69 | 27,34 | 0,549 | 2,001 | 1,322 | 5,30 | 4,63 | 2,92 | 1,562 |
| 15 | 30 | 70 | 7,68 | 29,10 | 0,587 | 2,022 | 1,337 | 5,35 | 4,67 | 3,026 | 1,656 |
| 16 | 25 | 75 | 7,66 | 30,87 | 0,625 | 2,041 | 1,350 | 5,41 | 4,72 | 3,15 | 1,769 |
| 17 | 20 | 80 | 7,65 | 32,63 | 0,662 | 2,057 | 1,363 | 5,47 | 4,78 | 3,298 | 1,908 |
| 18 | 15 | 85 | 7,64 | 34,39 | 0,700 | 2,073 | 1,374 | 5,56 | 4,86 | 3,479 | 2,082 |
| 19 | 10 | 90 | 7,62 | 36,16 | 0,738 | 2,086 | 1,384 | 5,67 | 4,97 | 3,714 | 2,31 |
| 20 | 5 | 95 | 7,61 | 37,92 | 0,776 | 2,099 | 1,394 | 5,83 | 5,12 | 4,045 | 2,635 |
| 21 | 0 | 100 | 7,60 | 39,68 | 0,813 | 2,110 | 1,402 | 6,10 | 5,39 | 4,602 | 3,186 |
| Мак. Значения | | | 7,86 | 39,68 | 0,813 | 2,110 | 1,402 | 6,10 | 5,56 | 4,602 | 3,254 |
| Мин. Значения | | | 7,60 | 4,42 | 0,059 | 1,396 | 1,000 | 5,13 | 4,53 | 2,468 | 1,293 |
| Среднее значение | | | 7,73 | 22,05 | 0,436 | 1,862 | 1,245 | 5,38 | 4,76 | 3,037 | 1,803 |

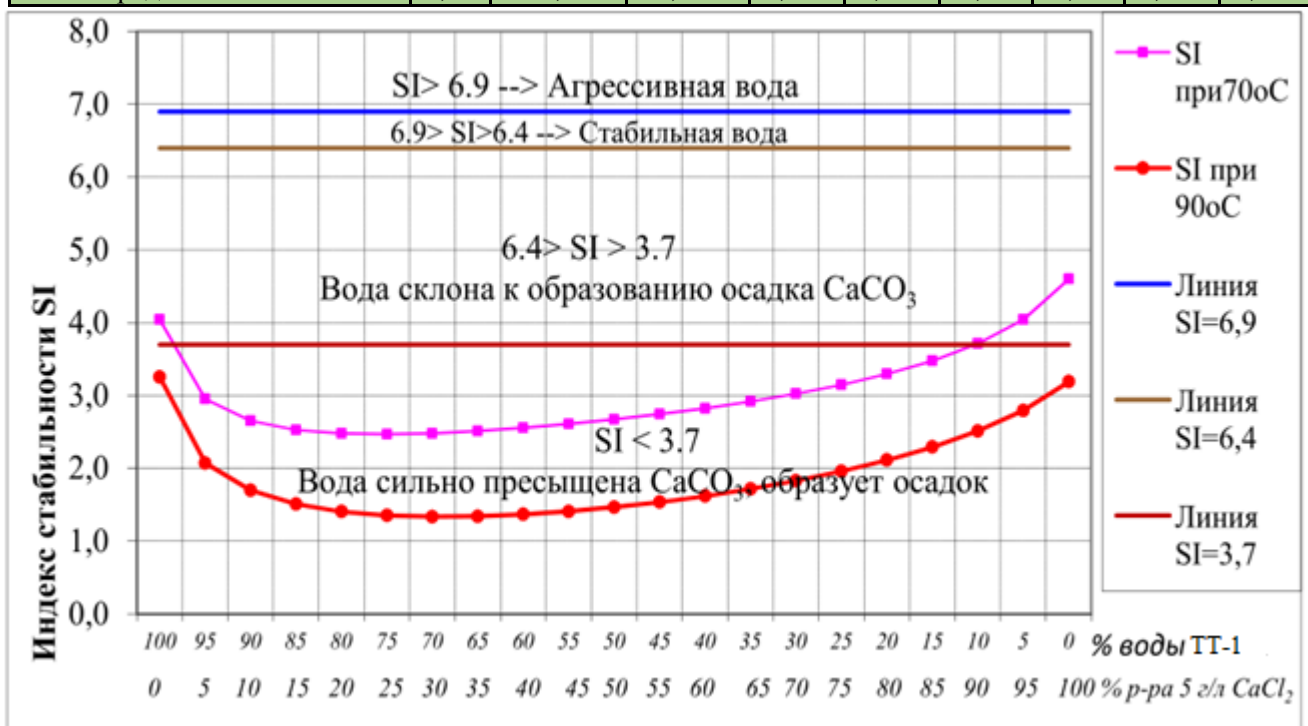


Рисунок 11 – Индекс стабильности Ризнара вод ТТ-1 и раствора 5г/л CaCl₂ в морской воде и их смеси

Количественное определение по образованию осадков CaCO_3 при смешении вод ТТ-1 и раствора 5 г/л CaCl_2 в морской воде

Эксперименты по определению количества образующегося осадка CaCO_3 при смешении вод ТТ-1 и раствора 5 г/л CaCl_2 в морской воде проводились при температуре 70°C в течение 6 часов. Результаты приведены в таблицу 11 и на рисунок 12.

Из результатов эксперимента следует, что:

– Из каждого литра раствора 5 г/л CaCl_2 в морской воде может образовываться 133 мг осадка CaCO_3 при температуре 70°C в течение 6 часов.

– При концентрации в смеси 70% воды верхнего олигоцена ТТ-1 и 30% раствора 5 г/л CaCl_2 в морской воде при температуре 70°C в течение 6 часов может образовываться наибольшее количество осадков CaCO_3 - 634 мг/л (0,634 кг/м³). Эти результаты эксперимента схожи с теоретической оценкой процессов солеотложения.

Таблица 11 – Результаты определения количества осадков CaCO_3 при смешении вод ТТ-1 и раствора 5 г/л CaCl_2 в морской воде.

| № | % объема воды ТТ-1 | % объема раствора 5 г/л CaCl_2 в морской воде | Количество осадка CaCO_3 , мг/л |
|---|--------------------|--|--|
| 1 | 0 | 100 | 133 |
| 2 | 15 | 85 | 547 |
| 3 | 30 | 70 | 582 |
| 4 | 50 | 50 | 608 |
| 5 | 70 | 30 | 634 |
| 6 | 85 | 15 | 460 |
| 7 | 100 | 0 | 14,26 |

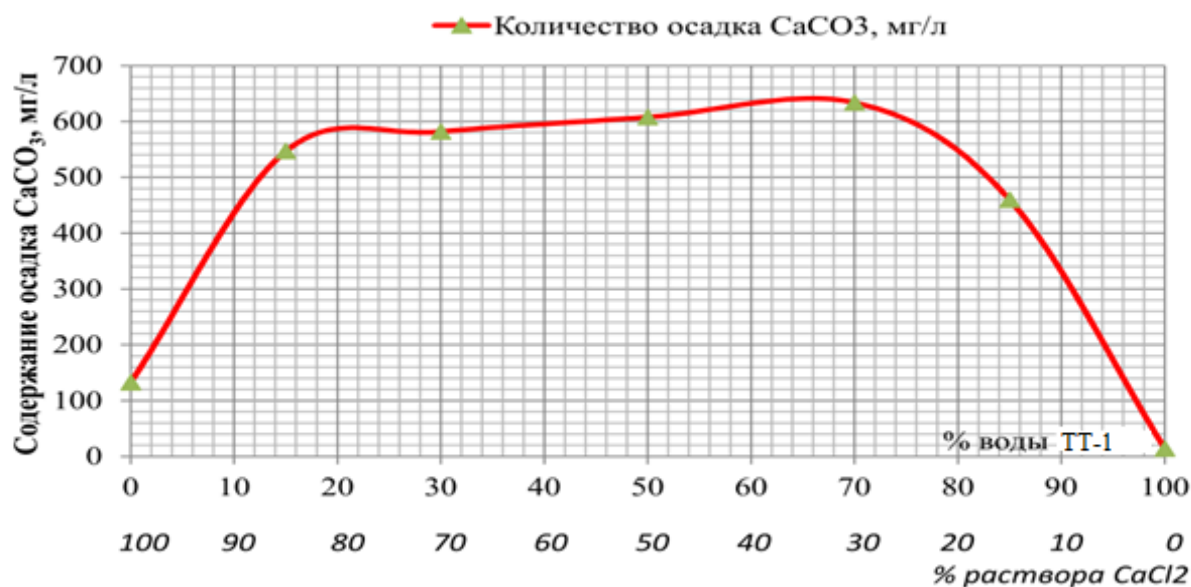


Рисунок 12 – Количество образующегося осадка CaCO₃ при смешении вод ТТ-1 и раствора 5 г/л CaCl₂ в морской воде в различных соотношениях

2.3.2.4. Возможность солеотложения CaCO₃ при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 и нагнетаемой морской воды

Закачка морской воды в нефтяные пласты с целью ППД приводит к повышению эффективности нефтегазодобычи. С другой стороны, возможно происходит взаимодействие морской воды с пластовыми водами, в результате которого в пласте выделяется осадок CaCO₃.

Приведены теоретические расчеты для оценки возможности солеотложения CaCO₃ при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 и морской воды. На основе результатов, приведенных в таблицу 12 и на рисунок 13 следует, что:

- Смесь воды верхнего олигоцена ТТ-1 и морской воды при температуре 70°С обладает не высокой способностью образования карбоната кальция, тем не менее, некоторые смеси имеют Индекс стабильности Ризнара SI <3,7.
- Наиболее опасными являются смеси с содержанием 50-90% воды ТТ-1 и 10-50% морской воды

Таблица 12 – Теоретический расчет осаждения CaCO₃ в водах ТТ-1, нагнетаемой морской воды и их смеси.

| № | % объем воды ТТ-1 | % объем морской воды | pH | Общая минерализация, г/л | Ионная сила | К при 40оС | К при 70оС | pHs, 40оС | pHs, 70оС | SI при 40оС | SI при 70оС |
|------------------|-------------------|----------------------|------|--------------------------|-------------|------------|------------|-----------|-----------|-------------|-------------|
| 1 | 100 | 0 | 7,86 | 4,42 | 0,059 | 1,986 | 1,396 | 6,54 | 5,95 | 5,227 | 4,047 |
| 2 | 95 | 5 | 7,88 | 5,96 | 0,091 | 2,100 | 1,646 | 6,47 | 5,84 | 5,07 | 3,796 |
| 3 | 90 | 10 | 7,89 | 7,51 | 0,123 | 2,203 | 1,526 | 6,46 | 5,78 | 5,023 | 3,668 |
| 4 | 85 | 15 | 7,91 | 9,06 | 0,155 | 2,295 | 1,583 | 6,47 | 5,76 | 5,024 | 3,6 |
| 5 | 80 | 20 | 7,93 | 10,61 | 0,186 | 2,377 | 1,635 | 6,49 | 5,75 | 5,049 | 3,565 |
| 6 | 75 | 25 | 7,95 | 12,16 | 0,218 | 2,451 | 1,683 | 6,52 | 5,75 | 5,088 | 3,553 |
| 7 | 70 | 30 | 7,97 | 13,71 | 0,250 | 2,516 | 1,727 | 6,55 | 5,76 | 5,133 | 3,555 |
| 8 | 65 | 35 | 7,99 | 15,25 | 0,282 | 2,575 | 1,768 | 6,59 | 5,78 | 5,183 | 3,569 |
| 9 | 60 | 40 | 8,01 | 16,80 | 0,313 | 2,628 | 1,805 | 6,62 | 5,8 | 5,236 | 3,592 |
| 10 | 55 | 45 | 8,03 | 18,35 | 0,345 | 2,674 | 1,840 | 6,66 | 5,83 | 5,292 | 3,623 |
| 11 | 50 | 50 | 8,05 | 19,90 | 0,377 | 2,716 | 1,871 | 6,70 | 5,85 | 5,352 | 3,661 |
| 12 | 45 | 55 | 8,07 | 21,45 | 0,409 | 2,754 | 1,900 | 6,74 | 5,89 | 5,416 | 3,707 |
| 13 | 40 | 60 | 8,09 | 23,00 | 0,440 | 2,787 | 1,926 | 6,79 | 5,92 | 5,485 | 3,762 |
| 14 | 35 | 65 | 8,11 | 24,54 | 0,472 | 2,817 | 1,950 | 6,83 | 5,97 | 5,562 | 3,828 |
| 15 | 30 | 70 | 8,12 | 26,09 | 0,504 | 2,844 | 1,972 | 6,89 | 6,01 | 5,649 | 3,905 |
| 16 | 25 | 75 | 8,14 | 27,64 | 0,535 | 2,869 | 1,992 | 6,95 | 6,07 | 5,751 | 3,998 |
| 17 | 20 | 80 | 8,16 | 29,19 | 0,567 | 2,891 | 2,011 | 7,02 | 6,14 | 5,872 | 4,112 |
| 18 | 15 | 85 | 8,18 | 30,74 | 0,599 | 2,911 | 2,028 | 7,10 | 6,22 | 6,022 | 4,256 |
| 19 | 10 | 90 | 8,20 | 32,28 | 0,631 | 2,929 | 2,043 | 7,21 | 6,32 | 6,216 | 4,444 |
| 20 | 5 | 95 | 8,22 | 33,83 | 0,662 | 2,946 | 2,057 | 7,35 | 6,47 | 6,487 | 4,71 |
| 21 | 0 | 100 | 8,24 | 35,38 | 0,694 | 2,961 | 2,070 | 7,58 | 6,69 | 6,919 | 5,136 |
| Мак. Значения | | | 8,24 | 35,38 | 0,694 | 2,961 | 2,070 | 7,58 | 6,69 | 6,919 | 5,136 |
| Мин. Значения | | | 7,86 | 4,42 | 0,059 | 1,986 | 1,396 | 6,46 | 5,75 | 5,023 | 3,553 |
| Среднее значение | | | 8,05 | 19,90 | 0,377 | 2,630 | 1,821 | 6,79 | 5,98 | 5,526 | 3,909 |

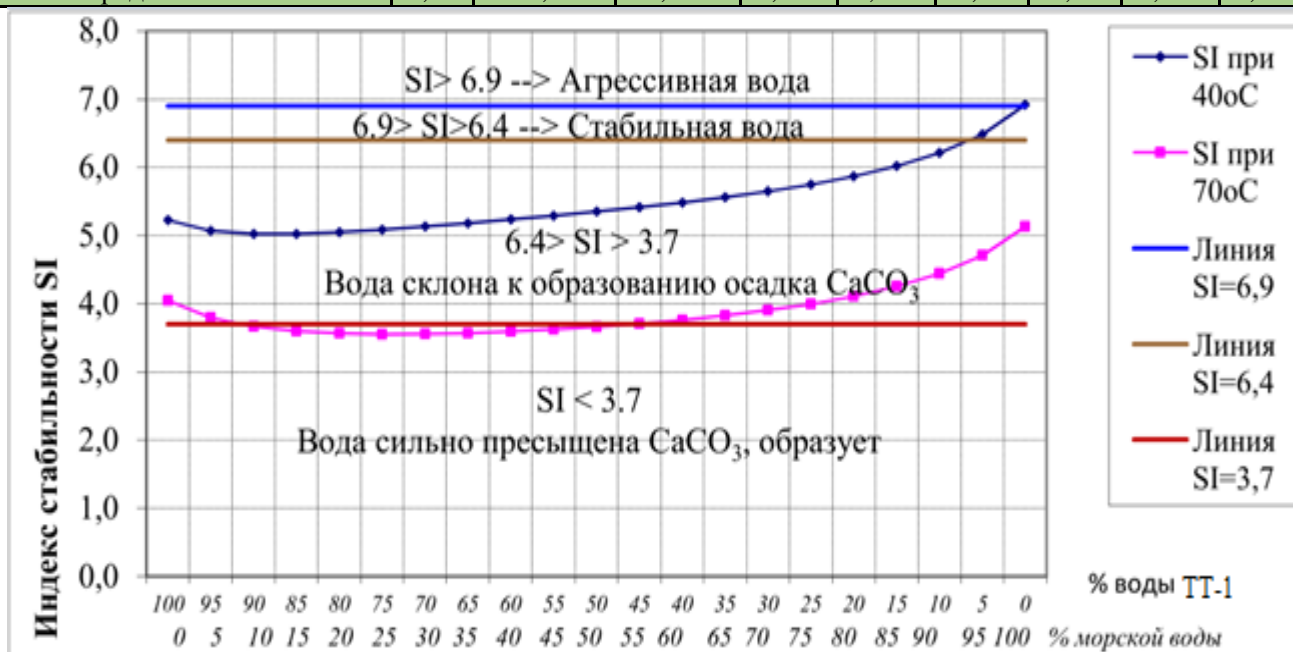


Рисунок 13 – Индекс стабильности Ризнара вод ТТ-1, нагнетаемой морской воды и их смеси

Количественное определение по образованию осадков CaCO₃ при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 и морской воды

Эксперименты по определению количества образующегося осадка CaCO₃ при смешении вод ТТ-1 и морской воды проводились при температуре 70°C в течение 6 часов. Результаты приведены в таблицу 13 и на рисунок 14.

Из результатов эксперимента следует, что:

– Из каждого литра морской воды при температуре 70°C в течение 6 часов образуется низкое количество осадка CaCO₃ - 9,1 мг/л.

– При концентрации в смеси 70% воды верхнего олигоцена ТТ-1 и 30% морской воды при температуре 70°C в течении 6 часов может образовываться наибольшее количество осадков CaCO₃ – 57,2 мг/л (0,057 кг/м³). Эти результаты эксперимента схожи с теоретической оценкой процессов солеотложения.

Таблица 13 – Результаты определения количества осадков CaCO₃ при смешении вод верхнего олигоцена ТТ-1 и морской воды

| № | % объема воды В.О. ТТ-1 | % объема морской воды | Концент. Ca ²⁺ в пробе до испытания, мг/л | Концент. Ca ²⁺ в пробе после испытания, мг/л | Концент. Ca ²⁺ превращает в осадок, мг/л | Количество осадка CaCO ₃ , мг/л |
|---|-------------------------|-----------------------|--|---|---|--|
| 1 | 0 | 100 | 386,7 | 383 | 3,7 | 9,1 |
| 2 | 15 | 85 | 329,9 | 325,3 | 4,6 | 11,6 |
| 3 | 30 | 70 | 273,1 | 264 | 9,1 | 22,7 |
| 4 | 50 | 50 | 197,4 | 178,2 | 19,2 | 47,8 |
| 5 | 70 | 30 | 121,6 | 98,7 | 22,9 | 57,2 |
| 6 | 85 | 15 | 64,8 | 55,7 | 9,1 | 22,7 |
| 7 | 100 | 0 | 8 | 7,3 | 0,7 | 1,7 |

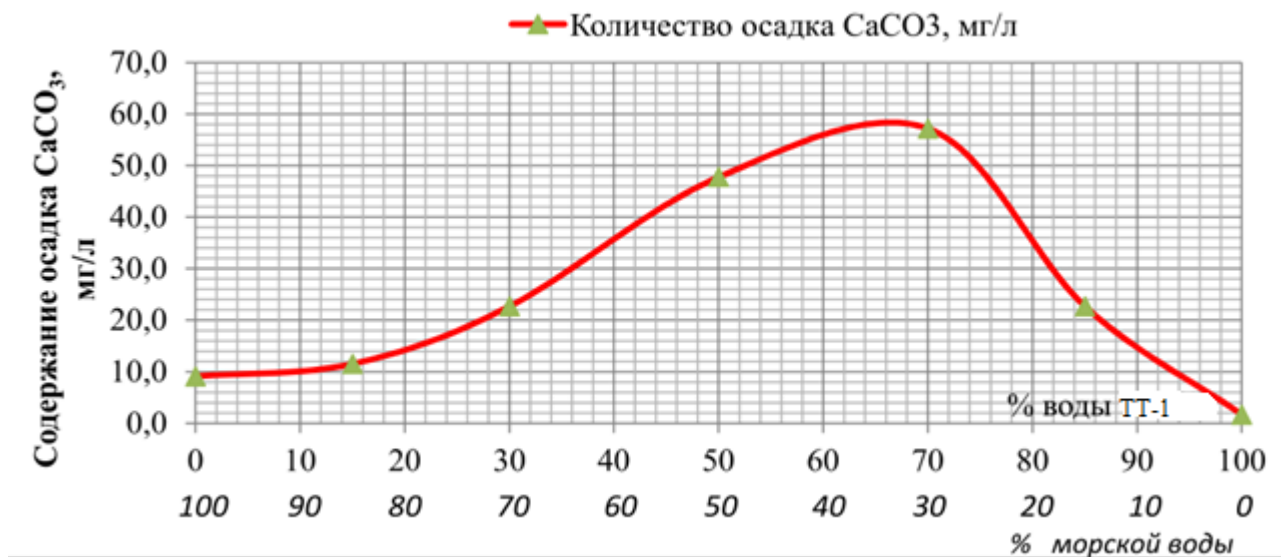


Рисунок 14 – Количество образующегося осадка CaCO₃ при смешении вод ТТ-1 и морской воды в различных соотношениях

2.4. Изучение причины солеобразования в скважинах месторождения «Белый Заяц»

В скважинах были отобраны пробы воды, на основе полученных физико-химических параметров определена принадлежность воды – к верхнему олигоцену, к нижнему миоцену или пластовым водам с частью технической воды. Процент пластовых вод верхнего олигоцена и нижнего миоцена в этих водах рассчитывается на основе содержания ионов хлора; пластовые воды с частью технических вод.

На основании ионного состава полученных вод рассчитываются значения SI при температурах 70°C и 90°C. По значениям SI рассматривается возможность солеобразования в каждой скважине.

2.4.1. Вероятностная оценка риска возникновения солеобразования при введении в эксплуатацию новых объектов

Проведены отборы проб воды из 21 скв. на ТТ-1, ТТ-2 и ТТ-3 (скв. ТТ- 16Т, 17Т, 18Т, 19Т, 20Т, 21Т, 22Т, 2Т, 23Т, 5Т, 6Т, 7Т, 8Т, 9Т, 24Т, 25Т, 10Т, 11Т, 26Т, 14Т, 15Т). Проведен теоретический расчет осаднения CaCO₃ попутнодобываемых вод этих скважин.

На основе полученных физико-химических параметров, проведены расчеты

индекса стабильности последних проб воды из данных скважин. Для вероятностной оценки возникновения солеотложения при эксплуатации данных скважин:

- При 70°C, только 11 скв. (52%) имеет возможность солеотложения.
- При 90°C, 21 скв. (100%) имеет возможность солеотложения.

2.4.2. Проведение PVT исследований с целью выявления условий и закономерностей выпадения солей в внутрискважинном оборудовании и призабойной зоне скважин месторождения «Белый заяц»

На текущий момент существует проблема солеобразования в НКТ и ПЗП скважин месторождения Белый Заяц. В связи с отсутствием детальных исследований механизма образования солеотложений в зависимости от термобарических условий, состава воды и др., необходимо проведение комплексных лабораторных исследований.

В рамках выполнения работ, комплекс исследований выполнили и позволили осуществить прогнозирование солеотложений в зависимости от различных условий (давления и температуры). Предварительный график проведения PVT исследований с целью выявления условий и закономерностей выпадения солей в ВСО и призабойной зоне скважин представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Предварительный график проведения работ по PVT-исследованиям
Этапы сервисных работ включают в себя

| Этап работ | Длительность, дн | Начало | Окончание | 2018 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------------------|------------|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--|--|--|--------|--|--|--|
| | | | | дек.17 | | | | янв.18 | | | | фев.18 | | | | мар.18 | | | | апр.18 | | | | май.18 | | | | июн.18 | | | | июл.18 | | | | авг.18 | | | |
| | | | | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | недели | | | | | | | | |
| Утверждение заявки на предоставление услуг Тендерные процедуры | - | 10.12.17 | 22.05.2018 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Составление программы выполнения работ | 7 | 22.05.2018 | 29.05.2018 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Передача подрядчику необходимой геолого-технической информации. Отбор и передача проб подрядчику | 28 | 29.05.2018 | 26.06.2018 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Выполнение лабораторных экспериментов и аналитической работы | 35 | 26.06.2018 | 31.07.2018 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Составление итогового отчета и инструкции по использованию разработанной методики прогнозирования образования солеотложений и других количества в скважинах месторождения Белый Заяц. Защита отчета на НТС НИПИморнефтегаз. | 20 | 31.07.2018 | 20.08.2018 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Для проведение лабораторных исследований силами СП будет выполнен отбор глубинных проб (в объеме не менее 1л с каждого горизонта ВО_29, ВО_28 и НМ) и устьевых проб.

Отбор проб планируется выполнять по следующему алгоритму:

- Шаблонировка НКТ. Выполнение УСО при необходимости;
- Отработка скважины – в случае проведения УСО;
- Закрытие/открытие объектов с помощью канатной техники для избирательного отбора проб;
- Отработка скважины до установившегося выхода продукции из объекта, отбор устьевых проб;
- Остановка скважины для восстановления Рпл и гравитационного разделения флюидов в стволе скважины;
- Спуск пробоотборника ниже контакта вода/нефть для отбора пластовой воды.

Исследование процесса образования солеотложений позволит:

- определять условия образования солеотложений в пласте и внутрискважинном оборудовании;
- выполнять расчеты интенсивности солеотложений;
- определять условия совместимости добываемых и закачиваемых вод;
- осуществлять подбор методов предотвращения солеотложений и методов борьбы с образовавшимися отложениями.

Зависимость процесса образования солеотложений от изменения термобарических условий позволит определить риски и интенсивность образования солей в пластовых условиях, что в свою очередь может повлиять на систему разработки месторождения в целом.

3. ПОДБОР И АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ОБРАЗОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ И ИНГИБИРОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В ВНУТРИСКВАЖИННОМ ОБОРУДОВАНИИ И В СИСТЕМЕ ТРАНСПОРТА И СБОРА

Лабораторные исследования

Для подбора эффективных ингибиторов по ограничению солеобразования CaCO₃ в системе сбора, подготовки и транспорта продукции ТТ-1 были проведены лабораторные испытания при температуре 70°C в течение 6 часов.

Для подбора эффективных ингибиторов по ограничению солеобразования CaCO₃ в НКТ скважин ТТ-1 были проведены лабораторные испытания при температуре 121°C в течение 30 минут.

3.1. Исследование по подбору ингибитора солеотложений для системы сбора, подготовки и транспорта нефти (Первый подбор)

Для этой цели были проведены исследования эффективности ингибирования при температуре 70°C в течение 6 часов 8 ингибиторов на смеси 50% воды верхнего олигоцена (ТТ-1) и 50% воды нижнего миоцена (G2-402). Результаты эксперимента приведены в таблицу 15 и на рисунок 15.

Таблица 15 – Эффективность ингибирования ингибиторов на смеси 50% воды ТТ-1 и 50% воды G2-402 при 70°C в течение 6 часов.

| № | Фирма | Ингибитор | Эффективность ингибирования осадка CaCO ₃ ингибиторов по концентрации, ppm (По объему воды ТТ-1) | | | | | | | | | | Эффективная концент. | Эффективность ингибирования осадка CaCO ₃ , % | Примечание |
|---|--------------|------------------|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----------------------|--|-----------------|
| | | | 0 | 5 | 10 | 20 | 40 | 50 | 100 | 150 | 200 | 300 | | | |
| 1 | Baker Hughes | SCW85683 | 0 | | | | | 44,4 | 73,9 | 81,4 | 84,6 | 85,7 | 150 | 81,4 | |
| 2 | | SCW82510 | 0 | | | | | 51,1 | 72,9 | 80,3 | 87,9 | 90,2 | 150 | 80,3 | |
| 3 | DPEC | DPEC Antiscalant | 0 | 70,2 | 83,8 | 89,4 | 91,4 | | | | | | 10 | 83,8 | Низкое знач. pH |

| № | Фирма | Ингибитор | Эффективность ингибирования осадка CaCO ₃ ингибиторов по концентрации, ppm (По объему воды ТТ-1) | | | | | | | | | Эффективная концент. | Эффективность ингибирования осадка CaCO ₃ , % | Примечание | |
|---|----------------|-------------------|---|------|------|------|------|------|------|-----|-----|----------------------|--|------------|----------------------------------|
| | | | 0 | 5 | 10 | 20 | 40 | 50 | 100 | 150 | 200 | | | | 300 |
| 4 | Тхуан Фонг | DPEC Antiscalant2 | 0 | 56,9 | 68,1 | 80,0 | 85,6 | 87,0 | | | | | 20 | 80 | |
| 5 | Nalco Champion | EC6330B | 0 | 8,1 | 22,7 | 54,9 | 80,9 | 82,3 | 83,6 | | | | 40 | 80,7 | |
| 6 | SCOMI | SOSMA SI-2708 VT | 0 | 64,3 | 70,2 | 81,3 | 83,5 | | | | | | 20 | 81,3 | Высокая вязкость |
| 7 | DMC-WS | SCI - 200 | 0 | 22,9 | 43,5 | 63,1 | 67,1 | 68,4 | 69,8 | | | | | | Эффективность ингибирования <80% |
| 8 | | SCI - 300 | 0 | 44,3 | 66,7 | 79,8 | 83,5 | 84,0 | 85,1 | | | | 40 | 83,5 | Низкое знач. pH |

Из результатов эксперимента следует, что следующие ингибиторы имеют эффективность ингибирования солеотложения CaCO₃ больше 80%: DPEC Antiscalant при дозе 10 ppm; DPEC AntiScalant-2, SOSMA SI-2708 VT при дозе 20 ppm; SCI-300, EC6330B при дозе 40 ppm; SCW85683, SCW82510 при дозе 150 ppm.

Тем не менее, ингибиторы Antiscalant и SCI – 300 имеют низкое значение pH (0,064 и 0,072 соответственно), а ингибитор SOSMA SI-2708 VT обладает высокой вязкостью (2000 сСт) (таблица 16). Эти свойства могут вызывать коррозию оборудования и затрудняют процесс дозирования. Таким образом, рекомендуются к промышленному испытанию следующие ингибиторы солеотложения: **DPEC Antiscalant-2 с дозировкой 20 ppm; EC 6330B с дозировкой 40 ppm; SCW 85683 и SCW 82510 с дозировкой 150 ppm.**

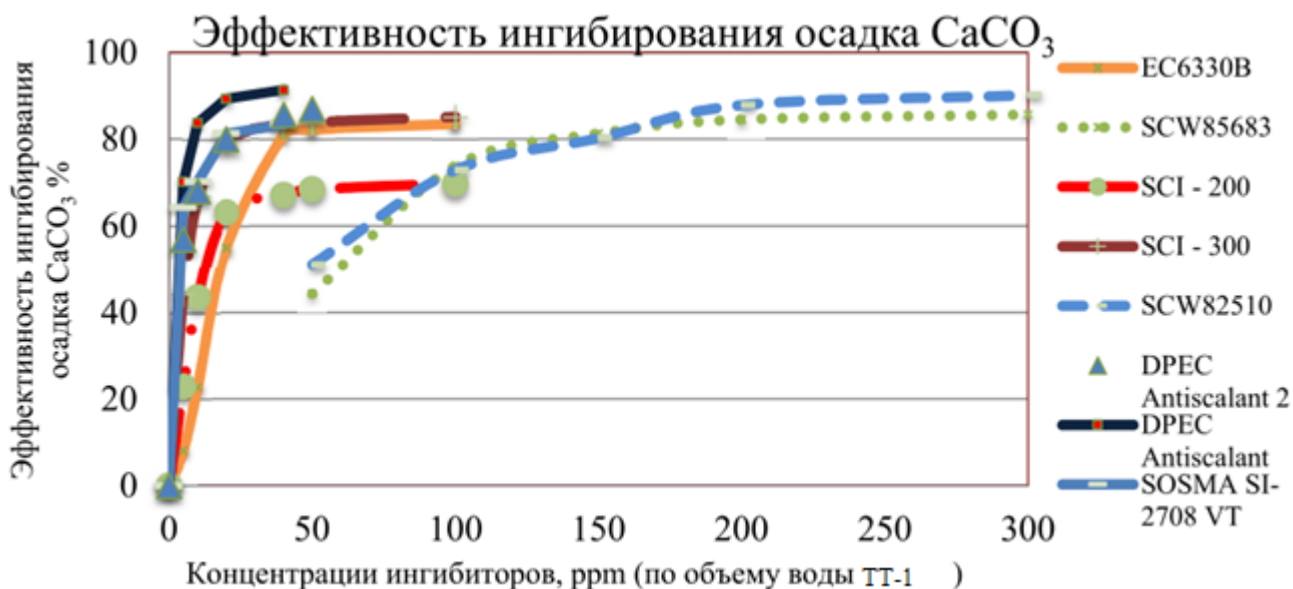


Рисунок 15 – Эффективность ингибирования ингибиторов на смеси 50% воды ТТ-1 и 5% воды G2-402 при температуре 70°C в течение 6 часов

Таблица 16 – Физико-химические свойства ингибиторов солеотложения (Первый подбор)

| № | Фирма | Ингибитор | Описание | pH | Вязкость при 27°C, сСт | Плотность при 20°C, г/см ³ |
|---|-------------------|-------------------|-----------------------------------|-------|------------------------|---------------------------------------|
| 1 | Baker Hughes | SCW85683 | Красновато-коричневый, прозрачный | 3,822 | 2,12 | 1,152 |
| 2 | | SCW82510 | Красновато-коричневый, прозрачный | 6,497 | 2,86 | 1,120 |
| 3 | DPEC - Тхуан Фонг | DPEC Antiscalant | Бесцветный, прозрачный | 0,072 | 11,05 | 1,329 |
| 4 | | DPEC Antiscalant2 | Бесцветный, прозрачный | 4,212 | 1,53 | 1,090 |
| 5 | Nalco Champion | EC6330B | Бесцветный, прозрачный | 4,101 | 1,4 | 1,103 |
| 6 | SCOMI | SOSMA SI-2708 VT | Вязкий, бесцветный, прозрачный | 3,757 | 2000 | 1,297 |
| 7 | DMC-WS | SCI - 200 | Бесцветный, прозрачный | 1,005 | 3,1 | 1,243 |
| 8 | | SCI - 300 | Бесцветный, прозрачный | 0,064 | 9,3 | 1,310 |

3.2. Исследование по подбору ингибитора для ограничения солеотложения в НКТ скважин ТТ-1 (Второй подбор)

Физико-химические свойства этих ингибиторов (таблица 17) соответствуют требованиям: $\text{pH} \geq 3$, вязкость при комнатной температуре ≤ 120 сСт.

Таблица 17 – Физико-химические свойства ингибиторов солеотложения (Второй подбор)

| № | Фирма | Ингибитор | Описание | pH | Вязкость при 27 °С, сСт | Плотность при 20 °С, г/см ³ |
|----|-------------------|-----------------------|-----------------------------------|-------|-------------------------|--|
| 1 | DPEC | DPEC Antiscalant2 | Бесцветный, прозрачный | 4,568 | 1,36 | 1,0973 |
| 2 | Тхуан Фонг | Scale Inhibitor CSD16 | Бесцветный, прозрачный | 3,188 | 2,73 | 1,2033 |
| 3 | SCOMI | SOSMA SI-2708-VT | Бесцветный, прозрачный | 3,600 | 57,57 | 1,1748 |
| 4 | DMC-WS | SCI - 300 | Бесцветный, прозрачный | 3,012 | 39,98 | 1,1547 |
| 5 | Việt DK VN | VPI- SI03 | Бесцветный, прозрачный | 3,156 | 30,58 | 1,1544 |
| 6 | PVPro | VPI-SI04 | Красновато-коричневый, прозрачный | 7,364 | 85,18 | 1,2285 |
| 7 | Baker Petrolite | SCW-356 | Прозрачный с желтоватым оттенком | 4,718 | 3,27 | 1,0994 |
| 8 | PVFCCo | SCW HB-683 | Красновато-коричневый, прозрачный | 4,575 | 2,44 | 1,1564 |
| 9 | Ecolab | SCAL 19285 A | Прозрачный с желтоватым оттенком | 5,330 | 4,66 | 1,2425 |
| 10 | DMC | DMC SI 2300 | Бесцветный, прозрачный | 7,585 | 6,02 | 1,1987 |
| 11 | Schlumberger | SI L065 | Прозрачный с желтоватым оттенком | 3,235 | 3,70 | 1,3550 |
| 12 | ООО “ОЗНХ-Сервис” | Scale Kemix 2008 | Бесцветный, прозрачный | 5,997 | 12,67 | 1,1741 |

Для подбора ингибитора с целью ограничения солеотложения в НКТ скважин ТТ-1 были проведены лабораторные исследования эффективности ингибирования с различными дозами 12 ингибиторов при 121°С в течении 30 минут на смеси 75% воды верхнего олигоцена (ТТ-1) и 25% воды нижнего миоцена

месторождения Белый Тигр (G2-402).

Результаты экспериментов по эффективности ингибирования CaCO_3 представлены в таблицу 18 и на рисунок 16 - 17. На основе данных результатов можно разделить 12 исследуемых ингибиторов на 2 группы:

– Первая группа ингибиторов обладает эффективностью ингибирования больше 50%: DPEC AntiScalant-2, Scale Inhibitor CSD16, SOSMA SI-2708-VT, SCI C300, VPI- SI03, VPI-SI04. Необходимо отметить, что SCI C300 сильно уменьшает эффективность при высокой дозировке (100-200 ppm).

– Вторая группа ингибиторов обладает эффективностью ингибирования меньше 50%: SCW-356, SCW HB-683, SCAL 19285 A, DMC SI 2300, SI L065 и Scale Kemix 2008.

Таблица 18 – Исследования эффективности ингибирования 12 ингибиторов при 121°C в течении 30 минут на смеси 75% воды ТТ-1 и 25% воды G2-402

| № | Ингибитор | Доза, ppm (по общему объему воды ТТ-1 + G2-402) | | | | | | Оптимальная доза, ppm |
|----|-----------------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-----------------------|
| | | 0 | 25 | 50 | 100 | 150 | 200 | |
| 1 | DPEC AntiScalant-2 | 0 | 35,78 | 51,74 | 56,45 | 55,92 | 50,12 | 100-200 |
| 2 | Scale Inhibitor CSD16 | 0 | 50,6 | 52,62 | 54,16 | 52,57 | 45,2 | 50-100 |
| 3 | SOSMA SI-2708-VT | 0 | 35,88 | 61,23 | 59,23 | 55,12 | 44,32 | 50-100 |
| 4 | SCI C300 | 0 | 54,9 | 55,35 | 45,23 | 32,68 | 29,23 | 25-50 |
| 5 | VPI- SI03 | 0 | 62,3 | 67,54 | 62,98 | 63,25 | 66,75 | 25-200 |
| 6 | VPI-SI04 | 0 | 18,81 | 31,25 | 50,26 | 51,23 | 53,14 | 100-200 |
| 7 | SCW-356 | 0 | 38,75 | 40,13 | 43,76 | 35,51 | 27,77 | |
| 8 | SCW HB-683 | 0 | 24,89 | 31,15 | 47,74 | 32,16 | 18,72 | |
| 9 | SCAL 19285 A | 0 | 22,83 | 29,12 | 41,09 | 47,26 | 46,99 | |
| 10 | DMC SI 2300 | 0 | 31,99 | 36,01 | 38,04 | 39,66 | 37,14 | |
| 11 | SI L065 | 0 | 18,91 | 37,81 | 43,08 | 44,23 | 47,56 | |
| 12 | Scale Kemix 2008 | 0 | 47,57 | 46,34 | 42,88 | 43,16 | 42,5 | |

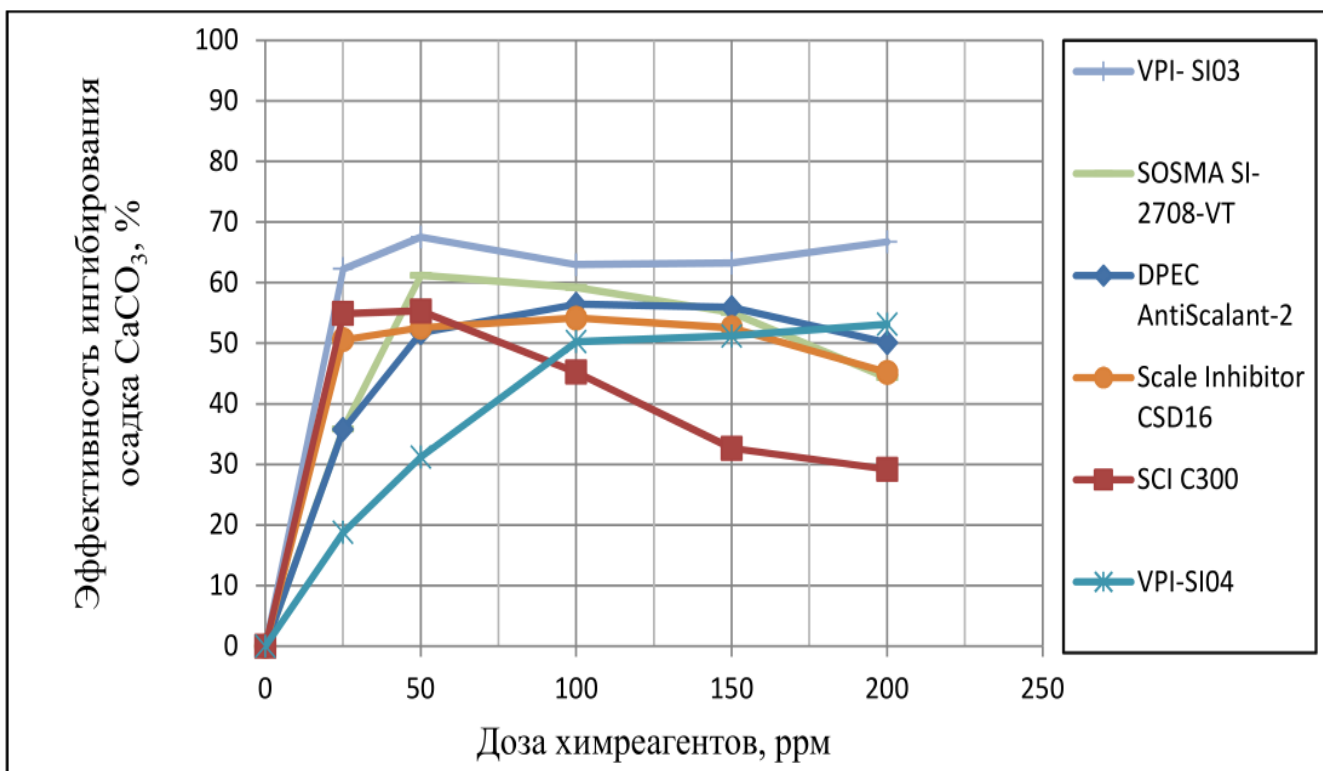


Рисунок 16 – Эффективность ингибирования первой группы ингибиторов при 121°C в течении 30 минут на смеси 75% воды ТТ-1 и 25% воды G2-402

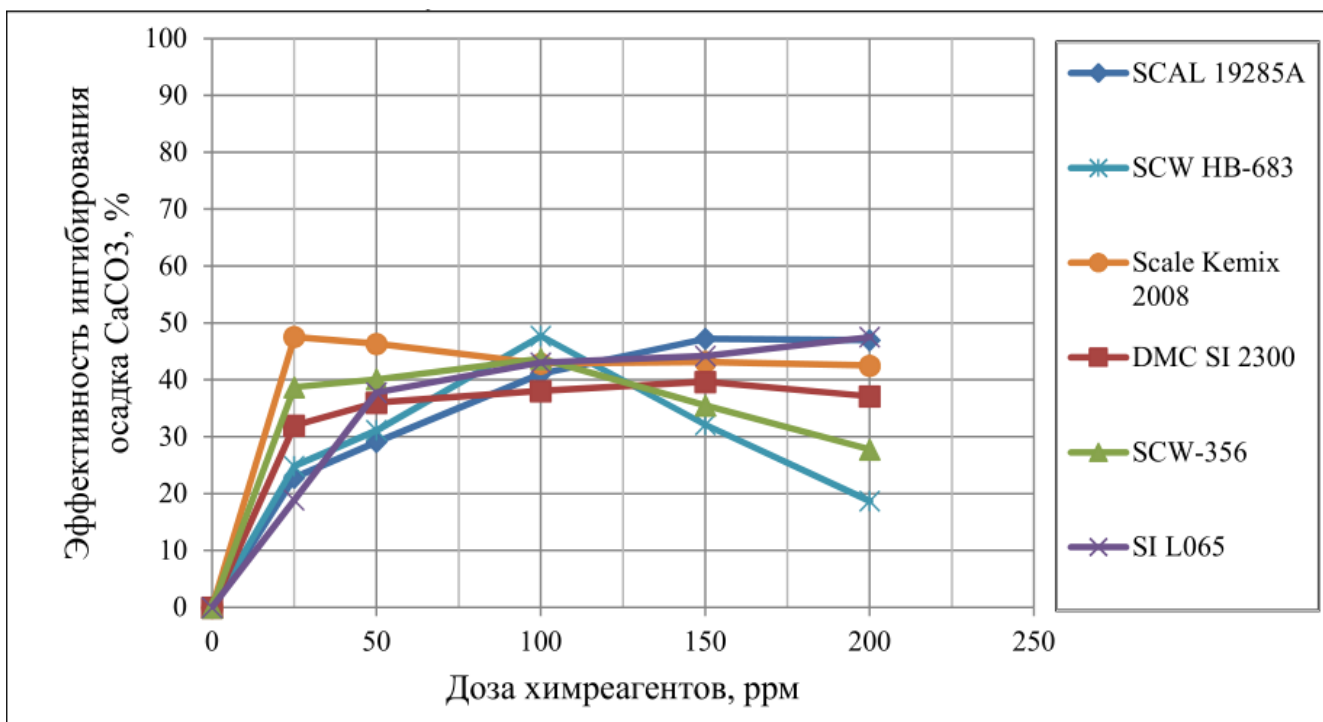


Рисунок 17 – Эффективность ингибирования второй группы ингибиторов при 121°C в течении 30 минут на смеси 75% воды ТТ-1 и 25% воды G2-402

Таким образом, первая группа рекомендуется к промышленному испытанию. В том числе, наиболее эффективным является ингибитор VPI-SI03, который имеет эффективность ингибирования 62-67% с оптимальной дозой 25-200 ppm, далее ингибиторы SOSMA SI-2708-VT (эффективность 59-61% с оптимальной дозой 50-100 ppm), DPEC AntiScalant-2 (эффективность 56% с оптимальной дозой 100-150 ppm), SCI C300 (эффективность 55% с оптимальной дозой 25-50 ppm), Scale Inhibitor CSD16 (эффективность 53-54% с оптимальной дозой 100-150 ppm) и VPI-SI04 (эффективность 50-53% с оптимальной дозой 100-200 ppm).

После проведения исследований составлена программа опытно-промышленных испытаний новых ингибиторов солеотложение при высокой температуре для борьбы с отложениями солей в ВСО скважин на месторождении «Белый Заяц». Объектом работ является проведение испытаний в скважине 6У/20Т на БК-ТТ-1 новых ингибиторов солеотложений – SCI-C300 (дозировка 25 мг/м³), Antiscalant-3 (25 мг/м³), VPI-SI 03 (25 мг/м³) и Sosma SI-2708-VT (50 мг/м³). Продолжительность опытно-промышленного испытания каждого химреагента составляет не более 2 месяцев, при окончании испытания одного химреагента необходимо проводить УСО перед испытанием следующего ингибитора.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УДАЛЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ КИСЛОТНЫМИ СОСТАВАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ЗАЯЦ»

4.1. Общая технологическая эффективность выполненных обработок по удалению солеотложения

С момента выявления осложнений в эксплуатации скважин месторождения «Белый Заяц», связанных с отложениями солей, было выполнено 79 скважино-операций, в том числе 15 операций с продавкой кислотного раствора в ПЗП и 64 операции по очистке ВСО. Распределение количества операций по скважинам представлено на рисунке 18. Максимальное количество обработок выполнено в скважинах 2Т, 3Т и 1Т.

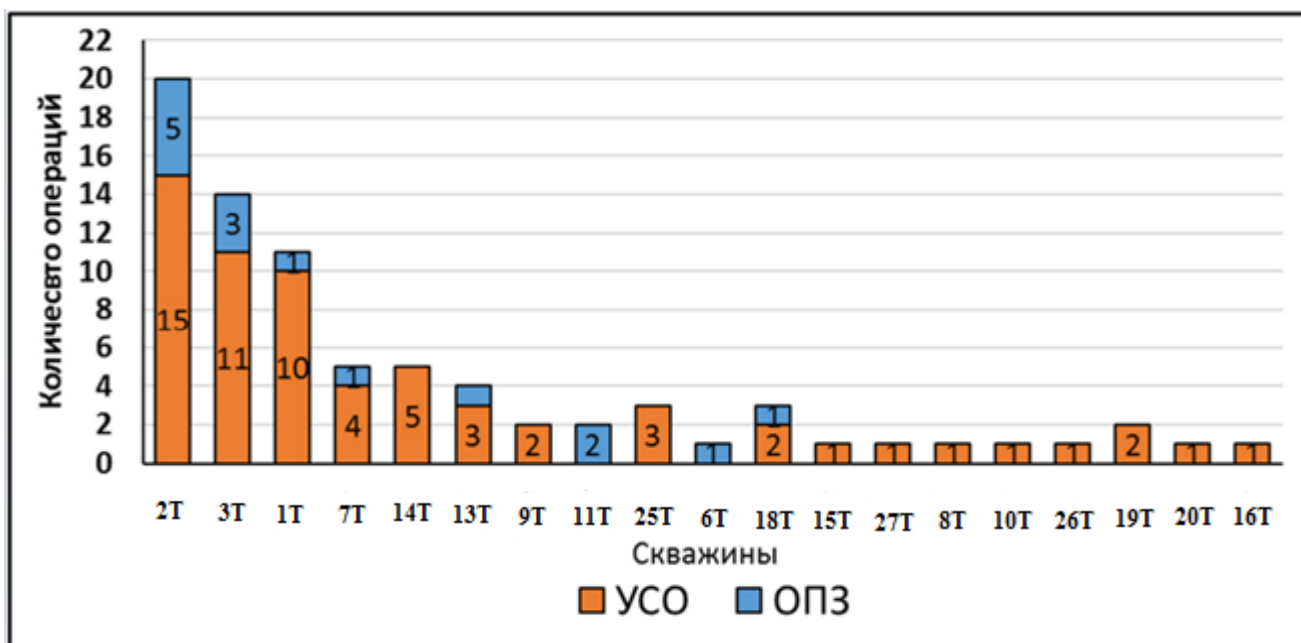


Рисунок 18 – Распределение количества выполненных мероприятий ОПЗ/УСО по скважинам месторождения «Белый Заяц»

В скважинах месторождения Белый Заяц было выполнено 36 скважино-операций по удалению солеотложений из ПЗП и ВСО, в том числе:

- 35 операций по удалению солей в НКТ;
- 1 операция путем последовательной закачки раствора органических кислот (ОКР) и глино-кислотного раствора (ГКР).

Скважина 2Т/ТТ-1.

По состоянию на 01.03.18г в скважине 2Т выполнено 20 операций по удалению солеотложений, суммарная дополнительная добыча – 21129т. Интенсивное снижение дебита в течение менее одного месяца обуславливала необходимость проведения ежемесячных операций по УСО.

В таблице 19 и на рисунке 19 представлены параметры работы скважины, использованные составы и технологии обработок.

Таблица 19 – Успешность и результаты мероприятий УСО/ОПЗ в скв. 2Т/ТТ-1

| № | Скв. | МСП | Объект | Дата ОПЗ | Вид ОПЗ | Состав ОПЗ | Герметичность ВСО | до Qн. т/сут | после Qн. т/сут | ΔQн т/сут | Доп. добыча на конец отчет ного года |
|----|------|------|-------------|----------|-----------|---|-------------------|--------------------|-----------------------|--------------|--|
| 1 | 2Т | ТТ-1 | Н.М. + В.О. | 12.05.16 | УСО + СКР | ОКР 10м3 + СКР 7м3 | гермет | 158 | 277 | 119 | 3276 |
| 2 | 2Т | ТТ-1 | В.О. | 14.06.16 | УСО + СКР | Ксилен 10м3 + 3м3 ОКР / освоение / 1м3 ксилен + 7м3 ГКР | гермет | 200 | 240 | 40 | 923 |
| 3 | 2Т | ТТ-1 | В.О. | 14.07.16 | УСО + СКР | ОКР 10м3 + СКР 7м3 | гермет | 161 | 214 | 53 | 1553 |
| 4 | 2Т | ТТ-1 | В.О. | 08.08.16 | УСО + СКР | ОКР 8м3 + СКР 7м3 | гермет | 164 | 199 | 35 | 1315 |
| 5 | 2Т | ТТ-1 | В.О. | 10.09.16 | УСО | ОКР 10м3 | гермет | 162 | 238 | 76 | 621 |
| 6 | 2Т | ТТ-1 | В.О. | 05.10.16 | УСО | ОКР 8м3 | гермет | 101 | 162 | 61 | 1323 |
| 7 | 2Т | ТТ-1 | В.О. | 28.10.16 | УСО + СКР | ОКР 8м3 + СКР 8м3 | гермет | 75 | 150 | 75 | 1147 |
| 8 | 2Т | ТТ-1 | В.О. | 17.11.16 | УСО | ОКР 8м3 | гермет | 97 | 149 | 52 | 818 |
| 9 | 2Т | ТТ-1 | В.О. | 07.12.16 | УСО | ОКР 8м3 | гермет | 70 | 181 | 111 | 887 |
| 10 | 2Т | ТТ-1 | В.О. | 20.12.16 | УСО | ОКР 8м3 | негермет | 88 | 121 | 33 | 514 |
| 11 | 2Т | ТТ-1 | В.О. | 23.01.17 | УСО | ОКР 8м3 | негермет | 63 | 122 | 59 | 417 |
| 12 | 2Т | ТТ-1 | В.О. | 11.02.17 | УСО | ОКР 8м3 | негермет | 64 | 122 | 58 | 552 |
| 13 | 2Т | ТТ-1 | В.О. | 27.02.17 | УСО | ОКР 10м3 | негермет | 54 | 77 | 23 | 457 |
| 14 | 2Т | ТТ-1 | В.О. | 13.03.17 | УСО | ОКР 10м3 | негермет | 47 | 106 | 59 | 697 |
| 15 | 2Т | ТТ-1 | В.О. | 28.03.17 | УСО | ОКР 10м3 | негермет | 37 | 105 | 68 | 762 |
| 16 | 2Т | ТТ-1 | В.О. | 12.04.17 | УСО | ОКР 8м3 | негермет | 46 | 106 | 60 | 1451 |
| 17 | 2Т | ТТ-1 | Н.М. + В.О. | 28.04.17 | УСО | ОКР 8м3 | негермет | 68 | 101 | 33 | 767 |
| 18 | 2Т | ТТ-1 | Н.М. + В.О. | 16.05.17 | УСО | ОКР 8м3 | негермет | 51 | 102 | 51 | 269 |
| 19 | 2Т | ТТ-1 | Н.М. + В.О. | 26.05.17 | УСО | ОКР 8м3 | негермет | 55 | 79 | 24 | 795 |
| 20 | 2Т | ТТ-1 | Н.М. + В.О. | 28.06.17 | УСО | СКР 4м3 + ОКР 8м3 | негермет | 44 | 67 | 23 | 2588 |

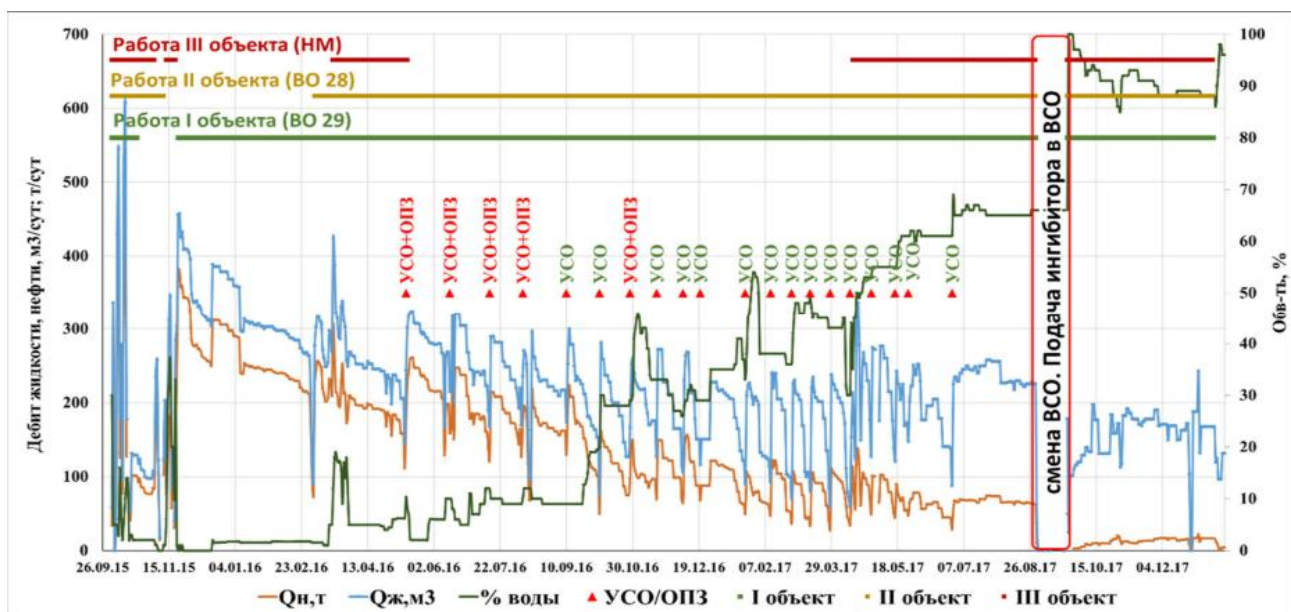


Рисунок 19 – Динамика изменения параметров работы скважины 2Т/ТТ-1

Перетоки в затрубное пространство в момент проведения ОПЗ и негерметичность ВСО первый раз была отмечена во время 10-ой обработки.

В период с 31.08.17г. по 23.09.2017г. в скважине 2Т выполнялся КРС по смене ВСО, при этом спущенное ВСО извлекалось частями. На рисунке 20 изображено тело подвешного патрубке перед ЦК (установленного напротив II объекта), разъеденное кислотой. В скважине 1Т при извлечении ВСО произошел обрыв, а при осмотре на подвешном патрубке термокомпенсатора обнаружены 8 отверстий диаметром от 5 до 20мм, вызванные кислотной коррозией (рисунок 21).



Рисунок 20 – Тело подвешного патрубке перед ЦК, извлеченного из скважины 2Т/ТТ-1, разъеденное кислотой



Рисунок 21 – Отверстия, обнаруженные на подвесном патрубке термокомпенсатора, извлеченного из скв 1Т/ТТ-1

В ходе КРС, ВСО было поднято полностью, а в результате внешнего осмотра поднятых частей выявлено, что кислотной коррозией повреждены элементы ВСО, находившиеся в интервале первого и второго объектов (рисунок 22). Данное обстоятельство может быть связано с тем, что при проведении УСО/ОПЗ большая часть кислотного раствора уходила в интервалы первого и второго объектов, которые, предположительно, характеризуются меньшим пластовым давлением. Наличие застойных зон или низкий дебит интервалов не позволяли извлечь попавшие туда химреагенты, в результате чего агрессивный кислотный раствор находился в продолжительном контакте с элементами ВСО, что в свою очередь приводило к интенсивному коррозионному износу.

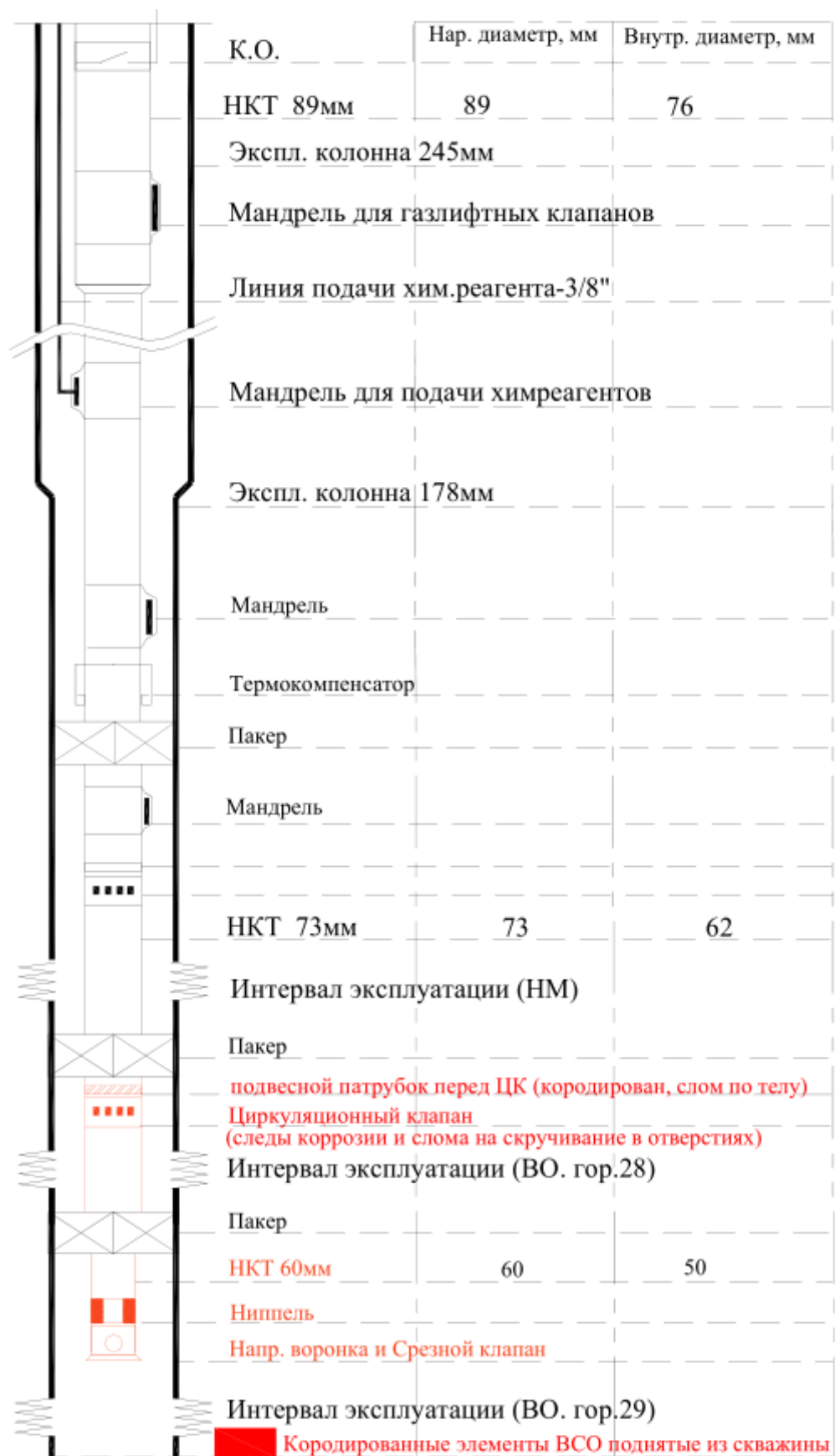


Рисунок 21 – Схема ВСО, извлеченного из скв 2Т/ТТ-1

Отсутствие поврежденных коррозией элементов выше третьего пакера еще раз доказывает факт эффективности и целесообразности закачки раствора соды в затрубное пространство после УСО/ОПЗ, для нейтрализации попавшего туда (в случае перетоков и негерметичности ВСО) кислотного раствора.

Для возможности ингибирования с целью предотвращения отложений солей на скважине 2Т/ТТ-1 была разработана схема ВСО с возможностью подачи реагента в интервал притока.

Схема ВСО с возможностью ингибирования по трубке на скв 2Т/ТТ-1 представлена на рисунке 22.

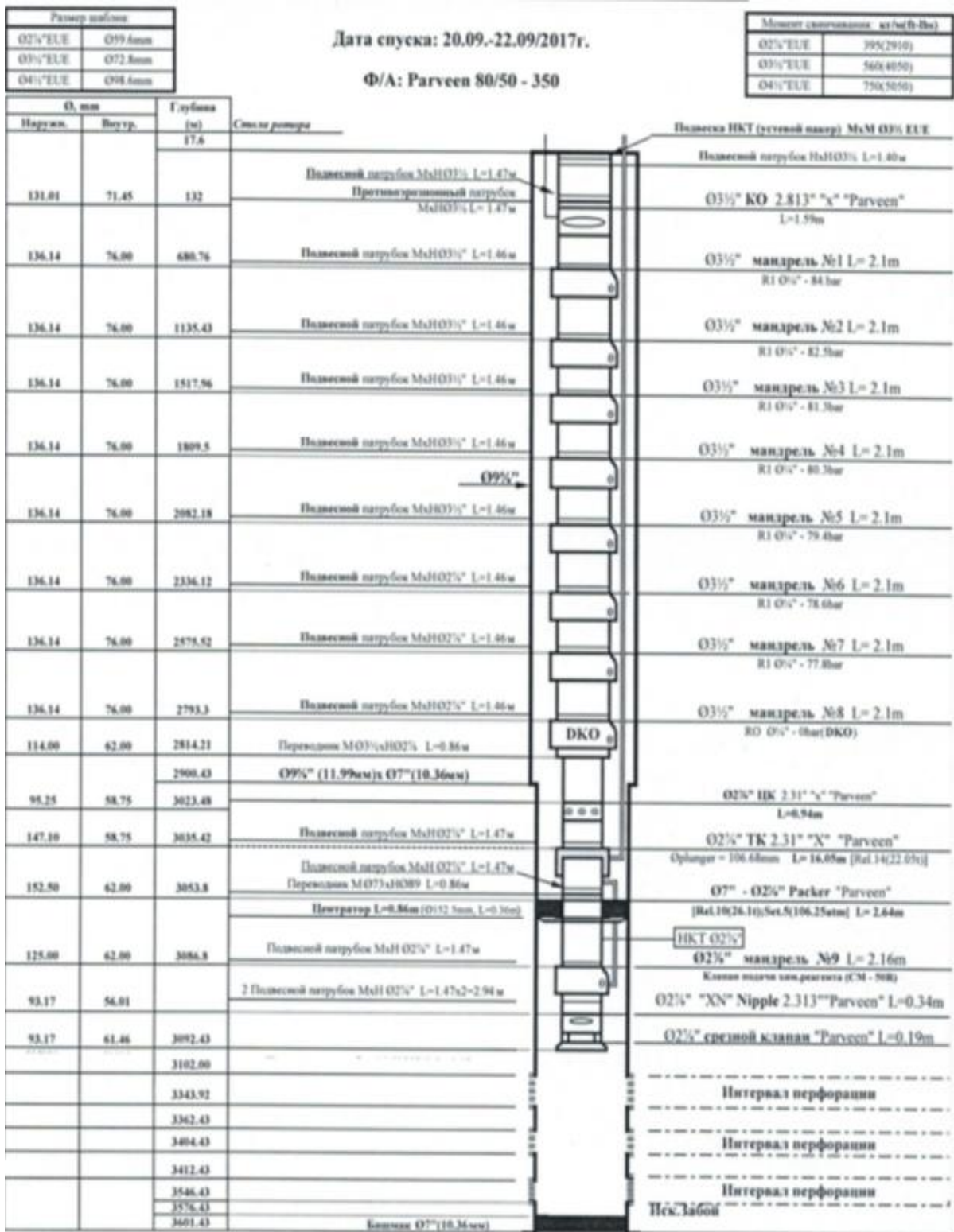


Рисунок 22 – Схема ВСО с подачей реагента против солеотложений по ингибиторной трубке (с пропуском ее через пакер и проходным каналом в термокомпенсаторе)

Основной задачей использования данной схемы является сокращение потерь нефти от простаивающих скважин при проведении регулярных солеобработок ВСО (УСО) с помощью кислотных технологий, во время которых требуется остановка скважины. Также потери добычи нефти происходят из-за постепенного снижения дебита, в следствии нарастания солевых отложений внутри НКТ. Из-за интенсивных солеотложений в ВСО (на внутренних стенках НКТ) на скважинах месторождения «Белый Заяц» происходит сужение проходного отверстия и увеличение шероховатости внутренней поверхности труб, что ведет к дополнительным потерям энергии при лифтировании и к снижению дебитов жидкости. Если своевременно не провести удаление этих отложений возможно полное закупоривание проходного сечения лифтовых труб и прекращение подачи продукции. Помимо этого, потери добычи нефти возникают на подобных скважинах (с интенсивным солеотложением) из-за необходимости регулярно шаблонировать скважину с целью определения роста отложений внутри НКТ.

Наземное оборудование для подачи ингибитора солеотложений в ВСО скважин представлено установкой дозирования химреагента. Установка снабжена:

- дозировочным электронасосом или пневмонасосом (№4);
- двумя емкостями для реагента (№2);
- запорной арматурой;
- обратным клапаном;
- фильтром тонкой очистки для реагента (№3);
- уровнемерным устройством;
- линейкой с ценой деления 1 мм для оценки количества в емкости;
- шкафом управления.

Схема установки дозирования химреагента от отложений представлена на рисунке 23.

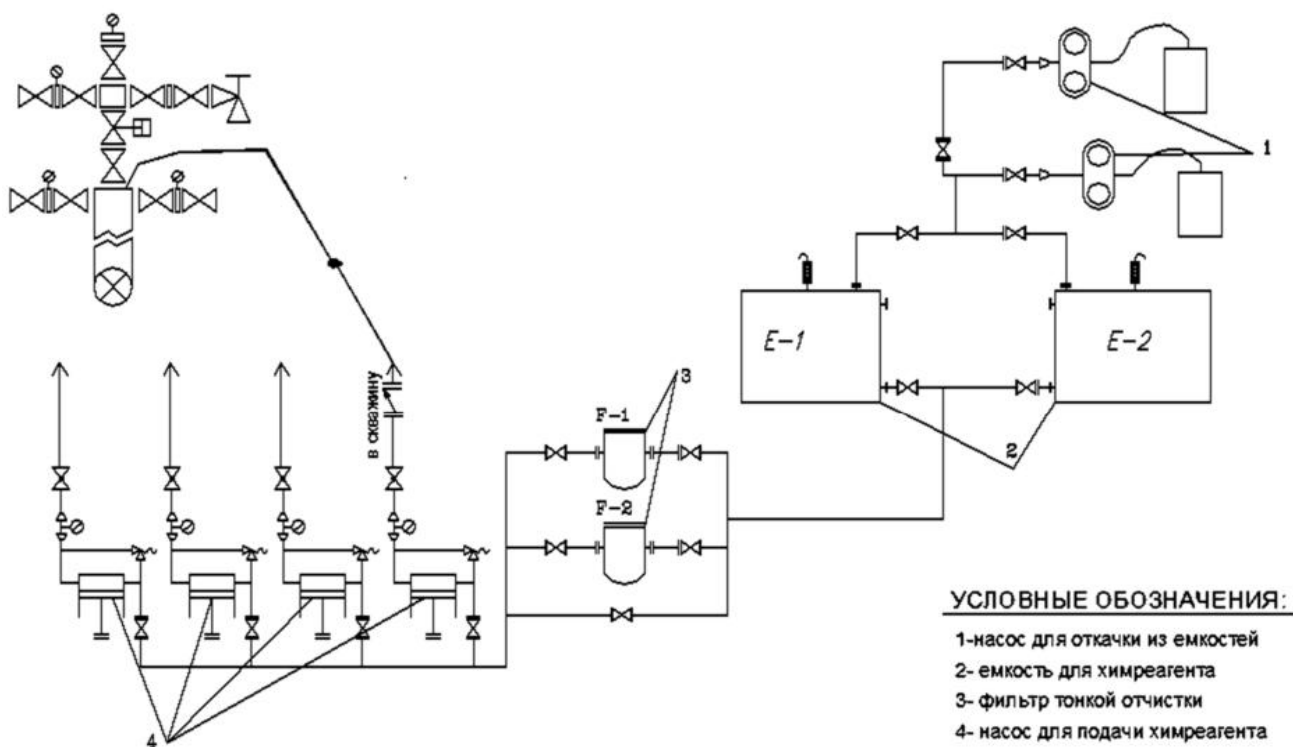


Рисунок 23 – Установка дозирования химреагента

Основной функцией установки является дозированная подача реагента в заданных объемах и под определенным давлением. Реагент из емкости через вентиль и фильтр тонкой очистки поступает по трубопроводу на вход насоса. Насос подаёт реагент по трубопроводу в скважину, на котором установлены электроконтактный манометр, отсекающий вентиль и обратный клапан для предотвращения обратного хода реагента и скважинной жидкости при отсутствии давления от насоса.

В настоящее время пневматические плунжерные насосы Williams P1500-V800 и Williams P500-V400 (которые работают от давления воздуха компрессорной системы БК) дозируют химреагент от солеотложений (Antiscalant 2) в технологическую систему БК.

После спуска необходимого оборудования установили регулярную подачу реагента SCI-C300 с дозировкой 25 ppm (мл м3) (по программе испытания новых ингибиторов) с общим расходом порядка 3,6 кг в день. Закачка реагента ведется в

постоянном режиме с 25.09.2017. За период испытаний по состоянию на 01.03.2018 обработки по кислотной технологии УСО на скважине не проводились. Шаблонирование скважины 08.12.2017г показало следующие результаты: шаблон Ø70мм до 2814м - нормально, шаблон Ø56мм до 3090м – нормально. Необходимо отметить, что согласно программе опытно-промышленных испытаний новых ингибиторов солеотложения, продолжительность испытания каждого химреагента должна составлять не более 2 месяцев, по факту же закачка ингибитора SCI-C300 осуществляется более 5 месяцев.

В середине марта 2018 года в скважине по причине отсутствия подачи ингибитора проводились работы по замене клапана подачи ингибитора солеотложения. После извлечения клапана, определено что клапан забит гелеобразной массой. Прохождение ингибитора по трубке подачи осуществляется в штатном режиме. Согласно плану работ, линия подачи химреагента прокачана.

Таким образом, можно сделать следующий предварительный вывод:

Использование схемы ВСО с возможностью регулярной закачки ингибитора солеотложений в интервал притока позволяет исключить простои скважины, связанные с проведением мероприятий по УСО. Регулярная подача ингибитора стабилизирует дебит скважины, предотвращает потери нефти. Как уже отмечалось выше, в основном мероприятия по удалению солеотложений выполнялись по двум сценариям: УСО в НКТ и УСО в НКТ + ОПЗ.

В процессе проведения удаления солеотложений в 2 этапа работы выполнялись по следующей последовательности:

- 1) 1 этап – обработка от солеотложений НКТ скважин, далее освоение для извлечения продуктов реакции;
- 2) 2 этап – обработка ПЗП от солеотложений. При это было отмечено отсутствие эффекта от обработки ПЗП скважин 2Т, 23Т (рисунок 24 - 26).

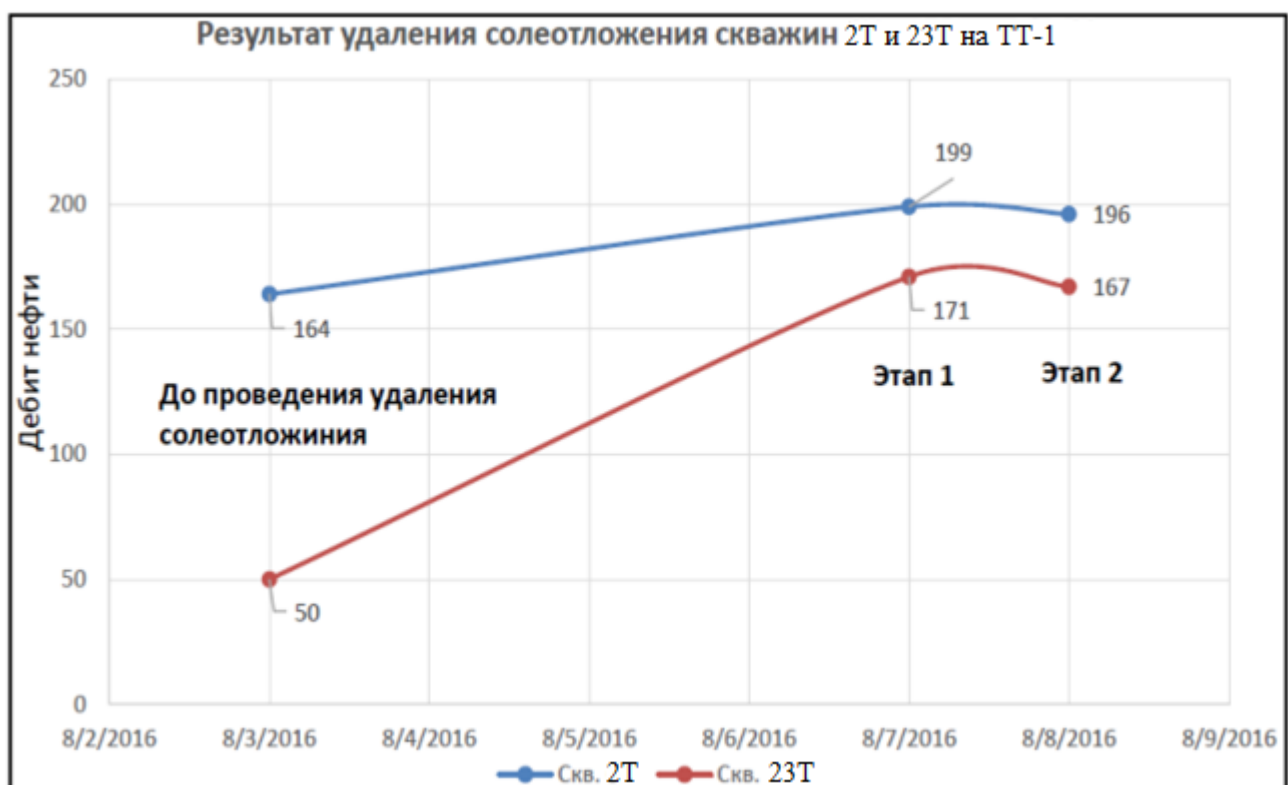


Рисунок 24 – Результаты УСО+СКР, выполненных в августе 2016г в скважинах 2Т и 3Т



Рисунок 25 – Результаты УСО+СКР, выполненных в октябре 2016г в скважине 2Т



Рисунок 26 – Результаты УСО+СКР, выполненных в октябре 2016г в скважине 23Т

Как видно из приведенных выше рисунков, после проведения работ наблюдалось отсутствие прироста дебита от проведения 2 этапа – обработки ПЗП. При этом при проведении первого этапа не исключается возможность попадания кислотного раствора в ПЗП (за счет гидростатического давления), что позволяет выполнить очистку перфорационных каналов и околоскважинной зоны.

На текущий момент скважины месторождения «Белый Заяц» имеют достаточно высокую обводненность (свыше 40%), что создает высокие риски для проведения обработок призабойных зон пласта (с продавкой кислотного раствора в пласт). Общее снижение эффективности от обработок УСО связано со снижением дебитов скважин по причине падения пластового давления и роста обводненности.

4.2. Анализ коррозионной активности кислотных составов, применимых для УСО в настоящее время

Для повышения эффективности мероприятий, направленных на удаление отложений солей в скважинах месторождения Белый Заяц, работы выполнялись, в

том числе:

- Выполнен анализ операций по УСО, проведенных в скважинах 1Т и 2Т/ТТ-1;
- С целью выбора оптимального состава для проведения УСО в скважинах месторождения «Белый Заяц», выполнен анализ коррозионной активности составов, используемых в настоящее время;
- После получения образцов нового ингибитора коррозионной активности кислотных растворов (СІ-31 компании Baker Hughes), выполнено определение скорости коррозии и время растворения солевых отложений кислотными растворами с добавлением нового ингибитора;
- В НИПИ организовано выполнение «Программы лабораторных исследований для подбора оптимального состава для удаления солеотложений в скважинах месторождения «Белый Заяц».

В рамках ее выполнения были проведены следующие эксперименты:

- 1) Определение растворимости CaCO_3 (солей из скважин и нефтепромыслового оборудования) при различных концентрациях кислот;
- 2) Определение скорости коррозии кислотных растворов при наличии в их составе ингибиторов кислотной коррозии различных производителей.

Эксперименты по определения растворимости CaCO_3 выполнялись ОИФСУ НИПИ.

Испытания проводились согласно методике испытания антикоррозионных химреагентов при высоких температурах и давлениях (ISO 9001:2000 НИПИ). Эксперименты осуществлялись на специальной термобарической установке при следующих условиях: температура - 120°C, давление - 10 МПа, время испытания-4 часа, марка стали образца-свидетеля - P110 (из стали НКТ).

Результаты выполненных экспериментов приведены в таблице 20. Таблица 20 – Результаты определения растворимости CaCO_3 и скорости коррозии кислотных составов при различных концентрациях кислот

| № | Состав раствора | pH | Скорость коррозии | | Степень растворения CaCO ₃ , от времени испытания, % | | | Примечание |
|----|---|------|-------------------|--------|---|-------|-------|---|
| | | | мм/год | мм/сут | 1ч | 2ч | 3ч20' | |
| 1 | 6% CH ₃ COOH + 6% HCOOH | 1,6 | 1244 | 3,408 | - | - | - | Без ингибитора коррозии (ИК) |
| 2 | 10% CH ₃ COOH + 12% HCOOH + 1,25% WCI-1212 + 3% WHT-8213 | 1,3 | 231,6 | 0,635 | 91,94 | 100 | - | С ИК Western Oil and Gas Chemical Corp. |
| 3 | 6% CH ₃ COOH + 6% HCOOH + 1,25% WCI-1212 + 3% WHT-8213 | 1,4 | 163,8 | 0,449 | 75,14 | - | 100 | С ИК Western Oil and Gas Chemical Corp. |
| 4 | 8% CH ₃ COOH + 9% HCOOH + 3% CI-31 | 1,5 | 1,7 | 0,005 | 83,48 | 100 | - | С ИК Baker Hughes |
| 5 | 6% CH ₃ COOH + 6% HCOOH + 3% CI-31 | 1,7 | 1,5 | 0,004 | 75,14 | 98 | 100 | С ИК Baker Hughes |
| 6 | 6% CH ₃ COOH + 6% HCOOH + 2% WCI-3838 | 1,6 | 161 | 0,441 | - | - | - | С ИК Western Oil and Gas Chemical Corp. |
| 7 | 6% CH ₃ COOH + 6% HCOOH + 2% WCI-6886 | 1,6 | 663 | 1,816 | - | - | - | С ИК Western Oil and Gas Chemical Corp. |
| 8 | 6% CH ₃ COOH + 6% HCOOH + 3% EC 9519A | 1,6 | 78 | 0,214 | - | - | - | |
| 9 | 6% CH ₃ COOH + 6% HCOOH + 2% CRONOX242 ES | 1,53 | 69,4 | 0,19 | - | - | - | С ИК Baker Hughes |
| 10 | Морская вода | 8,01 | 1,91 | 0,005 | - | - | - | Без ингибитора коррозии (ИК) |
| 11 | DMC-Descale Plus 1 | 7,2 | 33,1 | 0,091 | 47,67 | 65,12 | 69,62 | Готовый раствор с ИК DMS RT |
| 12 | DMC-Descale Plus 2 | 8 | 16,4 | 0,045 | 44,21 | 59,32 | 61,61 | Готовый раствор с ИК DMS RT |
| 13 | DMC-Descale Plus 3 | 8,7 | 9,2 | 0,025 | 28,75 | 41 | 44,04 | Готовый раствор с ИК DMS RT |
| 14 | 5% HCl + 6% CH ₃ COOH + 6% HCOOH + 1,25% WCI-1212 + 3% WHT-8213 | 0,3 | 69 | 0,189 | - | - | - | |
| 15 | 12% HCl + 5% CH ₃ COOH + 1,25% WCI-1212 + 3,75% WHT-8213 | 0,1 | 6,01 | 0,017 | - | - | - | |
| 16 | 12% HCl + 5% CH ₃ COOH + 2% HF + 1,25% WCI-1212 + 3,75% WHT-8213 | 0,1 | 7,01 | 0,019 | - | - | - | |

Выводы и рекомендации:

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что состав для УСО/ОПЗ, приготовленный на основе органических кислот является сильно

агрессивным и не может быть использован без добавления ингибиторов кислотной коррозии. Применяемые в настоящее время ингибиторы кислотной коррозии (WCI-1212 и активатор WHT-8213) не обеспечивают требуемой защиты и необходимого снижения коррозионной активности кислотного раствора, применяемого при УСО.

Учитывая фактическую продолжительность операций УСО в скважинах месторождения «Белый Заяц», раствор с концентрацией органических кислот CH_3COOH – 6%, HCOOH – 6% показала достаточную скорость растворения CaCO_3 в лабораторных условиях и, таким образом, может применяться при проведении мероприятий УСО в скважинах.

По результатам лабораторных исследований составов для УСО рекомендуется применять состав ОКР с концентрацией органических кислот: CH_3COOH – 6%, HCOOH – 6%, ингибитор коррозионной активности CI-31 – 3%, либо аналогичные.

4.3. Разработка и испытание технологии ингибирования солеотложений в добывающих скважинах методом закачки ингибитора в пласт (Scale squeeze)

Перспективным методом ингибирования солеотложения является закачка в пласт по технологии Scale squeeze. Целью работы является разработка технологии закачки ингибиторов солеотложений в пласт, где происходит его адсорбция в породе пласта, предотвращающих образование солей в призабойной зоне пласта и внутрискважинном оборудовании. Эффект ингибирования может достигаться за счет:

- связывания солеобразующих катионов и препятствия их взаимодействию с солеобразующими анионами;
- препятствие зарождению и росту кристаллов солей;
- разрушение кристаллов солей и видоизменение их формы;
- ухудшение адгезии кристаллов солей к поверхности порового пространства коллектора и к металлическим поверхностям.

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

Студенту:

| | |
|--------|-----------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б5Д | Хуинь Тан Тхань |

| | | | |
|---------------------|--|-----------------|---------------------------------|
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение школы | ОНД |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление | 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 согласно 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 потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.</i> | <i>Проведение предпроектного анализа; Определение целевого рынка и проведение его сегментирования; Выполнение SWOT–анализа проекта.</i> |
| <i>2. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок.</i> | <i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ.</i> |
| <i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.</i> | <i>Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности.</i> |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

| | |
|--|--|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Матрица SWOT. 2. График проведения НИИ (Диаграмма Ганнта). | |
|--|--|

| | |
|---|--|
| 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 |
| 2Б5Д | Хуинь Тан Тхань | | |

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСО-ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

В данном разделе производится учет всех технико экономических факторов на каждой стадии проектирования, оценивается, будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, каков бюджет научного проекта, какой срок потребуется для выхода на рынок и т.д.

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

С учетом решения данных задач была сформирована структура и содержание раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

5.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

5.1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование,

чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Позиция технического решения и конкурентов оцениваем по каждому показателю в пятибалльной шкале, где 5 является сильной позицией, а 1 наиболее слабая. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 21.

В таблице 21 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений.

Таблица 21 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

| Критерии оценки | Вес критерия | Баллы | | | Конкурентоспособность | | |
|---|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------------------|------------|------------|
| | | Бф | Бк1 | Бк2 | Кф | Кк1 | Кк2 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Технические критерии оценки ресурсоэффективности | | | | | | | |
| 1. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей) | 0,25 | 5 | 4 | 4 | 1,25 | 1 | 1 |
| 2. Уровень шума | 0,05 | 3 | 3 | 3 | 0,15 | 0,15 | 0,15 |
| 3. Надежность | 0,1 | 5 | 5 | 4 | 0,5 | 0,5 | 0,4 |
| 4. Безопасность | 0,1 | 4 | 4 | 4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| 5. Простота эксплуатации | 0,05 | 3 | 4 | 3 | 0,15 | 0,2 | 0,15 |
| Экономические критерии оценки эффективности | | | | | | | |
| 6. Цена | 0,1 | 5 | 4 | 4 | 0,5 | 0,4 | 0,4 |
| 7. Конкурентоспособность продукта | 0,1 | 5 | 5 | 4 | 0,5 | 0,5 | 0,4 |
| 8. Уровень проникновения на рынок | 0,1 | 4 | 4 | 3 | 0,4 | 0,4 | 0,3 |
| 9. Предполагаемый срок эксплуатации | 0,05 | 4 | 4 | 3 | 0,2 | 0,2 | 0,15 |
| 10. Срок выхода на рынок | 0,05 | 4 | 3 | 3 | 0,2 | 0,15 | 0,15 |
| 11. Финансирование научной разработки | 0,05 | 5 | 4 | 4 | 0,25 | 0,2 | 0,2 |
| Итого | 1 | 47 | 44 | 40 | 4,5 | 4,1 | 3,7 |

Бф – продукт проведенной исследовательской работы;

Бк1 – СП «Вьетсовпетро»; Бк2 – «Шлюмберже».

Исходя из результатов можно сделать вывод, что анализ 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- анализ позволит сформировать направление, в котором необходимо работать, чтобы повысить конкурентоспособность научной разработки.

Корреляция между сильными и слабыми сторонами проекта с возможностями и угрозами отображена в итоговой матрице SWOT-анализа (таблица 22).

Таблица 22 – 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). 4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам. 5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов. | <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. 4. Повышение цен у поставщиков. 5. Высокий уровень ценна выпускаемую продукцию. |
|--|--|--|

| | | |
|---|---|---|
| <p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Малое количество посредников на территории Южно-Восточной Азии. 2. Небольшое количество конкурентов на территории Южно-Восточной Азии. 3. Высокое качество поставляемых ресурсов. | <p>Направления развития:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Эффективное использование ресурсов производства. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков). 3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции. | <p>Сдерживающие факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2. Нарabотка и укрепление конкурентных преимуществ продукта. 3. Модернизация оборудования. 4. Внедрение технологии 5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений |
| <p>Угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Увеличение уровня налогов. 2. Повышение требований к качеству продукции. 3. Несвоевременные поставки сырья и оборудования. | <p>Угрозы развития:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Применение оптимальной налоговой политики. 2. Внедрение менеджмента качества. 3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений. | <p>Уязвимости:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений. |

Как видно, угрозы и возможности данного проекта тесно коррелируют со всеми сильными и слабыми сторонами проекта, поскольку данная разработка имеет узкую направленность.

5.2. Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1. План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный

и сетевой графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы (таблица 23).

Таблица 23 – Календарный план проекта.

| Название | Длительность, дни | Дата начала работ | Дата окончания работ | Состав участников |
|---|-------------------|-------------------|----------------------|-----------------------------|
| Изучение литературы, составление литературного обзора | 40 | 11.01.19 | 28.02.19 | Руководитель Исполнитель |
| Расчет математического модели | 31 | 01.03.19 | 31.03.19 | Исполнитель |
| Обсуждение полученных результатов | 14 | 01.04.19 | 15.04.19 | Исполнитель |
| Оформление выводов | 18 | 20.04.19 | 02.05.19 | Руководитель Исполнитель |
| Оформление пояснительной записки | 21 | 03.05.19 | 24.05.19 | Руководитель Исполнитель |
| Итого: | 124 | 11.01.19 | 25.05.19 | |

5.2.2. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

5.2.2.1. Расчет материальных затрат НТИ

Данный раздел включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{расхi}$$

Где: m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, отражены в таблице 24.

Таблица 24 – Материальные затраты

| Наименование | Ед. изм. | Количество | | | Цена за ед., руб | | | Затраты на материалы, (Зм), руб. | | |
|-------------------|----------|------------|----------|----------|------------------|----------|----------|----------------------------------|----------------|----------------|
| | | УСО | Аналог 1 | Аналог 2 | УСО | Аналог 1 | Аналог 2 | УСО | Аналог 1 | Аналог 2 |
| Ингибитор SCI300 | т | 15 | 20 | 17 | 115000 | 115000 | 115000 | 1725000 | 2300000 | 1955000 |
| Ингибитор SILL065 | т | 15 | 20 | 17 | 100000 | 100000 | 100000 | 1500000 | 2000000 | 170000 |
| Бумага | шт. | 100 | 100 | 100 | 2 | 2 | 2 | 200 | 200 | 200 |
| Ручка | шт. | 5 | 5 | 5 | 20 | 20 | 20 | 100 | 100 | 100 |
| Итого | | | | | | | | 3225300 | 4300300 | 3655300 |

Аналог 1 – СП «Вьетсовпетро»; Аналог 2 – «Шлюмберже».

5.2.2.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 24). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены. Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного НТИ и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в калькуляции в виде амортизационных отчислений.

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблице 25.

Таблица 25 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

| Наименование | Ед. изм. | Количество | | | Цена за ед., т.руб | | | Затраты на оборудование, (Зм), т.руб. | | |
|-------------------------|----------|------------|----------|----------|--------------------|----------|----------|---------------------------------------|----------|----------|
| | | УСО | Аналог 1 | Аналог 2 | УСО | Аналог 1 | Аналог 2 | УСО | Аналог 1 | Аналог 2 |
| Стенд SCALE-EVAL | шт. | 1 | 2 | 2 | 450 | 450 | 450 | 450 | 900 | 900 |
| Программное обеспечение | шт. | 2 | 2 | 2 | 5 | 5 | 5 | 10 | 10 | 10 |
| Компьютер | шт. | 3 | 3 | 4 | 40 | 55 | 60 | 120 | 165 | 240 |
| Итого | | | | | | | | 580 | 1075 | 1150 |

Аналог 1 – СП «Вьетсовпетро»; Аналог 2 – «Шлюмберже».

5.2.2.3. Основная заработная плата исполнителей темы

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 окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы сводится в таблице 26.

Оклад руководителя (доцент, к.т.н.) составляет 28664,54 руб. Оклад бакалавра (1 кв.уровень УВП) составляет 11500 руб. Для расчета заработной платы умножаем оклад на районный коэффициент (1,3 для Томска).

Таблица 26 – Расчет основной заработной платы.

| Исполнители | З _б , руб. | <i>k_p</i> | З _м , руб | З _{дн} , руб. | Т _р , раб.дн. | З _{осн} , руб. |
|--------------|-----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|-----------------------------|-------------------------|
| Руководитель | 28664,54 | 1,3 | 37263,90 | 1648,55 | 64 | 119779,22 |
| Исполнитель | 11500 | | | 601,01 | 88 | 52888,44 |

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

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

Где: З_{осн} – основная заработная плата;

З_{доп} – дополнительная заработная плата (12-20 % от З_{осн}).

Основная заработная плата (З_{осн}) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}$$

Где: З_{осн} – основная заработная плата одного работника;

Т_р – продолжительность работ, выполняемых научно–техническим работником, раб. дн.;

З_{дн} – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}}$$

Где: З_м – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня М =11,2 месяца, 5–дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней М=10,4 месяца, 6–дневная неделя;

F_д – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 27).

Таблица 27 – Баланс рабочего времени

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

5.2.2.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

Где: $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,15);

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 28 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 28 – Заработная плата исполнителей НТИ

| Заработная плата | Руководитель | Исполнитель |
|--|---------------------|--------------------|
| Основная зарплата | 119779,22 | 52888,64 |
| Дополнительная зарплата | 17966,88 | – |
| Итого по статье $C_{зп}$ | 137746,10 | 52888,64 |

5.2.2.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп})$$

Где: $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (таблица 29).

Таблица 29 – Отчисления во внебюджетные фонды

| | Руководитель | Исполнитель |
|--|---------------------|--------------------|
| Зарплата | 119779,22 | 52888,44 |
| Дополнительная зарплата | 17966,88 | – |
| Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды | 0,3 | |
| Отчисления на социальные нужды | 41323,83 | 15866,53 |

5.2.2.6. 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:

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

Где: $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Таблица 30 – Расчет бюджета затрат НТИ

| Наименование статьи | Сумма, руб | | |
|--|------------|------------|------------|
| | УСО | Аналог1 | Аналог2 |
| 1. Материальные затраты НТИ | 3225300 | 4300300 | 3655300 |
| 2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ | 580000 | 1075000 | 1150000 |
| 3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы | 172667,66 | | |
| 4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы | 17966,88 | | |
| 5. Отчисления во внебюджетные фонды | 57190,36 | | |
| 6. Накладные расходы | 648499,98 | 899699,98 | 808499,98 |
| 7. Бюджет затрат НТИ | 4701624,89 | 6522824,89 | 5861624,89 |

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности $I_{финр}^{исп.i}$ и ресурсоэффективности I_{pi} .

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (см. таблицы 10). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}$$

Где: $I_{финр}^{исп.i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{\max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{4701624,98}{6522824,89} = 0,72 \qquad I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{6522824,98}{6522824,98} = 1,00$$

$$I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{5861624,89}{6522824,89} = 0,90$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

Где: I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i-го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i-го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i-го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы (таблица 31).

Таблица 31 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

| Объект Исследования Критерии | | Весовой коэффициент параметра | Текущий проект | Аналог | |
|---------------------------------|--|-------------------------------|----------------|--------|---|
| | | | | 1 | 2 |
| 1. | Способствует росту производительности пользователя | 0,10 | 5 | 4 | 4 |
| | росту труда | | | | |

| Исследования Критерии \ Объект | Весовой коэффициент параметра | Текущий проект | Аналог 1 | Аналог 2 |
|---|-------------------------------|----------------|------------|------------|
| 2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей) | 0,15 | 4 | 4 | 3 |
| 3. Помехоустойчивость | 0,15 | 4 | 4 | 4 |
| 4. Энергосбережение | 0,20 | 5 | 3 | 5 |
| 5. Надежность | 0,25 | 4 | 5 | 4 |
| 6. Материалоемкость | 0,15 | 4 | 5 | 3 |
| ИТОГО | 1 | 4,3 | 4,2 | 3,9 |

Аналог 1 – СП «Вьетсовнепро»; Аналог 2 – «Шлюмберже».

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i = 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4,30$$

$$I_{a1} = \sum a_i \cdot b_i = 0,1 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,25 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 = 4,20$$

$$I_{a2} = \sum a_i \cdot b_i = 0,1 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 = 3,90$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}^{исп.1}}$$

$$I_{исп.1} = \frac{I_{pi}}{I_{финр}^p} = \frac{4,30}{0,72} = 5,97$$

$$I_{исп.2} = \frac{I_{a1}}{I_{финр}^{a1}} = \frac{4,20}{1,00} = 4,20$$

$$I_{исп.3} = \frac{I_{a2}}{I_{финр}^{a2}} = \frac{3,90}{0,90} = 4,33$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблицы 32) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта (Эср):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исн.1}}{I_{исн.2}}$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исн.1}}{I_{исн.2}} = \frac{5,97}{4,20} = 1,42 \quad \mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исн.1}}{I_{исн.3}} = \frac{5,97}{4,33} = 1,36$$

Таблица 32 – Сравнительная эффективность разработки

| № п/п | Показатели | УСО | Аналог 1 | Аналог 2 |
|-------|---|------|----------|----------|
| 1 | Интегральный финансовый показатель разработки | 0,72 | 1,00 | 0,90 |
| 2 | Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки | 4,3 | 4,2 | 3,9 |
| 3 | Интегральный показатель эффективности | 5,97 | 4,20 | 4,33 |
| 4 | Сравнительная эффективность вариантов исполнения | 1,42 | | 1,36 |

Аналог 1 – СП «Вьетсовпетро»; Аналог 2 – «Шлюмберже».

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 использовании УПН исполнения потребуется 4701624,89 руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов;
- Определение ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой эффективности исследования. У аналога 1 исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнении большая. Наименьшая сумма – 4701624,89 руб., а наибольшая – 6522824,89 руб. Учитывая показатели ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать аналог 1 исполнения.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

| | |
|---------------|-----------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б5Д | Хуинь Тан Тхань |

| | | | |
|----------------------------|-------------------------------------|------------------------|---------------------------------|
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение школы | ОНД |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление | Нефтегазовое дело (21.03.01) |

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

| | |
|--|--|
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | Объектом исследования ВКР является: совершенствование методов предупреждения солеотложений на нефтяном месторождении "Белый Заяц" (Вьетнам). Применение методов возможно непосредственно на нефтедобывающем месторождении. |
|--|--|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|--|
| <p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | <ul style="list-style-type: none"> - Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; - Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. |
| <p>2. Производственная безопасность</p> <p>2.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения 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>2.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> | <p>1. Анализ выявленных вредных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> - Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; - Повышенный уровень шума на рабочем месте; - Повышенный уровень вибрации; <p>2. Анализ выявленных опасных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> - Электробезопасность; - Пожаро-взрывоопасность; |

| | |
|--|---|
| <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 защиты); - Пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). | |
| <p>3. Экологическая безопасность:</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. | <ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка воздействия месторождения на атмосферный воздух, состояние поверхностных вод. 2. Комплекс мер по охране окружающей среды: <ul style="list-style-type: none"> - Охрана атмосферы - Охрана гидросферы |
| <p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению 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>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p> | |

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------------|---------|------|
| 2Б5Д | Хуинь Тан Тхань | | |

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Для предотвращения образования солеотложений на нефтяном месторождении «Белый Заяц», используются определенные реагенты, ингибиторы или материалы. Однако, проведение мероприятий по закачке ингибитора к месторождения, требуются иметь технологические организационно-технические мероприятия, которые обеспечивают безопасность населения, охрану окружающей среды и недр от возможных вредных воздействий. С другой стороны, 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.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Закон охраны труда в Вьетнаместанавливает правовые основы регулирования отношений в области охраны труда между работодателями и работниками и направлены на создание условий труда, соответствующих требованиям сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности. Для обеспечения охраны труда и безопасности на предприятии в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [12] должны выполняться основные требования:

1. Требования к персоналу к работе по проведению кислотных обработок допускаются лица, прошедшие обучение, медицинский осмотр и годные по состоянию здоровья для работы во вредных условиях и прошедшие инструктаж по соответствующим инструкциям по БТ ПДНГ. Работники, работающие непосредственно с кислотами, должны быть обучены приемам оказания первой медицинской помощи при отравлениях и химических ожогах.

2. Требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам – перед разгрузкой емкостей с корабля на платформу площадка должна быть полностью освобождена от других предметов и материалов; место размещения емкостей и оборудования для кислотной обработки должно быть ограждено и

обозначено, как «Опасная зона».

3. Требования к оборудованию и инструменту – определяют порядок по изготовлению и эксплуатации оборудования и инструмента; обеспеченность инструкциями по эксплуатации, средств регулирования и защиты, знаками, ограждениями; порядок и сроки освидетельствования. Кислотные емкости на базе должны быть снабжены уровнемерами и устройствами для слива излишков кислот. Емкости должны быть обеспечены люками с герметично закрывающимися крышками. Все кислотные емкости на базе или при их транспортировке должны быть закрыты герметичными пробками, которые должны быть устойчивы к воздействию кислот. Резиновые шланги и другие гибкие трубопроводы должны быть соединены герметичными переходниками.

4. 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", "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" и "Правил устройства электро-установок".

5. Требования по обеспечению взрывобезопасности – определяют зоны взрывоопасности объектов и оборудования.

Предприятия и организации должны представлять соответствующим органам в порядке, установленном Правительством, декларацию промышленной безопасности. Декларация промышленной безопасности проектируемого объекта разрабатывается в составе проектной документации и уточняется или разрабатывается вновь при обращении за лицензией на эксплуатацию опасного производственного объекта.

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску. Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в

соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем предприятия.

На взрывопожароопасных объектах руководством предприятия должен быть разработан план ликвидации возможных аварий, 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.

6.2. Производственная безопасность

Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификации». При выполнении данной работы присутствуют следующие опасные и вредные факторы (Таблица 33):

Таблица 33 - Возможные опасные и вредные факторы.

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | Этапы работ | | | Нормативные документы |
|---|--------------------|------------------|----------------------|--|
| | Разр абот ка | Изгото вление | Экспл уатац ия | |
| 1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу | + | + | + | ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»; Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»; ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования». |
| 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте | | + | + | |
| 3. Повышенный уровень вибрации | | + | + | |
| 4. Электробезопасность | + | + | + | |
| 5. Пожаро-взрывоопасность | + | + | + | |

6.2.1. Анализ вредных производственных факторов

6.2.1.1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования при проведении сливноналивных операций, что может вызвать отравление парами углеводородов. Кроме того, на месте при проведении работ закачивают агрессивные химические реагенты (фторной, соляной кислоты и т.д.), которые являются источниками и других вредных веществ. К химическим факторам относятся вредные вещества, при контакте с человеком вызывают ухудшения здоровья или летальный исход, при высокой дозе. В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных ПДК (таблица 34).

Таблица 34 - Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых вредных веществ

| Показатели | ПДК, мг/м ³ | Класс опасности (СН 245-7 и ГОСТ 12.1.007-76 БТ) |
|------------------|------------------------|---|
| Азота оксиды | 5 | 2 |
| Бензол | 5 | 2 |
| Керосин | 300 | 4 |
| Толуол | 50 | 3 |
| Кислота уксусная | 5 | 3 |
| Фенол | 0,3 | 2 |
| Оксид углерода | 20 | 4 |

Чем выше концентрация токсичных веществ в воздухе рабочего помещения, тем сильнее их воздействие на организм человека. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны являются такие и концентрации, которые при ежедневной (кроме выходных) труда в течение смены и в течение всего трудового стажа не вызывают у работников заболеваний или отклонений в состоянии здоровья как в период работы, так и в дальнейшей жизни настоящего и последующего поколений.

Выделяют технологические, технические и объемно–планировочные средства нормализации воздуха рабочей зоны и индивидуальные средства защиты от вредных примесей.

Технологические методы нормализации воздуха рабочей зоны должны исключать или резко ограничивать процессы и операции, сопровождающиеся выбросом в рабочую зону вредных газов, паров, аэрозолей.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химических реагентов (фторной, соляной кислоты и т.д.) должен быть: запас чистой пресной воды.

К средствам индивидуальной защиты относятся: каска, очки, спец одежда, шланговые противогазы ПШ-1 или ПШ-2 для защиты органов дыхания. Каждому работнику выдается фильтрующий противогаз с фильтрующей коробкой БКФ. Особое внимание нужно уделять питанию персонала. Перед работой рекомендуется хорошо поесть, т.к. еда является отличным адсорбентом, и тем самым уменьшит риск отравления.

6.2.1.2.Повышенный уровень шума на рабочем месте

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

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки). Шум как внешний фактор угнетает иммунные реакции организма, снижает защитные функции последнего.

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.

Требования безопасности предусматривают несколько мероприятий для

снижения шума: технические средства борьбы с шумом (уменьшение шума машин в источнике, применение технологических процессов, при которых уровень звукового давления на рабочих местах не превышает допустимые, и др.); строительно-акустические; дистанционное управление шумными машинами; использование средств индивидуальной защиты; организационные (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях, лечебно-профилактические и др.) мероприятия; борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

6.2.1.3.Повышенный уровень вибрации

Воздействие вибрации на организм человека происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб, также вибрация при регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Последствие вибрации может привести к различным профессиональным болезням: нарушение работы сердечно-сосудистой и нервной системы, появление грыж, ревматизм.

Гигиенические нормы уровней вибрации в таблице 35 по ГОСТ 12.1.012-90.
Таблица 35 – Допустимый уровень колебательных скоростей.

| Вид вибрации | Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ | | | | | | | | | |
|--------------------|--|-----|----|-----|-----|------|-----|-----|-----|------|
| | 1 | 2 | 4 | 8 | 16 | 31,5 | 63 | 125 | 500 | 1000 |
| Общая | - | 108 | 99 | 93 | 92 | 92 | 92 | - | - | - |
| Локальная вибрация | - | - | - | 115 | 109 | 109 | 109 | 109 | 109 | 109 |

Различают следующие методы борьбы с вибрациями: подавление в источнике возникновения; отстройка от режима резонанса изменением массы и жесткости вибрирующих конструкций или установлением нового рабочего режима; вибродемпфирование, т.е. превращение энергии механических колебаний в другие виды энергии при помощи материалов с большим внутренним трением, сплавов, пластмасс, резины, дерева; виброгашение, т.е. введение дополнительных реактивных масс – фундаментов, виброгасителей (дополнительные колебательные системы); виброизоляция – в виде пружинных резиновых или комбинированных

опор. Что касается индивидуальной защиты, то работнику необходимо носить рабочую обувь с толстой резиновой подошвой, специальные перчатки, соблюдать режим труда и отдыха.

6.2.2. Анализ опасных производственных факторов

6.2.2.1. Электробезопасность

На объектах нефтедобычи существует опасность поражения электрическим током. Приводные двигатели станков–качалок, дизель–генераторы, линии электропередач (ЛЭП), трансформаторы, ТЭНы (трубчатые электронагреватели) – вот возможные источники поражения электротоком.

Действие электрического тока на организм человека носит разносторонний характер. При поражении электрическим током могут возникнуть электрические травмы, поражение отдельного участка тела или органа человека (ожоги, металлизация кожи, электрические метки, механические повреждения) и электрические удары (шоки), действующие на организм в целом. Результатом воздействия на организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смерть [ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ]. Поэтому, для обеспечения безопасности рабочих необходимо строго соблюдать технику безопасности, регулярно проверять заземления и качество рабочих оборудования, вести работы в защитной амуниции.

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ “ССБТ Электробезопасность“. Общие требования“ являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства. Для защиты от поражения электрическим током индивидуальные применяют изолирующие подставки, диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, инструменты с изолированными рукоятками.

6.2.2.2. Пожаро-взрывоопасность

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Возникновение пожара на промысле связано с тем, что при обработки ПЗП, употребляется кислотный раствор на нефтяной базе, а также не исключены возможность воспламенения оборудования (цистерн, авто-транспортных средств и т.д.). Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т.п. В качестве огнегасительных средств используют воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы (CO₂, N₂), пены, порошки. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе. В насосных станциях применяют автоматические сигнализаторы горючих газов и электрическую пожарную сигнализацию с тепловыми, термоэлектрическими датчиками.

Для тушения пожара предусмотрена система пожарного водоснабжения, указания по которому даны СНиП 11-58-75 (“Электростанции тепловые”) и в СНиП 2.04.02-84 (“Водоснабжение. Наружные сети и сооружения”). В мерах пожарной безопасности операторы по добыче нефти в процессе работы должны поддерживать порядок и чистоту на площадке вокруг скважин. Вокруг скважин нельзя разбрасывать ветошь, допускать разлива нефти. В случаях разлива надо очистить площадку от нефти, а затем засыпать песком.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и огнетушителями ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах

Насосные агрегаты и передвижные емкости должны быть расставлены согласно схеме, утвержденной главным инженером предприятия. Емкости

располагаются на палубе корабля на расстоянии не менее 1 метра между собой и другими грузами. Запрещается устанавливать агрегаты, оборудование и выполнять какие-либо работы в пределах охранной зоны воздушных линий электропередач.

Для контроля за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно технического персонала объекта.

6.3. Экологическая безопасность

Нефтяная и газовая промышленность является одним из наиболее опасных отраслей по загрязнению окружающей среды. В процессе эксплуатации нефтяного месторождения в атмосферный воздух и воду выбрасываются вредные вещества. Поэтому, большая часть экосистем территории месторождения относится к зоне с повышенными экологическими требованиями к размещению и эксплуатации объектов нефтепромысла.

6.3.1. Мероприятия по охране атмосферы

Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов. Система сбора обводненной нефти герметична. Поэтому воздействие на атмосферный воздух будет иметь место только от функционирующего оборудования.

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

На месторождении реализуются мероприятия, направленные на сокращение объёмов выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов, сокращение токсичности выбросов, и недопущении аварийных ситуаций.

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие: применение более «чистого» вида топлива (дизельное); проверка состояния и работы двигателей; постоянный строгий

контроль над выбросами в атмосферу транспортными средствами; доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические решения: установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации; выполнение сварных швов, исключая в них возможные микротрещины; своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ; контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

6.3.2. Мероприятия по охране поверхностных вод

Загрязняющие вещества попадают в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и почвы. 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. Кроме того, загрязнение вод возможно при разливе нефти.

В ходе разработки технологии скважинной утилизации отходов процесса добычи нефти выделен ряд реагентов, отходы которых возможно утилизировать несколькими способами. 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.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения на месторождении реализованы следующие мероприятия: оперативный сбор разлитой нефти; предотвращение оборудования открытых фонтанов, а также потерь нефти и газа в процессе добычи (установка на устьях скважин, оборудованных ШГН сальников высокого давления); герметизация

насосного оборудования, фонтанной арматуры, трубопроводов, резервуаров и других нефтепромысловых сооружений; категорический запрет утилизации разлившейся нефти путем ее выжигания; охрана водных объектов от попадания нефтепродуктов и химических реагентов; проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении различных ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газовоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно-технических работников.

Для обеспечения контроля возникновения пожара во взрыво- и пожароопасных зонах устанавливаются взрывозащищенные извещатели пожарные типа ИП, ручные типа ИПР и оповещатели (устанавливаются снаружи вне опасной зоны). Шлейфы пожарной сигнализации выводятся на приемные приборы пожарно-охранной сигнализации, устанавливаемые в помещении операторной УПН.

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

При работе на взрыво- пожароопасном производстве безопасность работающего персонала должна обеспечиваться: конструктивно-планировочным

решением помещений, гарантирующим возможность осуществления быстрой эвакуации людей и ограничивающим распространение пожара; постоянным содержанием в надлежащем состоянии специального оборудования, способствующего успешной эвакуации людей в случае пожара (системы экстренного оповещения, аварийное освещение, знаки безопасности); ознакомлением всех работающих с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения; установлением со стороны администрации систематического контроля за строжайшим соблюдением мер предосторожности при ремонтных работах, эксплуатации электроприборов, электроустановок и отопительных систем.

6.5. Вывод

Социальная ответственность – это система добровольных взаимоотношений между работником, работодателем и обществом, направленная на совершенствование социально-трудовых отношений, поддержание социальной стабильности в трудовом коллективе и окружающем сообществе, развитие социальной и природоохранной деятельности на национальном и международном уровнях.

Использование социальной ответственности в деятельности организаций способствует устойчивому развитию и позволяет усилить конкурентные позиции на рынке за счёт формирования внутренней и внешней благоприятной деловой репутации. Современные социально-трудовые отношения образуют новую систему социально-экономических отношений в обществе, созвучную происходящим в мире изменениям.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была рассмотрена возможность дополнительного образования солеотложения CaCO_3 при различной концентрации смешения вод Верхнего олигоцена ТТ-1 с обогащенной кальцием водой:

– **Пластовой водой Нижнего миоцена ТТ-1.** При температуре выше 90°C , все рассмотренные смеси вод опасны в отношении осадкообразования CaCO_3 ;

– **Попутнодобываемой водой Нижнего миоцена месторождения Белый Тигр (Р-8).** При температуре выше 70°C смесь вод ТТ-1 с водой Р-8 (или с водой G-2) обладает высокой способностью образования карбоната кальция. Это объясняет причину образования солеотложения CaCO_3 в оборудовании на Р-8 (при смешении продукции ТТ-1 и Р-8) или в теплообменнике на G-2 (при смешении продукции ТТ-2 и G-2);

– **Раствором CaCl_2 в морской воде.** При температуре выше 70°C смесь воды верхнего олигоцена ТТ-1 и раствора 5 г/л CaCl_2 в морской воде также обладает способностью образования карбоната кальция;

– **Нагнетаемой водой.** Смесь воды верхнего олигоцена ТТ-1 и морской воды при температуре 70°C обладает не высокой способностью образования карбоната кальция.

Проведены отборы проб воды из 21 скважины, на основе полученных физико-химических параметров определена принадлежность воды – к верхнему олигоцену, к нижнему миоцену или пластовым водам с частью технической воды. На основе полученных физико-химических параметров, проведены расчеты индекса стабильности проб воды из данных скважин для вероятностной оценки возникновения солеотложения при дальнейшей эксплуатации.

Проведение PVT-исследований позволит определить зависимость процесса образования солеотложений от изменения термобарических условий, что делает возможным определение рисков и интенсивности образования солей в пластовых условиях. Это, в целом, может повлиять на систему разработки месторождения

Белый Заяц.

Проведение кислотных обработок по удалению солеотложения является временным решением в этой области, а также имеет ряд негативных воздействий – коррозия оборудования ВСО, простои скважин на время УСО, затраты на проведение УСО, при запуске скважины некоторое время наблюдается нестабильная работа, что ведет к потере добычи нефти.

В связи с проблемой интенсивного солеотложения на скважине 2Т/ТТ-1 была испытана схема ВСО с возможностью подачи реагента в интервал притока. Сделан предварительный вывод, что использование данной схемы для регулярной подачи ингибитора позволяет исключить простои скважины, связанные с проведением мероприятий по УСО. Регулярная подача ингибитора стабилизирует дебит скважины, предотвращая потери нефти.

По результатам лабораторных исследований составов для УСО рекомендуется применять состав ОКР с концентрацией органических кислот: CH_3COOH – 6%, HCOOH – 6%, ингибитор коррозионной активности CI-31 – 3%, либо аналогичные.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сильнов Д.В. Сиднев А.В «к вопросу о солеобразовании в процессе добычи нефти в севере западной сибери» // геолого-минералогические науки: [Электронный ресур]. URL: <https://www.natural-sciences.ru/pdf/2011/3/10.pdf> .
2. «Причины и условия отложения неорганических солей» // Уфимское технико-технологическое предприятие: [Сайт]. URL: http://corrosion.su/the_reasons_and_conditions_of_adjournment_of_inorganic_salts.php
3. «Основные причины солеотложений» // Студопедия: [сайт]. URL: <https://studopedia.info/8-60553.html>.
4. Докичев В.А. «полисахариды: получение и влияние на ингибирование солеотложения и газогидратообразования» // диссертация:[сайт]. URL: https://rusoil.net/files/1006/IshmuratovFG/1537870094_IshmuratovFG-diss.pdf.
5. Шангараева Л.А. «методы предотвращения отложения солей в нефтяных скважинах» // Электронный ресурс: [сайт]. URL: <https://sibac.info/conf/innovation/xxvii/35323> .
6. Шангараева Л.А. Максютин А.В. Султанова Д.А. «способы предотвращения солеотложения приь разработке иэксплуатации залежей нефти» // Статья: [сайт]. URL: <https://www.science-education.ru/pdf/2015/1/1521.pdf>.
7. «Технологические способы предупреждения отложения солей»// Электронный ресурс: [сайт] URL: https://vuzlit.ru/1033939/tehnologicheskie_sposoby_preduprezhdeniya_otlozheniya_sol_eu.
8. Ежеквартальные информационные отчеты «Анализ эффективности и ввода новых скважин, проведенных ГТМ, ОПЗ и оптимизации газлифтного фонда скважин», НИПИморнефтегаз, СП «Вьетсовпетро» Вунг Тау, 2017 г.
9. Технические требования на внутрискважинное оборудование для одновременно-раздельной добычи и одновременно раздельной закачки воды в скважинах, эксплуатирующих несколько объектов разработки на месторождениях

СП Вьетсовпетро, Вунг Тау, 01.2016г.

10. Материалы отчетов ПДНГ за 2017год (эксплуатационный рапорт, технологический режим, справка по газлифту и др.).

11. Ибрагимов Л.Х, Мищенко И.Т., Челоянц Д.К., Интенсификация добычи нефти, 2000г.

12. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» // Электронный ресурс: [сайт]. URL: <http://www.norm-load.ru/SNiP/Data1/6/6831/index.htm#i41859> .

13. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные Факторы. Классификация».

14. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».

15. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования».

16. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».

17. ГОСТ 12.4.034-85 ССБТ «Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Классификация и маркировка».

18. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».