

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Самарский государственный технический университет»

На правах рукописи

Берков

БЕРКОВ Денис Валентинович

**ВЛИЯНИЕ СОСТАВА, СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ ВНУТРЕННИХ
ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ПОКРЫТИЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ
НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБ НА ЗАЩИТУ ОТ НЕОРГАНИЧЕСКИХ
СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ**

Специальность 2.6.17. Материаловедение

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор физико-математических наук,
профессор Амосов А.П.

Самара 2025

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР.....	16
1.1 Типы солеотложений при нефтедобыче	16
1.2 Причины образования солеотложений в НКТ.....	22
1.3 Методы профилактики и борьбы с неорганическими солеотложениями	29
1.3.1 Методы удаления неорганических солеотложений из НКТ.....	30
1.3.2 Методы для предотвращения образования неорганических солеотложений в НКТ	33
1.4 Применение защитных покрытий и материалов как меры профилактики солеобразования	35
1.5 Влияние смачиваемости покрытия на его способность препятствовать образованию неорганических солеотложений на поверхности	41
1.6 Влияние адгезионного взаимодействия между солеотложением и покрытием на способность покрытия препятствовать образованию неорганических солеотложений на поверхности	44
1.7 Влияние шероховатости поверхности на процесс солеотложения.....	47
1.8 Виды защитных покрытий НКТ, применяемых на объектах нефтедобычи.....	50
1.9 Заключение по результатам литературного обзора.....	57
ГЛАВА 2. МАТЕРИАЛЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	59
2.1 Объекты исследования	59
2.2 Методы исследования.....	62
2.2.1 Метод определения микроструктуры образцов с покрытием на растровом электронном микроскопе TESCAN VEGA3 SBH.....	62
2.2.2 Метод определения шероховатости покрытий.....	63

2.2.3	Метод определения краевых углов смачивания покрытий	63
2.2.4	Метод определения адгезионной прочности соединения «солеотложение-покрытие».....	65
2.2.5	Метод определения состава лакокрасочных покрытий методом ИК-Фурье спектроскопии	66
2.2.6	Метод проведения стендовых испытаний по определению способности защитных покрытий НКТ противостоять образованию неорганических солеотложений при различных скоростных режимах	67
	Выводы по главе 2.....	68
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА СТЕНДА ОЦЕНКИ СТОЙКОСТИ ПОКРЫТИЙ К НЕОРГАНИЧЕСКИМ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМ.....		70
	Выводы по главе 3.....	84
ГЛАВА 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА ИССЛЕДУЕМОЙ ПОВЕРХНОСТИ		85
	Выводы по главе 4.....	100
ГЛАВА 5. ИЗУЧЕНИЕ СОСТАВА, СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ ВНУТРЕННИХ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ НКТ В СТАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....		102
5.1	Определение микроструктуры образцов с покрытием на растровом электронном микроскопе TESCAN VEGA3 SBH.....	102
5.2	Определение шероховатости покрытий.....	109
5.3	Определение краевых углов смачивания защитных покрытий.....	113
5.4	Определение адгезионной прочности соединения «солеотложение-покрытие»	116
5.5	Определение состава лакокрасочных покрытий методом ИК-Фурье спектроскопии	119
	Выводы по главе 5.....	130
ГЛАВА 6. ИСПЫТАНИЕ ОБРАЗЦОВ ВНУТРЕННИХ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ НА СТОЙКОСТЬ К СОЛЕОТЛОЖЕНИЮ В ДИНАМИЧЕСКИХ		

УСЛОВИЯХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СКОРОСТНЫХ РЕЖИМАХ ДВИЖЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНО СОЛЕОБРАЗУЮЩЕЙ СРЕДЫ	132
Выводы по главе 6.....	154
ГЛАВА 7. ОЦЕНКА КОМПЛЕКСНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ И ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ НАСОСНО- КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ.....	155
Выводы по главе 7.....	220
ГЛАВА 8. ИСПЫТАНИЕ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ НА СТОЙКОСТЬ К СОЛЕОТЛОЖЕНИЮ ПРИ ДОБАВЛЕНИИ ПРЕСНОЙ ВОДЫ В СОЛЕОБРАЗУЮЩУЮ СРЕДУ	221
Выводы по главе 8.....	228
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	229
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	232
ПРИЛОЖЕНИЕ А. МЕТОДИКА «Оценка эффективности применения защитных покрытий против солеотложений на «Стенде оценки стойкости защитных покрытий на стойкость к неорганическим солеотложениям»	252
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. АКТ об использовании результатов диссертационной работы Д.В. Беркова в ООО «Научно-производственный центр «Самара», г.Самара.....	258
ПРИЛОЖЕНИЕ В. АКТ об использовании результатов диссертационной работы Д.В. Беркова в ООО «ИНК», г.Иркутск	259
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Свидетельство о регистрации ноу-хау «Способ приготовления солеобразующей среды для проведения стендовых динамических испытаний покрытий на стойкость к неорганическим солеотложениям гипсового типа» в реестре секретов производства ООО «Научно-производственный центр «Самара», г.Самара.....	260

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Формирование неорганических солевых отложений на внутренней поверхности нефтепромысловых насосно-компрессорных труб (НКТ) представляет собой серьезную проблему, которая приводит к снижению эффективности работы нефтяных скважин и росту затрат на их техническое обслуживание. Проблема является актуальной практически для всех объектов нефтедобычи, скважинная продукция которых достигает высокую степень обводненности и минерализации. Последствия солеобразования в нефтепромысловых НКТ негативно влияют на экономические показатели добывающих компаний, связанных с рисками затрат на ремонтные работы, в связи с остановкой скважины, затрат связанных с наложением штрафных санкций за нарушение экологии окружающей среды в зоне разлива, риск роста затрат на выплаты из-за несоблюдения техники безопасности [1]. Отложение неорганических солей на внутренней поверхности промысловых трубопроводов и нефтегазового оборудования приводит к формированию макрогальванопар «солеотложения - металл трубы», к абразивному износу нижней образующей труб при ламинарном течении минерализованной пластовой воды и ускорению коррозии вследствие локализации саморастворения металла [2].

Образование неорганических солеотложений в НКТ является одной из распространенных причин отказов на объектах нефтедобычи. Так, например доля солеотложений в структуре осложненного фонда ООО «РН-Пурнефтегаз» составляет 13% [3]. Солеотложения занимают долю 1% в структуре осложненного фонда скважин ОАО «Удмуртнефть» [4]. Причиной значительного числа отказов, а именно 23%, являются неорганические солеотложения на объектах ООО «Лукойл-Западная Сибирь» [5]. Солеотложения составляют 11% осложненного фонда всего добывающего общества ПАО «Лукойл» [6]. Особо остро проблема образования неорганических солей стоит для объектов ООО «Иркутская нефтяная компания» (ООО «ИНК») [7]. Это связано с геологическим строением

осадочных пород, типичных для юга Сибирской платформы. В работе [7] рассматриваются подземные природные и техногенные воды Ярактинского, Верхнечонского и Братского месторождений, а также отложения солей, образующиеся в скважинах и насосном оборудовании в ходе добычи нефти и газа.

Таким образом, проблема солеобразования в насосно-компрессорных трубах является актуальной и требует поиска оптимальных методов для её решения.

Проблему солеобразования в нефтепромысловых НКТ решают двумя способами: 1) удаление образовавшихся солеотложений; 2) профилактика образования солеотложений. К профилактическим методам солеобразования в трубах относятся физические (воздействие на водные растворы солей магнитными, акустическими или электромагнитными полями), химические (применение ингибиторов и растворителей солеотложения, кислотные обработки), и технологические (применение разных видов покрытий оборудования и деталей из специальных материалов) [8].

Из перечисленных методов, наименее изученным является применение внутренних защитных покрытий насосно-компрессорных труб, как меры профилактики солеобразования. Применение защитных покрытий для профилактики солеобразования перспективно, так как помимо потенциального снижения солеобразования, покрытия могут защищать нефтегазовое оборудование также от коррозионных процессов и асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), тем самым продляют срок службы оборудования. Но, важно понимать, что применение покрытий для предотвращения солеобразования на внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы, не является универсальным методом, для каждого объекта требуется индивидуальный подбор защитного покрытия. Кроме того, на данный момент нет единого мнения относительно эффективности применения данного метода. Подбор эффективного внутреннего покрытия (для предотвращения образования солей на поверхности оборудования) с

помощью опытно-промысловых испытаний является дорогостоящей и долгой процедурой, поэтому необходима разработка лабораторного метода, позволяющего решить данную задачу.

Основная цель работы: Для предотвращения образования в нефтяных скважинах неорганических солеотложений на внутренней поверхности нефтепромысловых насосно-компрессорных труб, установить взаимосвязь структуры, состава и свойств внутренних защитных покрытий труб с образованием неорганических солеотложений на поверхности покрытий из движущейся солеобразующей среды на основе разработки и применения соответствующего испытательного лабораторного стенда.

Для достижения данной цели в диссертационной работе решались следующие **основные задачи:**

1) Анализ существующих методов испытаний покрытий и материалов на стойкость к образованию неорганических солеотложений на своей поверхности;

2) Теоретическое моделирование солеобразующей среды для формирования солеотложений на вертикальной поверхности внутренних защитных покрытий нефтепромысловых НКТ.

3) На основании достоинств и недостатков существующего испытательного оборудования, используемого для моделирования процессов солеобразования в динамических условиях, а также с учетом предъявленных требований к условиям испытаний, разработать лабораторный стенд для оценки стойкости защитных покрытий насосно-компрессорных труб на стойкость к образованию неорганических солеотложений.

4) Исследовать свойства внутренних защитных покрытий нефтепромысловых НКТ в статических условиях отсутствия солеобразующей среды или неподвижных покрытий в неподвижной солеобразующей среде: шероховатость, микроструктуру и состав защитных покрытий, краевой угол смачивания, адгезионную прочность «солеотложение-покрытие». Сопоставить данные о составе, структуре и свойствах защитных покрытий

нефтепромысловых НКТ, определенных в статических условиях, с результатами стендовых динамических испытаний при относительном движении покрытий и солеобразующей среды.

5) Провести стендовые динамические испытания покрытий на стойкость к солеотложению на своей поверхности, используя разработанный «Стенд оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям». Установить зависимости процессов солеотложения от марки применяемого покрытия и от моделируемой скорости солеобразующего потока.

6) Провести стендовые динамические испытания для оценки эффективности комплексного применения защитных покрытий НКТ и ингибиторов солеотложения.

7) Провести динамические испытания для оценки возможности комплексного применения защитных покрытий НКТ и дозирования пресной воды в скважину.

Научная новизна:

1) Впервые для наиболее распространенных внутренних многофункциональных покрытий разных классов на НКТ проведены сравнительные исследования связи их состава, структуры и свойств, определенных в статических условиях, с эффективностью защиты от образования неорганических солеотложений на образцах внутренних защитных покрытий НКТ в динамических условиях, моделирующих движение потока солеобразующей среды относительно защитного покрытия.

2) Показано, что такие, определенные в статических условиях, свойства поверхностей покрытий как шероховатость, адгезионная прочность «солеотложение-покрытие», угол смачивания сухой поверхности дистиллированной водой в отдельности не отражают однозначно и в полной мере способность покрытий препятствовать образованию неорганических солеотложений на своей поверхности в динамических условиях, моделирующих поток жидкости в трубе.

3) Проведены динамические испытания девяти образцов внутренних

защитных покрытий НКТ и двух полимерных материалов. Получены зависимости массы образующихся солеотложений от моделируемой скорости потока. Выявлено, что при всех скоростях потока ни одно из испытанных защитных покрытий не способно полностью предотвращать процесс образования гипсовых солеотложений с примесями галита, на своей поверхности.

4) Проведена лабораторная оценка возможности комплексного применения внутренних защитных покрытий НКТ и ингибиторов солеотложений. Найдено наиболее эффективное сочетание «Покрытие-Ингибитор».

5) Проведены испытания по моделированию процесса дозирования пресной воды в скважину. Показано, что при дозировании пресной воды в скважину, склонную к образованию гипса, может быть достигнут как прямой эффект (снижение массы солеотложений), так и обратный эффект (увеличение массы гипсовых солеотложений).

Практическая значимость:

1) Разработан и собран оригинальный «Стенд оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям». Получен Патент РФ на изобретение RU 2 825 169 C1.

2) Предложен и нашёл своё применение в ООО «НПЦ «Самара» оригинальный метод динамических испытаний внутренних защитных покрытий НКТ на стойкость к солеотложению.

3) Предложен и нашёл своё применение в ООО «НПЦ «Самара» оригинальный метод лабораторной оценки возможности комплексного применения внутренних защитных покрытий НКТ и ингибиторов солеотложения для подбора наиболее эффективного сочетания «защитное покрытие-ингибитор».

4) Получен Акт от ООО «Иркутская нефтяная компания» (ООО «ИНК») об использовании результатов диссертационной работы Д.В. Беркова в ООО «ИНК» для оценки возможности применения внутренних защитных

покрытий НКТ в качестве меры по предотвращению солеотложений, а также для оценки возможности комплексного применения защитных покрытий и ингибиторов солеотложения.

5) В реестре секретов производства (ноу-хау) ООО «НПЦ «Самара» зарегистрировано ноу-хау №1/2023 от 18 сентября 2023 года «Способ приготовления солеобразующей среды для проведения стендовых динамических испытаний покрытий на стойкость к неорганическим солеотложениям гипсового типа».

Соответствие паспорту заявленной специальности. Содержание диссертационной работы соответствует паспорту научной специальности 2.6.17. Материаловедение (отрасль науки – технические, химические) по направлениям исследований: «б. Разработка и совершенствование методов исследования и контроля структуры, испытание и определение физико-механических и эксплуатационных свойств металлических, неметаллических и композиционных материалов и функциональных покрытий». «12. Установление закономерностей влияния состава, структуры, технологии, а также эксплуатационных и других факторов на свойства функциональных покрытий».

Достоверность научных результатов работы. Достоверность полученных результатов диссертационной работы подтверждается использованием современного оборудования и аттестованных методик исследований, значительным количеством экспериментальных данных и применением статических методов обработки результатов, сопоставлением полученных результатов с результатами других авторов.

Положения, выносимые на защиту:

1) Результаты изучения состава, структуры и свойств (фазовый состав, микроструктура, шероховатость, адгезионная прочность соединения «солеотложение-покрытие», краевой угол смачивания) внутренних многофункциональных покрытий нефтепромысловых насосно-компрессорных труб в статических условиях отсутствия солеобразующей

среды или неподвижных покрытий в неподвижной солеобразующей среде.

2) Неполное и неоднозначное соответствие определенных в статических условиях состава, структуры и свойств покрытий способности покрытий сопротивляться образованию неорганических солеотложений в динамических условиях, моделирующих движение потока солеобразующей среды в насосно-компрессорной трубе (при движении солеобразующей среды относительно исследуемого покрытия).

3) Конструкция, технические характеристики и методика применения «Стенда оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям», который позволяет моделировать процесс образования неорганических солеотложений на испытываемых поверхностях покрытий в динамических условиях, моделирующих движение потока солеобразующей среды.

4) Результаты проведения стендовых испытаний защитных покрытий насосно-компрессорных труб на «Стенде оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям» при различных моделируемых скоростных режимах потока солеобразующей среды, комплексного применения покрытий с ингибиторами солеотложений, добавлением пресной воды в солеобразующую среду.

Объекты исследования: образцы наиболее распространённых внутренних защитных покрытий НКТ (применяемых в РФ), стальная поверхность, состав, структура и свойства покрытий, неорганические солеотложения.

Предмет исследования: способность образцов внутренних покрытий насосно-компрессорных труб препятствовать образованию неорганических солеотложений на своей поверхности в динамических условиях.

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались и обсуждались на ряде научных конференций:

1) Конференция «Эксплуатация осложненного фонда (ОФ) скважин 2023». Эффективные технологии для работы с ОФ нефтегазовых Компаний.

Лучшие практики и технические решения, 21-23 ноября 2023 года, DoubleTree by Hilton, г. Тюмень.

2) II международная научно-техническая конференция «Актуальные проблемы защиты от коррозии нефтегазового оборудования и трубопроводов» (КОРРОЗИЯ-2024), 15 марта 2024 г., г.Уфа.

3) XXI ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ «ВЫСОКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В МАШИНОСТРОЕНИИ», 10-12 апреля 2024 г., СамГТУ, г.Самара.

4) 2-я Международная научно-техническая конференция «СОВРЕМЕННОЕ ПЕРСПЕКТИВНОЕ РАЗВИТИЕ НАУКИ, ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИЙ» (ТМ-07), 11 октября 2024 г., г.Воронеж.

5) IV Международная конференция «Современные достижения в материаловедении, науках о Земле и технологиях (СамsTech-IV 2024)», 29-31 октября 2024г., г.Бухара.

Публикации:

Результаты диссертации опубликованы в 9 работах, в том числе 2 статья в рецензируемом журнале «Нефтегазовое дело», входящем в базу данных RSCI и в 1-ю категорию K1 Перечня изданий, рекомендованных ВАК РФ для защиты диссертаций по специальности 2.6.17. Материаловедение (технические науки), в 1 статье журнала, рецензируемого в международной базе Scopus, а также в 1 патенте РФ на изобретение.

1) Берков, Д.В Разработка стенда оценки стойкости внутренних защитных покрытий НКТ к неорганическим солеотложениям / Д.В. Берков, И.И. Костюк, П.Е. Юдин, А.Г. Веревкин // Нефтегазовое дело. –2024. –Т. 22, – № 1. – С. 160-172. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-1-160-172>. (ВАК, K1)

2) Berkov, D.V. Possibility assessment for using protective coatings and polymer materials on tubing to prevent inorganic scaling on the inner surface of pipes / D.V. Berkov, I.I. Kostyuk, P.E. Yudin, A.G. Verevkin // International Review of Applied Sciences and Engineering. – 2024. – DOI 10.1556/1848.2024.00819. –

EDN NNRWON. (SCOPUS)

3) Берков, Д.В. Применение защитных покрытий НКТ и ингибиторов солеотложения для предотвращения образования солеотложений / Д.В. Берков, И.И. Костюк, П.Е. Юдин, А.Г. Веревкин // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22, № 5. С. 113-126. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-5-113-126>. (ВАК, К1)

4) Берков, Д.В. Оценка возможности применения защитных полимерных покрытий насосно-компрессорных труб для предотвращения образования неорганических солеотложений в трубах / Д.В. Берков, И.И. Костюк, П.Е. Юдин, А.Г. Веревкин // Территория Нефтегаз, – №3-4 апрель 2023, – С. 66-80.

5) Берков, Д.В. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ИСПЫТАНИЙ ВНУТРЕННИХ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ НКТ ДЛЯ ОЦЕНКИ ВОЗМОЖНОСТИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ /И.И. Костюк, Д.В. Берков, П.Е. Юдин, А.Г. Веревкин // Инженерная практика. – 2023. №9/2023. – С. 22-28.

6) Берков, Д.В. ПРИМЕНЕНИЕ ЛАБОРАТОРНОГО СТЕНДА ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ НКТ И ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ / Д.В. Берков, А.Г. Веревкин // II Международная научно-техническая конференция «Актуальные проблемы защиты от коррозии нефтегазового оборудования и трубопроводов» (КОРРОЗИЯ-2024): Тез. Докл. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2024. – С. 99-103.

7) Берков, Д.В. ОЦЕНКА СТОЙКОСТИ ВНУТРЕННИХ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ К НЕОРГАНИЧЕСКИМ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМ / Д.В. Берков, А.Г. Веревкин // Материалы XXI Всероссийской научно-технической конференции с международным участием: Тез. Докл. – Самара: «Самарский Государственный Технический Университет», 2024. – С. 197-201.

8) Берков, Д.В. Исследование влияния шероховатости внутренних защитных покрытий насосно-компрессорных труб на их способность предотвращать образование гипсовых солеотложений / Д.В. Берков, П.Е. Юдин, А.Г. Веревкин // Современное перспективное развитие науки, техники и технологий: сборник научных статей 2-й Международной научно-технической конференции, Воронеж, 11 октября 2024 года. – Курск: ЗАО «Университетская книга», 2024. – С. 64-76. – DOI 10.47581/2024.TM-07/Berkov-Denis-01. – EDN SWPGMN.

9) Патент RU 2 825 169 С1. Лабораторный исследовательский стенд для оценки стойкости внутренних покрытий нефтепромысловых труб к неорганическим солеотложениям / А.В.Максимук, П.Е.Юдин, А.Г.Веревкин, М.В.Желдак, И.И.Костюк, Д.В.Берков Заявлено 13.06.2023; Опубликовано: 21.08.2024 Бюл. № 24.

Структура и объём работы:

Диссертация состоит из введения, восьми глав, основных выводов, списка использованных источников из 137 наименований и четырех приложений. Материалы изложены на 260 страницах, содержат 101 иллюстрацию и 17 таблиц.

Слова благодарности:

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю, заведующему кафедрой «Металловедение, порошковая металлургия, наноматериалы» Самарского государственного технического университета, д.ф.-м.н., профессору Амосову Александру Петровичу, за научное руководство, помощь, ценные советы и курирование данного диссертационного исследования.

Автор выражает благодарность сотрудникам ООО «Научно-производственный центр «Самара» (г. Самара), в частности: к.т.н., директору по науке Юдину Павлу Евгеньевичу за предоставленную возможность заниматься данным научным исследованием, к.х.н., директору по развитию Веревкину Александру Григорьевичу, к.т.н., ведущему инженеру Богатову

Максиму Валерьевичу, к.т.н., ведущему инженеру Давыдову Денису Михайловичу, к.т.н., ведущему инженеру Михееву Дмитрию Алексеевичу. Автор благодарит коллектив испытательной лаборатории ООО «НПЦ «Самара» за поддержку и помощь в проведении исследований в рамках данной диссертационной работы. Также автор благодарит коллектив Технического отдела ООО «Научно-производственный центр «Самара» и его руководителя Желдака Максима Владимировича за качественно проведенную работу по изготовлению, сборке и пуско-наладке «Стенда оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям».

Автор выражает благодарность Директору департамента добычи нефти и газа ООО «ИНК» Костюку Ивану Ивановичу за содействие в проведении исследовательской работы, предоставление проб ингибиторов солеотложения и проб солеотложений с объектов нефтедобычи ООО «ИНК».

ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Типы солеотложений при нефтедобыче

Для поздних стадий разработки нефтяных месторождений характерно: высокая степень обводненности продукции и увеличение трудноизвлекаемых запасов нефти [9]. Попутно добываемая вода является основным источником солеотложений при нефтедобыче. Неорганические солеотложения образуются в призабойной зоне пласта нефтедобывающих скважин, в результате происходит снижение дебита и продуктивности. Формирование отложений неорганических солей происходит на рабочих поверхностях нефтегазового оборудования, что приводит к выходу из строя насосов, появляется потребность в ремонте насосного оборудования или его преждевременной замене. Неорганические солеотложения могут образовываться на рабочей поверхности погружного электродвигателя, рабочих колесах установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН), клапанах штангового глубинного насоса (ШГН) [10], а также на внутренней поверхности нефтепромысловых насосно-компрессорных труб. Образование неорганических солеотложений в НКТ приводит к значительному сужению проходного сечения трубы (рисунок 1).



Рисунок 1 – НКТ 73 с солеотложениями гипсового типа

Неорганические солеотложения представляют собой твердые осадки неорганического происхождения, которые образуются на внутренней поверхности нефтепромысловых насосно-компрессорных труб, на погружном насосном оборудовании, используемом при нефтедобыче, а также на оборудовании, применяемом для сбора и подготовки нефти [11].

Принадлежность солеотложения к определенному типу принято определять по виду одной из неорганических солей, количественное содержание которой является преобладающим, до 60-80 % [12].

В таблице 1 представлены наиболее распространенные типы солеотложений, которые образуются на рабочей поверхности нефтегазового оборудования, показаны названия типов отложений, их химическая формула, источник катиона и аниона каждого типа солеотложений, и их основная кристаллическая форма [13].

Таблица 1 - Типичные минеральные отложения при добыче нефти и газа [13]

Отложения	Формула	Источник катиона солевых отложений	Источник аниона солевых отложений	Основная кристаллическая форма
Карбонат кальция	CaCO_3	Пластовая минерализованная вода	Пластовая минерализованная вода, вода водоносных горизонтов	Кальцит, арагонит, ватерит
Сульфат кальция	$\text{CaSO}_4 \cdot n\text{H}_2\text{O}$		Пластовая минерализованная вода, вода водоносных горизонтов	Гипс, ангидрит, бассанит
Сульфат стронция	SrSO_4		Пластовая минерализованная вода, вода водоносных горизонтов, поверхностная вода, морская вода.	Целестин

Продолжение Таблицы 1

Отложения	Формула	Источник катиона солевых отложений	Источник аниона солевых отложений	Основная кристаллическая форма
Карбонат железа	FeCO_3	Продукты коррозии, порода пласта	Пластовая минерализованная вода, вода водоносных горизонтов	Сидерит
Оксиды, гидроксиды железа	$\text{Fe}(\text{OH})_3$, Fe_2O_3 , Fe_3O_4	Продукты коррозии, порода пласта	Кислородсодержащая нагнетаемая вода	Магнетит, гематит
Сульфид железа	FeS , FeS_2	Продукты коррозии, порода пласта	Биогенный сероводород, первично - реликтовый сероводород	Пирит
Хлорид натрия	NaCl	Пластовая минерализованная вода	Пластовая минерализованная вода	Галит

Среди наиболее часто встречающихся отложений неорганических солей, образующихся при нефтедобыче, можно выделить три группы солей: карбонатные, сульфатные и хлоридные.

К **сульфатной группе солеотложений** относятся гипс, ангидрид, барит, целестин. Наиболее распространенными являются солевые отложения, содержащие в основном сульфат кальция - гипс (60-80 %). При определенных условиях каждая молекула сульфата кальция связывает две молекулы воды, в результате чего образуются кристаллы гипса, поэтому такие осадки называют гипсовыми отложениями. Если при этом в составе осадков содержится более 15 % твердых и тяжелых углеводородных соединений нефти, то они классифицируются как гипсоуглеводородные отложения [14]. Гипсовые солеотложения осаждаются в виде белого игольчатого кристаллического вещества, которое имеет тенденцию образовывать отложения на поверхностях оборудования [15]. В работе [16] приведены основные места отложения гипса в скважинах: полость насосно-компрессорных труб (НКТ), внешняя

поверхность секций установки электроцентробежного насоса (УЭЦН), и поверхность погружного электродвигателя (ПЭД), рабочие колеса УЭЦН, полость фонтанной арматуры (ФА).



**Кристаллы гипса в
противополетной воронке**

**Отложения гипса
в насосно-компрессорных трубах**

Рисунок 2 - Отложения гипса в нефтегазовом оборудовании [16]

Барит (сульфат бария) – также, как и гипс относится к сульфатной группе солеотложений. Распространенность данного типа солеотложения обусловлена тем, что ионы бария часто встречаются в пластовых водах нефтяных месторождений, где его концентрации могут достигать 0,15-0,5 г/л. Барит обладает крайне низким значением растворимости в воде, так, к примеру, в дистиллированной воде при температуре 25 °С растворяется только 0,0023 г/л барита, что почти в 900 раз меньше растворимости гипса. Низкая растворимость барита ($BaSO_4$) приводит к тому, что в водах, содержащих ионы бария начинается осаждение данного типа солеотложения даже при небольших количествах сульфат-ионов (SO_4^{2-}) [17].

К **карбонатной группе солеотложений** относятся карбонаты кальция и магния. Солеотложения, относящиеся к данной группе встречаются гораздо реже при добыче нефти чем гипс, но при этом являются одними из наиболее распространенными видами неорганических отложений (5-16 %) [14].

Кальцит, арагонит и ватерит – являются полиморфными модификациями карбоната кальция. Данные полиморфные модификации являются одинаковыми по химическому составу, но имеют различные кристаллические

решетки. В процессе нефтедобычи в неорганических солеотложениях карбонат кальция обнаруживается исключительно в виде кальцита. Авторы работы [18] ссылаясь на свой собственный опыт, а также на данные из литературных источников, утверждают что в солеотложениях из реальных нефтепромысловых систем не известны случаи обнаружения карбоната кальция в виде арагонита.

Хлоридная группа солеотложений наиболее широко представлена галитом (хлорид натрия). Галит - наиболее растворимый распространенный минерал, его растворимость в воде составляет 360 г/л при 25 °С, что на несколько порядков выше, чем у гипса, и кальцита. В отличие от карбонатов, растворимость галита не зависит от растворенных газов или кислотности [19]. На рисунке 3 представлена микроструктура галитовых отложений.

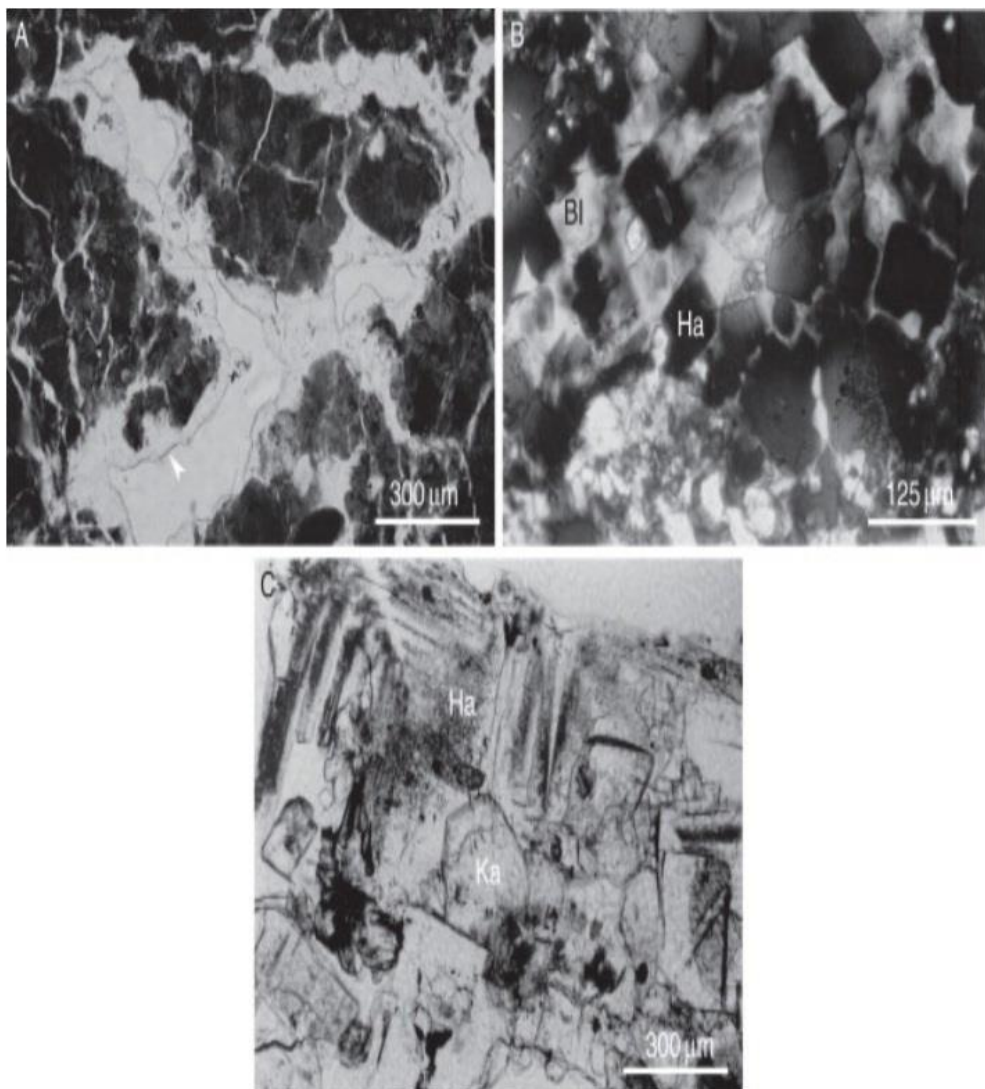


Рисунок 3 - Микроструктура галитовых солевых отложений

Пластовые воды нефтяных месторождений Восточной Сибири обладают высоким значением минерализации, которая может достигать от 300 г/л и выше. При эксплуатации данных месторождений нефтяники сталкиваются с проблемой образования галитов – выпадения осадков солей, растворимых в воде. Хлориды натрия (галит) и кальция способны кристаллизоваться из пересыщенных минерализованных пластовых вод при понижении температуры. Образующиеся отложения галита перекрывают сечение труб, как эксплуатируемых скважин, так и сетей нефтесбора [20].

На Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении притоки пластовой воды влияют не только на дебит скважин, уменьшая депрессию. Не менее неприятный факт – кристаллизация хлоридов (преимущественно галита) в стволе скважины, что приводит к образованию солевых «пробок» [21]. Проблема образования галита актуальна также для РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» [22]. Попутно-добываемые воды нефтяных месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» сильно минерализованы (до 300 г/дм³ и более), в основном хлоридно-натриевого или хлориднокальциевого типа, где содержание ионов кальция может достигать 20 - 40 г/дм³. Химический анализ состава отобранных с внутрискважинного оборудования проб солеотложений показал, что их основными компонентами являются галит (хлорид натрия) и кальция (карбонат кальция) [22]. Внешний вид отложений представлен на рисунке 4.



Рисунок 4 - Хлорид натрия (галит) отобран с поверхности насосно-компрессорных труб скважина 11 Карташовского месторождения

На нефтяных месторождениях Белоруссии широко распространены коллекторы, некоторая часть внутреннего пространства которых заполнена отложениями галита. При разработке данных месторождений для вытеснения нефти применяется пресная вода, в результате чего происходит растворение отложений галита из коллекторов в пресной воде, что в свою очередь приводит к изменению фильтрационно-емкостных свойств пород. Пластовые, а также попутные воды месторождений Белоруссии представляют собой рассолы, которые имеют высокую степень насыщения хлоридом натрия. В процессе эксплуатации скважин, при изменении температуры и давления в скважине, из насыщенных рассолов может начаться процесс выделения хлоридных солей, в первую очередь галита [23].

Таким образом, были рассмотрены основные типы солеотложений, встречающиеся в нефтедобыче и приводящие к осложнениям данного процесса. Информация о составе солеотложения играет важную роль в понимании причин выпадения солеотложений применительно для конкретного объекта нефтедобычи.

1.2 Причины образования солеотложений в НКТ

Выпадение неорганических солеотложений на рабочей поверхности нефтегазового оборудования, в том числе на внутренней поверхности труб НКТ, вызвано тем, что содержащиеся в водном растворе соли превышают свой предел растворимости в воде. Превышение предела растворимости неорганических солей в воде, являющейся проточной средой в НКТ, может быть вызвано целым комплексом причин, которые будут рассмотрены далее.

Изменение температуры насыщенного водного раствора солей в скважине приводит к снижению растворимости солей и образованию неорганических солеотложений. Осаждение солеотложений из раствора в результате изменения температуры наиболее характерно для карбонатных солей и гипсовых солеотложений. При увеличении температуры бикарбонаты кальция и магния подвержены термическому разложению, в результате

которого происходит образование карбонатов и свободной углекислоты. Для сульфата кальция, а также для малорастворимых соединений кальция и магния характерен отрицательный коэффициент растворимости, то есть для данных соединений характерно уменьшение растворимости с увеличением температуры. При нагреве водных сред, содержащих данные соединения в растворенном состоянии, при достижении определенного температурного значения будет достигнуто состояние насыщенности раствора, а дальнейшее нагревание приведет к пересыщению раствора, из которого будет происходить выпадение избыточного количества вещества в твердом виде [24].

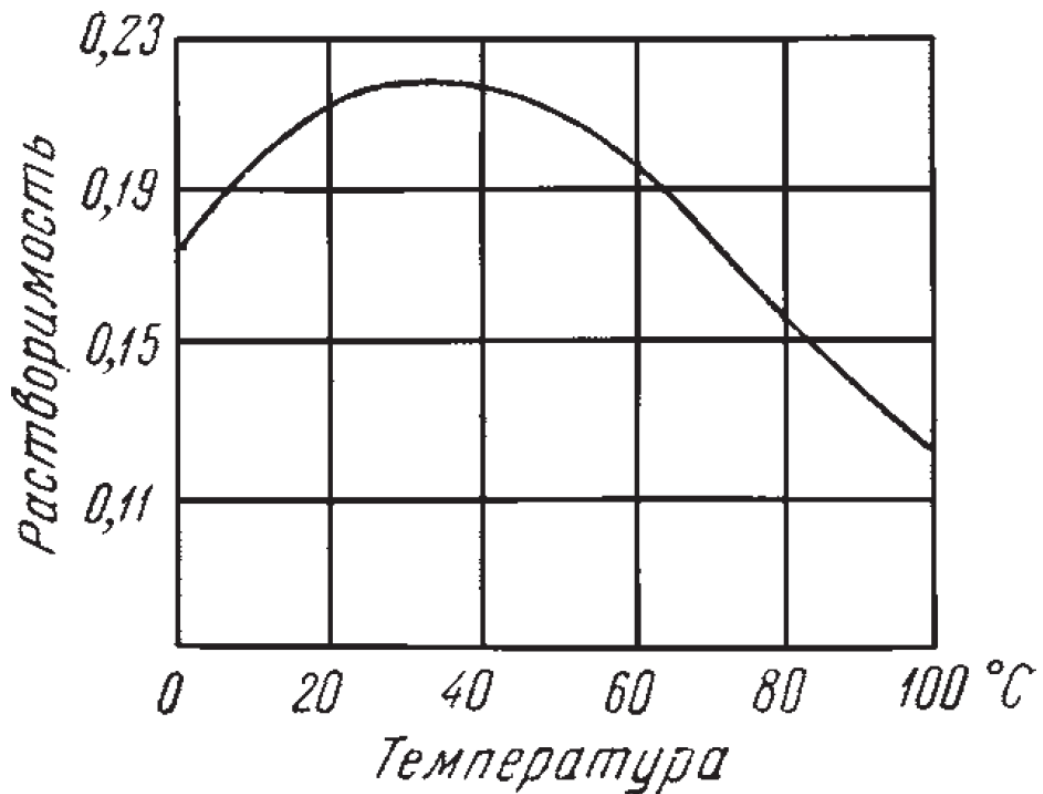


Рисунок 5 - Растворимость гипса в воде в зависимости от температуры [26]

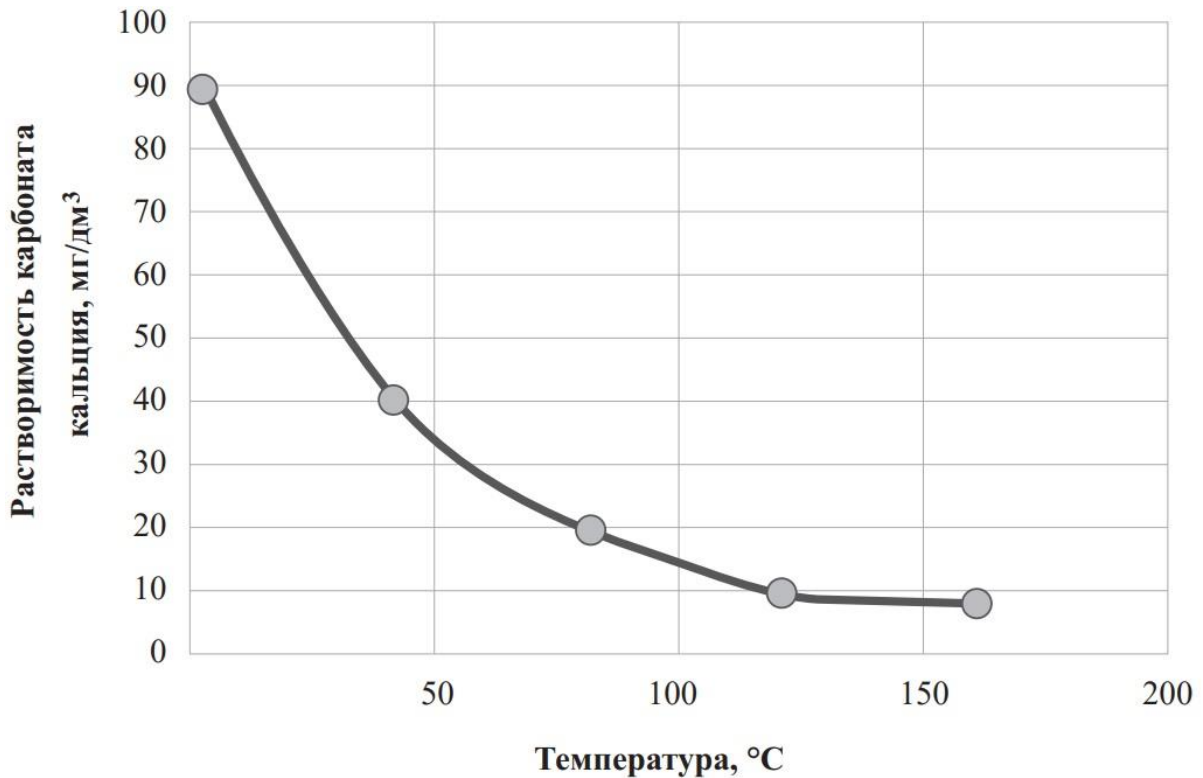
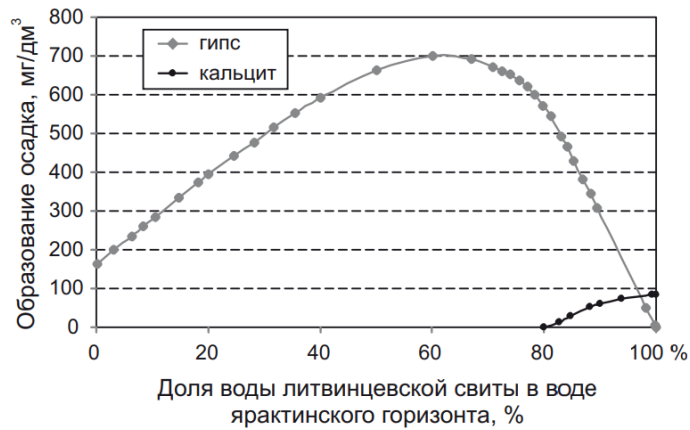


Рисунок 6 - Зависимость растворимости карбоната кальция от температуры в поверхностных условиях [25]

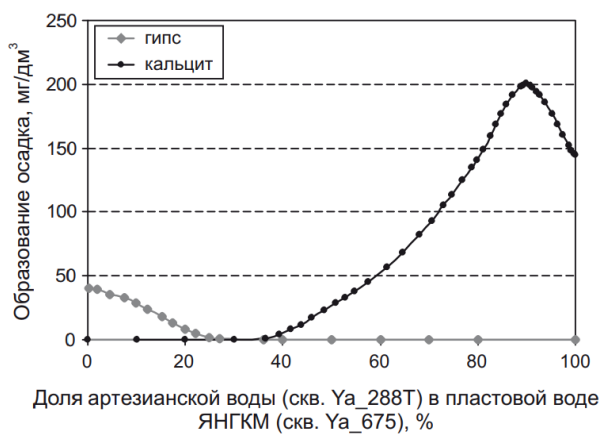
При повышении температуры происходит снижение растворимости карбоната кальция, тем самым создаются условия для выпадения осадка CaCO_3 из раствора. На реальных объектах нефтедобычи выпадение кальцита происходит на последних ступенях электроцентробежных насосов (ЭЦН), так как жидкость проходит через участки характеризующиеся высокой температурой [25]. Аналогичная ситуация наблюдается в случае с гипсовыми отложениями: с увеличением температуры свыше $40\text{ }^\circ\text{C}$ наблюдается снижение растворимости данного типа солеотложений в воде (рисунок 5) [26].

Смешение двух несовместимых вод. На практике смешение несовместимых вод возможно при попадании в скважину вод из разных пропластков. К примеру, одна из смешиваемых вод может содержать катионы кальция, стронция или бария, а другая вода может включать в свой состав содержание ионов сульфатов и бикарбонатов. Смешение данных вод создают условия для образования неорганических солеотложений. Воды, смешение которых между собой приводит к образованию осадка в виде неорганических солеотложений, называют «несовместимыми» [27]. В работе [28] отмечено

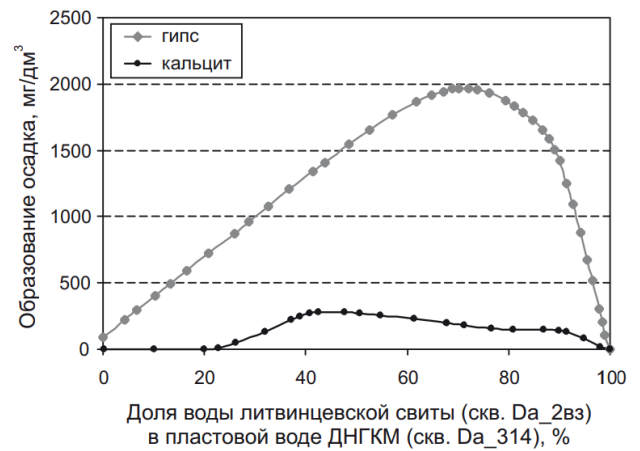
повышенное содержание Ca^{2+} на Приразломном месторождении – выше средних значений в 2–3 раза. Авторы полагают, что основным фактором образования отложений солей в скважинах является применение жидкости глушения при текущем и капитальном ремонте скважин на основе хлористого кальция. Анализ применения данных растворов позволяет предположить, что активное их применение увеличивает общее содержание ионов кальция в закачиваемой подтоварной воде. Прослеживается закономерность – рост потребления солевых растворов при постоянном объеме закачки воды в систему поддержания пластового давления (ППД) приводит к росту содержания кальция в попутной воде. Высокое содержание Ca^{2+} в применяемой жидкости глушения привели к значительному росту образования солевых отложений. Одной из причин образования неорганических солеотложений является смешение жидкости глушения со скважинной продукцией, то есть смешение несовместимых жидкостей. В [29] было выполнено компьютерное моделирование смешения попутных вод для прогнозирования солеотложений на объектах «Лукойл-Когалымнефтегаз». Смешение попутных вод с водами системы поддержания пластового давления (ППД) приводит к отложению солей. Предотвратить отложение солей не может даже дозирование в систему ППД пресных вод. Оно лишь уменьшает количество образующегося осадка. В статье [30] приведены результаты исследования образования неорганических солеотложений, вызванных смешением несовместимых вод с Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНГКМ) и Даниловского нефтегазоконденсатного месторождения (ДНГКМ). На рисунке 7 показано, как влияет смешение несовместимых вод на образование гипса и кальцита.



(а)



(б)



(в)

Рисунок 7 - Влияние смешения несовместимых вод на солеотложения на ЯНГКМ и ДНГКМ [30]

В условиях ЯНГКМ и ДНГКМ основными факторами выпадения солей являются несовместимость закачиваемых и пластовых вод, изменение термобарических условий при подъеме продукции по стволу скважин, разгазирование. В [31] отмечается, что на Узеньском месторождении смешение пластовых вод с жидкостью глушения сопровождается солеотложением. Патент [32] предлагает способ предотвращения солеотложений при добыче и транспорте нефти. Он заключается в том, что необходимо осуществить специальный подбор жидкостей, при смешении которых не образуется пересыщенный раствор соли и её выпадение в виде осадка. Смешение потоков жидкости выполняют в зоне отсутствия технологического оборудования и в трубах, покрытых изнутри антиадгезионным покрытием.

Изменение давления и наличие растворенных газов в скважинной жидкости влияют на растворимость неорганических солей в воде и изменение данных параметров могут привести к образованию неорганических солеотложений в скважине. Например, наличие углекислого газа (CO_2) повышает растворимость карбоната кальция в водном растворе. Уменьшение парциального давления CO_2 одновременно с уменьшением общего давления в системе приводит к нарушению карбонатно-кальциевого равновесия в растворе воды и осаждению твердой фазы CaCO_3 на поверхности оборудования [33]. Влияние парциального давления в системе и количества растворенного углекислого газа представлено на рисунке 8.

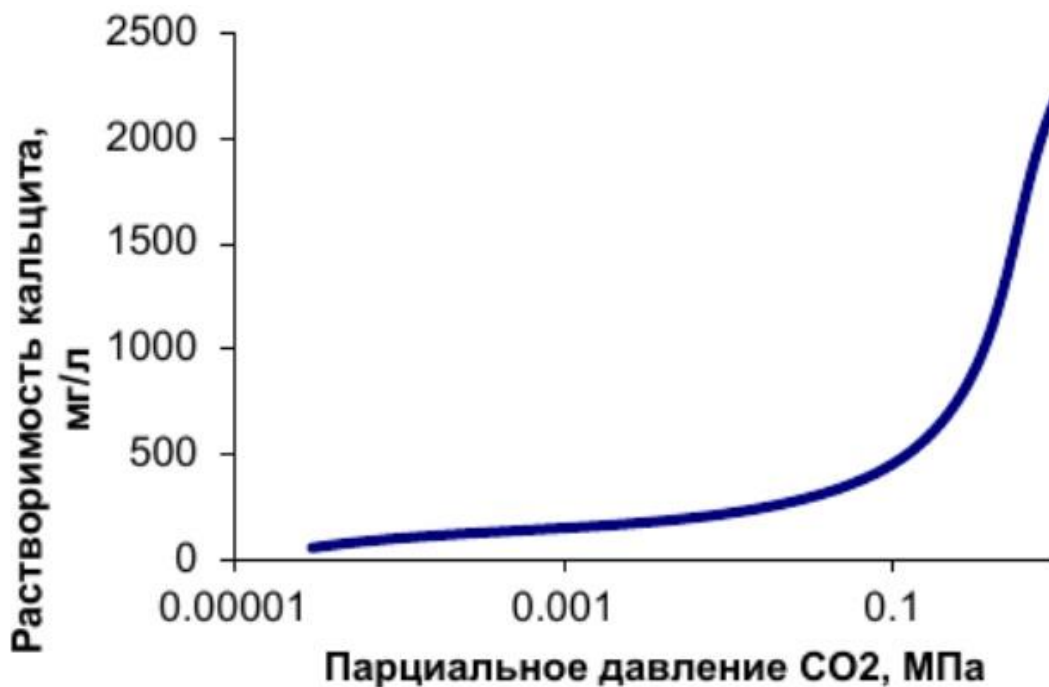


Рисунок 8 - Зависимость растворимости кальцита (CaCO_3) при температуре 25°C от парциального давления углекислого газа (CO_2) [34]

Растворенный в воде сероводород, как и углекислый газ, оказывает влияние на растворимость некоторых неорганических солей.

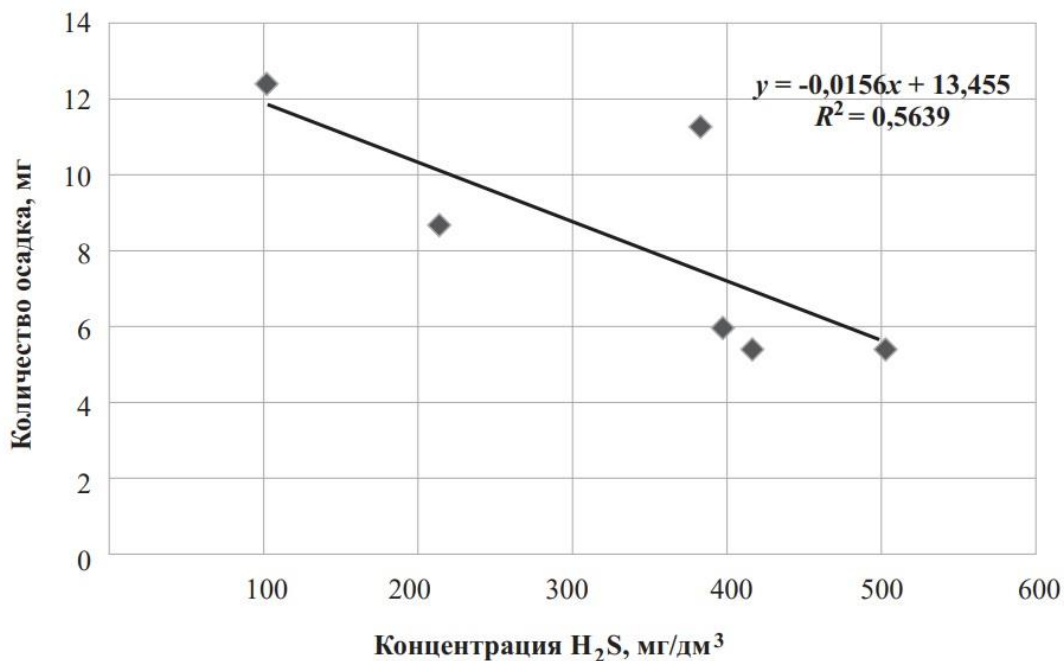


Рисунок 9 - Зависимость количества осадка карбоната кальция от содержания сероводорода в воде [25]

В работе [25] был проведен химический анализ состава попутно добываемых вод Ашальчинского месторождения. На основании данного анализа были сделаны выводы о влиянии количества растворенного сероводорода в воде на интенсивность образования солеотложений, которые представляют собой карбонат кальция. На рисунке 9 показано, что с увеличением концентрации растворенного сероводорода в воде, происходит увеличение растворимости карбоната кальция, что в свою очередь приводит к снижению массы образующихся солеотложений. Данный эффект связан с тем, что растворенный в воде сероводород понижает значение pH.

Испарение рассола изменяет соотношение между водой (растворителем) и растворенными солями, в результате чего концентрация соли увеличивается выше предела растворимости, и это приводит к осаждению солей. Данный процесс может возникать в газовых скважинах в условиях высокого давления и высокой температуры, где сухой газовый поток может смешиваться с солевым раствором при дегидратации с низкой скоростью; при этом наиболее часто происходит осаждение хлорида натрия [35].

Для настоящей диссертационной работы изучение причин образования неорганических солеотложений в насосно-компрессорных трубах представляют интерес в контексте разработки методов моделирования процессов солеотложения и разработки солеобразующих сред. Возможность моделирование процессов солеотложения является важной составляющей при разработке метода оценки возможности применения внутренних защитных покрытий НКТ для предотвращения образования неорганических солеотложений в трубах.

1.3 Методы профилактики и борьбы с неорганическими солеотложениями

Методы борьбы с неорганическими солеотложениями в НКТ делятся на два типа: методы удаления и методы предупреждения образования неорганических солеотложений (рисунок 10).



Рисунок 10 - Методы борьбы с солеотложениями, применяемые при добыче нефти [38]

Далее более подробно будет рассмотрена каждая из данных групп методов борьбы и профилактики с неорганическими солеотложениями.

1.3.1 Методы удаления неорганических солеотложений из НКТ

Удаление образовавшихся неорганических солеотложений из НКТ является важной производственной задачей при осуществлении процесса добычи нефти. Если профилактические методы не принесли успеха, и в насосно-компрессорной трубе образовался слой солеотложения, то его необходимо удалить.

В свою очередь, методы удаления солеотложений из НКТ делятся на группы методов: **механические и химические**.

К **механическим методам удаления солеотложений** относится проведение очисток стенок скважин путем разбуривания мощных солевых пробок, как, например, барита (данный вид отложений в скважинных условиях не поддается химическому способу удаления), либо путем проработки колонны расширителем, скребками с последующим шаблонированием. Но механические методы очистки — дорогостоящие, поэтому большее распространение получили химические методы удаления солей [36].

Также, для удаления образовавшихся солеотложений из НКТ применяется гидродинамическая очистка. В работе [37] описаны основные достоинства данного вида очистки: 1) возможность удаления солеотложений содержащих примеси органических соединений нефти и продукты коррозии независимо от химического состава отложений, их прочности и толщины; 2) исключение деформирования и повреждения НКТ, в сравнении с механическим фрезерованием НКТ (разбуриванием), очисткой гидроабразивом, что дает возможность повторного использования НКТ.

Химические методы удаления солеотложений получили большее распространение. Одним из методов удаления образовавшихся в НКТ солеотложений являются соляно-кислотные обработки (СКО) скважин. Существуют два основных способа проведения СКО – прямая и обратная

закачки. Прямая закачка осуществляется непосредственно через насосно-компрессорную трубу, а обратная закачка осуществляется через затрубное пространство скважины. Использование соляно-кислотных обработок скважин для удаления образовавшихся неорганических солеотложений может привести к коррозионным процессам на нефтегазовом оборудовании, а также водородному и хлоридному расстрескиванию [38].

Для удаления солеотложений сульфатного типа применяются обработки скважин щёлочью (гидроксидами натрия, калия). Недостатками данного метода являются: высокий удельный расход щелочей, а также длительное время реакции щелочей с сульфатными отложениями солей. Удаление сульфатных отложений, в основном, производится с помощью углекислого натрия. К недостаткам можно отнести то, что метод эффективен только на рыхлых осадках сульфатов. При плотном осадке метод приводит к образованию корки карбоната кальция, и требуется многократная обработка соляной кислотой [39].

Для решения задачи по удалению солеотложений из НКТ широко распространено применение специальных реагентов – растворителей солеотложений. Суть метода заключается в использовании химических реагентов для растворения солевых осадков в насосно-компрессорных трубах. Для применения растворителей солеотложения необходим индивидуальный подбор реагента под конкретный тип солеотложения. Подбор растворителя солеотложений осуществляется оценкой его растворяющей способности. Например, в работе [40] была проведена оценка эффективности (растворяющей способности) реагента Disolvine E-39 (рисунок 11).

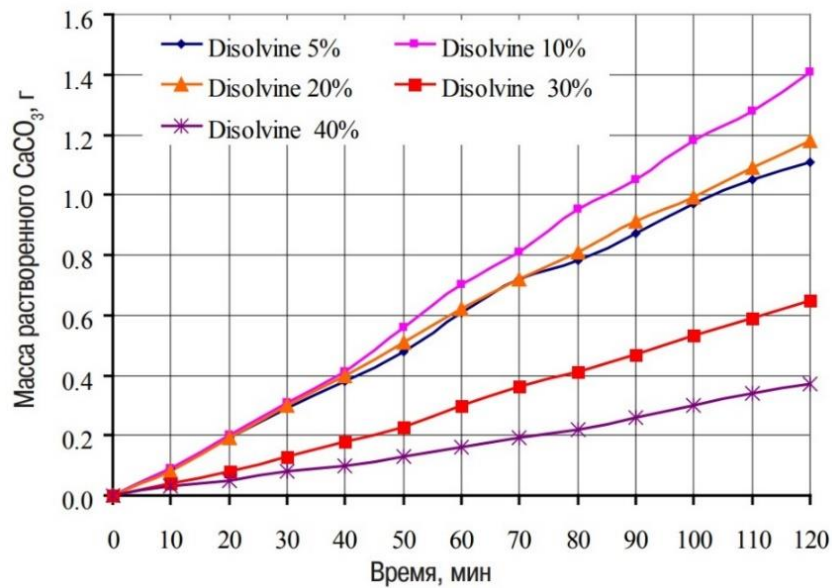


Рисунок 11 - Растворение CaCO_3 по времени в растворе Disolvine E-39 при его различных концентрациях [40]

В работе [41] описан положительный опыт применения растворителя гипсовых солеотложений «ТН-РС-4» на одном из объектов СП «Татнефть-Добыча». Отмечено, что для применения растворителя необходимо провести отбор проб солеотложения, провести определение состава отложений. Если на солевых отложениях отмечается нахождение АСПО, блокирующее доступ растворителя солеотложениям к самому слою солеотложений, то требуется предварительная обработка скважины растворителем АСПО, а затем уже осуществить подачу растворителя солеотложениям.

Таким образом, были рассмотрены основные методы, используемые для очистки образовавшихся солеотложений из насосно-компрессорных труб. В контексте настоящей диссертационной работы данные методы интересны при их совместном применении с внутренними защитными покрытиями НКТ. Потенциально, применение защитных покрытий могло бы сделать процедуру очистки НКТ от солеотложений менее трудоёмкой. Данный эффект мог бы быть достигнут за счёт меньшей прочности сцепления между солеотложениями и защитным покрытием НКТ, в сравнении с прочностью сцепления солеотложений с металлической поверхностью (НКТ без покрытия).

1.3.2 Методы для предотвращения образования неорганических солей в НКТ

Рассмотренные ранее методы удаления солей в НКТ являются дорогостоящими, трудоёмкими, и для их применения требуется остановка работы на объекте нефтедобычи. Поэтому предпочтительнее является применение методов профилактики солеобразования в трубах НКТ. Методы предотвращения солей в НКТ включают в себя физические, химические и технологические.

Физические методы предотвращения солеобразования в НКТ. К данным методам относятся электрическое, акустическое и магнитное воздействия на транспортируемую через НКТ скважинную продукцию.

В [42] приведены результаты промышленной эксплуатации установки электромагнитного воздействия — резонансно-волнового комплекса (РВК) — на солевые отложения за период 2015–2019 гг. на осложненном фонде скважин, характеризующихся отложениями кальцита, галита, гипса, сульфата бария. Применение РВК в скважинах, осложнённых солями, позволило увеличить их среднюю наработку на отказ более чем в 2 раза.

Применение акустических полей основано на генерации колебаний, которые существенно снижают интенсивность формирования центров кристаллизации. Под влиянием акустического воздействия изменяется структура солей, их кристаллы становятся мельче, а сцепление с металлической поверхностью ослабевает. Однако к недостаткам этого метода относятся недостаточная изученность и сложность конструкции оборудования [43].

Химические методы предотвращения солеобразования в НКТ. Применение химических методов для предотвращения образования солей в НКТ является самым распространённым профилактическим методом.

В работе [44] описано лабораторное тестирование и последующее применение ингибитора галитообразования на Ярактинском месторождении

ООО «ИНК». Опытные-промышленные испытания показали, что результатом применения ингибитора явилось увеличение межочистного интервала с 3 до 23 суток.

В статье [45] описывается применение ингибиторов для предотвращения образования сульфата. Ингибиторы, такие как DETPMP (метиленфосфоновая кислота) и PPCA (полифосфинокарбоновая кислота), используются для замедления роста кристаллов соли, хотя они не останавливают этот процесс полностью и со временем становятся менее эффективными. Это связано с включением ингибитора в кристаллическую решетку соли. DETPMP замедляет рост кристаллов, но менее эффективен в предотвращении начальной нуклеации кристаллов. Однако после начала процесса нуклеации он эффективно останавливает дальнейший рост кристаллов, адсорбируясь на активных местах роста на кристаллической решетке отложений.

В работе [46] проведено лабораторное тестирование для 10 различных ингибиторов солеотложения. Испытания ингибиторов проводились при использовании лазерного метода, с помощью которого фиксировалось изменение мутности солевых растворов. На основании полученных результатов была разработана новая прогностическая модель ScaleSoftPizer (SSP), позволяющая прогнозировать результаты применения ингибиторов солеотложений, для предотвращения кальцита и барита.

К химическим методам предотвращения солеотложений на внутренней поверхности НКТ относится и **метод электрохимической активации воды**. В работе [47] описано, как электрохимическая активация воды влияет на процесс солеотложения на поверхности НКТ; было определено влияние на солеобразование активированных водных растворов (анолита и католита), полученных в результате электролиза. Католит смещает окислительно-восстановительный потенциал (Eh) в отрицательную сторону, а анолит приводит смещение окислительно-восстановительного потенциала в положительную сторону. Добавление в поток пластовой воды раствора католита или анолита приводит к протеканию электрохимических реакций, в

результате которых ионы, которые способствуют отложению солей, образуют труднорастворимые соединения. Полученные в результате электрохимических реакций соединения, не способны осаждаться на стенках оборудования в связи с малой энергией активации и выносятся вместе с потоком среды [48, 49].

В работе [50] описано, как коррозионный процесс может влиять на эффективность применения ингибиторов солеотложения. Это снижение эффективности ингибитора солеотложения связано с предпочтительным хелатообразованием между Fe^{2+} и карбоксильной группой ингибиторов. Следовательно, предотвращение коррозии может также предотвратить снижение эффективности от применения ингибитора. Основная область применения внутренних защитных покрытий НКТ – это предотвращение коррозии, что, в свою очередь, может предотвратить снижение эффективности применения ингибитора солеотложения. Таким образом для профилактики солеотложений возможно комплексное применение защитных покрытий НКТ и ингибиторов солеотложений.

В рамках данной диссертационной работы интерес представляет возможность комплексного применения ингибиторов солеотложения и внутренних защитных покрытий насосно-компрессорных труб. В данной диссертационной работе будет предложен лабораторный метод для поиска наиболее эффективной комбинации «ингибитор солеотложения-покрытие».

1.4 Применение защитных покрытий и материалов как меры профилактики солеобразования

Причиной образования неорганических солеотложений на поверхности нефтегазового оборудования является реализация механизма гетерогенного зародышеобразования (гетерогенная нуклеация), который требует меньшего энергетического барьера по сравнению с гомогенным осаждением, происходящим в объеме раствора. То есть образование солеотложений на твердых поверхностях более энергетически выгодно относительно

образования твердой фазы солей в объеме раствора. В связи с этим формирование солеотложений на внутренних поверхностях насосно-компрессорных труб становится серьезной проблемой [51]. Работа [52] указывает на то, что образование солеотложений в объеме жидкости и на поверхности (в частности, на стенках труб) являются взаимосвязанными процессами. Но если осаждение в объеме обширно изучается, в частности для оценки эффективности ингибиторов, то изучение отложений неорганических солей на поверхности получает меньшее внимание исследователей. В работе [52] показано, что правильно подобранные инженерные решения по использованию защитных покрытий и материалов могут значительно снизить отложения минеральных солей в трубопроводных системах нефтяных месторождений. Данный вывод был подтвержден лабораторными тестами, полученными с помощью вращающегося цилиндрического электрода, которые в дальнейшем были сопоставлены с полевыми испытаниями на реальном объекте нефтедобычи.

Применение покрытий как меру предотвращения образования неорганических солеотложений на стенках НКТ является перспективным, но не в полной мере изученным методом. Применение покрытий перспективно, так как помимо потенциального снижения образования солеотложений на стенках труб, основной их функцией является защита от коррозии. Возможность применять внутренние защитные покрытия одновременно в качестве меры по предотвращению коррозии и солеотложения на стенках труб актуально, так как наличие карбоната кальция и сульфата кальция как среды солеотложений увеличивает скорость коррозии алюминиевых сплавов и углеродистой стали [53].

В работе [54] упоминается положительный опыт применения нефтепромысловых насосно-компрессорных труб, внутренняя поверхность которых была покрыта эмалями, лаками, стеклом. Также в работе [54] приведен положительный опыт использования на Самотлорском месторождении насосно-компрессорных труб с внутренними защитными

покрытиями на основе эпоксидных смол, фторопласта и полиамидных составов.

В статье [55] описаны разработанные для нефтегазовой отрасли органогелевые покрытия. Данное покрытие демонстрирует устойчивость к процессам солеотложения в динамических условиях. Отмечается, что в ходе 240-часовых испытаний, использование данного покрытия позволило снизить количество образованных на поверхности покрытия солеотложений на 93% по сравнению с медной поверхностью.

В работе [56] рассматривается применение полидопаминового покрытия (PDA), для снижения образования карбоната кальция на рабочей поверхности оборудования. Описана серия проведенных лабораторных испытаний, где сравнивается адсорбция карбоната кальция на полидопаминовом покрытии (PDA) и на углеродистой стали, отмечено что на полидопаминовом покрытии карбонат кальция образуется в меньшем количестве.

В книге [57] описан положительный опыт использования на нефтяных месторождениях Оренбургской области насосно-компрессорных труб с внутренней полиэтиленовой вставкой. В данной книге [57] утверждается, что кристаллы гипса не в состоянии расти на полиэтиленовой поверхности даже при наличии царапин. Исследование стойкости полимерных материалов на стойкость к образованию солеотложений на своей поверхности было проведено в работе [58]. Эксперименты по осаждению карбоната кальция проводились с использованием труб из пластика политетрафторэтилена PTFE, углеродистой стали и нержавеющей стали 316 при температуре 150 °С. На металлических поверхностях осаждение начиналось в течение 10 минут, тогда как на поверхности PTFE — только через 30 минут.

В [59] упоминается о создании многофункционального покрытия «MicroCeramic», которое обладает комплексом свойств, включая защиту от неорганических солеотложений. Это покрытие отличается крайне низкой шероховатостью поверхности и антиадгезионными характеристиками, что значительно уменьшает образование асфальтосмолопарафиновых отложений.

Покрытие MicroCeramic эффективно предотвращает отложение солей на рабочих элементах насосного оборудования. Кроме того, покрытие MicroCeramic демонстрирует высокую коррозионную стойкость, сравнимую с покрытиями с высоким содержанием хрома.

В патенте [60] представлена композиция антисолевого состава для покрытия металлических поверхностей нефтегазового оборудования для предотвращения образования солеотложений. Изобретение относится к методам защиты металлических поверхностей от солеотложений и коррозии, а именно к антисолевым защитным композициям, которые формируют покрытия на поверхности изделий, таких как корпуса погружных насосов, эксплуатируемых в агрессивных условиях. Данное изобретение может быть использовано в различных отраслях промышленности, включая нефтегазовую и химическую, для предотвращения солеотложений на стальных элементах технологического оборудования.

В работе [61] проведен обзор покрытий, которые потенциально можно применять для защиты поверхности теплообменного оборудования от солеотложений. Отмечается, что большей стойкостью к солеотложению обладают покрытия с минимальной свободной поверхностной энергией, и максимальным значением краевого угла смачивания (гидрофобные покрытия), и минимальной шероховатостью. В статье обсуждаются полимерные и металлические покрытия, а также покрытия на основе наноматериалов. Обзор, сделанный в статье [61] даёт понимание о принципах выбора покрытий для борьбы с солеотложениями на теплообменном оборудовании в условиях работы с водами имеющими высокое содержанием солей.

Работа [62] посвящена исследованию покрытий с различными углеродными нанонаполнителями и оценке стойкости их поверхности к образованию карбоната кальция из пересыщенного водного раствора карбоната кальция (CaCO_3). Было изучено влияние углеродных нанонаполнителей на шероховатость поверхности, поверхностную энергию

покрытий и снижение солеотложения на поверхности покрытий. Добавление углеродных нанонаполнителей позволило на 44% снизить образование карбоната кальция на покрытии по сравнению с покрытием без добавления углеродных нанонаполнителей, что имеет практическое значение для применения на различных промышленных объектах, где предотвращение солеобразования на рабочей поверхности оборудования является ключевым фактором.

Основной целью исследования [63] является разработка и изучение антисолевых свойств материала SLIPS (Slippery Liquid-Infused Porous Surfaces) на основе пористого полианилина. Были проведены испытания, моделирующие образование солеотложения на исследуемой поверхности путем погружения образцов в рассол, имитирующий состав воды, обнаруженной в некоторых нефтяных скважинах. Результаты исследования подтверждают, что пористый полианилин эффективно препятствует образованию солевого налета. Это достигается за счет создания непромокаемой и самовосстанавливающейся поверхности из непрерывной пленки жидкости, по которой солеотложения могут скользить.

Работы [64, 65] посвящены изучению применения никелевого покрытия (EN-coating) в качестве материала, устойчивого к образованию солевого налета, в условиях использования теплообменного оборудования. Исследование показывает, что EN-покрытие значительно улучшает устойчивость к образованию солевого налета на теплообменном оборудовании, что подтверждается проведенными испытаниями в лабораторных и полевых условиях.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что применение покрытий может являться одним из безреагентных методов профилактики образования неорганических солеотложений на поверхности нефтегазового оборудования. И актуальным становится вопрос о формировании методологии подбора покрытий и материалов, с помощью которых можно обеспечить стойкость внутренней поверхности трубопровода к неорганическим солеотложениям.

Именно формированию методологической основы выбора покрытий и материалов для противодействия процессам солеотложения посвящена работа [66]. В статье описывается механизм, за счёт которого реализуется защитное действие внутренних покрытий НКТ против неорганических солеотложений. Данный механизм основан на том, что между солеотложениями и защитным покрытием прочность сцепления меньше, по сравнению с прочностью сцепления между солеотложением и стальной поверхностью. Покрытие, за счет меньшей прочности сцепления образующегося слоя солеотложения с поверхностью, может обеспечить более легкий срыв образующихся отложений потоком, и тем самым препятствовать накоплению солеотложений на внутренней поверхности НКТ. Но на данный момент отсутствуют обоснованные нормативные требования на удельное усилие сдвига солеотложения с покрытия, при котором будет происходить срыв отложений, поэтому затруднен подбор оптимальных систем внутренних покрытий НКТ для предотвращения солеотложений. Неправильный выбор покрытия может повлечь за собой необоснованные затраты и низкую эффективность труб с внутренним покрытием в условиях образования неорганических солеотложений. Кроме усилия сдвига (адгезионная прочность слоя солеотложения с исследуемой поверхностью), авторы [66] выделяют такое свойство покрытий как смачиваемость. Водные растворы минеральных солей являются полярными веществами. Поэтому с понижением полярности (гидрофильности) смачиваемой поверхности силы сцепления солей с поверхностью уменьшаются.

Интерес представляет понимание того, какие именно свойства покрытий обеспечивают стойкость к образованию неорганических солеотложений на поверхности. Далее будут рассмотрены свойства покрытий, которые могут обеспечить антисолевой эффект.

1.5 Влияние смачиваемости покрытия на его способность препятствовать образованию неорганических солей на поверхности

Потенциально определение краевого угла смачиваемости защитного покрытия может являться косвенным методом оценки стойкости поверхности покрытия к образованию неорганических солей.

В исследовании [67] предлагается применять смачиваемость покрытия в качестве критерия его стойкости к солеобразованию, поскольку соли являются водорастворимыми, для оценки уровня адгезии поверхности к солям можно использовать характеристику гидрофобности: чем выше гидрофобность, тем хуже соли закрепляются на поверхности изделия [67].

В исследовании [68] были использованы уплотненные слои со сферами различной смачиваемости для исследования влияния смачиваемости на осаждение карбоната кальция при различных значениях коэффициента пересыщения. Осаждение ускорялось с увеличением гидрофильности заполняющего материала уплотненного слоя. Было обнаружено, что смачиваемость поверхности пор фильтров, используемых при очистке сточных вод или в процессах опреснения, влияет на отложение солей и закупорку пор.

В работе [69] для оценки антисолевых свойств покрытий проводились эксперименты по образованию накипи CaCO_3 . Образцы погружали в термостатическую водяную баню при $60\text{ }^\circ\text{C}$. Через определенные промежутки времени образцы аккуратно извлекались из раствора и сушились при температуре $100\text{-}105\text{ }^\circ\text{C}$ в электроконстантной сушильной печи. Суперводоотталкивающее композитное покрытие из полифениленсульфид (PPS)/политетрафторэтилен (PTFE) проявило превосходные антисолевые свойства, обладая малым числом нуклеационных центров и эффектом пространственного ограничения. Скорость образования отложений CaCO_3 на покрытии PPS/PTFE составляет лишь 38,6 % от скорости накипи на гидрофобной эпокси-силиконовой смоле.

В работе [70] было разработано и изготовлено супергидрофобное покрытие из 1H,1H,2H,2H-перфтордецилтриэтоксисилана (PFDS), этилендиаминтетрауксусной кислоты (EDTA) и анодированного оксида меди (АСО) на поверхности медного сплава, для предотвращения образования солеотложений и коррозии. Угол смачивания воды для покрытия PFDS/EDTA/АСО достигает $164,53^\circ$, что демонстрирует супергидрофобность, уменьшая контакт между кристаллами неорганических солей, коррозионной средой и подложкой. Тесты на отложение CaCO_3 показали, что покрытие PFDS/EDTA/АСО значительно снижает скорость образования отложений по сравнению с другими покрытиями.

В [71] для уменьшения отложений был разработан нанокомпозит с низкой поверхностной энергией, путем добавления фторированного акрилатного полимера и гидрофобно модифицированного нано-кремнезема в основу из полиэтилена высокой плотности (HDPE). Гидрофобные свойства поверхности композита оставались неизменными после погружения в кислую ($\text{pH}=2$) и щелочную ($\text{pH}=12$) среды. Разработанный композит показал лучшую эффективность в предотвращении солеотложений по сравнению с коммерческими материалами труб из HDPE и поливинилхлорида (PVC).

В исследовании [72] использовано новое композитное гидрофобное покрытие на основе кремнийорганической эпоксидной смолы EP/iDCNTs/Zn/PVDF (Epoxy resin - эпоксидная смола, которая служит матрицей для покрытия; iDCNTs - углеродные нанотрубки, модифицированные метилфосфоновой кислотой DTPMPA, для равномерного нанесения антиналетного агента на поверхность покрытия; Zn — это цинковый порошок, который высвобождает ионы Zn^{2+} , способствующие ингибированию кристаллизации карбоната кальция и улучшению антикоррозионных свойств покрытия. PVDF — это порошок поливинилиденфторида, который придаёт покрытию низкую поверхностную энергию и гидрофобность, что снижает адгезию кристаллов на поверхности покрытия. Это обеспечивает защиту от образования солеотложений и

коррозии. Использование данного гидрофобного покрытия приводит к снижению образования карбоната кальция на 81 %.

В статье [73] описывается способность супергидрофобного покрытия предотвращать образование солеотложений, поскольку кристаллы CaCO_3 на супергидрофобном покрытии были в основном иглообразными по сравнению с ромбоэдрическими кристаллами CaCO_3 на поверхности стальной подложки.

Суперамфифобные покрытия, обладающие краевым углом смачивания более 150° как в воде, так и в органических жидкостях, показали свой значительный потенциал для защиты трубопроводов благодаря своим высокоэффективным антикоррозийным и самоочищающимся способностям. Антисолевые свойства покрытия были проверены путем пропускания раствора CaCO_3 через трубу, имитируя рабочее состояние трубопровода. Было обнаружено, что суперамфифобная поверхность не претерпела изменений, тогда как на поверхности без покрытия явно образовался слой CaCO_3 [74].

В работе [75] авторы утверждают о том, что применение супергидрофильных покрытий способно предотвращать образование солей кальция на поверхности данных покрытий. Если в рассмотренных ранее работах в качестве покрытий обладающих «антисолевыми» свойствами были представлены гидрофобные покрытия, то в работе [75] представлен гидрофильный материал, стойкий к выпадению солеотложений. Представленное в [75] супергидрофильное покрытие обладает антиадгезионными свойствами по отношению к минеральным кристаллам в условиях динамического потока жидкости.

Авторы [76] исследуют влияние гидрофобных и гидрофильных поверхностей на образование слоя солеотложения. Особый акцент делается на супергидрофобных поверхностях, способных значительно снизить скорость образования минеральных отложений. Нанопузырьки газа, образуясь на поверхности покрытия, способны предотвращать образования слоя солеотложений на покрытии. В отсутствие межфазных пузырьков кинетика образования солеотложений снижается по мере уменьшения поверхностной

энергии, в то время как наличие газовых нанопузырьков на поверхности покрытия повышает его стойкость к образованию солеотложений при любом значении краевого угла смачивания.

Таким образом, на основании сделанного обзора научных публикаций, можно сделать вывод, что в качестве меры по предотвращению процессов солеобразования на поверхности покрытия, преимущественно применяются покрытия и материалы, поверхность которых является гидрофобной. Но при этом важно отметить, что в исследовании [75] для предотвращения солеотложений применяется материал, поверхность которого обладает супергидрофильными свойствами.

В рамках данной диссертационной работы, для оценки возможности использовать смачиваемость покрытия в качестве косвенной характеристики стойкости покрытий к солеотложению, будет проведено определение краевого угла смачивания поверхности покрытий дистиллированной водой для каждого испытуемого покрытия. Полученные результаты измерения краевых углов смачивания будут сопоставлены с результатами стендовых динамических испытаний, представленных в Главе 6. На основании сопоставления результатов измерения краевого угла смачивания покрытий с результатами стендовых испытаний, будет сделан вывод в возможности косвенно оценивать стойкость поверхности покрытия на стойкость к солеотложению при помощи краевых углов смачивания.

1.6 Влияние адгезионного взаимодействия между солеотложением и покрытием на способность покрытия препятствовать образованию неорганических солеотложений на поверхности

Адгезионная прочность слоя солеотложения с исследуемым покрытием может являться той количественной характеристикой защитного покрытия, на основании которой возможно оценить способность испытуемого покрытия предотвращать образования неорганических солеотложений на стенках НКТ. Предположительно, покрытия и материалы, имеющие низкую адгезию к

солям, будут менее подвержены образованию слоя солеотложений на своей поверхности. Результаты [77] показали, что высокая адгезионная сила между кристаллами солеотложений и поверхностью теплообменного оборудования связана с меньшей вероятностью удаления солеотложений, что подтверждает необходимость подбора покрытий с меньшей силой адгезии для эффективного снижения солеобразования.

В работе [78] было изучено распределение образованного объема солеотложений между стенками трубы и водным солевым раствором. На основании проведенного исследования авторы делают вывод, что только часть частиц образованных солевых отложений адгезируется на стенках труб, а оставшаяся часть солеотложений образуется в объеме воды и далее вместе с потоком выходят на поверхность. Также может происходить накопление в стволе скважины солеотложений, образованных в объеме скважинной жидкости.

Авторы исследования [79] обращают внимание на сложность экспериментального измерения адгезии слоя солеотложений к поверхности. Одной из проблем при использовании тестов на отслаивание неорганических солевых отложений является неоднородность слоя, который часто имеет неровную и пористую структуру из-за особенностей кристаллической морфологии. Это затрудняет надежное закрепление поверхности для отслаивания и получение воспроизводимых результатов. В связи с этим, для оценки адгезии слоя солеотложений к исследуемой поверхности в работе [79] предлагается использовать метод подводной струи. Метод заключается в том, что на образованный на исследуемой поверхности слой солеотложения, погруженного в водный солевой раствор, осуществляется воздействие потоком подводной струи. Определялась величина скорости потока подводной струи, которой достаточно для срыва солеотложения с исследуемой поверхности. В данной работе были определены скорости подводной струи для срыва отложений с четырёх различных поверхностей: «UNS S31603» (нержавеющая сталь), предварительно обработанная

электрохимическим методом «UNS S31603», а также два покрытия – «DLC» (алмазоподобный углерод) и ПТФЭ (политетрафторэтилен). Наименьшая скорость подводной струи для очистки от отложений карбоната кальция потребовалась для политетрафторэтиленовой поверхности, которая обладает низкой поверхностной энергией и проявляет гидрофобные свойства.

В исследовании [80] делается вывод, что скорость формирования неорганических солеотложений на поверхности зависит в меньшей степени от адгезии солеотложения к поверхности, а в большей степени зависит от процесса осаждения солей. Авторы делают вывод, что такие характеристики поверхности покрытия как низкая шероховатость, низкая поверхностная энергия, а также минимальная адгезия между солеотложением и покрытием не могут полностью предотвратить образования слоя солеотложения на поверхности покрытия.

В работе [82] авторами были обнаружены различия в склонности к адгезии карбоната кальция между аморфным углеродным покрытием и поверхностью нержавеющей стали. Аморфные углеродные покрытия в меньшей степени склонны к адгезии карбоната кальция на своей поверхности, а поверхность нержавеющей стали оказалась подверженной адгезии с карбонатом кальция. Также исследование показало, что свободная поверхностная энергия и характеристики смачиваемости материалов значительно влияют на их склонность к образованию солевого налёта.

Исследование [83] заключалось в лабораторном моделировании осаждения гипса на различных материалах. Моделирование осуществлялось путем смешения хлорида кальция и сульфата натрия и прокачки смешанных растворов через купоны из исследуемых материалов. Различие в солеотложении на поверхностях из нержавеющей стали, меди, латуни и ПВХ минимально. Однако адгезия на органических поверхностях, таких как ПВХ, ниже, чем на металлических.

На основании проведенного анализа научных публикаций нельзя сделать однозначного вывода о возможности использования величины

адгезионной прочности между солеотложением и защитным покрытием в качестве показателя, оценивающего способность защитного покрытия препятствовать росту солеотложений на своей поверхности. Поэтому в данной диссертационной работе были проведены исследования по определению адгезионной прочности соединения между солеотложением и поверхностью защитного покрытия. Проведено сопоставление значений прочности адгезионного соединения «солеотложение-покрытие» с результатами, полученными при стендовых динамических испытаниях покрытий на «Стенде оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям».

1.7 Влияние шероховатости поверхности на процесс солеотложения

Шероховатость внутренней поверхности труб может являться причиной интенсификации процесса солеотложения на внутренней поверхности НКТ. На НКТ, имеющих высокую шероховатость внутренней поверхности, соли откладываются более интенсивно [84]. В работе [85] показано, что шероховатость поверхности металла оказывает значительное влияние на прочность сцепления отложений кальцита. Напряжение, необходимое для отделения отложений кальцита, прочно прилипших к шероховатой металлической поверхности (средняя шероховатость $Ra=18-24$ мкм), оказалось в 30 раз выше, чем для отложений на гладкой поверхности ($Ra = 0,1-0,15$ мкм). В статье «Surface Inorganic Scale Formation in Oil and Gas Industry: As Adhesion and Deposition Processes» [80] обсуждается влияние шероховатости и других параметров на скорость и характер отложений. Основные выводы следующие: 1) Грубые поверхности с более выраженной текстурой (большие неровности) способствуют большему образованию осадка. Это связано с тем, что такие поверхности предоставляют больше мест для гетерогенного зарождения кристаллов; 2) В турбулентных условиях, где течение жидкости вызывает большее перемешивание, процесс осаждения на шероховатых поверхностях идет интенсивнее, чем в ламинарных условиях [80]. Шероховатые поверхности предоставляют больше активных

нуклеационных мест, что способствует более интенсивному отложению солей. Впадины на поверхности защищают отложения от сдвигающего напряжения, а выступы служат местами для зарождения кристаллов [81].

В эксперименте [86] использовался вращающийся цилиндрический электрод (RCE), чтобы оценить склонность к образованию солеотложений на различных промышленных покрытиях в турбулентных и ламинарных условиях. Образцы вращались в рассоле при двух скоростях: 2000 об/мин (турбулентный режим) и 20 об/мин (ламинарный режим) в течение 90 минут. Более гладкие поверхности, такие как стеклокерамика и DLC покрытия, показали меньший прирост массы солеотложений по сравнению с эпоксидными покрытиями, которые имели более высокую относительную шероховатость.

Таким образом, шероховатость внутренней поверхности НКТ является причиной интенсификации процессов солеобразования НКТ, а также напряжение, необходимое для удаления образованных солеотложений с шероховатой поверхности, выше относительно гладких поверхностей. Следовательно, для профилактики солеотложения на внутренней поверхности НКТ необходимо использование НКТ с гладкой внутренней поверхностью. Гладкость внутренней поверхности НКТ может быть обеспечена за счёт применения внутренних защитных покрытий. Кроме того, применение защитных покрытий препятствует коррозии НКТ, которая в свою очередь приводит к увеличению шероховатости внутренней поверхности НКТ.

Но также существует исследование [87], которое ставит под сомнение прямой характер зависимости от шероховатости поверхности от её склонности к солеобразованию. Для оценки зависимости адгезии от шероховатости в работе [87] использовались образцы нержавеющей стали AISI 304 с различной степенью шероховатости поверхности. Эти образцы были подготовлены путем шлифовки наждачной бумагой различной зернистости (280, 400, 600, 800 и 1000) и полировки. Образцы затем подвергались тестированию в кипящем пересыщенном растворе бикарбоната кальция, содержащем

примерно 360 мг/дм³ кальция и 1140 мг/дм³ бикарбоната. Образцы погружались в раствор в вертикальном положении, чтобы минимизировать влияние гравитации на адгезию отложений. Результаты показали, что наибольший вес отложений на единицу площади наблюдался на образцах со средней шероховатостью поверхности, в то время как наименее шероховатая поверхность не продемонстрировала значительного антисолевого эффекта. Это указывает на то, что снижение шероховатости поверхности не обязательно улучшает антисолевые свойства. Шероховатая поверхность, напротив, показала наименьший вес отложений. Между шероховатостью поверхности и адгезией отложений не существует простой линейной зависимости [87].

Таким образом, в большинстве проанализированных источников указывается на то, что шероховатость поверхности может являться свойством, на основании которого можно судить о склонности поверхности к обрастанию солеотложениями. Следовательно эффект от применения внутренних защитных покрытий, в качестве профилактической меры против солеобразования на внутренней поверхности НКТ, может достигаться за счет: а) снижение шероховатости внутренней поверхности нефтепромысловой насосно-компрессорной трубы относительно насосно-компрессорной трубы без покрытия; б) предотвращение коррозии на внутренней поверхности НКТ и тем самым предотвращение увеличения шероховатости; в) за счет предотвращения коррозии не будет снижаться эффективность применения ингибиторов солеотложения [50]. Но при этом важно учитывать результаты работы [87], в которой заявляется о том, что снижение шероховатости внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы не обязательно приведет к защите трубопровода от образования солеотложений на рабочей поверхности. Следовательно, важно изучение влияния шероховатости внутренних покрытий НКТ на их способность предотвращать образование неорганических солеотложений на внутренней поверхности трубопровода. Сравнение результатов измерений шероховатости внутренних защитных покрытий НКТ с результатами динамических испытаний на «Стенде оценки

стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям» представлены в настоящей диссертационной работе.

1.8 Виды защитных покрытий НКТ, применяемых на объектах нефтедобычи

В настоящее время внутренние защитные покрытия насосно-компрессорных труб нашли широкое применение в нефтегазовой отрасли для предотвращения коррозионных процессов. Защитные покрытия играют ключевую роль в предотвращении коррозии и обеспечении длительного срока службы насосно-компрессорных труб. Также внутренние защитные покрытия НКТ применяются в качестве меры по предотвращению или снижению образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках труб, и накоплен положительный опыт их применения [88]. В настоящее время проводятся исследования по оценке возможности применения покрытий НКТ для предотвращения АСПО [89]. В настоящей диссертационной работе рассматривается возможность применять внутренние защитные покрытия НКТ для предотвращения образования неорганических солей на внутренней поверхности труб. Таким образом, внутренние защитные покрытия НКТ могут иметь многофункциональность, и их применение возможно в качестве профилактической меры против таких распространенных причин осложнений при нефтедобыче как коррозия, АСПО и неорганические солеотложения. Поэтому, интерес представляет проведение испытаний на стойкость к солеотложению для покрытий, которые уже применяются в нефтегазовой отрасли Российской Федерации. Рассмотрим основные виды внутренних защитных покрытий насосно-компрессорных труб.

Силикатно-эмалевые покрытия состоят из затвердевшей стеклообразной массы, оксидов, а основой силикатно-эмалевого покрытия является кремнезем. Силикатная эмаль одним слоем или в несколько слоёв наплавляется на внутреннюю поверхность стальной нефтепромысловой насосно-компрессорной трубы [90]. Исследована возможность использования

кремнистого сырья Дальнего Востока в производстве стеклянных материалов для защиты стальных трубопроводов. Было установлено, что диатомит более пригоден для получения силикатно-эмалевых покрытий, чем традиционное сырье (кварцевый песок) [91]. Согласно данным Ю.Н. Михайловского и О.И. Стеклова, лабораторные испытания электрохимических свойств силикатно-эмалевых покрытий типа МК-Б на стальных трубах в электролитических средах, воспроизводящих химический состав пластовых вод тюменских нефтепромыслов, подтвердили их высокую антикоррозионную эффективность. Кроме того, в ходе экспериментальных исследований, проведенных в самарском институте ОАО «ВНИИТнефть», было выявлено, что скорость коррозии металла под покрытием составляет не более 0,002 % относительно скорости коррозии труб без защитного покрытия [92]. Силикатно-эмалевые покрытия проявляют гидрофильные свойства [93].

Полиуретановые покрытия обладают значительным преимуществом благодаря высокому температурному пределу эксплуатации. Компания «Плазма» из г.Бугульма [94] разработала внутреннее полиуретановое покрытие «PolyPlex–P» и организовала его нанесение на насосно-компрессорные трубы (НКТ). Это покрытие устойчиво работает в течение длительного времени при температурах до +150°С и демонстрирует высокую коррозионную стойкость к агрессивным пластовым жидкостям. После полимеризации покрытие приобретает гладкую поверхность, что обеспечивает эффективную защиту от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и неорганических солеотложений, а также значительно снижает гидравлическое сопротивление стенок трубы. Износостойкость полиуретана в несколько раз превышает аналогичный показатель у нержавеющей стали. Важной особенностью покрытия является его высокая эластичность: оно устойчиво к любым деформациям НКТ, включая изгиб под любым углом и кручение. Покрытие не склонно к образованию сколов и трещин, а также является экологически безопасным. Использование НКТ с покрытием «PolyPlex–P» позволяет увеличить межремонтный период на

скважинах с парафиновыми отложениями в среднем в четыре раза. Благодаря низкой адгезии АСПО к покрытию, необходимость в высокотемпературных обработках практически отсутствует, а отложения в виде тонкой подвижной корки легко удаляются с помощью гидроструйной промывки [94]. В патенте [95] на полезную модель представлена композиция на основе полиуретанового и/или полимочевинного связующего с сухим остатком не менее 30%, в качестве защитного покрытия внутренней стенки НКТ, которая позволит получить защитное покрытие с высокой эластичностью, абразивной, химической и температурной стойкостью, что увеличит срок службы НКТ и межремонтный период.

С 2010 года на Ван-Еганском месторождении (Западная Сибирь) была проведена серия опытно-промысловых испытаний (ОПИ) нефтепромысловых насосно-компрессорных труб с внутренним защитным покрытием на полиуретановой основе марки «PolyPlex-P» и наружным покрытием Super-Stainless. Всего в рамках ОПИ покрытие «PolyPlex-P» было испытано на 158 скважинах, при этом на 35 скважинах, за прошедший 2011 год, были выявлены отслоения полиуретанового покрытия. По результатам ОПИ было принято отказаться от использования данной марки полиуретанового покрытия «PolyPlex-P», так как во всех выявленных случаях покрытие сходило «чулком» (рисунок 12) со стальной внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы, несмотря на достаточно надежные показатели [96].



Рисунок 12 - Отслаивание полиуретанового покрытия «PolyPlex-P» [96]

Эпоксидные покрытия содержат в своей основе эпоксидные порошковые материалы. Важными эксплуатационными характеристиками эпоксидных покрытий являются: высокая адгезия к внутренней металлической поверхности НКТ, механическая прочность, химическая стойкость к растворам слабых кислот, ароматическим соединениям, органическим растворителям, а также к растворам щелочей. Нанесение эпоксидных покрытий на металлическую поверхность возможно без проведения предварительного грунтования поверхности. Диапазон температур, при котором возможна эксплуатация покрытия, зависит от типа применяемого отвердителя и от условий при которых происходит процесс отверждения покрытия. Чем выше температура, при которой проходил процесс отверждения покрытия, тем при более высоких температурах (180–230°C) допускается эксплуатация эпоксидного покрытия [97] (рисунок 13).



Рисунок 13 – Система покрытий для внутренней поверхности труб

Существенным недостатком эксплуатации эпоксидных покрытий является их низкая деформационная стойкость. При воздействии на эпоксидные покрытия вибрации и циклических нагрузок возможно нарушение

целостности покрытия. Для устранения низкой деформационной стойкости, в эпоксидные покрытия вводятся пластификаторы [97].

Эпоксидно-фенольные покрытия – являются одними из наиболее перспективных материалов, позволяющих создавать образцы защитных покрытий, сочетающие в себе высокую адгезию к металлу, и хорошие физико-механические свойства эпоксидных смол с химической стойкостью фенолформальдегидных олигомеров [98]. К данному типу покрытий относятся защитные покрытия серии ТС-3000 (рисунок 14).

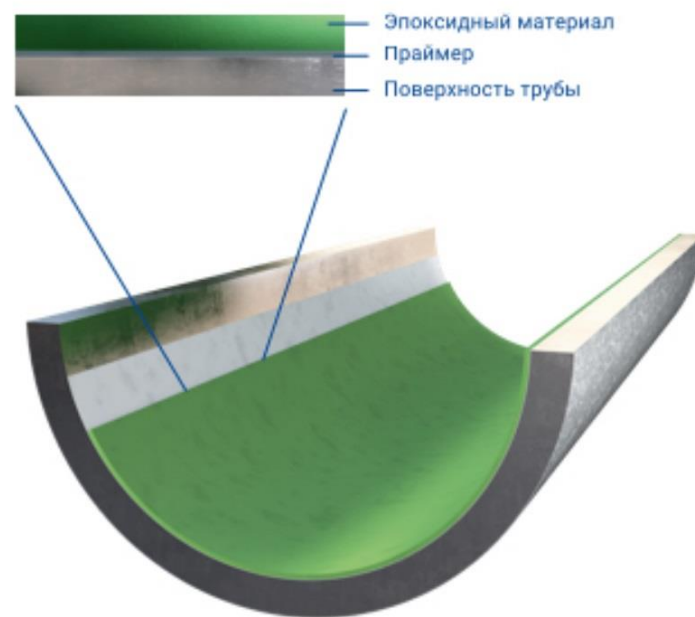


Рисунок 14 – Двухслойное эпоксидно-фенольное покрытие

Двухслойное покрытие состоит из слоя эпоксидно-фенольного жидкого праймера и наружного слоя из жидкого эпоксидно-фенольного материала. В России покрытия серии ТС3000 успешно используются такими компаниями, как НК «Роснефть», «Газпром нефть», ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз», «РуссНефть», Weatherford и многими другими [99]. В исследовании [100] проведены опытно-промышленные испытания насосно-компрессорных труб с внутренним полимерным эпоксидно-фенольным покрытием в условиях добывающих скважин нефтяных месторождений Производственного объединения «Белоруснефть». Попутно добываемая вода в этих скважинах представляет собой насыщенные хлоридно-кальциевые рассолы, содержащие

растворенный углекислый газ, при температурах до +90 °С, давлении до 35 МПа и скорости потока скважинной жидкости до 0,4 м/с. Результаты ОПИ показали, что внутреннее полимерное эпоксидно-фенольное покрытие труб марки MPLAG17 устойчиво к локальной язвенной коррозии. Однако оно обладает низкой стойкостью к эрозионной коррозии, вызванной локальным увеличением скорости движения скважинной жидкости и турбулизацией потока в условиях высокой обводненности, особенно на участке выхода из обратного клапана установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) [100].

Полифенилсульфидные покрытия – это внутренние композиционные защитные покрытия, имеющие в своей основе полифенилсульфид. Полифениленсульфид очень прочен и выдерживает высокие температуры. Его плавление начинается при температуре свыше 300 °С. Он успешно заменяет реактопласты, металлы и другие пластики. Полимер устойчив к воздействию щелочей, кислот, детергентов, моющих средств, авиационного, автомобильного топлива, горюче-смазочных материалов. Учитывая его дороговизну, использование полифениленсульфида целесообразно только в том случае, когда устойчивость к коррозионным агентам и воздействию высоких температур действительно необходима [101]. В работе [102] были проведены исследования физико-механических свойств композиционных покрытий на основе полифенилсульфида. Исходя из результатов испытаний, можно сделать вывод, что полученные композиционные покрытия на основе полифениленсульфида являются перспективным материалом для защиты НКТ от коррозии и абразивного износа. Работа [103] описывает получение лакокрасочных износостойких композиционных покрытий с повышенной химической стойкостью методом электроосаждения на катоде. Катодное электроосаждение лакокрасочной композиции, состоящей из эпоксиаминного пленкообразователя с добавлением порошкового полифениленсульфида, предварительно обработанного оксиэтилированным нонилфенолом (ОП-10) и дисперсии политетрафторэтилена Ф-4ДВ, позволяет формировать износостойкие покрытия. В таких покрытиях частицы введенных полимеров

образуют отдельную фазу и выполняют функцию усиливающих наполнителей в матрице покрытия.

Комбинированные покрытия. Ранее были рассмотрены основные типы внутренних покрытий НКТ. Приведенная ранее классификация основана на материалах, из которых состоит защитное покрытие. Каждый тип внутреннего защитного покрытия имеет как достоинства, так и недостатки. Поэтому применяются комбинированные покрытия. В работе [104] описано применение комбинированного эпоксидно-полиуретанового покрытия. Жидкие эпоксидные покрытия KronEpur 80 и KronEpur НКТ с улучшенной стекловидной температурой T_g , а также покрытие KronTag для защиты радиочастотных идентификационных меток (RFID) соответствуют требованиям ГОСТ Р 58346-2019. Они имеют значительное преимущество перед системами эпоксидного порошка, поскольку не требуют обработки при высоких температурах и наносятся с помощью безвоздушного распылительного аппарата. Низкая рабочая толщина была достигнута за счет использования гибридного эпоксидно-полиуретанового покрытия Eton-SAP, что снижает расход материалов и снижает эксплуатационные расходы на антикоррозионное покрытие. Покрытие для ручного нанесения Polykron-R доказало соответствие DIN EN 10290. Оно не требует тяжелых и дорогих распылительных аппаратов для нанесения и может быть применено бригадой по ремонту трубопроводов.

Металлизационные покрытия из порошков металлов предназначены для защиты стальных конструкций от коррозии под воздействием атмосферных условий, морской и пресной воды, минеральных масел, а также нефтепродуктов, повышения электропроводности и износоустойчивости [105]. Применение газотермических покрытий в агрессивном нефтяном флюиде ограничено вследствие наличия в них пористости. При попадании флюида в поры начинаются процессы коррозии, и тем самым снижаются защитные свойства газотермического покрытия. Поэтому, для улучшения барьерных свойств металлизационных покрытий, применяются различные

пропиточные материалы [106]. На сегодняшний день применение металлизационных покрытий, нанесенных методом газотермического напыления, в силу своих высоких физических, механических и химических свойств является наиболее эффективным способом защиты погружного оборудования добывающей отрасли, в частности корпуса погружного электродвигателя (ПЭД) от воздействия осложняющих факторов [107]. Таким образом, основной областью применения металлизационных покрытий является внешняя поверхность погружного оборудования. Что касается применения металлизационных покрытий в качестве защиты внутренней поверхности НКТ – то такие инженерные решения практически не применяются. Это связано с тем, что нанесение металлизационных покрытий на внутреннюю поверхность НКТ является технически сложной задачей, для решения которой требуется сопло длиной 12 метров, а также техническая возможность поддерживать дистанцию напыления на протяжении всей длины НКТ.

1.9 Заключение по результатам литературного обзора

В связи с тем, что нефтегазовая отрасль постепенно переходит на позднюю стадию разработки нефтяных месторождений, поэтому всё большее число объектов нефтедобычи характеризуется высоким значением обводненности скважинной продукции. Вода является главным источником солеотложений при добыче нефти. Солеотложения образуются как непосредственно в потоке попутно-добываемой воды, так и на внутренней поверхности трубопровода. Солеотложения, образовываясь на внутренней поверхности НКТ сужают проходное сечение, снижают дебит скважины, а также являются причиной отказа на объекте нефтедобычи.

В данном литературном обзоре рассматриваются основные типы неорганических солеотложений, которые встречаются на нефтяных месторождениях. Для каждого из типов солеотложений существуют определенные механизмы образования и формирования на внутренней

поверхности НКТ. Причины образования солеотложений также рассмотрены в литературном обзоре. В контексте данной диссертационной работы понимание механизмов образования солеотложений необходимо для поиска методов лабораторного моделирования солеобразующей среды.

Были рассмотрены литературные источники, посвященные методам профилактики и борьбы с солеотложениями на нефтяных месторождениях. Показана перспективность применения внутренних защитных покрытий НКТ в качестве меры по предотвращению образования солеотложений на внутренней поверхности НКТ. Перспективность данного метода обусловлена тем, что основное предназначение внутренних защитных покрытий НКТ – защита от коррозии, а антисолевой эффект от покрытий будет являться их дополнительной полезной функцией. Для понимания того, какими именно свойствами покрытия обусловлен антисолевой эффект, были проанализированы статьи, посвященные изучению зависимости солеотложения от таких свойств покрытий как смачиваемость, шероховатость, адгезионное взаимодействие между покрытиями и солеотложениями. Данные литературные источники были включены в литературный обзор потому, что в данной диссертационной работе изучалось влияние структуры, состава и свойств покрытий насосно-компрессорных труб на защиту от неорганических солеотложений.

ГЛАВА 2. МАТЕРИАЛЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Объекты исследования

В настоящее время на российском рынке представлено значительное количество различных марок функциональных внутренних защитных покрытий насосно-компрессорных труб. Целью данной диссертационной работы было испытать наиболее часто применяемые покрытия, выявить наиболее эффективные при использовании в качестве меры для снижения образования солей в НКТ.

Цилиндрические образцы. Для проведения динамических испытаний, позволяющих оценить способность защитных покрытий противостоять процессам солеотложения, были специально изготовлены цилиндрические образцы с различными марками защитных покрытий (рисунок 15). Защитные покрытия нанесены на внешние поверхности цилиндрических образцов диаметром 20 мм и высотой 20 мм из стали 40Г2. В качестве образца сравнения использовался стальной цилиндрический образец без покрытия. Также использовались цилиндрические образцы из полимерных материалов полиэтилена и полиамида таких же размеров.

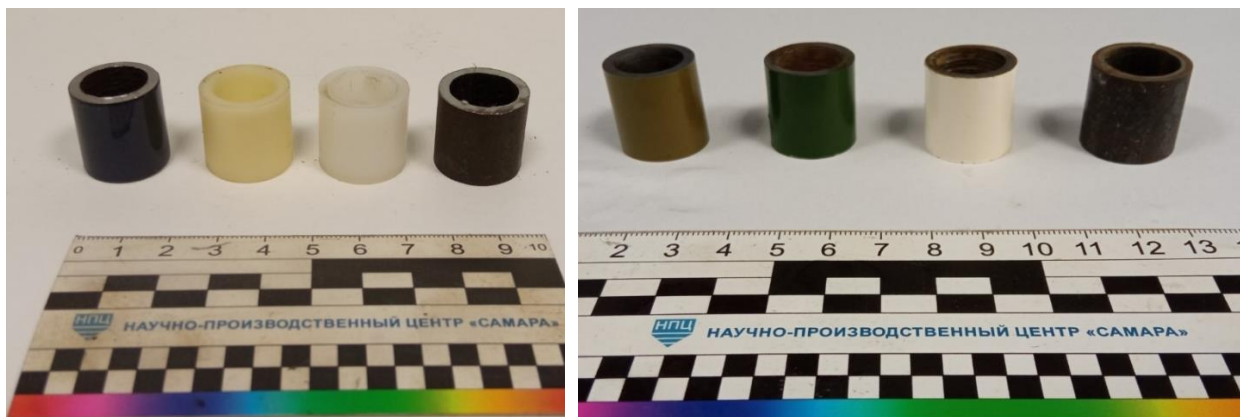


Рисунок 15 – Цилиндрические образцы с защитным покрытием

Плоские образцы. Плоский образец представляет собой металлическую пластину с размерами 100 мм на 100 мм с нанесённым защитным покрытием на поверхность (рисунок 16). Плоские образцы предназначены для

определения краевого угла смачивания, а также для определения адгезионной прочности соединения «солеотложение-покрытие».



Рисунок 16 – Плоские образцы с защитными покрытиями

В Таблице 2 представлен полный перечень покрытий на плоских и цилиндрических образцах.

Таблица 2 – Перечень образцов защитных покрытий и их состав

Покрытие	Состав защитного покрытия
Покрытие 1	Защитная система на основе эпоксидно-фенольного полимера с наполнителем класса акрилатных блок-сополимеров.
Покрытие 2	Защитная система на основе эпоксидно-фенольного полимера с наполнителем класса акрилат-полиуретановых блок-сополимеров.
Покрытие 3	Двухслойное эпоксидно-фенольное покрытие, нанесенное методом воздушного распыления
Покрытие 4	Двухслойное эпоксидно-фенольное покрытие, нанесенное методом горячего распыления на отвержденный праймер
Покрытие 5	Покрытие, состоящее из слоя эпоксидно-фенольного или фенольного грунта и слоя на основе эпоксидных материалов
Покрытие 6	Покрытие, состоящее из слоя эпоксидно-фенольного грунта и слоя на основе эпоксидных материалов, модифицированное нетепловой СВЧ-обработкой
Покрытие 7	Силикатно-эмалевое покрытие
Покрытие 8	Дисперсные пигменты и наполнители в полиуретановом связующем; покрытие нанесено на металлическую поверхность, подвергнутую дробеструйной обработке
Покрытие 9	Дисперсные пигменты и наполнители в полиуретановом связующем

Ингибиторы солеотложения. Для проведения испытаний были использованы пробы ингибиторов солеотложения. Перечень ингибиторов солеотложения представлен в Таблице 3:

Таблица 3 – Ингибиторы солеотложения

Ингибитор	Действующие вещества
Ингибитор 1	Метанол
	Сополимер этаноламидов малеиновой и акриловой кислот
	Сополимер акрилата натрия с ангидридом малеиновой кислоты
	Сополимер малеиновой и акриловой кислот
Ингибитор 2	Метанол
	2-аминоэтанол
	Гидроксиэтилидендифосфоновая кислота
	Нитрилтриметиленфосфоновая кислота
Ингибитор 3	Метанол
	1-Гидроксиэтилидендифосфоновая кислота
Ингибитор 4	Метанол
	Оксиэтилидендифосфоновая кислота
	Алкилимидазолин
Ингибитор 5	Динатриевая соль 2-гидроксиэтилиминоди(уксусной кислоты) (HEIDA). HEIDA - биоразлагаемый хелатирующий агент, используемый для борьбы со щелочноземельными металлами, особенно кальцием, обладает хорошей способностью к комплексообразованию кальция.
Ингибитор 6	Метанол
	Фосфоновая кислота
	Катионоактивное ПАВ
Ингибитор 7	Метанол
	1-Гидроксиэтилидендифосфоновая кислота
	2-аминоэтанол

2.2 Методы исследования

Испытания проводились на оборудовании, которое проходит регулярную и периодическую поверку, а также аттестацию в местном центре стандартизации и метрологии (ЦСМ).

2.2.1 Метод определения микроструктуры образцов с покрытием на растровом электронном микроскопе TESCAN VEGA3 SBH

Микроструктурные исследования внутренних защитных покрытий насосно-компрессорных труб проводились на специально вырезанных фрагментах НКТ с покрытием размером 2x2 см. Данные фрагменты насосно-компрессорных труб с покрытиями (перечень покрытий приведен в Таблице 2) помещались в специальную формочку куда далее заливалась эпоксидная смола марки «ЭД-20». После отверждения эпоксидной смолы с исследуемым фрагментом НКТ внутри, осуществлялась полировка образцов до появления зеркального блеска на участке, предназначенном для исследования. Далее образцы помещались в растровый электронный микроскоп TESCAN VEGA3 SBH, оснащенный приставкой «X-Act» (рисунок 17) для проведения энергодисперсионного анализа, и выполнялись снимки микроструктуры в различных областях исследуемого фрагмента насосно-компрессорной трубы.



Рисунок 17 – Внешний вид растрового электронного микроскопа TESCAN VEGA3 с приставкой энергодисперсионного анализа X-Act

2.2.2 Метод определения шероховатости покрытий

Шероховатость поверхности защитных покрытий НКТ, а также стальной поверхности без покрытия, измерялась в соответствии с требованиями ГОСТ 2789-73 «Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики». Измерения выполнялись с помощью многофункционального портативного измерителя шероховатости «Time Group Inc TR200». Измерения проводились на плоских образцах с нанесенным защитным покрытием (рисунок 16) и с размером 100x100 мм. Для каждого плоского образца с нанесенным защитным покрытием проводилось по 10 измерений, после чего рассчитывалось среднее значение измеренной величины шероховатости. Прибор «Time Group Inc TR200» представляет собой блок прямоугольной формы с чувствительным датчиком на конце, который определяет неровности поверхности. Важным условием для получения точных данных является обеспечение параллельности оси прибора и плоскости испытуемого плоского образца. Принцип работы прибора заключается в следующем: в устройство устанавливается датчик для измерения шероховатости, затем проводится калибровка с использованием эталона. После этого образец помещается в специальную оправку, и прибор считывает рельеф поверхности по различным параметрам. Основным измеряемым параметром был параметр R_a – среднее арифметическое абсолютных отклонений профиля от средней линии в пределах заданной длины оценки, выраженное в микрометрах (мкм).

2.2.3 Метод определения краевых углов смачивания покрытий

Предположительно, в качестве косвенного метода оценки стойкости внутренних защитных покрытий нефтепромысловых НКТ и материалов к образованию неорганических солеотложений на поверхности можно использовать измерение краевого угла смачивания. Поскольку минерализованные водные среды являются полярными веществами, снижение гидрофильности поверхности приводит к уменьшению сил сцепления

солеотложений с поверхностью. Для проверки возможности такой косвенной оценки были определены краевые углы смачивания защитных покрытий насосно-компрессорных труб (НКТ), чтобы в дальнейшем сопоставить их с результатами стендовых испытаний.

Смачиваемость покрытий и материалов характеризуется параметром «краевой угол смачивания». Измерение краевого угла проводилось с использованием специализированной экспериментальной установки (рисунок 18).

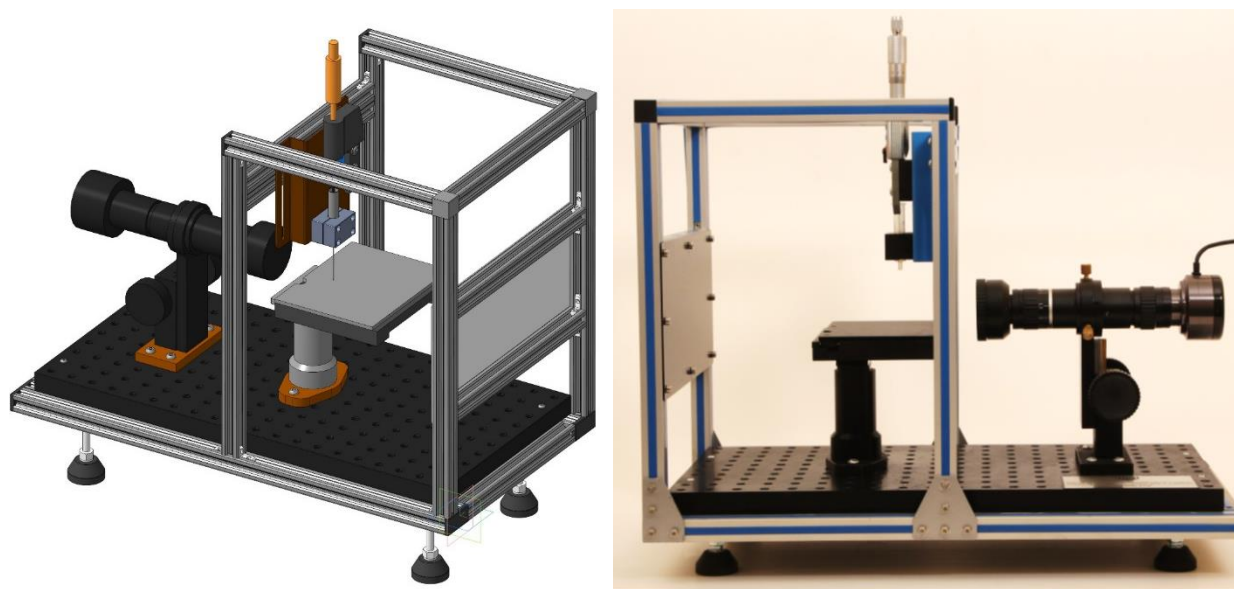


Рисунок 18 – Экспериментальная установка по определению краевого угла смачивания

Измерения краевых углов смачивания выполнялись на плоских образцах, размеры которых составляют 100x100 мм и на одну из сторон которых нанесены защитные покрытия (рисунок 16). Перечень покрытий, нанесенных на плоские образцы, приведен в Таблице 2. Перед проведением измерения краевого угла смачивания, поверхность плоских образцов с защитным покрытием тщательно очищалась и проводилось обезжиривание поверхности. Для каждого образца проводилось не менее 10 измерений краевого угла смачивания, после чего рассчитывалось среднее значение измеряемой величины.

2.2.4 Метод определения адгезионной прочности соединения «солеотложение-покрытие»

Измерение адгезионной прочности соединения «солеотложение-покрытие» осуществлялось следующим образом: 1) на плоском образце с защитным покрытием перпендикулярно относительно его плоскости располагались полиэтиленовые патрубки; 2) В каждый из полиэтиленовых патрубков помещалась навеска с солеотложением, и далее в патрубки заливалась дистиллированная вода; 3) далее плоские образцы и патрубками и разведенными навесками солеотложений помещались в сушильный шкаф, где в процессе сушки происходило испарение воды, а также происходило формирование адгезионной связи между солеотложением и защитным покрытием; 4) Высушенные плоские образцы устанавливались на специальную платформу разрывной машины WDW-100E (рисунок 20) для последующего измерения адгезионной прочности между солеотложением и покрытием, определяемой как напряжение сдвига.

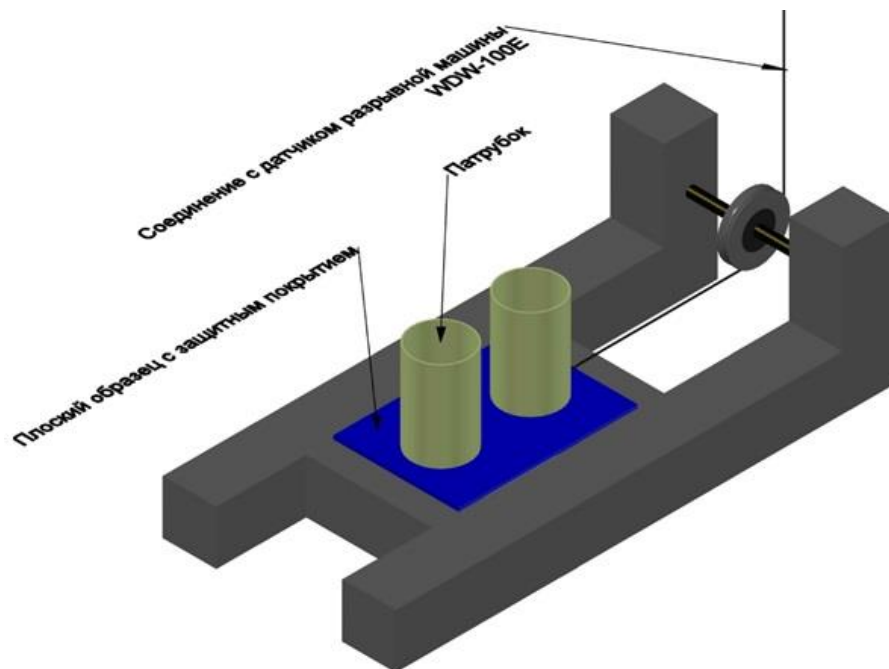


Рисунок 19 – Установка для определения адгезионной прочности



Рисунок 20 – Машина испытательная электромеханическая WDW-100E

2.2.5 Метод определения состава лакокрасочных покрытий методом ИК-Фурье спектроскопии

Определение качественного химического состава защитных покрытий определялся методом ИК-спектроскопии. Данный метод основан на анализе поглощения инфракрасных спектров (ИК-спектров) исследуемым материалом (защитным покрытием). Для проведения анализа специально подготавливались пробы анализируемых защитных покрытий. Исследование проводилось на ИК-Фурье спектрометре марки «ФТ-801» производства компании «Simex» (рисунок 21).



Рисунок 21 – Фурье-спектрометр ФТ-801

После получения ИК-спектров исследуемых защитных покрытий выполнялась их идентификация по характеристическим полосам поглощения. Это позволило определить молекулярный состав основных компонентов органического связующего и неорганической части покрытия.

2.2.6 Метод проведения стендовых испытаний по определению способности защитных покрытий НКТ противостоять образованию неорганических солеотложений при различных скоростных режимах

Испытания покрытий и материалов проводились на специализированном «Стенде оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям». Этот стенд был разработан при участии диссертанта в ООО «НПЦ «Самара» и подробно описан в следующей главе диссертации. Принцип работы стенда заключается в испытании цилиндрических образцов с защитным покрытием, погруженных в реактор с солеобразующей средой.

Целью стендовых динамических испытаний было определить покрытие

(материал), поверхность которого наиболее устойчива к солеотложению при в условиях движения потока. Критериями оценки стойкости покрытий служили масса неорганических солеотложений, образовавшихся на поверхности образца в ходе стендового испытания, а также толщина слоя солеотложений.

Вращающиеся цилиндрические образцы погружались в реактор с насыщенным раствором хлорида натрия и затем осуществлялся запуск их вращения с заданной угловой скоростью (об/мин). Эта угловая скорость вращения цилиндрических образцов в солеобразующей среде подбиралась таким образом, чтобы была создана линейная скорость движения покрытия относительно неподвижной среды, аналогичная линейной продольной скорости движения среды внутри трубопроводов с внутренним покрытием. Параллельно осуществлялась непрерывная дозировка растворов сульфата натрия и хлорида кальция в реактор при постоянной температуре, для создания условий образования солеотложений.

Этот метод позволяет проводить оценку стойкости покрытий к гипсовым солеотложениям с примесями галита. После каждого цикла испытаний цилиндрические образцы снимались с полимерных валов «Стенда оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям», высушивались и взвешивались для определения массы слоя солеотложений. Для измерения толщины этого слоя использовался бинокулярный стереоскопический микроскоп МБС-10 совместно с программным обеспечением Altami Studio 3.5.

Выводы по главе 2

1. Выбраны объекты исследования: образцы внутренних защитных покрытий насосно-компрессорных труб, которые наиболее представлены в российской нефтегазовой отрасли, применяемые для защиты как от коррозии, так и в качестве профилактической меры от нежелательных отложений на внутренней поверхности НКТ. Также в качестве объектов исследования выбраны два полимерных материала, так как в «ГЛАВЕ 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ

ОБЗОР» встречаются публикации, в которых описан положительный опыт применения полимерных материалов для предотвращения солеотложения на внутренней поверхности труб. Исследуемые образцы покрытий и материалов представляют собой цилиндрические образцы, для проведения стендовых испытаний.

2. Представлены методы и оборудование для определения статических характеристик покрытия (изучение микроструктуры, шероховатость, адгезионная прочность соединения «солеотложение-покрытие», краевые углы смачивания исследуемых покрытий водой).

3. Выбраны методики и оборудование для исследования динамических характеристик покрытия противостоять образованию неорганических солеотложений на своей поверхности в различных моделируемых скоростях потока, а также при комплексном применении с ингибиторами солеотложения.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА СТЕНДА ОЦЕНКИ СТОЙКОСТИ ПОКРЫТИЙ К НЕОРГАНИЧЕСКИМ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМ

Применение защитных покрытий, как меру предотвращения солеобразования не является универсальным методом для всех объектов нефтедобычи. Различные условия эксплуатации и характеристики среды требуют индивидуального подбора типа покрытия или материала, используемого в технологии лейнирования в виде тонкой трубы, примыкающей без зазора к внутренней поверхности НКТ. В связи с этим возникает необходимость в проведении опытно-промысловых испытаний (ОПИ) для оценки эффективности различных покрытий в конкретных условиях. Однако ОПИ являются затратными и требуют большого времени, а также не позволяют оценить большое количество вариантов покрытий.

В этом контексте актуальной задачей становится разработка метода лабораторных динамических испытаний защитных покрытий. Такой метод позволит проводить более оперативную и менее затратную оценку различных типов покрытий, анализируя их стойкость к образованию неорганических солеотложений. Это даст возможность подобрать наиболее подходящее покрытие для конкретного объекта нефтедобычи, оценить возможность применения защитных покрытий в качестве профилактической меры против солеобразования в НКТ. Таким образом, разработка и внедрение лабораторного динамического методов испытаний поверхности защитных покрытий на стойкость к солеотложению может существенно повысить эффективность выбора и использования защитных покрытий в нефтедобывающей промышленности.

В рамках данного исследования была определена цель – разработать метод для оценки стойкости внутренних защитных покрытий насосно-компрессорных труб (НКТ) к образованию неорганических солевых отложений на их поверхности. При создании метода оценки стойкости покрытий к неорганическим солевым отложениям было сформулировано ключевое требование: испытания должны проводиться в динамических

условиях, имитирующих движение солеобразующей среды относительно тестируемой поверхности. Для достижения поставленной цели был проведен анализ существующих методов и оборудования, применяемых для исследования процессов формирования неорганических солевых отложений.

Для проведения стендовых динамических испытаний внутренних защитных испытаний насосно-компрессорных труб рассматривалась возможность использования циркуляционных стендов [108, 109]. Преимуществом циркуляционных стендов является возможность испытывать полноразмерные образцы насосно-компрессорных труб, а также возможность воспроизводить внутри испытываемой НКТ гидродинамический режим течения проточной среды. Циркуляционные стенды применяются для оценки эффективности внутренних защитных покрытий в качестве меры по предотвращению или снижению образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренних стенках труб [110, 111].



Рисунок 22 – Испытательный циркуляционный стенд АСПО, разработанный в ООО «НПЦ «Самара»

Однако от варианта с проведением динамических испытаний покрытий

на стойкость к солеотложению с использованием циркуляционных стендов пришлось отказаться. Это было вызвано технической сложностью постоянного поддержания, пересыщенного растворенными солями, состояния проточной среды циркуляционного стенда. В отличие от АСПО, солевые отложения невозможно локализовать на конкретном участке контура стенда путем создания температурного градиента, поскольку механизмы их образования имеют иную природу.

Кроме того, одной из ключевых причин образования солеотложений на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб является смешение несовместимых вод (то есть вод, смешение которых приводит к выпадению осадка) из различных пластов. Данный процесс смешения технически сложно моделировать при помощи циркуляционных стендов, так как после перехода солей из растворенного состояния в твердое, проточная жидкая среда будет обеднена содержанием солей и потеряет свою солеобразующую способность. Это приводит к тому, что дальнейшая циркуляция среды не способствует росту солевых отложений на поверхности труб, что делает такой метод непригодным для решения поставленной задачи.

В исследовании [112] эффективность действия различных ингибиторов солеотложения оценивалась в динамических условиях. В данной работе применялся исследовательский стенд, который представляет собой разомкнутый контур, при этом внутренний объем разомкнутого контура является одновременно и реактором, так как в нем протекает химическая реакция, продуктом которой является солевой осадок. Авторы исследования называют данное испытательное оборудование «multiple pipe flow system» (многотрубная система потока). Схема данной системы, моделирующей процесс солеотложения в условиях потока, представлена на рисунке 23.

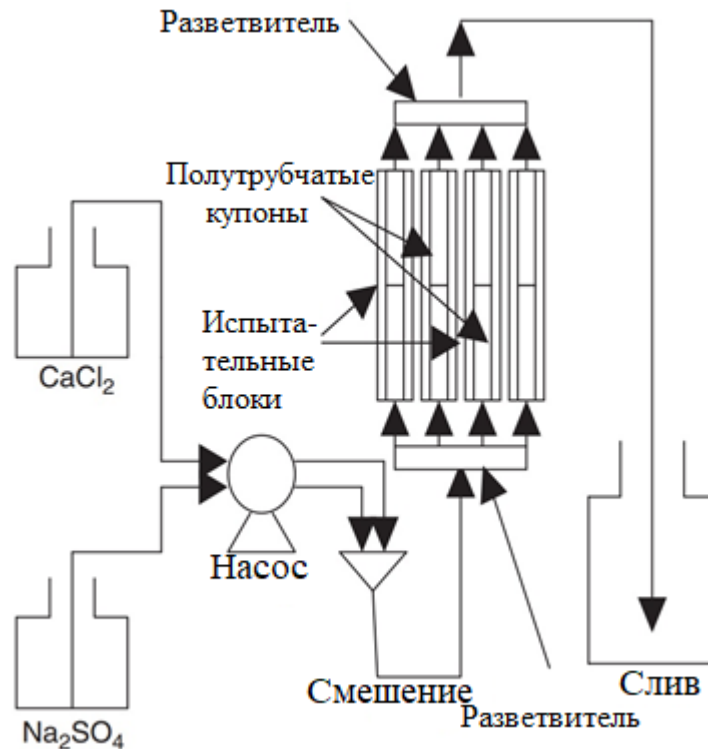


Рисунок 23 – «multiple pipe flow system» (многотрубная система потока) [112]

В исследовании [112] осуществлялось моделирование движения через трубопровод несовместимых вод, смешение которых вызывает образование неорганических солеотложений. Аналогичный подход использовали авторы работы [113], где для создания условий осаждения барита смешивались воды, содержащие ионы Ba^{2+} и SO_4^{2-} , после чего полученная смесь прокачивалась через капиллярную трубку, где и происходило осаждение сульфата бария.

В работе [114] для изучения процессов солеотложения в динамических условиях на внутренней поверхности труб из полимерных материалов, также как и в рассмотренных ранее работах, применялся стенд, который базируется на принципе незамкнутого контура (рисунок 24). В исследуемых полимерных трубах был создан поток проточной среды, в которой в свою очередь были созданы условия для образования неорганических солеотложений.

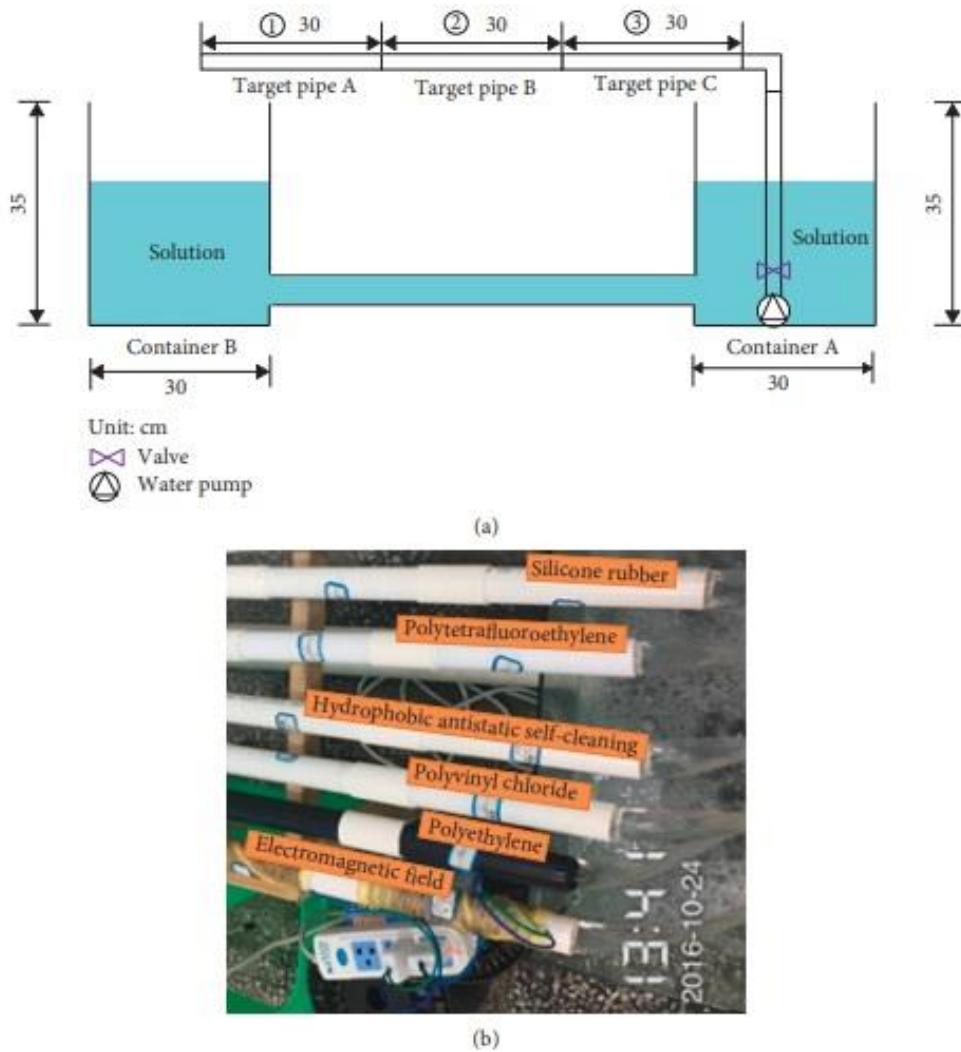


Рисунок 24 – Стенд с незамкнутым контуром [114]

Преимуществом использования стендов с незамкнутым контуром [112-114] для проведения динамических испытаний покрытий на стойкость к солеотложению, по сравнению с циркуляционными стендами (имеющими замкнутый контур) заключается в том, что их конструкция позволяет осуществлять моделирование смещения несовместимых вод в трубопроводе и поддерживать проточную водную среду в максимально насыщенном или пересыщенном (растворенными солями) состоянии. Однако при использовании стендов, реализованных по принципу «разомкнутого контура» для динамических испытаний покрытий на стойкость их поверхности к солеотложению, могут возникнуть следующие технические сложности: 1) при продолжительных испытаниях потребуется расход соли для поддержания насыщенного состояния растворов 2) испытываемые образцы труб имеют

небольшой внутренний диаметр, что может ограничить возможность нанесения защитного покрытия на внутреннюю поверхность в зависимости от его типа и технологии нанесения.

Один из методов изучения процессов солеотложения в динамических условиях основан на использовании «солевой ячейки» (рисунок 25). В исследовательской работе [115] описан принцип ее работы: осуществляется прокачка нагретого насыщенного раствора хлорида натрия через охлаждаемый капилляр, при этом параллельно с прокачкой солевого раствора, осуществляется измерение давления в системе. Образующийся в капилляре галит приводит к тому, что давление в системе возрастает, и таким увеличением давления свидетельствует о начале образования галита. Сравнение времени, через которое наблюдается рост давления, вызванный образованием галита, позволяет оценивать эффективность ингибитора галитообразования. Измеряется рост давления в системе без добавления ингибитора галитообразования и при добавлении ингибитора галитообразования в различных дозировках.

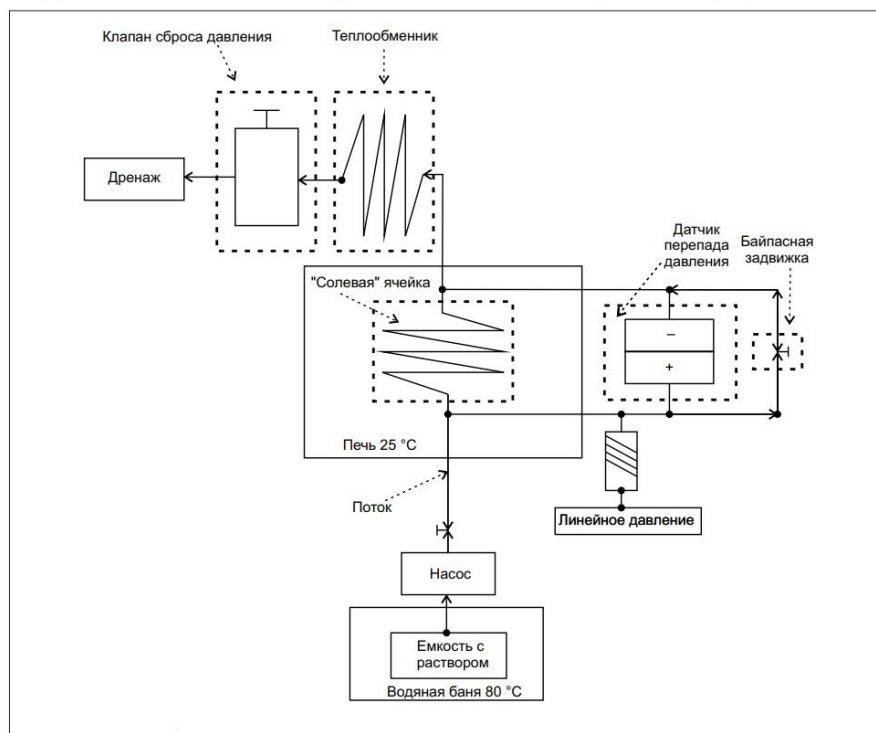


Рисунок 25 – Принципиальная схема установки для динамического тестирования [115]

В исследовании [116] процесс солеотложения изучался при помощи

установки, принцип действия которой основан на объединении двух принципов: принципа действия «солевой ячейки» и принципа действия реактора. То есть в приведенной в [116] установке «солевая ячейка» одновременно является реактором, в котором условия для образования солеотложений создаются смешением несовместимых вод.

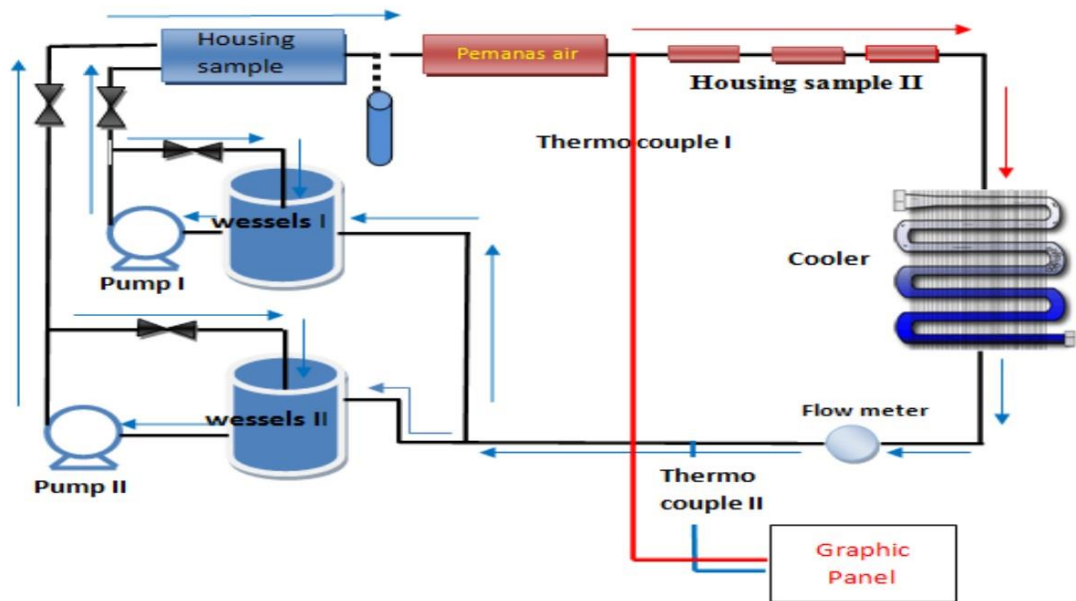


Рисунок 26 – Принципиальная схема установки, используемой при осаждении карбоната кальция [116]

Главным недостатком использования «солевых ячеек», если рассматривать возможность их использования для динамических испытаний внутренних защитных покрытий, является сложность, а иногда и невозможность нанесения образца покрытия на внутреннюю поверхность капилляра «солевой ячейки».

Также была оценена возможность испытывать внутренние защитные покрытия методом «проточной петли». Данный метод применялся для изучения процессов солеотложения в работах [117, 118]. В данных исследованиях с помощью «проточной петли» в динамических условиях изучалось действие ингибиторов солеотложения. Было показано что результаты отличаются от результатов, полученных при статических испытаниях ингибиторов солеотложения. Таким образом «проточная петля»

позволяет моделировать процессы солеотложения в динамических условиях потока. Но потенциальное применение «проточной петли» для оценки стойкости защитных покрытий к неорганическим солеотложениям в условиях потока будет иметь ряд технических ограничений: а) технологическая сложность нанесения образцов покрытий на внутреннюю поверхность проточной петли (такой же недостаток, как у «солевой ячейки»); б) если изготовить проточную петлю большего диаметра (для создания возможности нанесения покрытий на внутреннюю поверхность «проточной петли»), то для поддержания непрерывного потока водной среды, которая находится в пересыщенном состоянии, потребуется большой расход растворов солей.

В работе [119] представлен «Стенд для моделирования отложений солей на рабочих органах ЭЦН и их элементах».

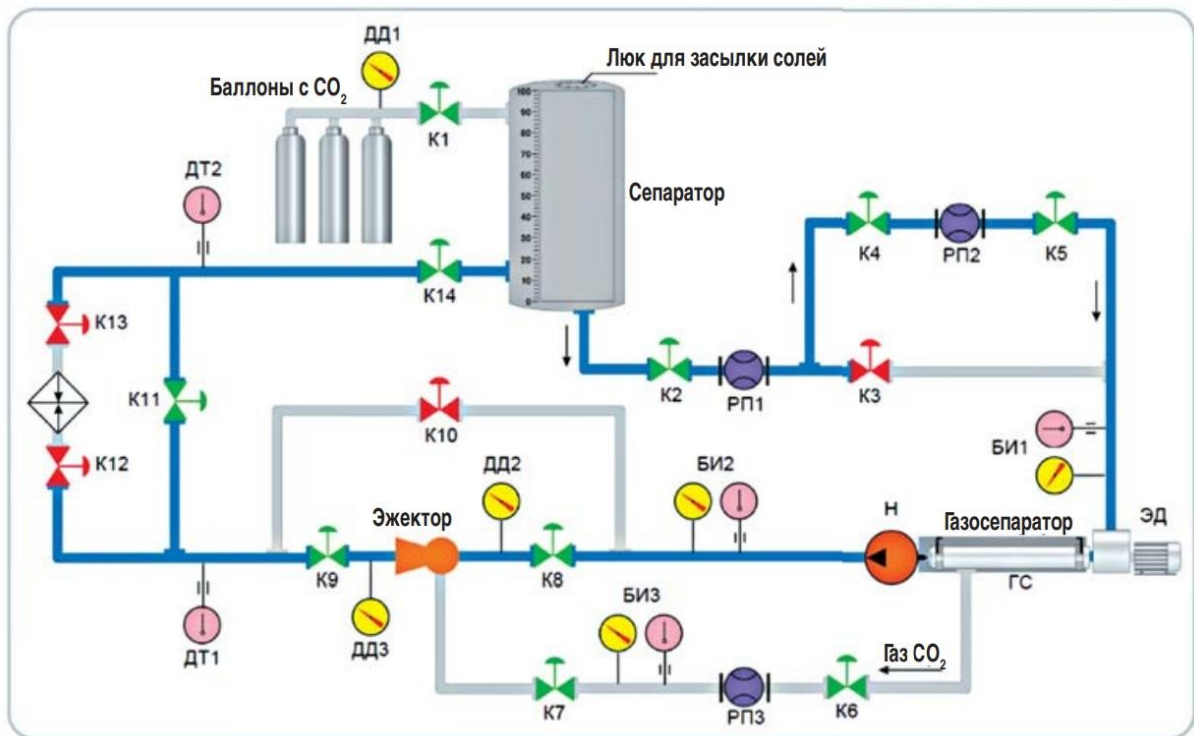


Рисунок 27 – Функциональная гидравлическая схема «Стенда для моделирования отложений солей на рабочих органах ЭЦН и их элементах» [119]:

Н – исследуемый насос; ГС – центробежный газосепаратор; ЭД – электродвигатель; РП1, РП2 – расходомеры жидкости; РП3 – расходомер газа; К2, К4, К6, К8, К9, К10, К11, К12, К13 – задвижки; К1, К7 – краны; К3, К5 – запорно-регулирующие клапаны; ДД1, ДД2, ДД3 – датчики давления; ДТ1, ДТ2 – датчики температуры; БИ1, БИ2, БИ3 – измерительные блоки (датчик давления и датчик температуры)



Рисунок 28 – «Стенд для моделирования отложений солей на рабочих органах ЭЦН и их элементах»

Принцип работы данного стенда основан на влиянии растворенного углекислого газа на растворимость карбоната кальция. При циркуляции проточной среды происходит постепенное снижение давления, за счёт перехода углекислого газа в свободное состояние, что в свою очередь вызывает снижение растворимости карбоната кальция. Стенд предназначен для имитации процессов отложений солей карбонатов кальция на рабочей

поверхности электроцентробежных насосов (ЭЦН) и их составных частей, что даёт возможность осуществлять подбор материалов, покрытий и ингибиторов для выбора наиболее оптимальной меры профилактики образования неорганических солеотложений на рабочей поверхности нефтегазового оборудования. «Стенд для моделирования отложений солей на рабочих органах ЭЦН и их элементах» разработанный в «Особом конструкторском бюро бесштанговых насосов «КОННАС» (ОКБ БН «КОННАС»)), позволяет проводить испытания внутренних покрытий НКТ используя в качестве объектов испытания оригинальную заводскую продукцию нефтепромысловых насосно-компрессорных труб с внутренним защитным покрытием. Ограничением в применении «Стенда для моделирования отложений солей на рабочих органах ЭЦН и их элементах» является тот факт, что методика работы на стенде позволяет реализовывать механизм выпадения кальцита, который основан на снижении давления в системе, способствующее выделению углекислого газа из растворенного состояния в свободное. То есть данная методика позволяет создавать условия образования только кальцита, но при этом методически не предусмотрена возможность создания условий для образования таких типов солеотложения как гипс и галит. Гипс и галит являются не менее распространенными типами солеотложений, которые встречаются при нефтедобыче, поэтому лабораторное моделирование образования этих солеотложений на поверхности защитных покрытий НКТ в динамических условиях является актуальной задачей.

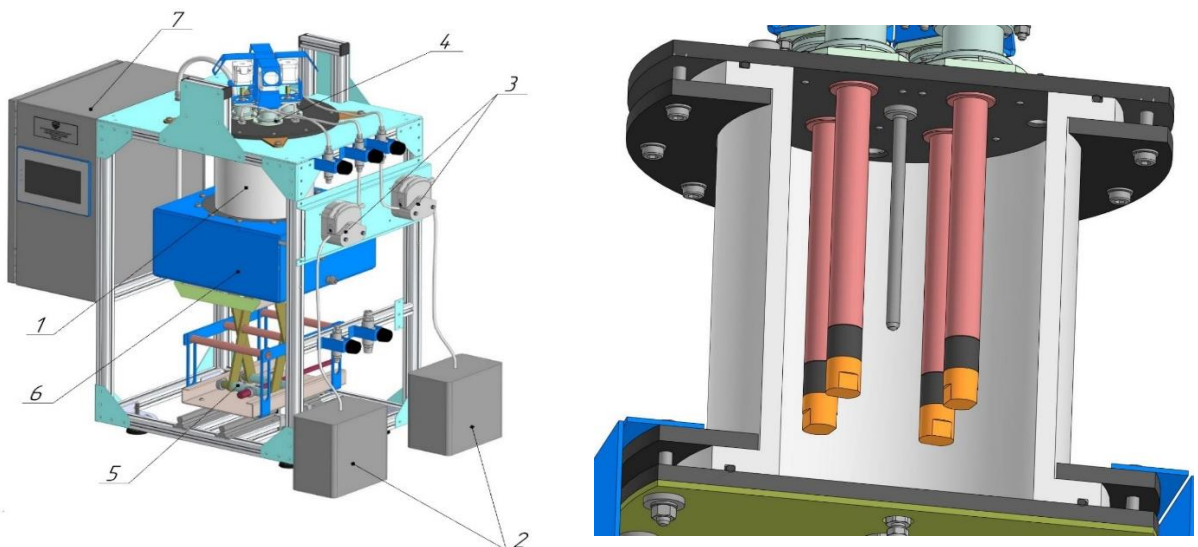
Среди существующего лабораторного оборудования, применяемого для изучения процесса солеотложения на поверхности различных покрытий и материалов необходимо отметить вращающийся цилиндрический электрод (Rotating Cylinder Electrode - RCE). Принцип работы RCE основан на том, что вращающийся цилиндрический электрод погружается в водный солевой раствор, где на его поверхности начинается процесс формирования солеотложений. В статье [120] описывается исследование алмазоподобного покрытия (Diamond Like Coatings - DLC) на стойкость к солеотложению. Было

выявлено, что на покрытии DLC происходит снижение образования кальцита по сравнению и исследуемом образцом без покрытия. В ходе данного исследования также было отмечено снижение адгезии между покрытием DLC и образованным на нем слоем неорганического солеотложения в по сравнению с адгезией между металлической поверхностью без защитного покрытия и образованным на нем слоем солеотложения. В работе [121] вращающийся цилиндрический электрод был применен для проведения динамических испытаний покрытий на стойкость их поверхности к отложениям кальцита, барита и кальцита. Отмечается, что на вращающемся цилиндрическом электроде с защитным покрытием образуются солеотложения кальцита и галита с меньшей массой, по сравнению с массой солеотложений, образовавшихся на поверхности вращающегося цилиндрического электрода без покрытия. При осаждении барита на вращающийся цилиндрический электрод с покрытием, отмечается снижение адгезии образованного слоя барита к покрытию по сравнению с адгезией барита к вращающемуся цилиндрическому электроду с металлической поверхностью (без покрытия).

Таким образом можно сделать вывод о том, что метод вращающегося цилиндрического электрода (RCE) является распространенным и востребованным для проведения лабораторных динамических испытаний покрытий в условиях образования солеотложений. В основе метода RCE лежит электрохимический механизм выпадения солей (катодное или анодное осаждение) на поверхности вращающегося цилиндрического электрода. Электрохимический способ создания условий для солеобразования не всегда позволяет моделировать процессы, происходящие в скважинах (смешение несовместимых вод, испарение растворителя, изменение температуры рассола).

Таким образом в данной главе настоящей диссертационной работы автором был сделан обзор существующего лабораторного и стендового оборудования, применяемого для лабораторного моделирования процесса образования неорганических солеотложений. Были рассмотрены принципы

работы оборудования, за счёт которых происходит моделирование солеотложения. Также в данной главе была оценена возможность использования существующего оборудования для проведения динамических испытаний защитных покрытий на стойкость к образованию солеотложений на их поверхности. На основании преимуществ и недостатков каждого из существующих типов лабораторного оборудования, а также на основе требований к разрабатываемому методу испытаний, при участии автора данного диссертационного исследования, в ООО «Научно-производственный центр «Самара», началась работа по разработке «Стенда оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям». Разработанный и изготовленный стенд представлен на рисунке 29. Конструкция «Стенда оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям» защищена патентом на изобретение RU 2 825 169 C1 [123].



1. Рабочая камера (реактор)
2. Емкости для подачи проб воды в реактор
3. Перистальтические насосы для подачи проб в реактор
4. Электропривод, обеспечивающий вращение образцов с заданной скоростью
5. Подъемный механизм
6. Система нагрева и поддержания температуры в реакторе.
7. Блок управления, для настройки требуемых условий испытания (Скорость подачи воды из ёмкостей в реактор, температура среды в реакторе, скорость вращения образцов)

Рисунок 29 – Разработанный стенд оценки стойкости покрытий к неорганическим
солеотложениям

Моделирование движения потока жидкости относительно поверхности исследуемого защитного покрытия осуществляется при помощи «метода вращающихся цилиндров». Вращающиеся цилиндры (цилиндрические образцы), описаны в разделе данной диссертации «2.1 Объекты исследования» и представлены на рисунке 15. Помимо металлических цилиндрических образцов, на внешнюю поверхность которых нанесено защитное покрытие, предусмотрена возможность проведения испытаний цилиндрических образцов, изготовленных из различных полимерных материалов. В качестве образца сравнения используется стальной цилиндрический образец без защитного покрытия, внешняя поверхность которого является моделью внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы без защитного покрытия. Условия для образования неорганических солеотложений на твердых исследуемых вертикальных поверхностях покрытий создаются в рабочей камере (реакторе) «Стенда оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям».

Перистальтические насосы позволяют осуществлять дозированную подачу в рабочую камеру (реактор) двух несовместимых (смешение которых приводит к выпадению осадка) жидкостей. Возможность варьировать скорости подачи вод в реактор позволяет подобрать такие скорости, при которых в рабочей камере постоянно поддерживается пересыщенное состояние раствора, то есть создаются условия для образования солеотложений на исследуемой поверхности. Электропривод обеспечивает вращение цилиндрических образцов в солеобразующей среде с заданной угловой скоростью, поэтому данные стендовые испытания являются динамическими. Температура в реакторе поддерживается при помощи нагревательного элемента, а контроль температуры осуществляется с помощью термопары.

На реальных нефтепромысловых скважинах процесс образования неорганических солеотложений может быть обусловлен такими факторами как смешение несовместимых вод (вод, смешение которых приводит к

выпадению осадка), изменением соотношения между растворителем и растворенным веществом в результате испарения, влиянием углекислого газа. Поэтому «Стенд оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям» был разработан таким образом, чтобы существовала возможность моделировать солеобразование в рабочей камере (реакторе) следующими способами:

- Испарением испытуемой жидкости из реактора
- Подачей в реактор несовместимых вод
- Подачей углекислого газа в реактор (осуществление барботажа)

Технические возможности «Стенда оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям» позволяют задавать и контролировать следующие параметры:

- Температура среды в реакторе, °С
- Скорость вращения образцов, об/мин
- Скорость подачи жидкости в реактор из ёмкости (1), мл/мин
- Скорость подачи жидкости в реактор из ёмкости (2), мл/мин
- Состав и концентрация подаваемых жидкостей.

Критерии подобия между внутренней поверхностью нефтепромысловой насосно-компрессорной трубой и внешней поверхностью цилиндрического образца в рабочей камере стенда заключаются в материальном, скоростном подобии, а также в идентичности условий проведения испытаний (температура, давление). Материальное подобие основано на том, что на внешнюю поверхность цилиндрических образцов наносится то же самое покрытие, которое используется для нанесения на внутреннюю поверхность нефтепромысловой НКТ. Материальное подобие обеспечивает идентичность свойств на цилиндрическом образце и на НКТ: шероховатость, адгезия, смачиваемость, состав. Скоростное подобие обеспечивалось за счет того, что скорость вращения цилиндрических образцов подбиралась таким образом, чтобы линейная скорость движения поверхности образцов с покрытиями в

неподвижной солеобразующей среде стенда соответствовала линейным скоростям продольного потока жидкости внутри НКТ.

Таким образом, при участии диссертанта, в ООО «НПЦ «Самара» был разработан, сконструирован и собран «Стенд оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям», который позволяет проводить динамические испытания вертикально расположенных поверхностей защитных покрытий и материалов для оценки их стойкости к неорганическим солеотложениям.

Выводы по главе 3

Таким образом, на основании анализа известных лабораторных устройств, существующих на сегодняшний день в области исследования образования неорганических солеотложений, разработан оригинальный лабораторный «Стенд оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям» [122]. Данный стенд позволяют моделировать процесс осаждения неорганических солеотложений на исследуемой поверхности в динамических условиях (моделирование движения потока относительно исследуемой поверхности). Помимо испытаний образцов внутренних покрытий и полимерных материалов, данный стенд позволяют тестировать комплексное применение покрытий НКТ и ингибиторов солеотложения в качестве профилактики солеобразования. Конструкция «Стенда оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям» защищена патентом на изобретение RU 2 825 169 C1 [123].

ГЛАВА 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА ИССЛЕДУЕМОЙ ПОВЕРХНОСТИ

В «ГЛАВЕ 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР» настоящей диссертационной работы были рассмотрены причины образования неорганических солеотложений на объектах нефтедобычи. Было показано, что для каждого типа солеотложения характерен определенный механизм образования: изменение давления и температуры, наличие растворенных газов, смешение несовместимых вод, испарение рассола. Для подбора подходящего профилактического метода, направленного на предотвращения образования солеотложений, необходимо понимание того, по какому механизму происходит формирование осадков [124]. Для моделирования процесса солеотложения, требуется знать состав отложений неорганических солей. На основании данных о составе солеотложений выбирается метод моделирования данного типа солеотложений.

В связи с этим в настоящей диссертации было проведено исследование пробы солеотложений, отобранных на объекте «КП-23/729» (ООО «Иркутская нефтяная компания»).



Рисунок 30 – Проба солеотложения с КП-23/729

Для изучения микроструктуры проб солеотложений и определения качественного состава солеотложений был применен растровый электронный сканирующий микроскоп «TESCAN VEGA3» с приставкой энергодисперсионного анализа X-Act.

На рисунках 31-33 представлены микроструктуры исследуемого солеотложения.

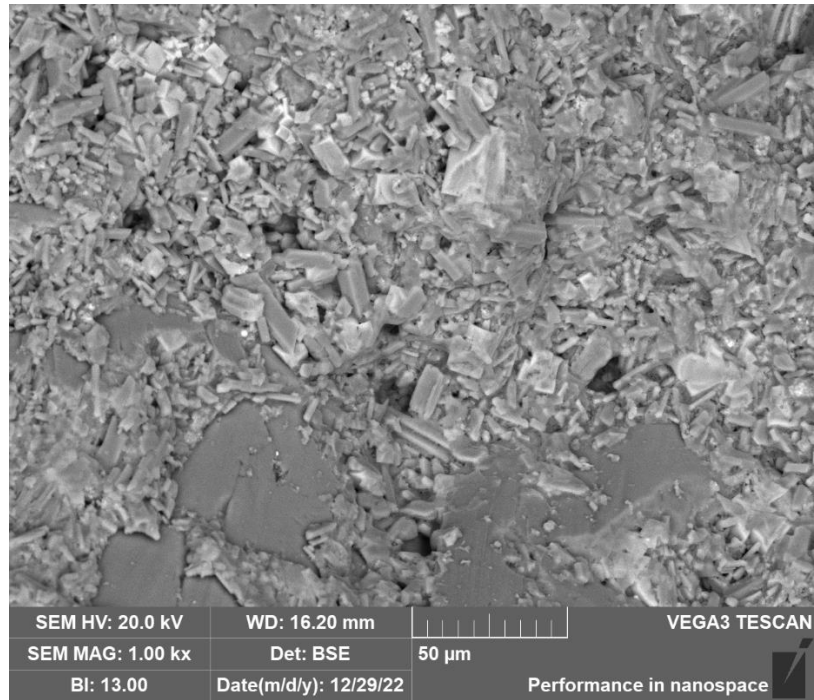


Рисунок 31 – Микроструктура солеотложения с КП-23/729

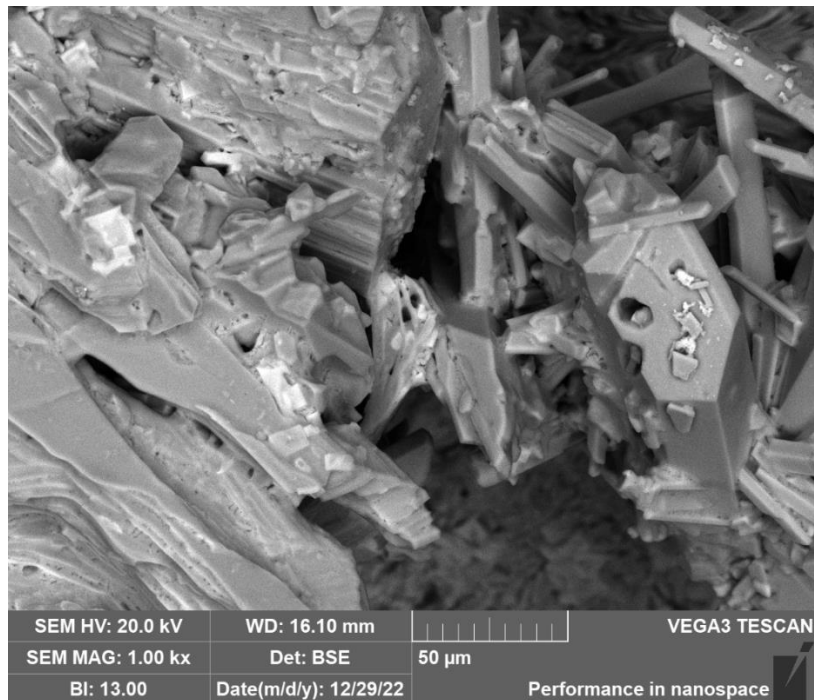


Рисунок 32 – Микроструктура солеотложения с КП-23/729

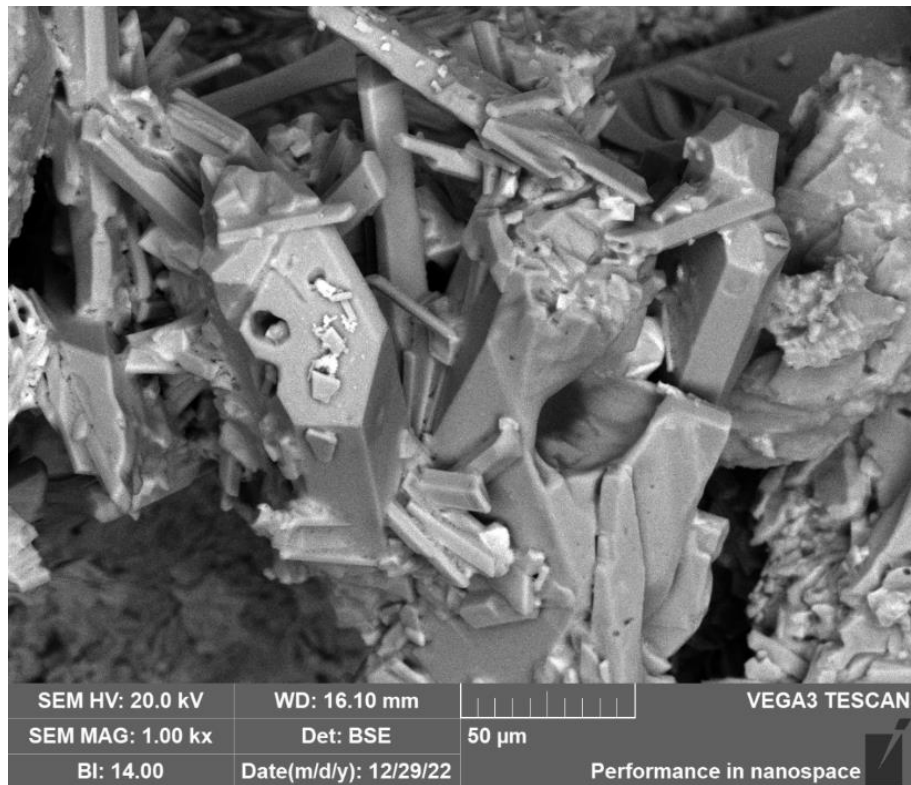


Рисунок 33 – Микроструктура солеотложения с КП-23/729

Микроструктура солеотложений с объекта КП-23/729 представляет собой россыпь игольчатых, разнонаправленных, гексагональных в поперечном сечении кристаллов. Подобная микроструктура характерна для солеотложений гипсового типа. Но при этом микроструктуре наблюдаются области, где превалируют кристаллы кубической формы. Качественный состав гексагональных и кубических областей кристаллов в микроструктуре пробы солеотложения был определен при помощи энергодисперсионного анализа с применением приставки «Oxford Instruments X-Act». На рисунке 34 выделены спектры, в области которых определялся качественный состав солеотложения. На рисунках 35-38 представлены энергодисперсионные спектры, причем номер каждого спектра соответствует номеру, указанному на рисунке 34.

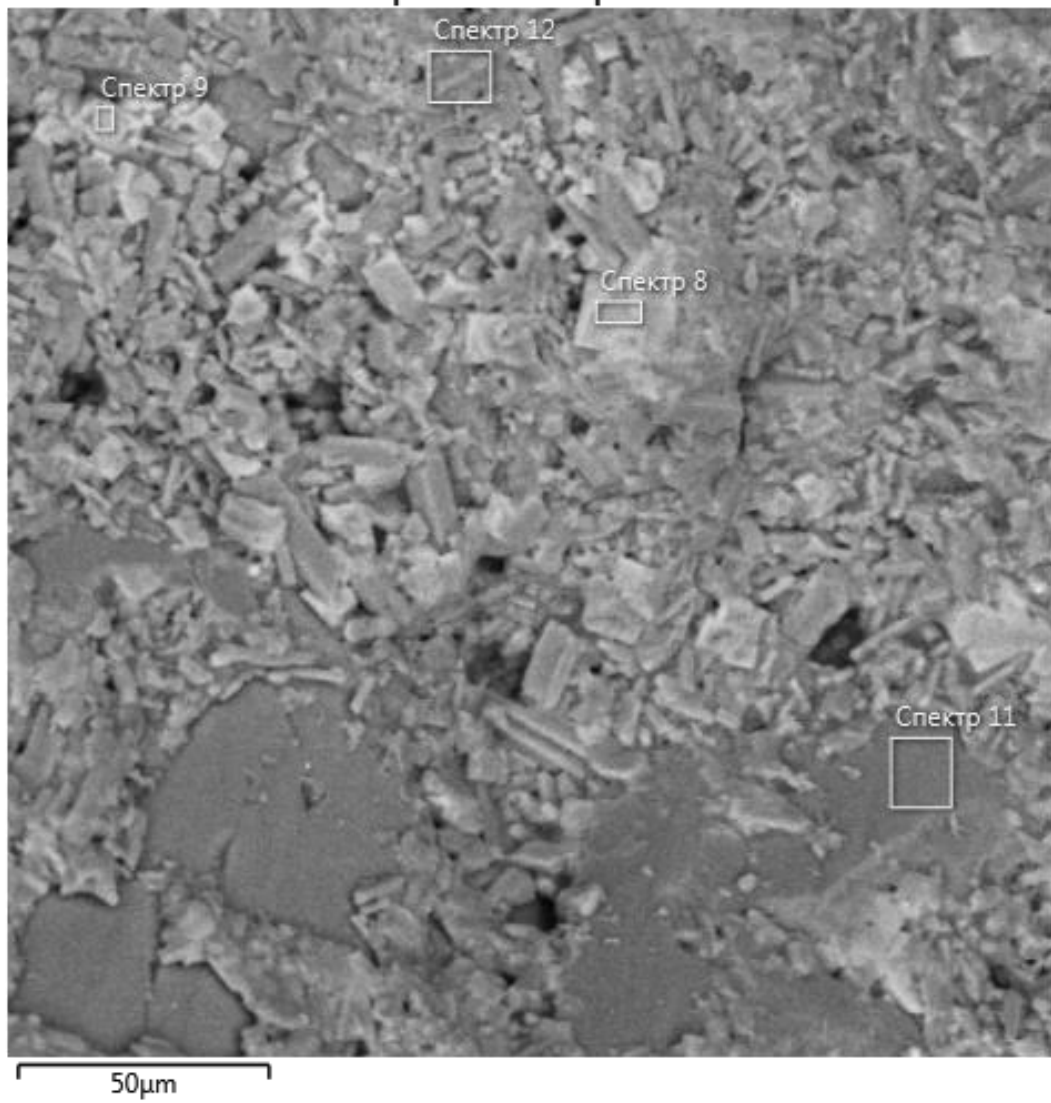


Рисунок 34 – Области исследования солеотложения с КП-23/729

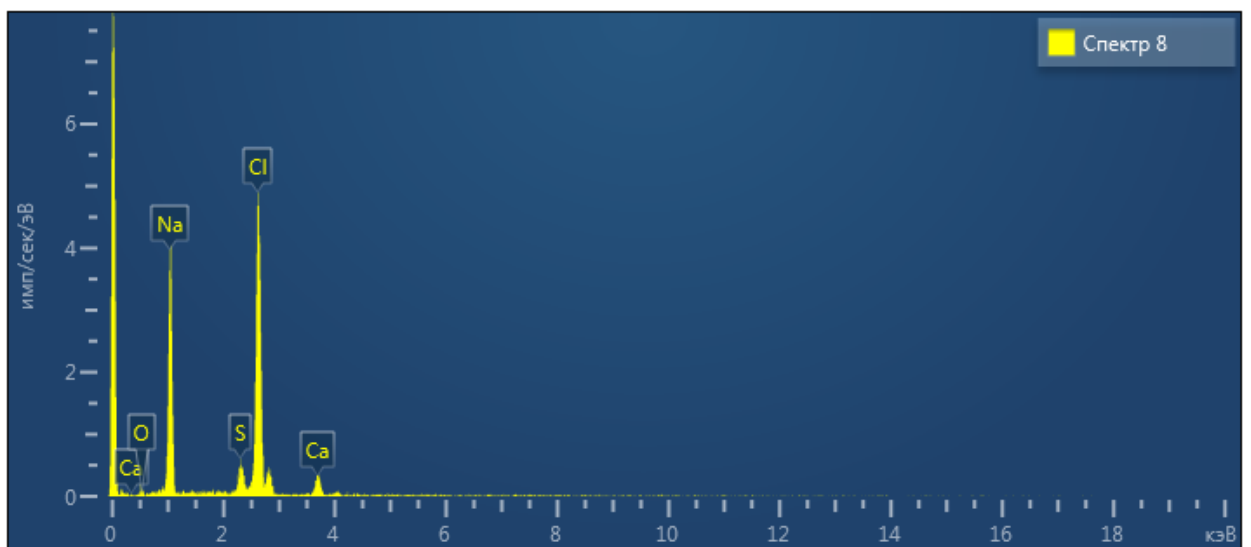


Рисунок 35 – Энергодисперсионный спектр КП-23/729 (Спектр 8)

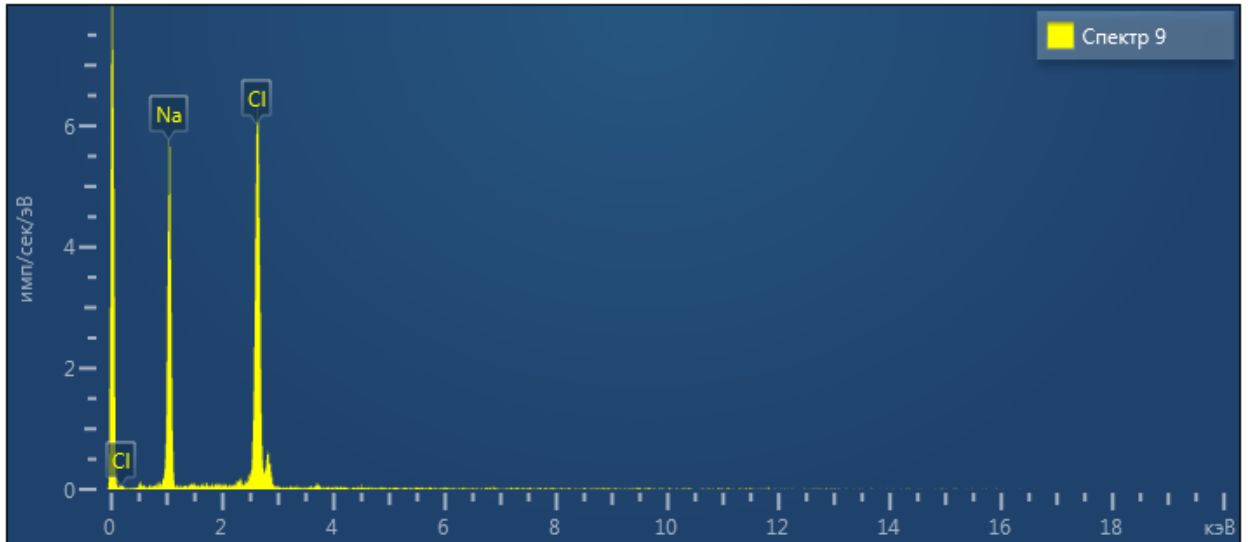


Рисунок 36 – Энергодисперсионный спектр КП-23/729 (Спектр 9)

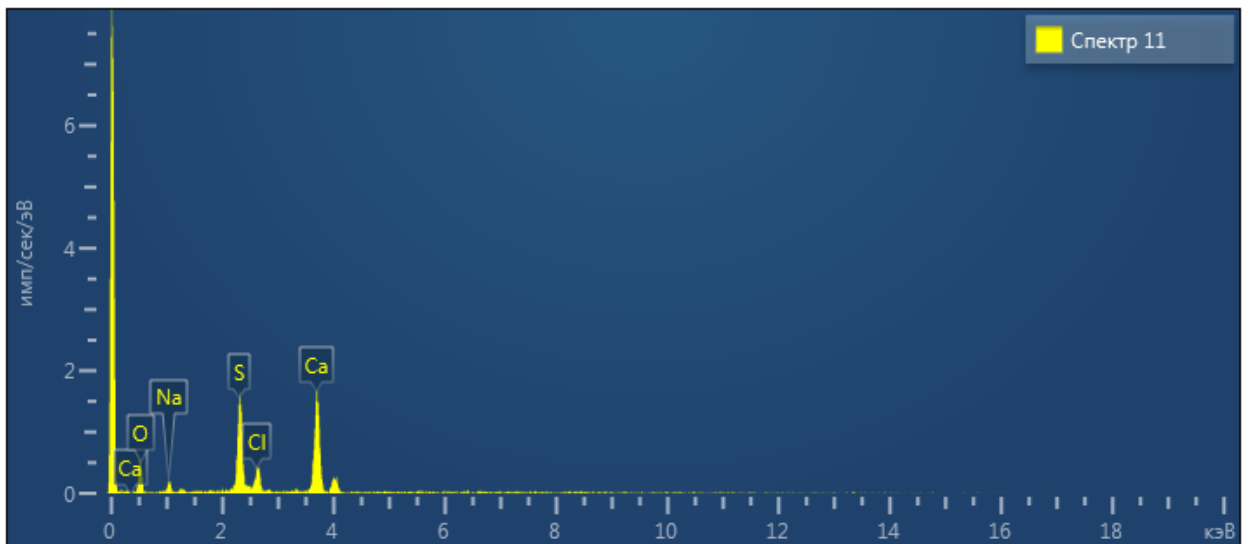


Рисунок 37 – Энергодисперсионный спектр КП-23/729 (Спектр 11)

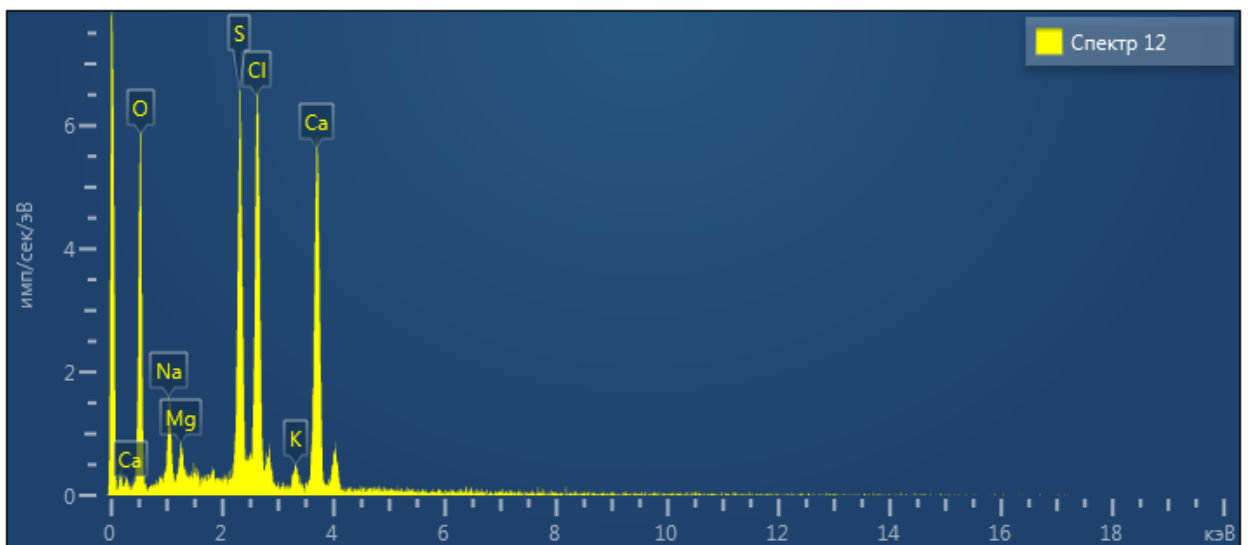


Рисунок 38 – Энергодисперсионный спектр КП-23/729 (Спектр 12)

На микроструктуре пробы солеотложения КП-23/729 (рисунок 34) были выбраны различные фазовые участки для определения качественного химического состава каждого из них методом энергодисперсионного анализа. Энергодисперсионный анализ показал, что области микроструктуры, обозначенные на рисунке 34 как «Спектр 8» и «Спектр 9», по химическому составу представляют собой хлорид натрия (рисунок 35 и рисунок 36), а области, обозначенные на рисунке как «Спектр 11» и «Спектр 12», по химическому составу представляют собой сульфат кальция (рисунок 37 и рисунок 38).

Также, в ходе исследования было произведено определение фазового состава солеотложений с помощью рентгенофазового анализа (РФА). Исследования проводились с использованием рентгеновского дифрактометра ARL X'tra.

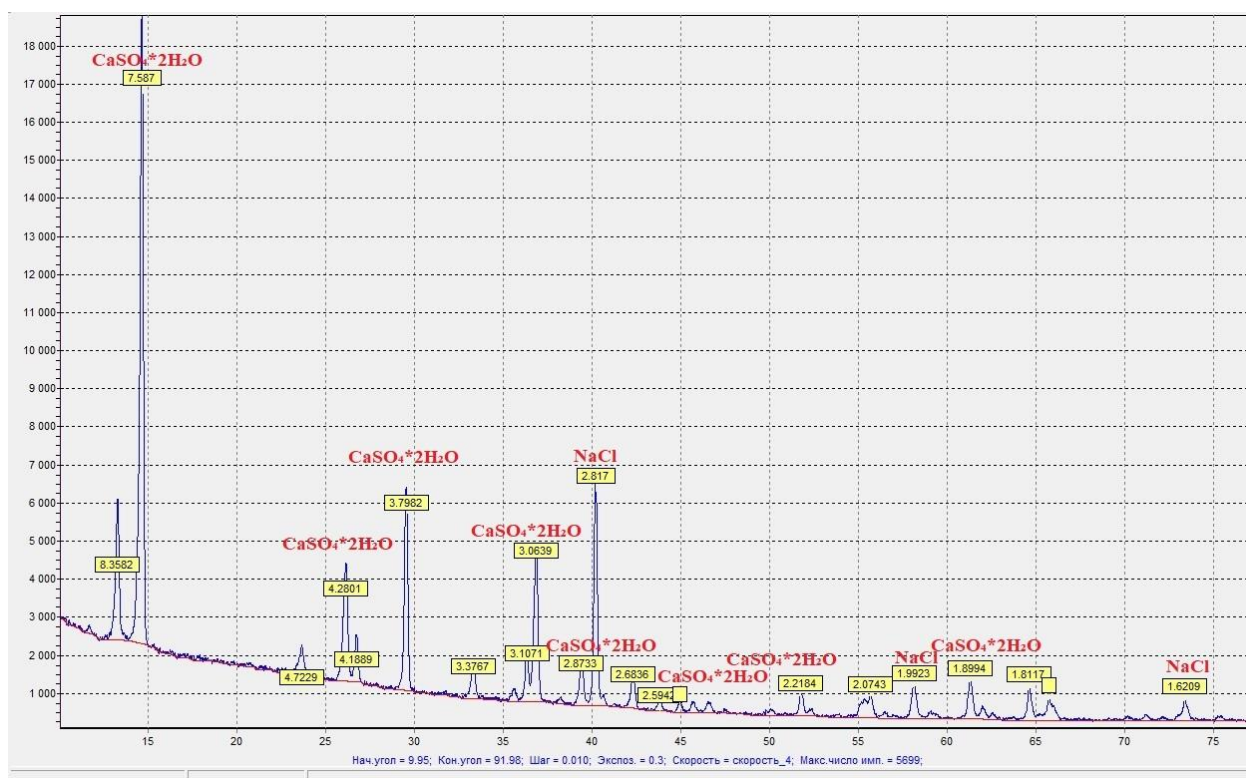


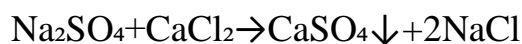
Рисунок 39 – Рентгенограмма солеотложений с объекта КП-23/729

На рисунке 39 представлена рентгенограмма пробы солеотложения с объекта КП-23/729. По положению пиков были определены составы кристаллических фаз в составе пробы солеотложения с КП-23/729. Проба

солеотложения включает в себя гипсовую фазу ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) с примесями галита (NaCl).

После того, как были получены данные о составе солеотложений, началась работа по созданию модельной солеобразующей среды, в которой происходит образование гипсовых отложений с примесями галита на исследуемых поверхностях. В «ГЛАВЕ 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР» были описаны причины образования неорганических солеотложений. Так, для солеотложений гипсового типа (к которым относится отложение с *КП-23/729*) наиболее характерно выпадение по причине смешения несовместимых вод (то есть вод, смешение которых приводит к выпадению осадка). Таким образом, для моделирования процесса солеотложения, необходимо осуществить смешение несовместимых вод, тем самым создать условия для образования гипсовых отложений, а далее, уже в условиях солеобразования, провести динамические испытания образцов покрытий НКТ на стойкость к солеотложению. Описанный в ГЛАВЕ 3 «Стенд оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям» позволяет моделировать смешение несовместимых вод.

Условия для образования солеотложений гипсового типа с примесями галита создавались следующим образом: в реактор «Стенд оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям» (см. ГЛАВУ 3), заполненный насыщенным раствором хлорида натрия дозированно подавались растворы хлорида кальция и сульфата натрия. В результате реакции, протекающей в реакторе, образовывались сульфат кальция (гипс) и хлорид натрия (галит).



Сульфат кальция (гипс) выпадал в осадок, так как имеет низкую растворимость, а хлорид натрия в небольшом количестве выпадал в осадок, так как в насыщенном растворе хлорида натрия (которым был изначально заполнен реактор), образовывалось пересыщение данной солью.

Но при создании солеобразующей среды, используемой для динамических испытаний, важно понимать, что не любое смешение

несовместимых вод приводит к образованию солей на исследуемой вертикальной поверхности. К выпадению солей приводит созданное пересыщение раствора.

- При сильном пересыщении раствора центры кристаллизации образуются непосредственно в растворе, далее происходит коагуляция частиц, и их последующее осаждение. При таком механизме образования солей не происходит образование солеотложений на исследуемой вертикальной поверхности, а происходит осаждение солей на дно реактора. Такой механизм называется «гомогенной нуклеацией» [125].

- При слабом пересыщении раствора становится возможным механизм «гетерогенной нуклеации». При данном механизме зародыши кристаллов солей образуются на поверхностных дефектах исследуемой вертикальной поверхности, и далее происходит рост зародышей кристаллов на этой поверхности.

На рисунке 40 показаны механизмы гомогенной и гетерогенной нуклеации.

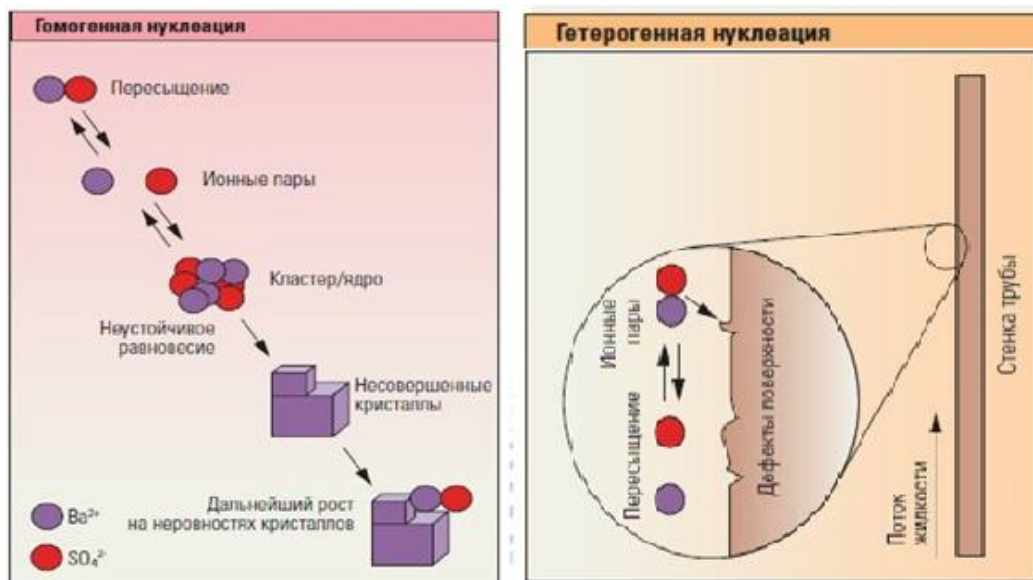


Рисунок 40 – Механизмы гомогенной и гетерогенной нуклеации [125]

Таким образом, для проведения динамических испытаний защитных покрытий на стойкость к солеотложению, создание солеобразующей среды необходимо осуществлять так, чтобы реализовывался механизм гетерогенной нуклеации. На практике это реализуется следующим образом: в реактор

подаются растворы хлорида кальция и сульфата натрия, причем скорость подачи должна быть такой, чтобы поддерживать раствор в слабонасыщенном состоянии (компенсировать выпадающие в осадок ионы кальция и сульфатов). В результате на исследуемой поверхности образуются отложения гипса с примесями галита.

Рассмотрим условия образования гипсовых отложений с позиции термодинамической теории. С точки зрения термодинамики, образование кристаллов неорганических солей из раствора может происходить только в том случае, если в результате образования твердой кристаллической фазы уменьшается общая энергия системы. Общее изменение свободной энергии системы определяется объемной и поверхностной составляющими энергии [126]

$$\Delta G = -\Delta G_v + \Delta G_s \quad (1)$$

ΔG_v – объемная составляющая энергии, связана с термодинамическим выигрышем энергии за счёт перехода части вещества из исходной фазы в новую, более стабильную фазу, это вклад объемной энергии в изменение свободной энергии системы при образовании новой фазы.

Изменение объемной составляющей поверхностной энергии рассчитывается термодинамическим уравнением для изменения свободной энергии при фазовом переходе:

$$\Delta G_v = -RT \ln S \quad (2)$$

R — универсальная газовая постоянная ($R=8,314$ Дж/(моль·К)).

T — абсолютная температура (в Кельвинах).

S — степень пересыщения раствора.

Для гипса степень пересыщения его раствора определяется по формуле (3):

$$S = \frac{[Ca^{2+}][SO_4^{2-}]}{K_s} \quad (3)$$

Где $[Ca^{2+}]$ и $[SO_4^{2-}]$ — концентрации ионов в растворе,

K_s — произведение растворимости гипса.

ΔG_s - поверхностная составляющая энергии, вклад поверхностной энергии в изменение свободной энергии системы при формировании новой фазы. Связан с затратами энергии на создание новой межфазной границы между новой фазой (например, кристаллом) и окружающей средой (например, раствором). Рассчитывается как площадь поверхности зародыша, умноженная на поверхностную энергию (σ)

$$\Delta G_s = 4\pi r^2 \sigma \quad (4)$$

где:

r — радиус зародыша,

σ — удельная поверхностная энергия (Дж/м²).

Конкуренция между ΔG_v и ΔG_s определяет, будет ли зародыш новой фазы стабильным. Для маленьких зародышей доминирует ΔG_s , препятствуя их росту, в то время как для больших зародышей доминирует ΔG_v , стимулируя их дальнейшее развитие. Критический радиус (r^*) определяет порог, после которого зародыш становится устойчивым и растёт. На рисунке 41 показано изменение энергии образования зародышей в зависимости от их радиуса [127]:

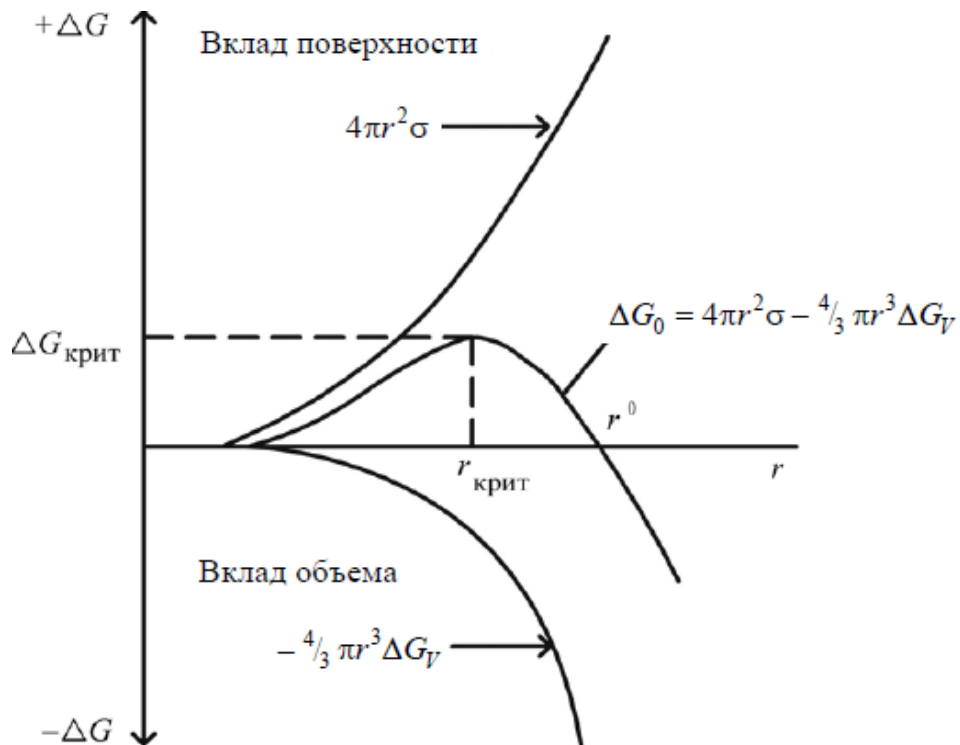


Рисунок 41 Зависимость энергии Гиббса образования зародыша от его радиуса [127]

Для зародыша сферической формы радиуса r свободную энергию можно рассчитать, подставив уравнения (2) и (4) в уравнение (1)

$$\Delta G(r) = \frac{4}{3}\pi r^3(-\Delta G_v) + 4\pi r^2\sigma \quad (5)$$

Будет ли зародыш расти, или растворится в растворе, определяется таким параметром как критический радиус. Критический радиус — это минимальный радиус зародыша новой фазы (в данном случае - кристалла), при котором зародыш становится термодинамически стабильным и может расти. Если радиус зародыша меньше критического, он нестабилен и скорее растворится или исчезнет, чем продолжит расти [128]. Критический радиус (r^*) определяется по формуле:

$$r^* = \frac{2\sigma}{\Delta G_v} \quad (6)$$

Ранее были рассмотрены термодинамические условия образования зародышей сферической формы в объеме жидкости. Но объектом изучения настоящей диссертации является осаждение сульфата кальция на поверхности нефтегазового оборудования. Образование сульфата кальция на стенках внутренней поверхности труб относится к явлению гетерогенной нуклеации [129]. При взаимодействии зародышей кристаллов гипса с твердой поверхностью (в частности, со стенками НКТ) общая энергия межфазных взаимодействий σ в гетерогенной системе описывается следующим уравнением:

$$\sigma = \sigma_{\text{гипс/раствор}} + \sigma_{\text{гипс/поверхность}} - \sigma_{\text{раствор/поверхность}} \quad (7)$$

Если между зародышем кристалла и твердой поверхностью возникают специфические химические взаимодействия (например, ионные или водородные связи), это дополнительно снижает поверхностную энергию $\sigma_{\text{гипс/поверхность}}$. При гетерогенной нуклеации свободная энергия образования зародыша (ΔG) снижается из-за уменьшения площади новой межфазной границы [130].

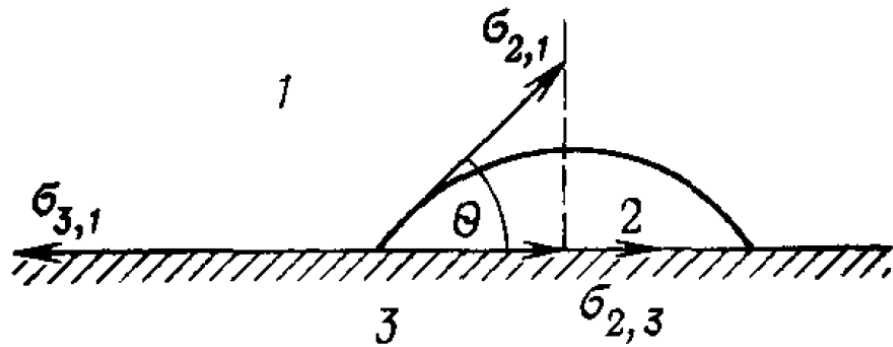


Рисунок 42 Краевой угол смачивания на границе трех фаз [133]

При гетерогенной нуклеации гипса на твердых исследуемых поверхностях способность гипса формировать контакт с твердой фазой будет характеризоваться величиной краевого угла (θ) между зародышем гипса и твердой поверхностью. Краевой угол связан с поверхностными явлениями $\sigma_{\text{гипс/раствор}}$, $\sigma_{\text{гипс/поверхность}}$, $\sigma_{\text{раствор/поверхность}}$ [131], и определяется по формуле Юнга [132]

$$\cos\theta = \frac{\sigma_{\text{раствор/поверхность}} - \sigma_{\text{гипс/поверхность}}}{\sigma_{\text{гипс/раствор}}} \quad (8)$$

Если угол θ стремиться к нулю градусов ($\theta \rightarrow 0^\circ$), то зародыши гипса легко образуются на поверхности. Если угол θ стремиться к 180° ($\theta \rightarrow 180^\circ$), то, следовательно, взаимодействие зародыша с поверхностью минимально, и осаждение на поверхности будет затруднено. При гетерогенной нуклеации свободная энергия образования зародыша (ΔG) снижается из-за уменьшения площади новой межфазной границы. Процессы адгезии и смачивания (взаимодействия между новой фазой и инородной поверхностью) снижают энергию образования зародышей, и чем сильнее адгезия и смачивание, тем меньшая степень пересыщения необходима для образования новой фазы [133]. Важно учитывать, что твердая поверхность, на которой происходит осаждение, никогда не бывает идеальной. Энергетический барьер образования новой фазы на дефектах поверхности всегда будет меньше, по сравнению с гладкой поверхностью. То есть шероховатые поверхности будут более энергетически выгодны для формирования зародышей новой фазы [130].

Шероховатость характеризует микрорельеф поверхности твердого тела, т. е. наличие впадин, выступов и прочих дефектов на этой поверхности. Количественно шероховатость характеризуют при помощи коэффициента шероховатости ($K_{ш}$), который представляет собой отношение фактической площади поверхности (с учетом площади выступов, впадин и т. д.) ($S^{\#}$) к площади проекции поверхности на горизонтальную плоскость (S):

$$K_{ш} = \frac{S^{\#}}{S} \quad (9)$$

Величина коэффициента шероховатости всегда больше единицы ($K_{ш} > 1$). Поверхность металлов даже после их шлифовки характеризуется величиной $K_{ш} = 1,005-1,010$ [132].

При выполнении описанных выше требований к солеобразующей среде, становится возможно лабораторное моделирование процессов солеотложения на испытуемых вертикальных поверхностях (защитные покрытия и материалы).

Полученная рецептура приготовления солеобразующей среды была опробована для проведения стендового испытания на «Стенде оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям».



Рисунок 43 – Цилиндрический образец после проведения динамического испытания

В результате проведения стендового испытания на внешней поверхности был сформирован слой солеотложений. При помощи

электронного сканирующего микроскопа «TESCAN VEGA3» был определен качественный состав полученного слоя солеотложений. На рисунке 44 представлена микроструктура слоя солеотложения, образованного на поверхности вращающегося цилиндрического образца, а на рисунках 45 и 46 представлены соответствующие энергодисперсионные спектры.

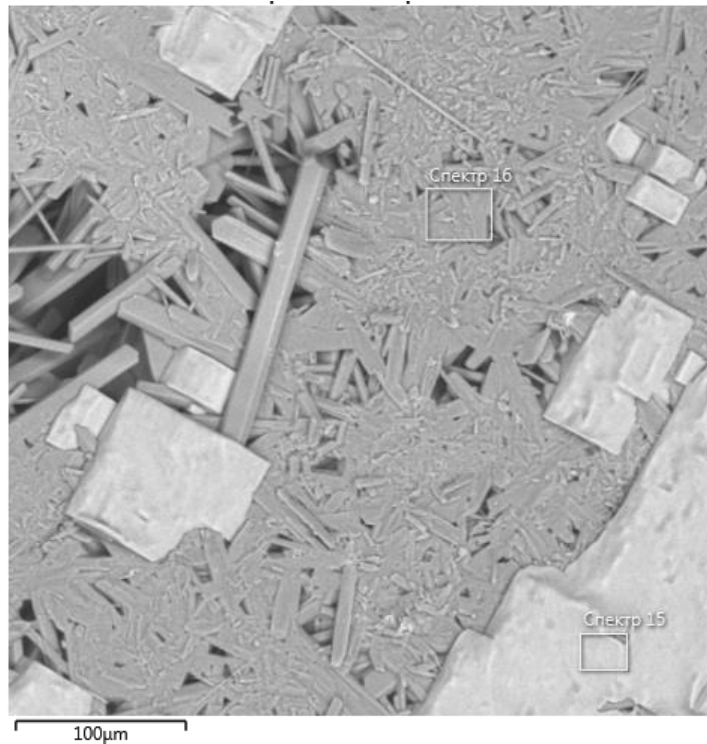


Рисунок 44 – Микроструктура слоя солеотложения, образованного на цилиндрическом образце в ходе стендового испытания

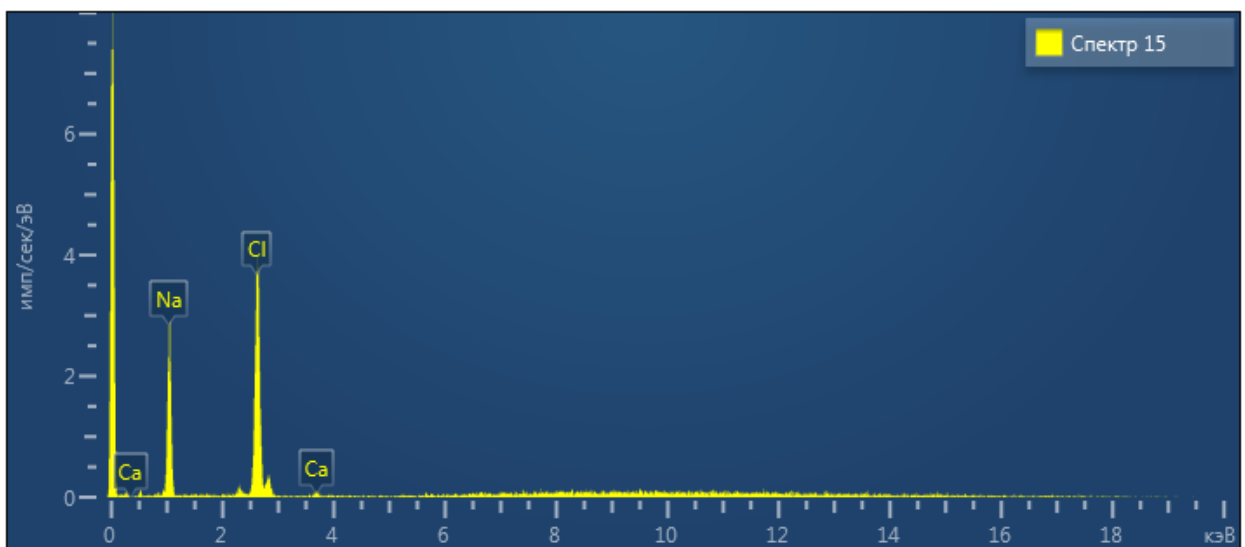


Рисунок 45 – Энергодисперсионная диаграмма слоя солеотложения, образованного на цилиндрическом образце в ходе стендового испытания

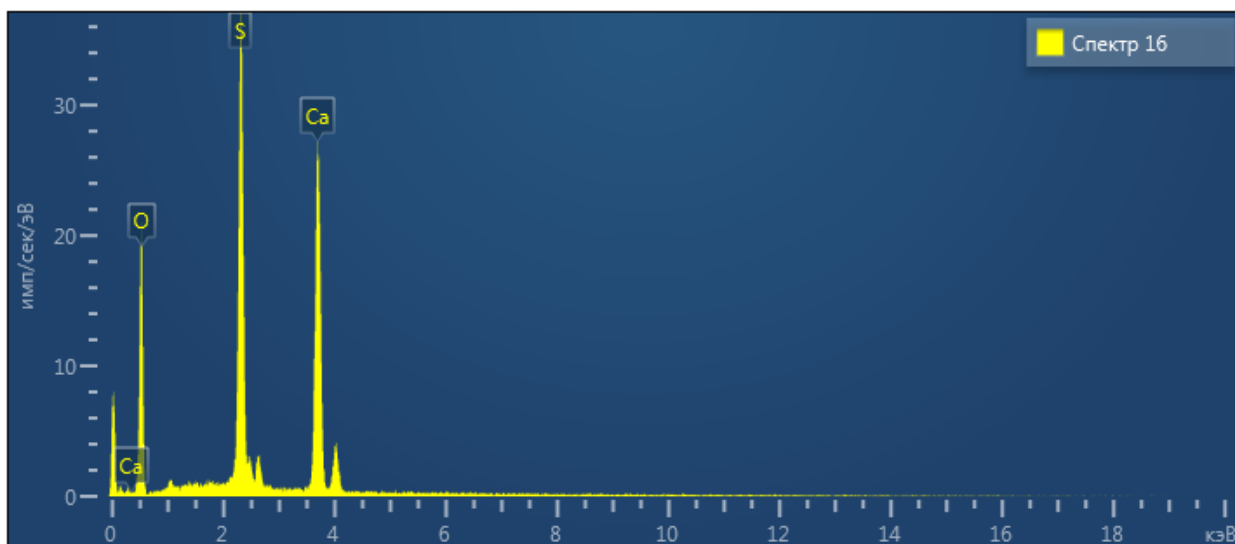


Рисунок 46 – Энергодисперсионная диаграмма слоя солеотложения, образованного на цилиндрическом образце в ходе стендового испытания

На рисунке 44 представлена микроструктура солеотложения, образованного на вращающемся цилиндрическом образце в ходе проведенного стендового динамического испытания на «Стенде оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям». На микроструктуре пробы солеотложения (рисунок 44) были выбраны различные фазовые участки для определения качественного химического состава каждого из них методом энергодисперсионного анализа. Энергодисперсионный анализ показал, что область микроструктуры, обозначенная на рисунке 44 как «Спектр 15», по химическому составу представляют собой хлорид натрия (рисунок 45), а область, обозначенная на рисунке как «Спектр 16», по химическому составу представляют собой сульфат кальция (рисунок 46).

Таким образом была разработана методика моделирования солеобразующей среды, при погружении в которую на поверхности погруженных объектов начинает формироваться слой солеотложений. Данный метод моделирования солеобразующей среды позволит проводить как статические (при отсутствии вращения цилиндрических образцов), так и динамические исследования формирования солеотложений (солеотложения на поверхности вращающихся цилиндрических образцов). Моделируемые

солеотложения по своему составу представляют собой отложения гипса с примесями галита, также, как и солеотложения, отобранные с КП-23/729.

18 сентября 2023г. в ООО «НПЦ «Самара» была осуществлена регистрация секрета производства (ноу-хау): «Способ приготовления солеобразующей среды для проведения стендовых динамических испытаний покрытий на стойкость к неорганическим солеотложениям гипсового типа» (ПРИЛОЖЕНИЕ Г).

Выводы по главе 4

1. Выбрана проба солеотложения, отобранная с объекта нефтедобычи КП-23/729 (получена от ООО «Иркутская нефтяная компания») для дальнейшего лабораторного моделирования формирования солеотложения схожего состава.

2. Методом энергодисперсионного анализа, а также при помощи рентгенофазового анализа (РФА-метод) было установлено, что проба солеотложения КП-23/729 представляет собой гипс с примесями галита.

3. Показано, что для динамических испытаний защитных покрытий и материалов в солеобразующей среде, необходимо создавать условия, при которых будет преимущественно реализовываться механизм гетерогенной нуклеации. В случае если солеотложение будет протекать по механизму гомогенной нуклеации, слой неорганических солей не будет формироваться на исследуемых вертикальных поверхностях покрытий.

4. На основании данных о составе отложения КП-23/729, а также на основании знаний о механизмах образования гипсовых солеотложений (см. раздел №1.2 настоящей диссертации) было применено лабораторное моделирование образования солеотложений путем дозированного смешения растворов сульфата натрия и хлорида кальция в реакторе, заполненном насыщенным раствором хлорида натрия. В результате реализации гетерогенной нуклеации на исследуемых вертикальных образцах защитных

покрытий и материалов получали прирост слоя солеотложения гипсового типа с примесями галита (аналогичные по составу КП-23/729).

5. В реестре секретов производства (ноу-хау) ООО «НПЦ «Самара» зарегистрировано ноу-хау №1/2023 от 18 сентября 2023 года «Способ приготовления солеобразующей среды для проведения стендовых динамических испытаний покрытий на стойкость к неорганическим солеотложениям гипсового типа».

ГЛАВА 5. ИЗУЧЕНИЕ СОСТАВА, СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ ВНУТРЕННИХ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ НКТ В СТАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

В данной главе приведены полученные результаты по исследованию структуры, состава и свойств внутренних защитных покрытий насосно-компрессорных труб НКТ в статических условиях отсутствия солеобразующей среды или неподвижных покрытий в неподвижной солеобразующей среде: шероховатости, микроструктуры и состава защитных покрытий, адгезионной прочности «солеотложение-покрытие», краевого угла смачивания. Также проведена оценка их связи со стойкостью защитных покрытий к образованию неорганических солеотложений на своей поверхности путем сопоставления результатов, полученных в данной главе, с результатами стендовых динамических испытаний при относительном движении покрытий и солеобразующей среды. (Главы 6 и 7).

5.1 Определение микроструктуры образцов с покрытием на растровом электронном микроскопе TESCAN VEGA3 SBH

Изучение микроструктуры исследуемых образцов НКТ с покрытиями «Покрытие 1», «Покрытие 2», «Покрытие 3», «Покрытие 4», «Покрытие 5», «Покрытие 6», «Покрытие 7», «Покрытие 8», «Покрытие 9» производилось на растровом электронном микроскопе TESCAN VEGA3, результаты представлены на рисунках 47-55.

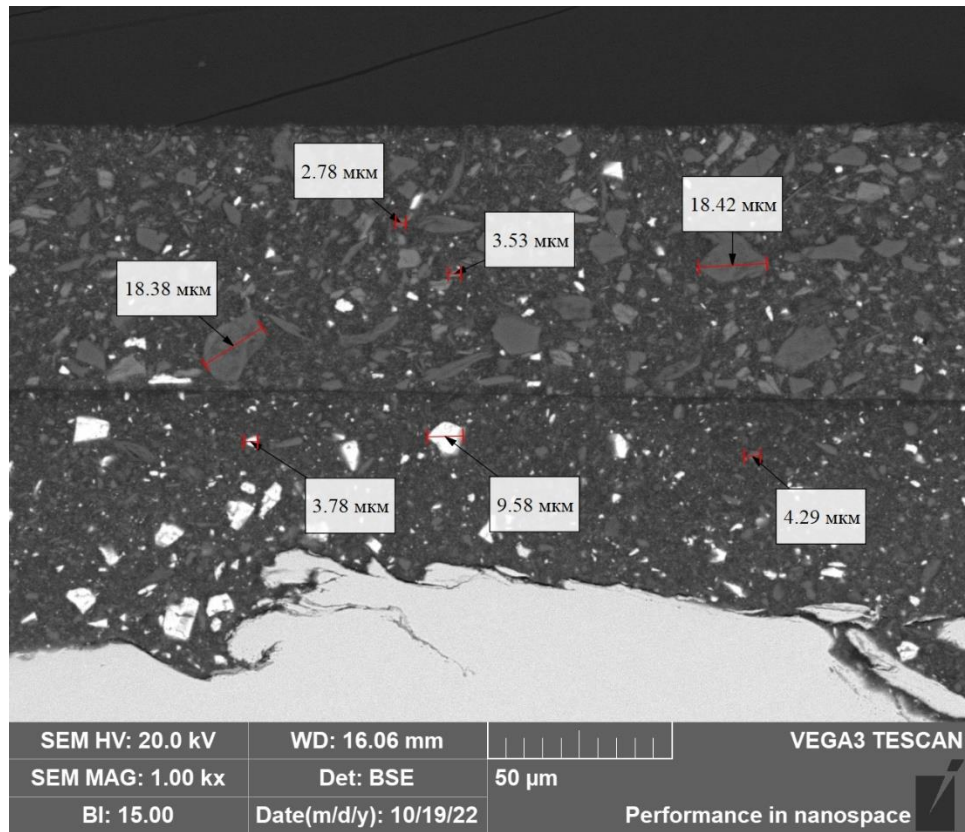


Рисунок 47 – Микроструктура образца с покрытием марки «Покрытие 1»

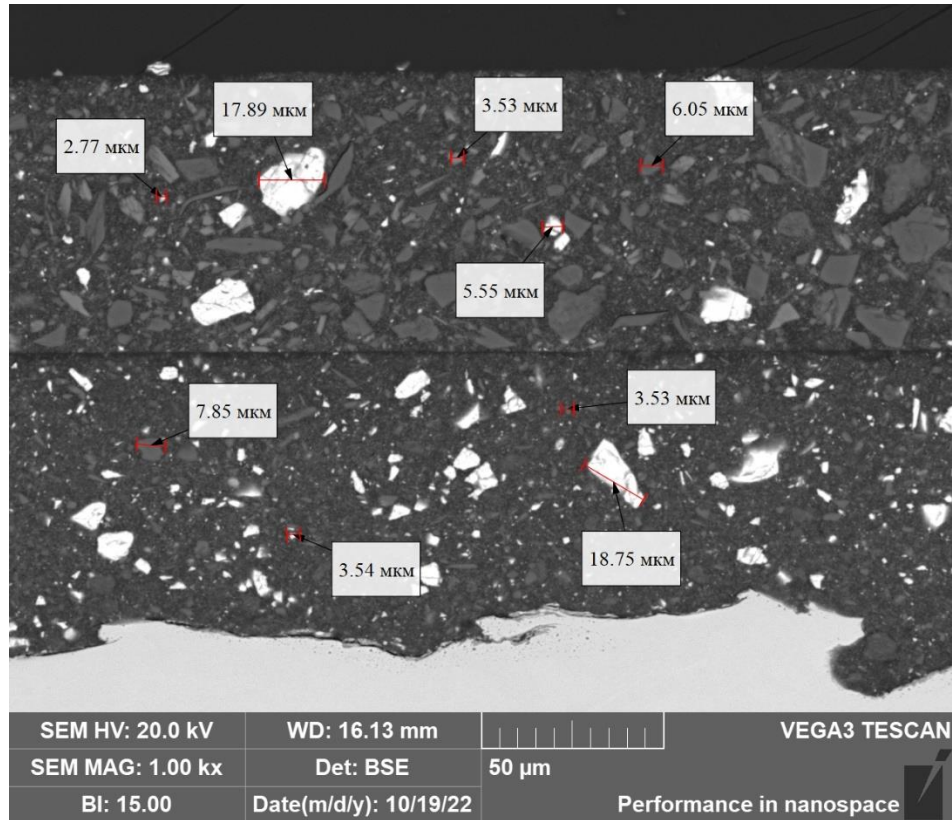


Рисунок 48 – Микроструктура образца с покрытием марки «Покрытие 2»

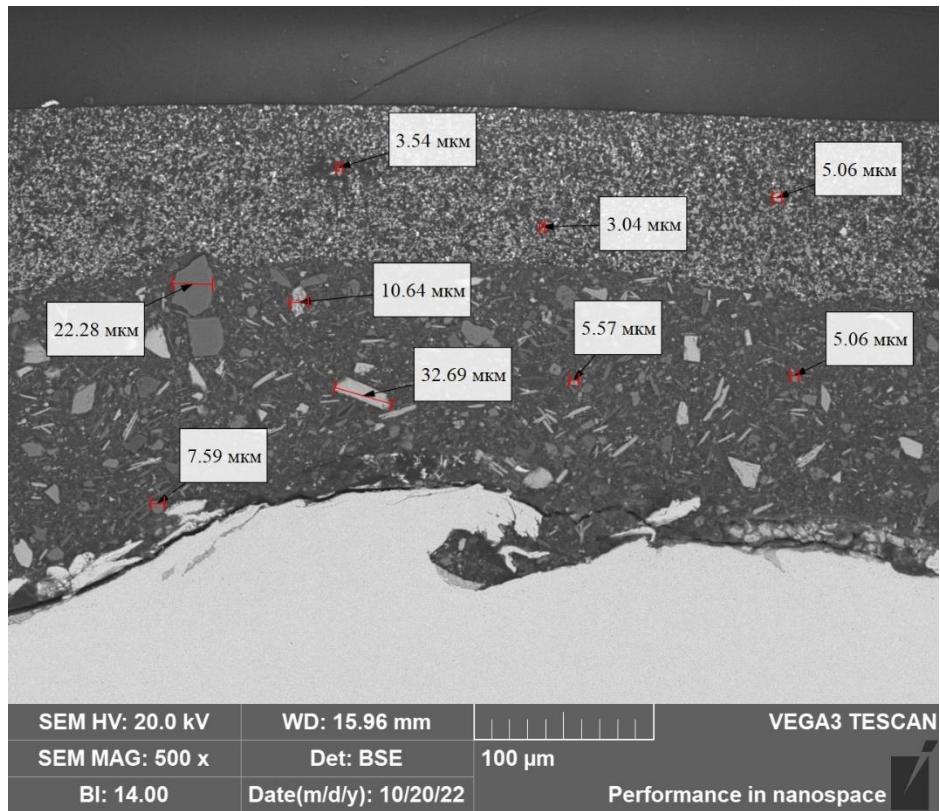


Рисунок 49 – Микроструктура образца с покрытием марки «Покрытие 3»

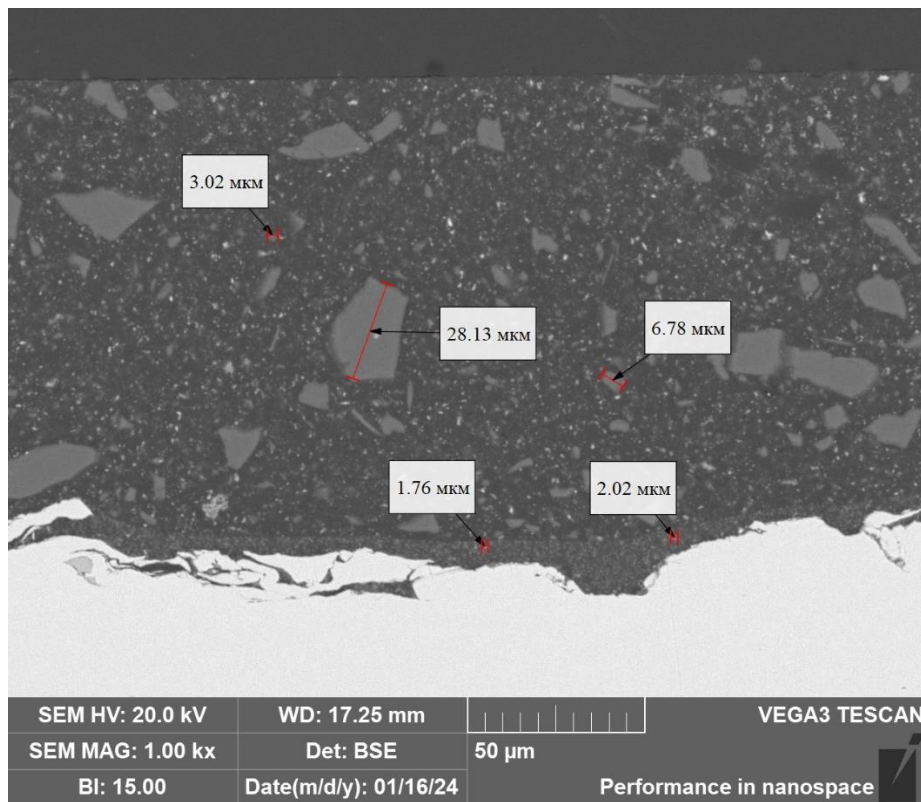


Рисунок 50 – Микроструктура образца с покрытием марки «Покрытие 4»

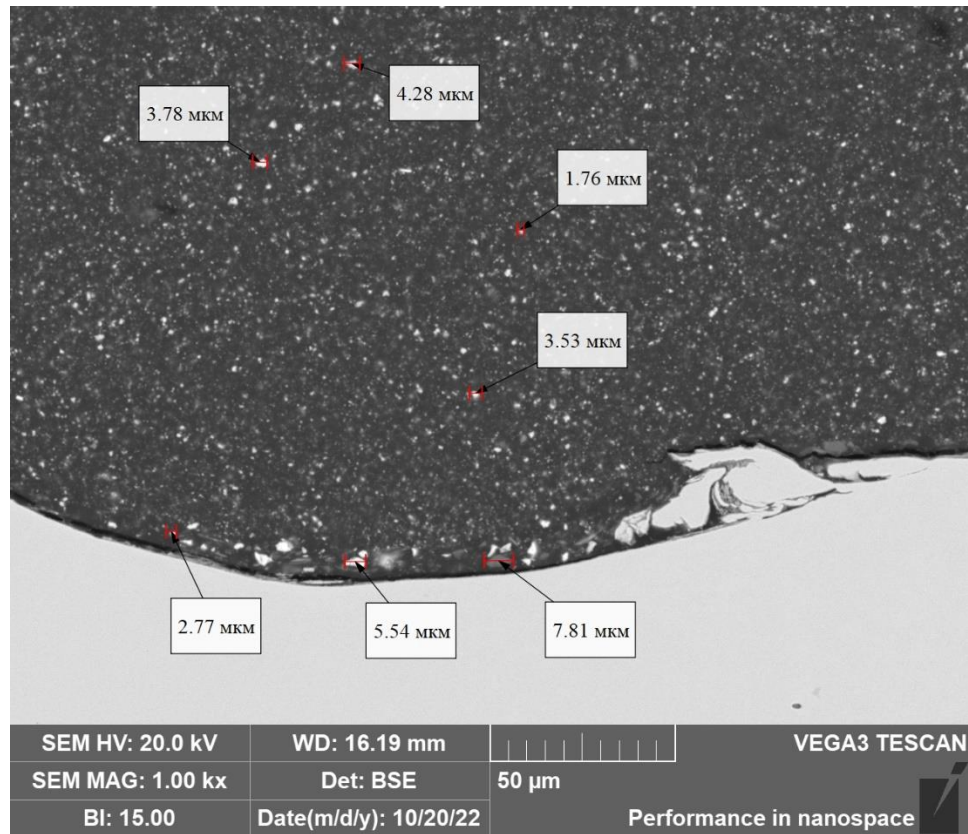


Рисунок 51 – Микроструктура образца с покрытием марки «Покрытие 5»

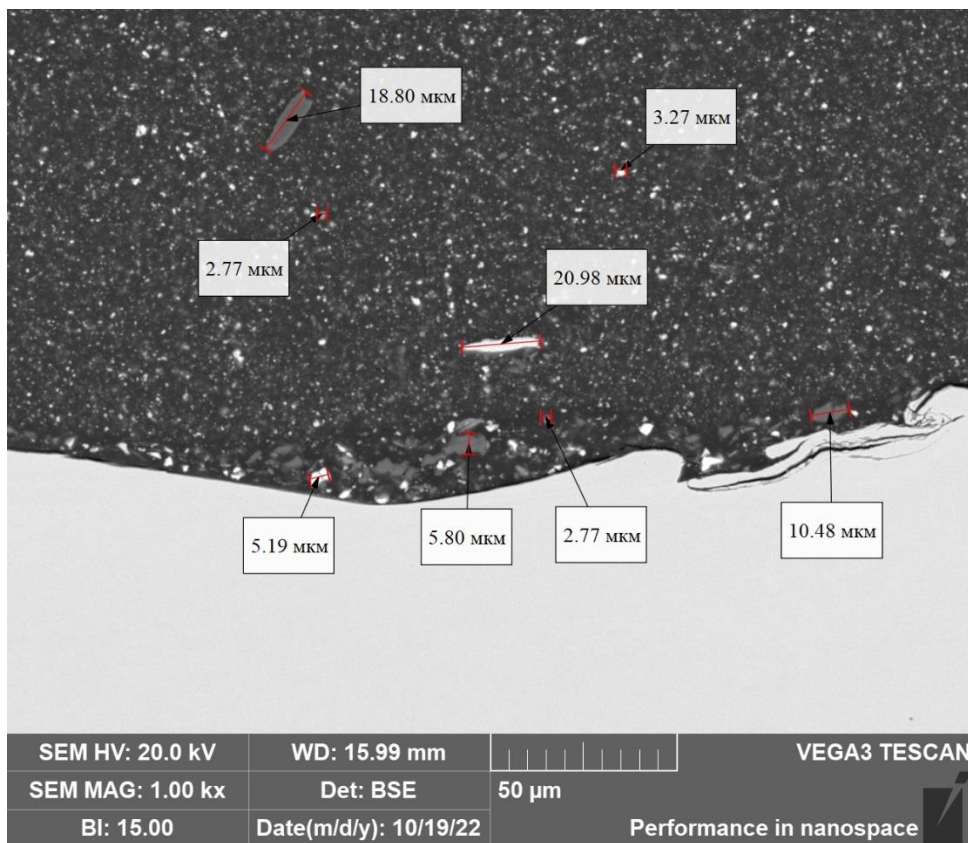


Рисунок 52 – Микроструктура образца с покрытием марки «Покрытие 6»

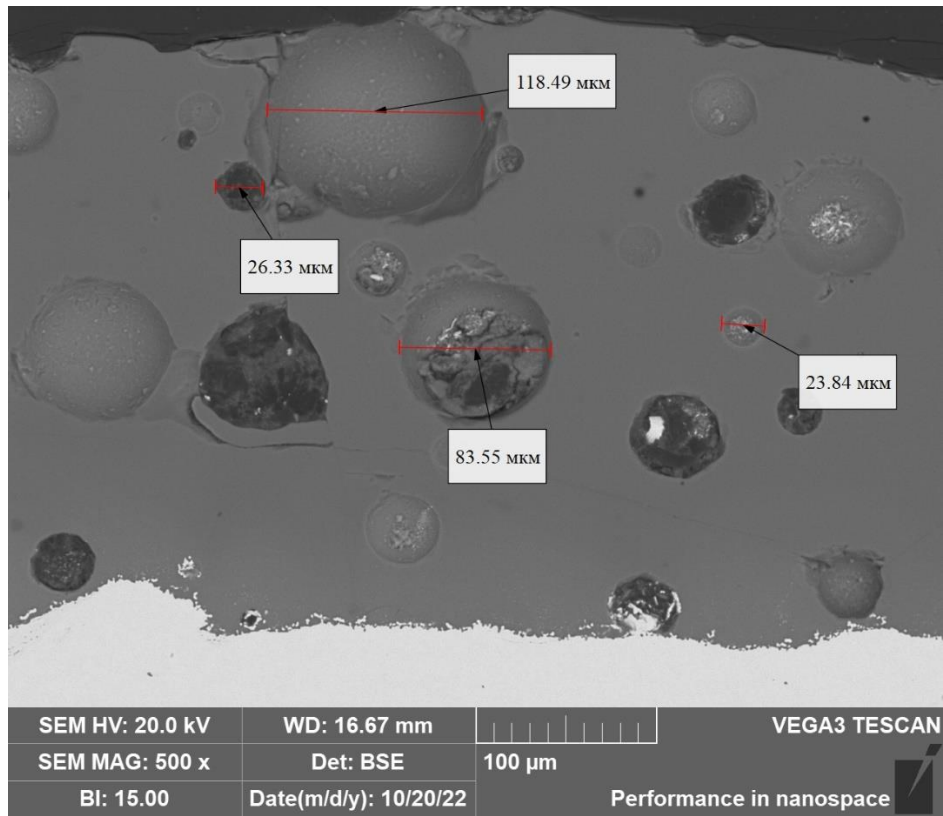


Рисунок 53 – Микроструктура образца с покрытием марки «Покрытие 7»

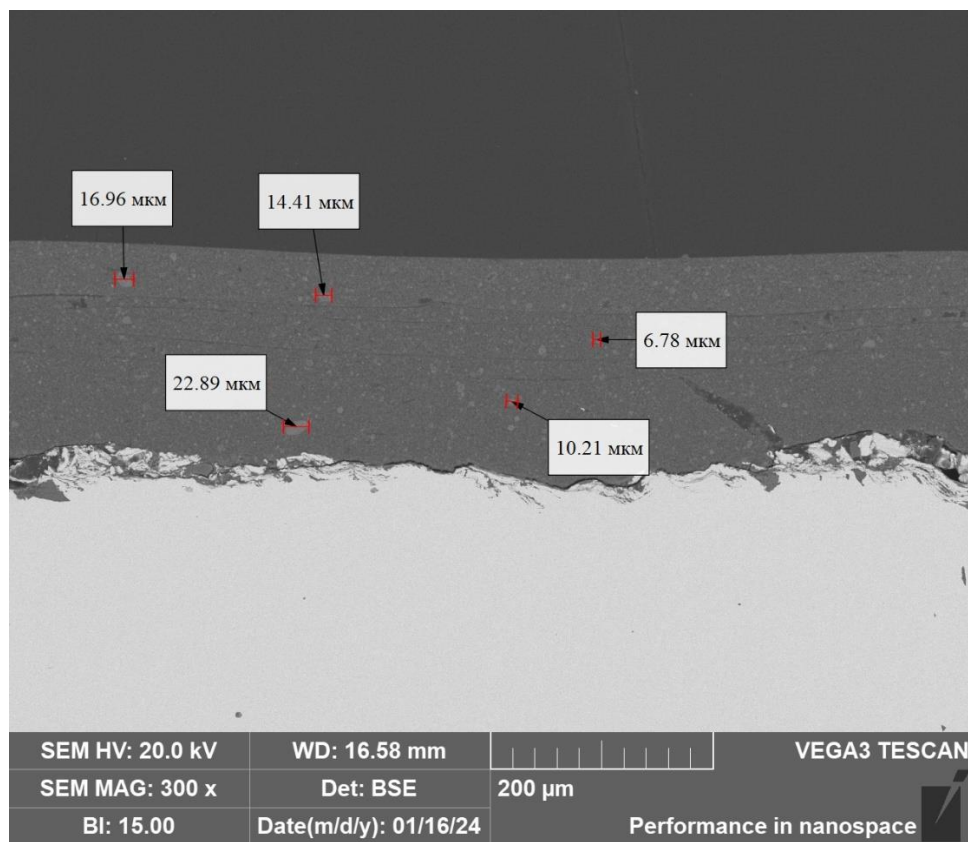


Рисунок 54 – Микроструктура образца с покрытием марки «Покрытие 8»

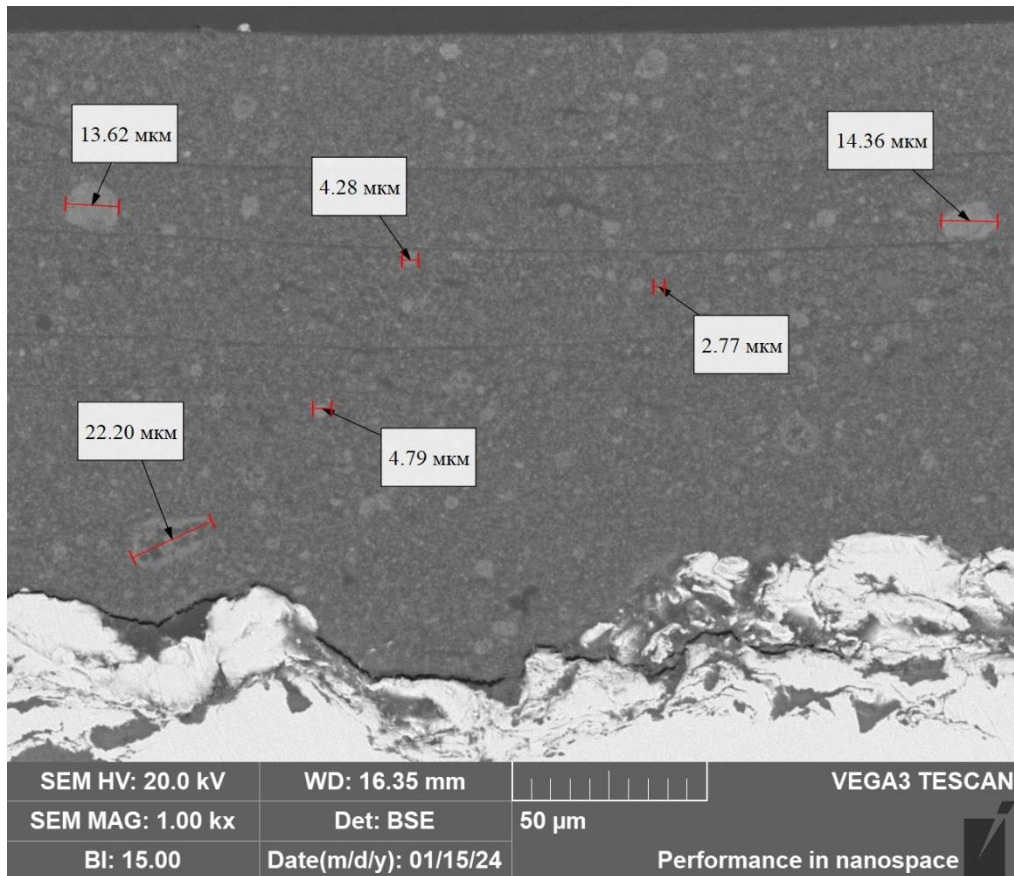


Рисунок 55 – Микроструктура образца с покрытием марки «Покрытие 9»

На полученных изображениях микроструктур покрытий видны различия в их структурных составляющих.

«Покрытие 1» и «Покрытие 2» представляют собой двухслойные защитные системы из многокомпонентных полимерных композитов разного состава. Толщины слоев каждого из покрытий («Покрытие 1» и «Покрытие 2») примерно равны. Общая толщина покрытий составляет 150-190 мкм. Размер частиц наполнителя в обоих слоях в данных покрытиях неоднороден и достигает до 18 мкм. «Покрытие 3» также является двухслойным, но в отличие от «Покрытия 1» и «Покрытия 2», толщины слоёв отличаются: более толстым является нижний слой, нанесенный на металл. Также заметно и внешнее отличие слоёв: нижний слой состоит из наполнителя различной геометрической формы, размеры некоторых фрагментов наполнителя достигают до 32 мкм, наполнитель неравномерно распределен по слою; верхний слой включает в себя мелкодисперсный наполнитель с размерами частиц около 3 мкм, равномерно распределенный по слою. Общая толщина

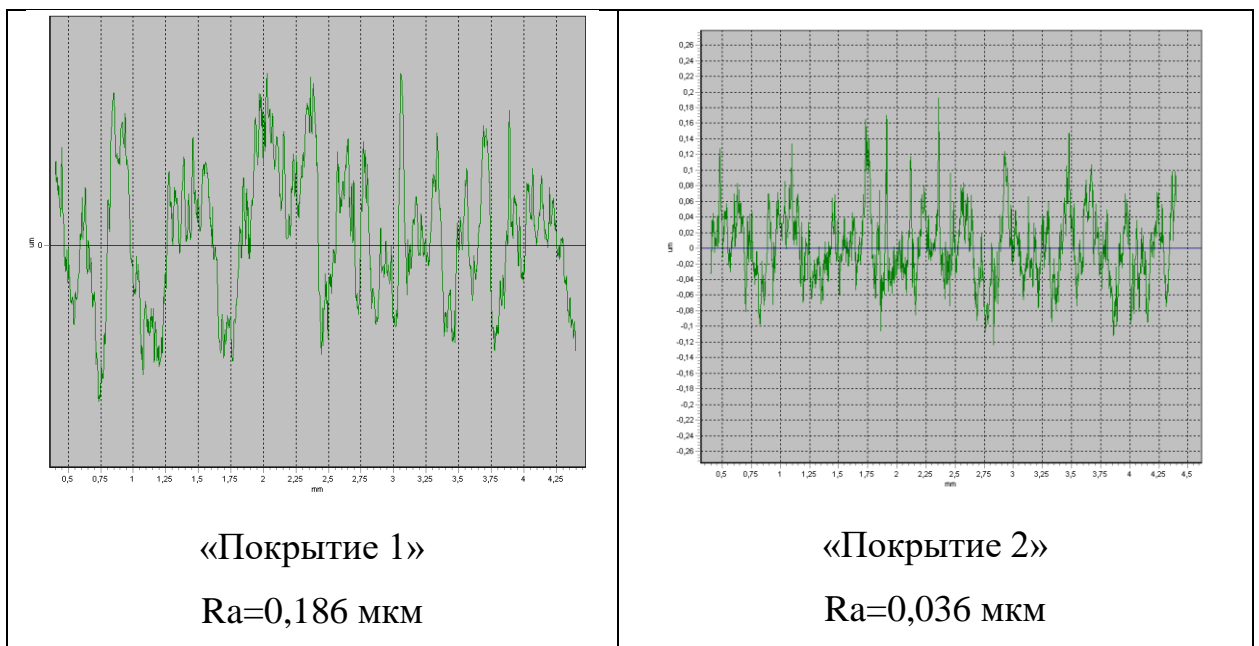
варьируется в диапазоне 190-290 мкм. Микроструктура «Покрытия 4» представляет собой следующее: тонкий слой праймера (грунтовочный слой) нанесен на металл, а на праймер нанесен основной слой защитного покрытия. Основной слой «Покрытия 4» представляет собой наполнитель различной геометрической формы, неравномерно распределенный по слою. Наполнитель «Покрытия 4» неоднороден по размеру, размеры некоторых частиц достигают до 28 мкм. Общая толщина «Покрытия 4» составляет от 120 до 175 мкм. «Покрытие 5» и «Покрытие 6» состоят из тонкого слоя праймера и из основного слоя с мелкодисперсным наполнителем, равномерно распределенным по всему слою. Толщина «Покрытия 5» варьируется в диапазоне 420-480 мкм, а размеры наполнителя составляют до 4 мкм. Толщина «Покрытия 6» входит в диапазон 420-450 мкм, а основу наполнителя составляют мелкодисперсные частицы размером около 3 мкм, но встречаются и частицы вытянутой формы длиной до 21 мкм. В объеме силикатно-эмалевого «Покрытия 7» присутствуют поры. Толщина силикатно-эмалевого «Покрытия 7» составляет 220-280 мкм, а диаметр пор составляет до 118 мкм. Структуры «Покрытия 8» и «Покрытия 9» являются многослойными, причем структуры слоёв покрытий внешне не отличаются друг от друга. Согласно данным, полученным от производителя «Покрытия 8» и «Покрытия 9» - эти покрытия представляют собой дисперсные пигменты и наполнители в полиуретановом связующем. Толщина данных покрытий составляет 130 - 185 мкм, а размеры пигментов наполнителя варьируются от 4 до 22 мкм. Изучение микроструктур защитных покрытий показало, что на поверхностях покрытий практически отсутствуют крупные неровности с размером значительно более 1 мкм, поверхности покрытий гладкие, местами волнистые. На поверхности покрытий изредка встречаются выступы (наросты) размером не более 2 мкм, но они занимают малую долю поверхности покрытия. На внешней поверхности «Покрытия 7» встречаются открытые поры диаметром до 118 мкм, но данные дефекты составляют также малую долю поверхности покрытия. Таким образом, внешние поверхности покрытий являются

макроскопически гладкими, но они могут иметь микроскопические неровности с размером менее 1 мкм, количественной мерой которых служит шероховатость покрытий, рассматриваемая далее.

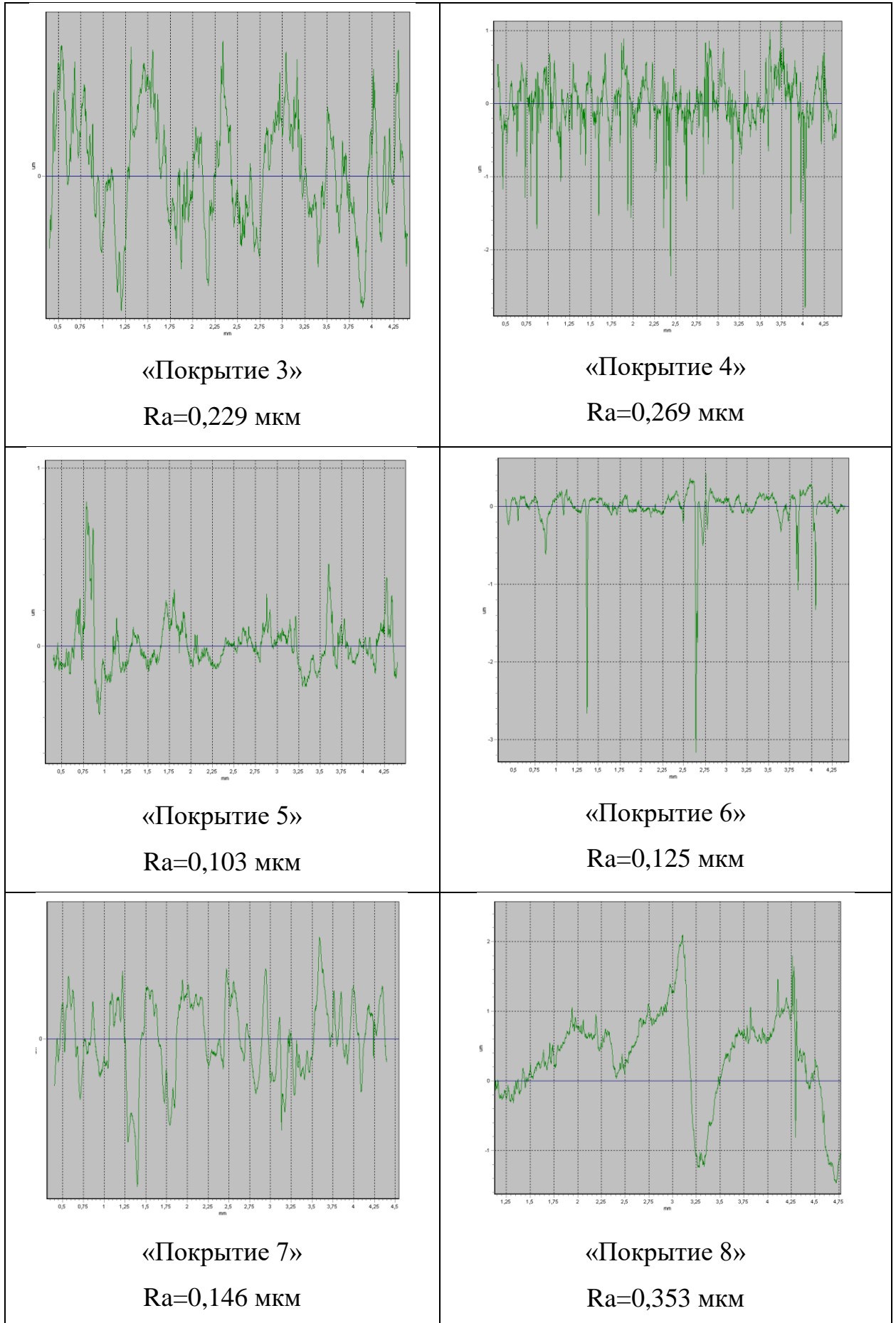
5.2 Определение шероховатости покрытий

Шероховатость образцов внутренних защитных покрытий нефтепромысловых насосно-компрессорных труб определялась в соответствии с ГОСТ 2789-73. Определение параметра R_a производится, исходя из всей длины базовой линии, на которой происходит измерение. Измерение параметра R_a было проведено с помощью многофункционального портативного измерителя шероховатости «Time Group Inc TR200». При помощи программного комплекса DataView TR200 V1.5 для каждого из плоских образцов с нанесенным защитным покрытием были получены профилограммы, которые представлены в Таблице 4. Также в Таблице 4 представлены значения параметра R_a , полученного с помощью многофункционального портативного измерителя шероховатости «Time Group Inc TR200».

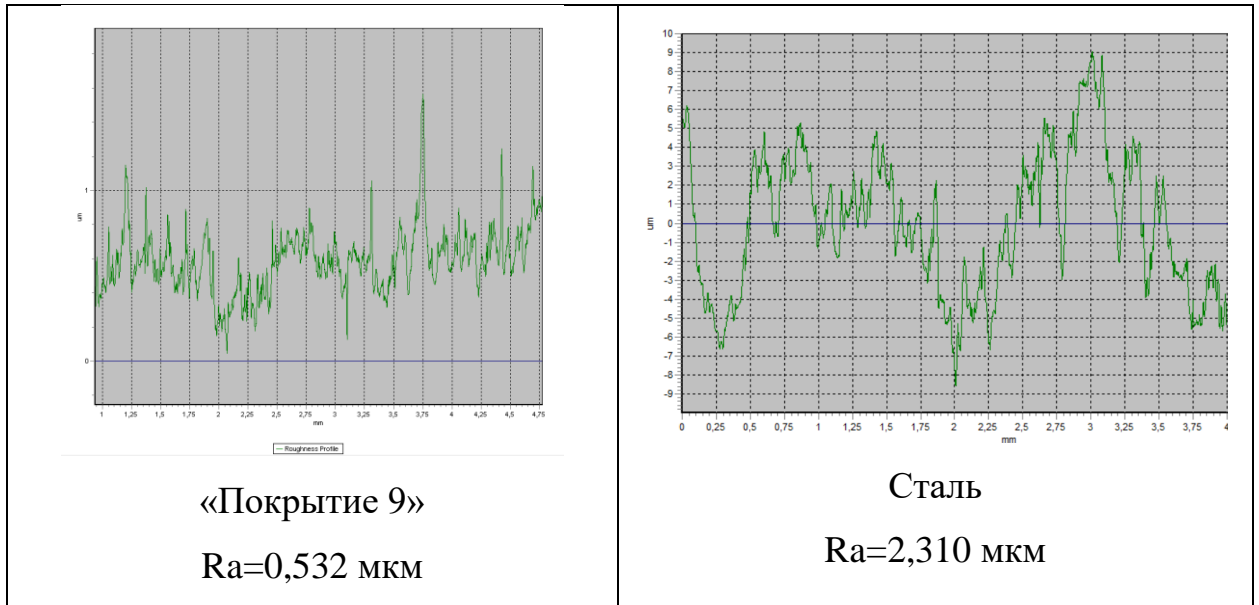
Таблица 4 – Результаты измерения шероховатости защитных покрытий



Продолжение таблицы 4



Продолжение таблицы 4



На рисунке 56 представлена диаграмма с результатами измерения шероховатости образцов защитных покрытий и стальной поверхности.

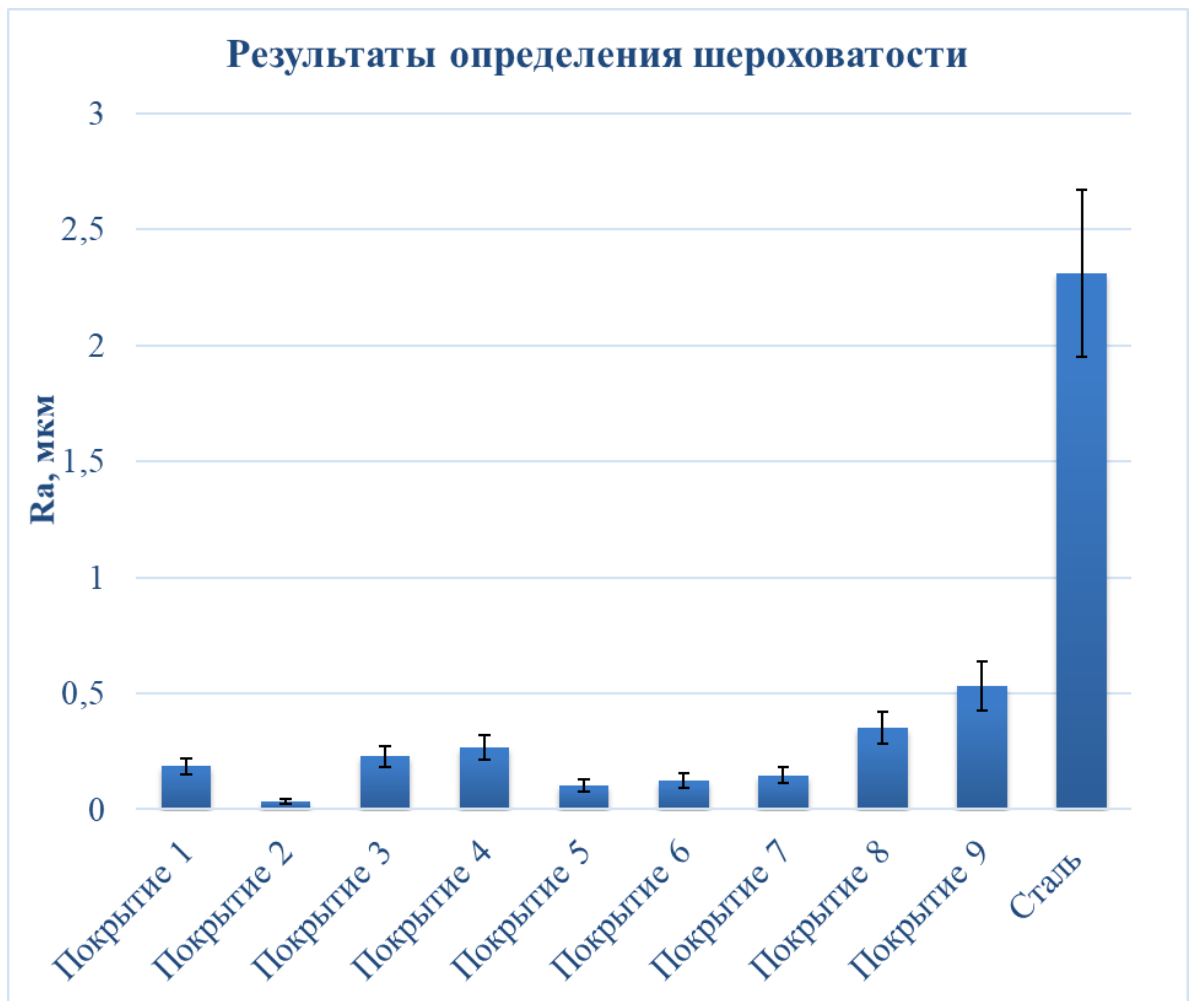


Рисунок 56 – Результаты определения шероховатости покрытий

Для оценки влияния шероховатости покрытия на его склонность к зарастанию поверхности неорганическими солеотложениями, были сопоставлены данные по шероховатости защитных покрытий с результатами стендовых испытаний при моделируемой скорости потока 0,5 м/с (представлены в ГЛАВЕ 6). Сначала построим график зависимости массы солеотложений от шероховатости покрытий, чтобы визуально оценить их взаимосвязь.

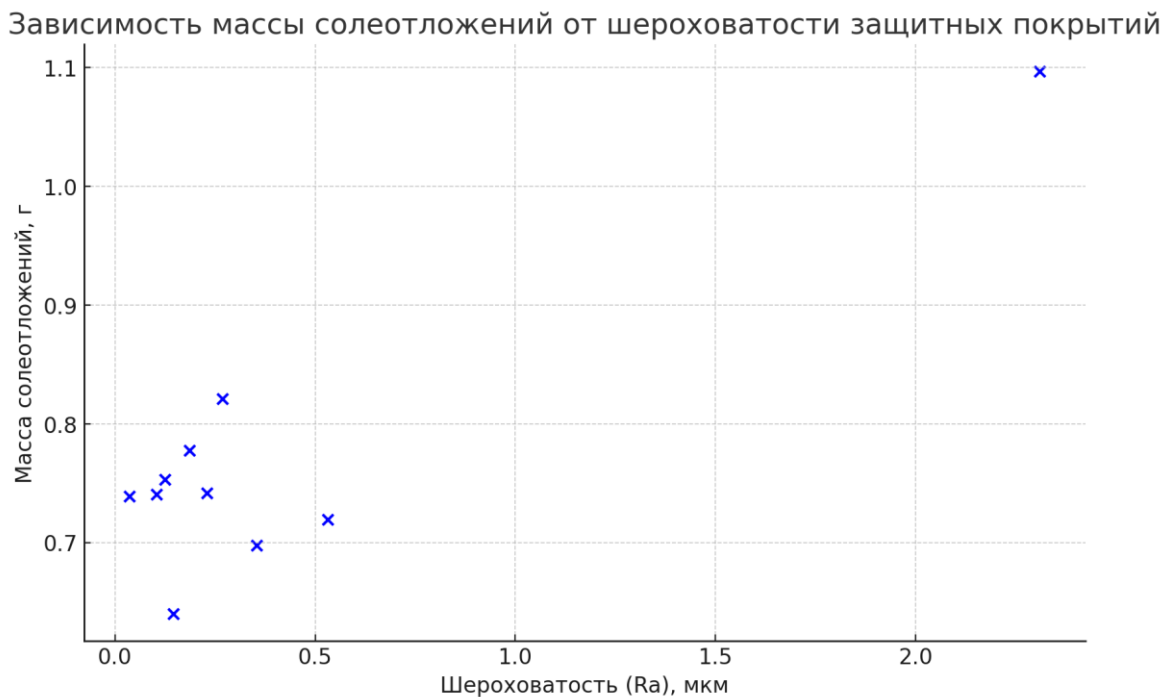


Рисунок 57 – Зависимость массы образующихся на образцах солеотложений от шероховатости покрытий

На рисунке 57 видно, что существует определенная взаимосвязь между шероховатостью покрытий и массой солеотложений. Далее, для лучшего понимания влияния шероховатости на процесс солеотложения в динамических условиях, была построена зависимость массы образованного слоя солеотложения на поверхности покрытия от параметра шероховатости защитного покрытия (Ra). На рисунке 58 представлена линейная регрессионная модель, описывающая количественную зависимость между этими переменными.

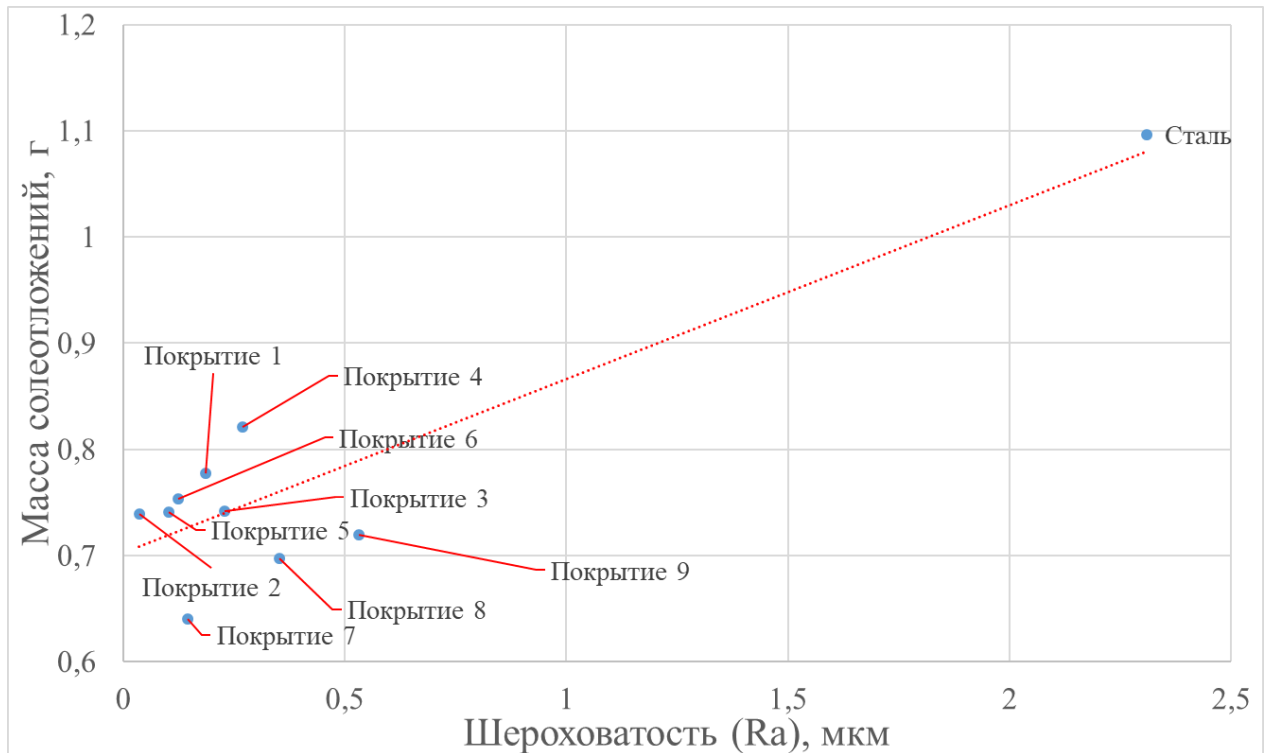


Рисунок 58 – Зависимость массы образующихся на образцах солеотложений от шероховатости покрытий

Из рисунка наглядно видно, что наибольшей шероховатостью обладает стальная поверхность без покрытия, и что ей соответствует наибольшая масса солеотложения. Покрытия обладают значительно меньшей шероховатостью и, соответственно, солеотложение на них значительно меньше. Но однозначно нельзя сказать, что чем меньше шероховатость покрытия, тем меньше солеотложение на нем. Так как из рисунка 6 видно, что на «Покрытии 2», обладающем наименьшим из всех исследованных покрытий параметром шероховатости, не наблюдается наименьший прирост массы солеотложений. На «Покрытии 9», обладающем наибольшей шероховатостью, не наблюдается наибольший прирост массы солеотложений. Таким образом, при моделируемой скорости потока 0,5 м/с, не выявлено однозначной зависимости солеотложения на поверхности покрытия от шероховатости покрытия.

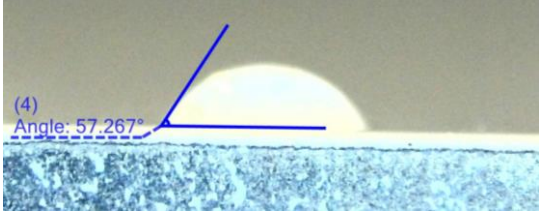
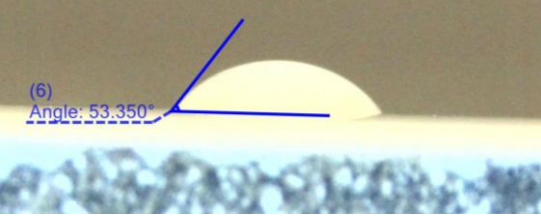
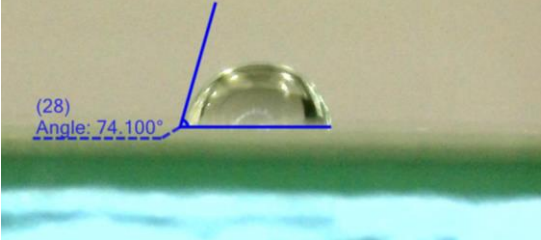
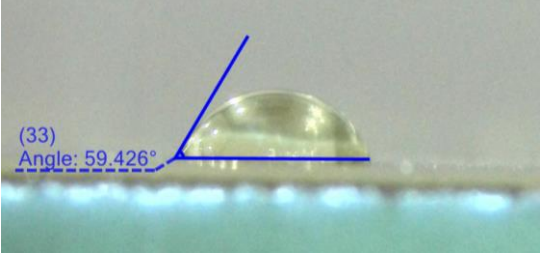
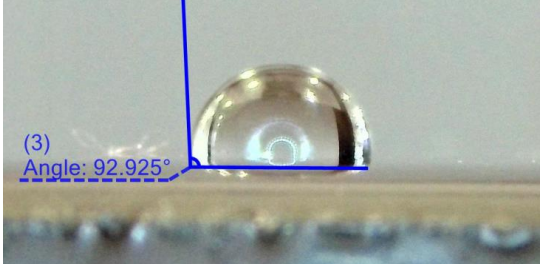
5.3 Определение краевых углов смачивания защитных покрытий

Смачиваемость покрытий/материалов, характеризуется таким параметром как «краевой угол смачивания». Определение краевого угла

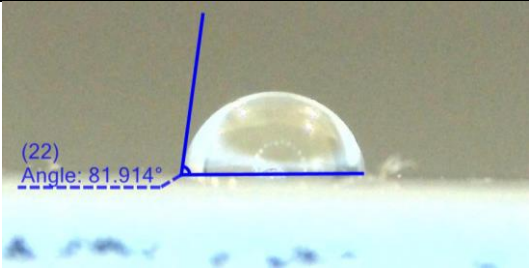
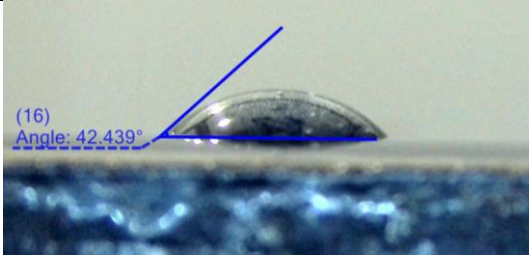
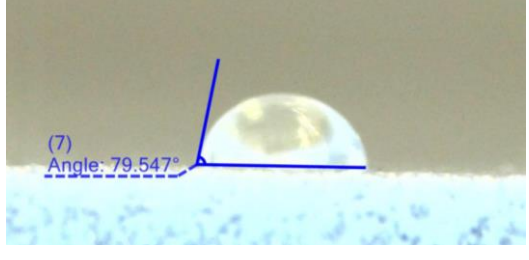
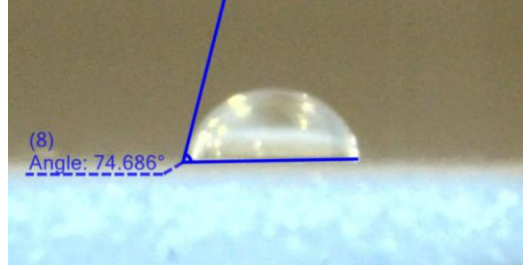
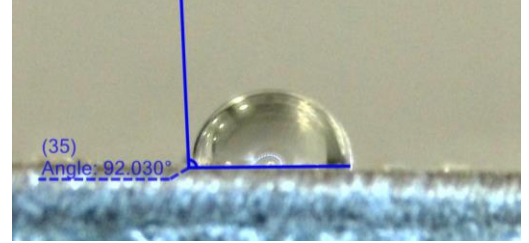
смачивания выполнялось с использованием специальной экспериментальной установки.

В Таблице 5 представлены результаты измерения краевого угла смачивания дистиллированной водой.

Таблица 5 – Результаты измерения краевого угла смачивания

Покрытие/ Материал	Краевой угол смачивания, °	Изображение
Покрытие 1	57,3±2,1	 <p>(4) Angle: 57.267°</p>
Покрытие 2	53,4±1,4	 <p>(6) Angle: 53.350°</p>
Покрытие 3	74,1±2,0	 <p>(28) Angle: 74.100°</p>
Покрытие 4	59,4±1,2	 <p>(33) Angle: 59.426°</p>
Покрытие 5	92,9±2,5	 <p>(3) Angle: 92.925°</p>

Продолжение таблицы 5

Покрытие/ Материал	Краевой угол смачивания, °	Изображение
Покрытие 6	81,9±1,7	 <p>(22) Angle: 81.914°</p>
Покрытие 7	42,4±1,6	 <p>(16) Angle: 42.439°</p>
Покрытие 8	79,6±1,9	 <p>(7) Angle: 79.547°</p>
Покрытие 9	74,7±1,6	 <p>(8) Angle: 74.686°</p>
Сталь	92,0±2,5	 <p>(35) Angle: 92.030°</p>

Сравнение результатов измерения краевого угла смачивания покрытий дистиллированной водой с результатами стендовых испытаний никаких закономерностей не выявило. Влияния смачиваемости покрытий на способность покрытий противостоять процессам солеобразования на своей поверхности не выявлено. Не нашел экспериментального подтверждения тезис

из работы [66] о том, что с понижением полярности (гидрофильности) смачиваемой поверхности силы сцепления солей с поверхностью уменьшаются. В частности, силикатно-эмалевое «Покрытие 7», обладающее гидрофильными свойствами, показало не меньшую стойкость к солеотложениям, по сравнению с менее гидрофильными покрытиями.

5.4 Определение адгезионной прочности соединения «солеотложение-покрытие»

Были осуществлены измерения адгезионной прочности (напряжения сдвига) соединения между солеотложениями и плоскими образцами защитных покрытий. Результаты выполненных измерений представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты измерения адгезионной прочности соединения «солеотложение-покрытие»

Покрытие/ Материал	Напряжение сдвига, N		
	Галит	Гипс (сухой)	Гипс (Влажный)
Покрытие 1	6,3	118,8	3,2
Покрытие 2	6,1	81,2	2,3
Покрытие 3	9,1	85,0	4,6
Покрытие 4	8,7	91,3	4,4
Покрытие 5	10,3	121,3	4,1
Покрытие 6	7,7	104,2	2,8
Покрытие 7	16,8	56,7	4,3
Покрытие 8	12,2	97,3	4,7
Покрытие 9	17,7	131,4	5,4
Сталь	27,4	188,3	6,7
Сталь с продуктами коррозии	58,1	287,9	22,1

Таким образом, были получены значения напряжений сдвига (прочности адгезионного соединения «солеотложение-покрытие») для различных типов защитных покрытий и солеотложений. В ходе измерений было отмечено, что разные солеотложения имеют различный характер отрыва от поверхности. Так, например, для полностью высушенной пробы гипса при достижении напряжения, достаточного для срыва пробы гипса с поверхности, наблюдается адгезионный срыв с плоского образца с защитным покрытием. При измерении напряжения сдвига полностью высушенной пробой гипса со стальной поверхности с продуктами коррозии наблюдался когезионный срыв, то есть часть пробы гипса осталась на стальной поверхности с продуктами коррозии и при этом произошло нарушение целостности пробы гипса. Для проб галита, при достижении необходимого напряжения, также наблюдался адгезионный срыв пробы солеотложения с исследуемой поверхности. Для пробы гипса, находящейся во влажном состоянии, отрыв от исследуемой поверхности оказался не характерен: после достижения достаточного для сдвига усилия, происходило сползание пробы влажного гипса по поверхности исследуемых покрытий, при этом полного отрыва пробы гипса от поверхности покрытия не происходило.

На основании проведенного анализа литературных источников, предполагалось что способность защитных покрытий предотвращать или снижать образование солеотложений на своей поверхности можно оценивать при помощи адгезионной прочности соединения между солеотложением и защитным покрытием. Предполагалось, что чем меньше адгезия между образующимся солеотложением и защитным покрытием, тем более вероятно создание потоком жидкости усилия, достаточного для срыва образованного солеотложения с поверхности покрытия. В данной диссертационной работе было осуществлено сопоставление результатов измерения адгезионной прочности соединения «солеотложение-покрытие» (Таблица 6) с результатами стендовых динамических испытаний покрытий, представленных в Главе 6.

Данное сопоставление не позволило сделать однозначных выводов о влиянии адгезии на процесс солеотложения на поверхности покрытия.

Сопоставление результатов измерений адгезии между солеотложением и покрытием (напряжением сдвига) с результатами стендовых динамических испытаний, проведенных на «Стенде оценки стойкости защитных покрытий к неорганическим солеотложениям», не позволяют сделать однозначных выводов о влиянии адгезии на процесс солеотложения на поверхности покрытия. Наибольшие значения адгезионной прочности соединения (напряжения сдвига) были получены для стали с продуктами коррозии и для стального образца без продуктов коррозии, что соотносится с результатами стендовых динамических испытаний, где наибольшая масса слоя солеотложений всегда образовывалась на стальном образце без защитного покрытия. Но значения напряжений сдвига солеотложений относительно покрытий и их сравнение с результатами стендовых испытаний не позволили выявить каких-либо закономерностей. Кроме того, в процессе стендовых динамических испытаний было замечено, что солеотложения способны формироваться даже на поверхностях, адгезионная связь с которыми минимальна. Солеотложения способны формировать цельные структуры, при этом практически не взаимодействуя с поверхностью. На рисунке 59 показаны слои солеотложений, образованные на полимерных валах «Стенда оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям».



Рисунок 59 – Солеотложения, снятые с валов «Стенда оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям»

Образованные в ходе стендовых испытаний на полимерных валах «Стенда оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям» солеотложения удалось легко снять с этих валов, при этом не нарушив их целостность. На основании этого можно сделать вывод что адгезионная связь между полимерными валами и образованными солеотложениями минимальна или отсутствует. Таким образом солеотложения формировались на поверхности, адгезионная связь с которой была минимальна, а сами отложения сформировали цельную структуру. В реальном трубопроводе солеотложения, за счет способности формировать цельную структуру, могут фиксироваться за счет неидеальной цилиндрической внутренней поверхности трубы, на которой формируются. Слой солеотложения может быть сформирован в трубопроводе, но не будет срываться потоком, так как будет представлять собой цельную структуру и фиксироваться в трубе за счёт того, что трубопровод не имеет идеальную цилиндрическую форму (стыки труб, изгибы, межниппельное пространство, и т.д.). Данный вывод подтверждается наблюдениями, описанными в работе [134]: «Имеется положительный опыт применения насосно-компрессорных труб (НКТ) с покрытием внутренней поверхности стеклом, эмалями, лаками. Продолжительность защиты от отложений солей снижается в тех случаях, когда солевые осадки формируются в стыках НКТ, образуя прочный каркас, снижающий проходное сечение труб» [134].

5.5 Определение состава лакокрасочных покрытий методом ИК-Фурье спектроскопии

В разделе «2.1 Объекты исследования», в таблице 2, представлен перечень девяти марок защитных покрытий. Таблица 2 содержит информацию о составе покрытий, которую предоставили производители данных покрытий на своих Интернет-ресурсах.

«Покрытие 1» - защитная система на основе эпоксидно-фенольного полимера с наполнителем класса акрилатных блок-сополимеров.

«Покрытие 2» - защитная система на основе эпоксидно-фенольного полимера с наполнителем класса акрилат-полиуретановых блок-сополимеров.

«Покрытие 3» - двухслойное эпоксидно-фенольное покрытие, нанесенное методом воздушного распыления.

«Покрытие 4» - двухслойное эпоксидно-фенольное покрытие, нанесенное методом горячего распыления на отвержденный праймер.

«Покрытие 5» - покрытие, состоящее из слоя эпоксидно-фенольного или фенольного грунта и слоя на основе эпоксидных материалов.

«Покрытие 6» - покрытие, состоящее из слоя эпоксидно-фенольного грунта и слоя на основе эпоксидных материалов, модифицированное нетепловой СВЧ-обработкой.

«Покрытие 7» - силикатно-эмалевое покрытие.

«Покрытие 8» - дисперсные пигменты и наполнители в полиуретановом связующем; покрытие нанесено на металлическую поверхность, подвергнутую дробеструйной обработке.

«Покрытие 9» - дисперсные пигменты и наполнители в полиуретановом связующем.

Полная информация о качественных составах защитных покрытий является коммерческой тайной их производителей. Поэтому для определения компонентов, содержащихся в покрытиях, были проведены исследования покрытий методом ИК-Фурье спектроскопии.

1) Расшифровка ИК-спектра «Покрытия1»



Рисунок 60 – ИК-спектр «Покрытия 1»

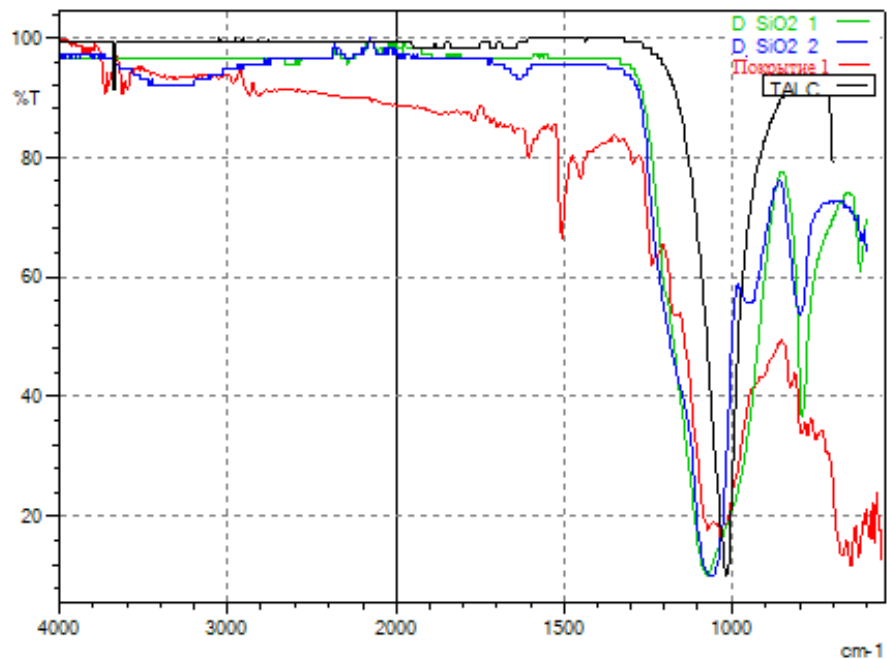


Рисунок 61 – Лучшие совпадения спектра «Покрытия 1» с библиотекой Shimadzu

Состав «Покрытия 1» включает в себя эпоксидную полимерную основу, сульфат бария (BaSO_4), оксид титана TiO_2 , диоксид кремния SiO_2 , тальк $\text{Mg}_3\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2$.

Расшифровка ИК-спектра «Покрытия 2»



Рисунок 62 – ИК-спектр «Покрытия 2»

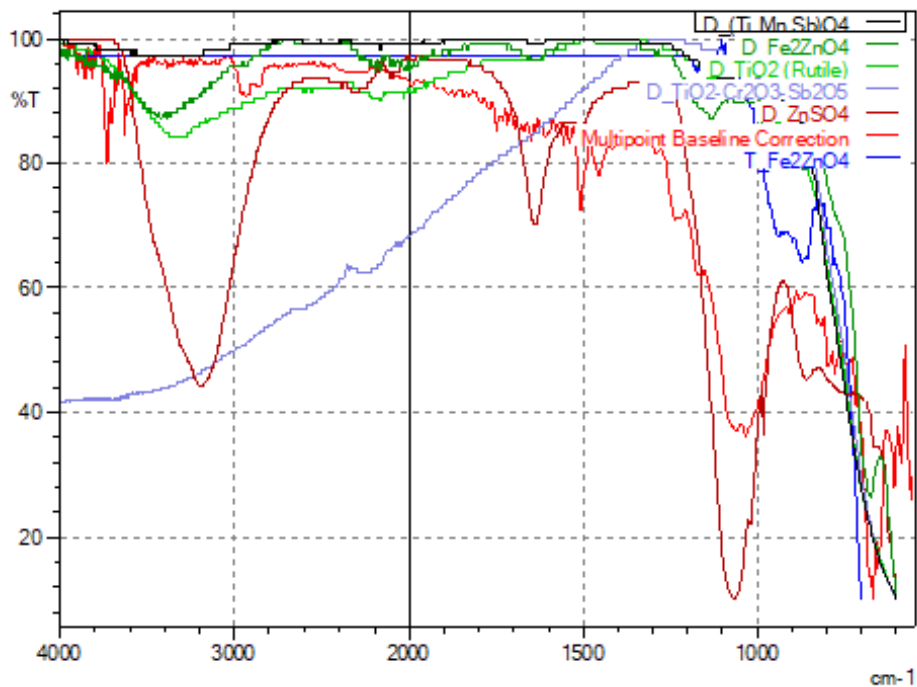


Рисунок 63 – Лучшие совпадения спектра «Покрытия 2» с библиотекой Shimadzu

Состав «Покрытия 2» содержит эпоксидную полимерную основу, сульфат бария (BaSO_4), оксид титана TiO_2 , диоксид кремния SiO_2 , тальк $\text{Mg}_3\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2$.

3) Расшифровка ИК-спектра «Покрытия 3»

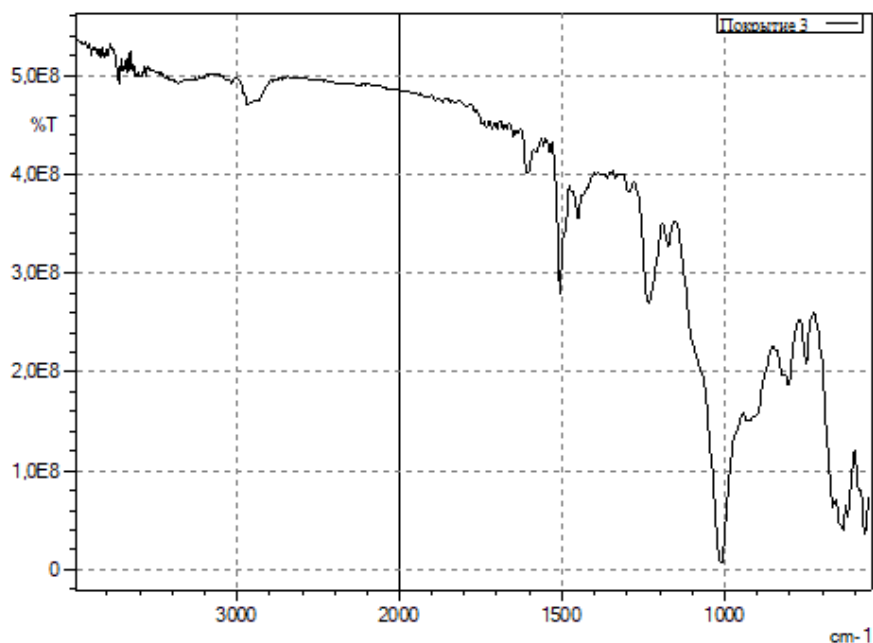


Рисунок 64 – ИК-спектр «Покрытия 3»

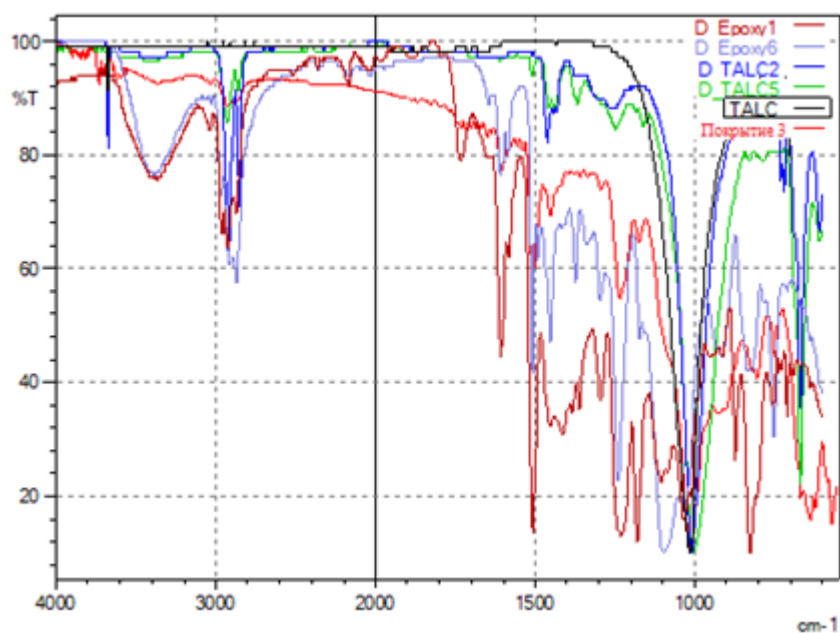


Рисунок 65 – Лучшие совпадения спектра «Покрытия 3» с библиотекой Shimadzu

Полимерную основу «Покрытия 3» составляет эпоксидная смола. В составе покрытия также присутствуют неорганические соединения: оксид хрома Cr_2O_3 , диоксид кремния SiO_2 , тальк $\text{Mg}_3\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2$.

4) Расшифровка ИК-спектра «Покрытия 4»



Рисунок 66 – ИК-спектр «Покрытия 4»

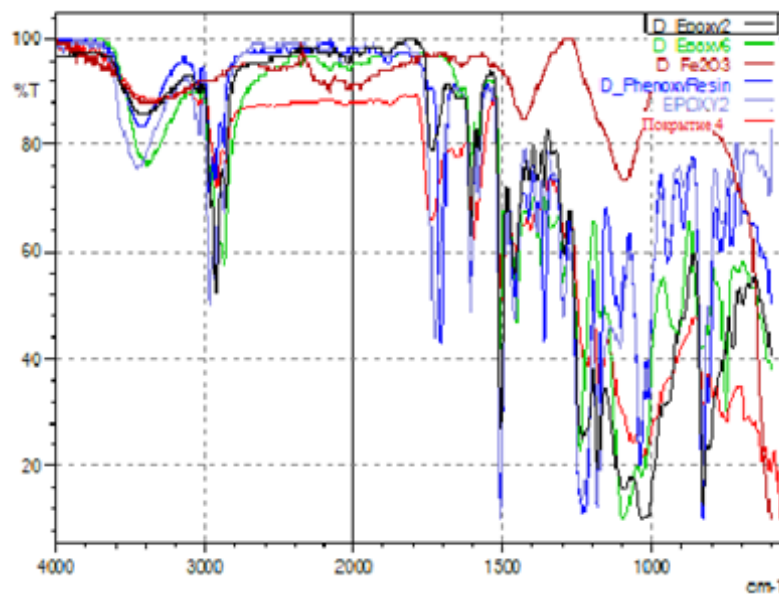


Рисунок 67 – Лучшие совпадения спектра «Покрытия 4» с библиотекой Shimadzu

В данном образце преимущественно наблюдается эпоксидная смола $\text{CH}_2-\text{CH}(\text{O})-\text{CH}_2$ (возможно фенокси-эпоксидный полимер). В составе есть малое содержание Бисфенола А, феноксиэтанол, этиленгликоля и эпихлоргидрина. Так же есть пики, которые отражают состав наполнителя, а именно: оксид титана TiO_2 , оксид хрома Cr_2O_3 .

5) Расшифровка ИК-спектра «Покрытия 5»



Рисунок 68 – ИК-спектр «Покрытия 5»

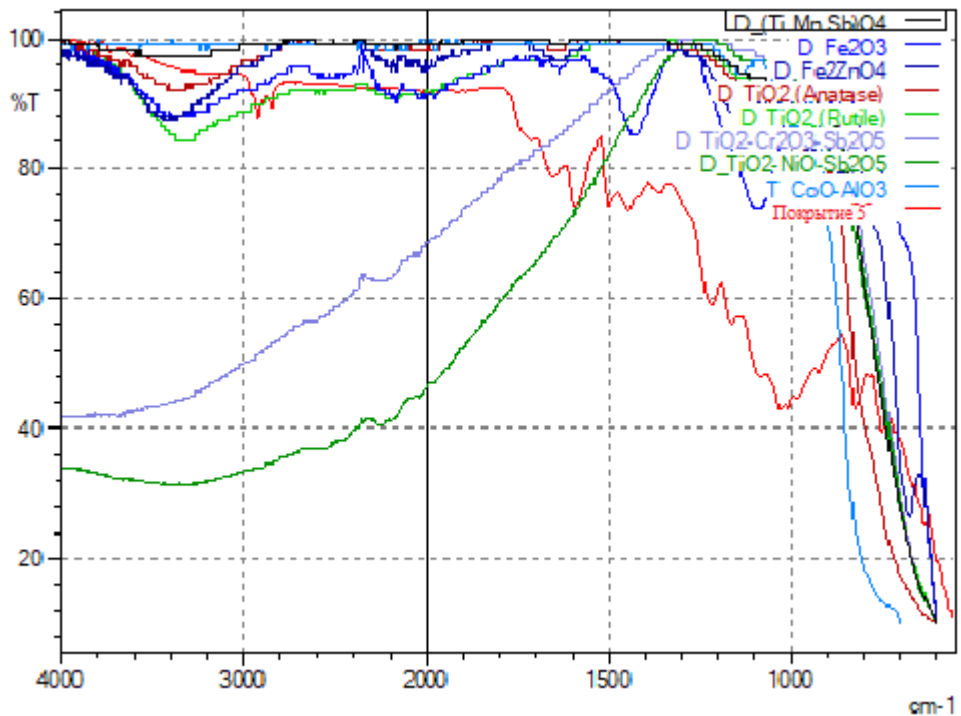


Рисунок 69 – Лучшие совпадения спектра «Покрытия 5» с библиотекой Shimadzu
 «Покрытие 5» содержит основу из эпоксидной смолы, а также Бисфенол-А. Так же в составе есть оксид титана TiO₂ и диоксид кремния SiO₂.

б) Расшифровка ИК-спектра «Покрытия 6»



Рисунок 70 – ИК-спектр «Покрытия 6»

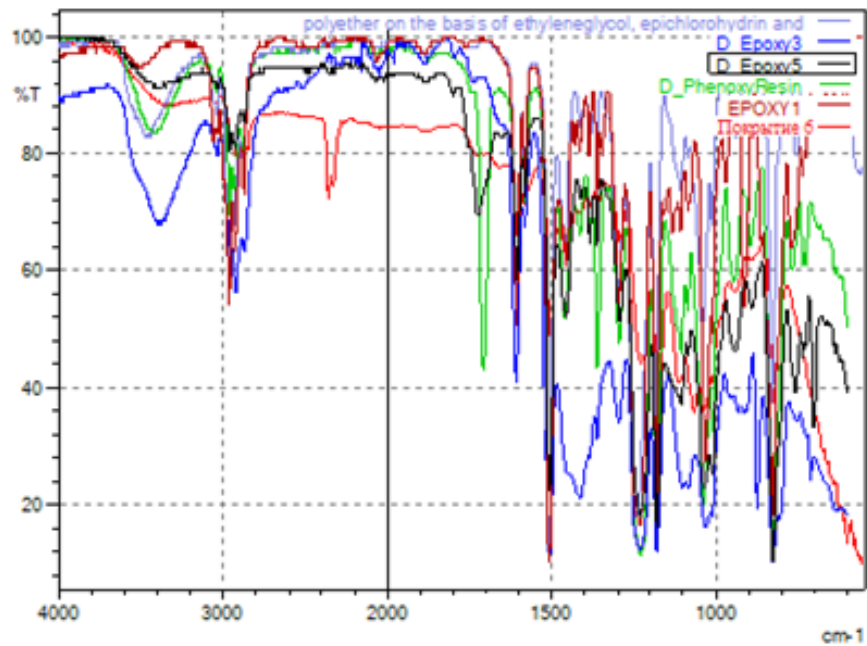
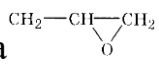


Рисунок 71 – Лучшие совпадения спектра «Покрытия 6» с библиотекой Shimadzu

В составе образца идентифицируется эпоксидная смола $\text{CH}_2\text{—CH—CH}_2$ , а также фенокси-эпоксидный полимер. В составе есть малое содержание Бисфенола А. Так же есть пики, которые отражают состав наполнителя, а именно: оксид титана TiO_2 , BaSO_4 .

7) Расшифровка ИК-спектра «Покрытия 7»

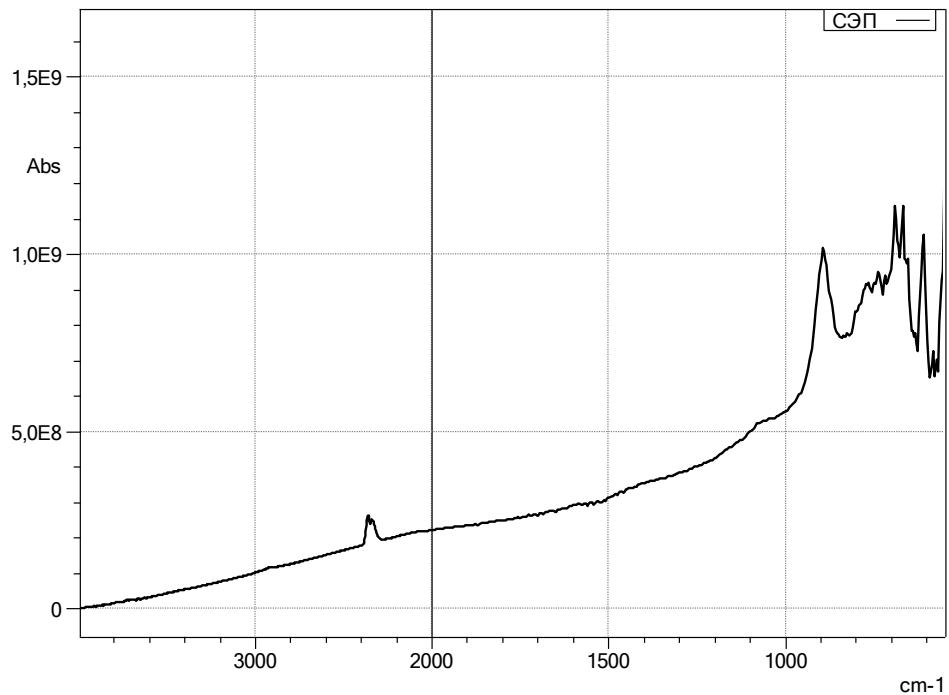


Рисунок 72 – ИК-спектр «Покрытия 7»

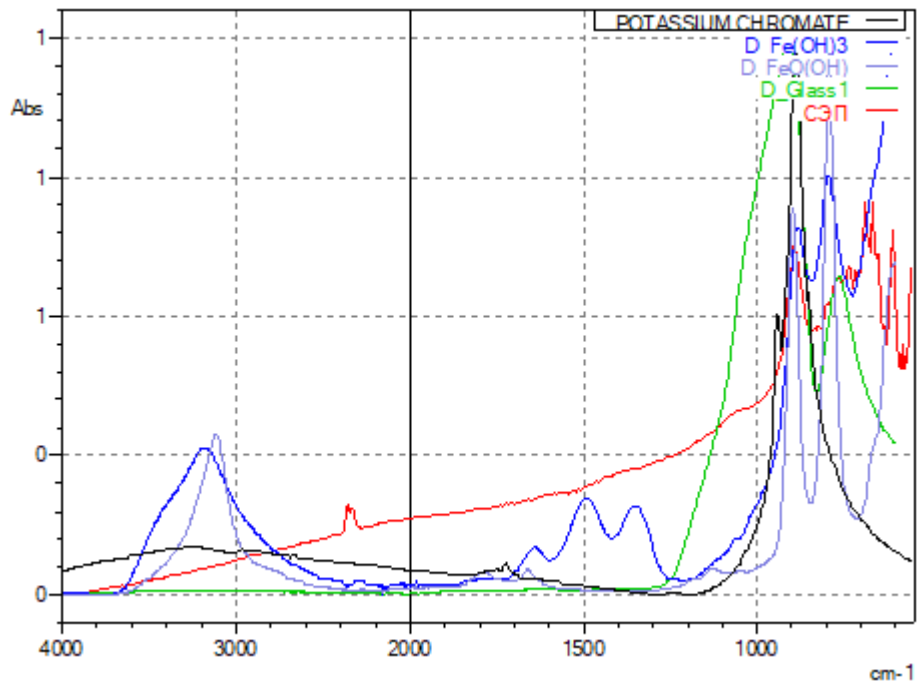


Рисунок 73 – Лучшие совпадения спектра «Покрытия 7» с библиотекой Shimadzu

По данному образцу «Покрытия 7» можно заключить что основное содержание в составе — это диоксид кремния, полисиликат с включением других неорганических соединений – оксидов (и/или гидроксидов металлов).

8) Расшифровка ИК-спектра «Покрытия 8» и «Покрытия 9»



Рисунок 74 – ИК-спектр «Покрытия 8»

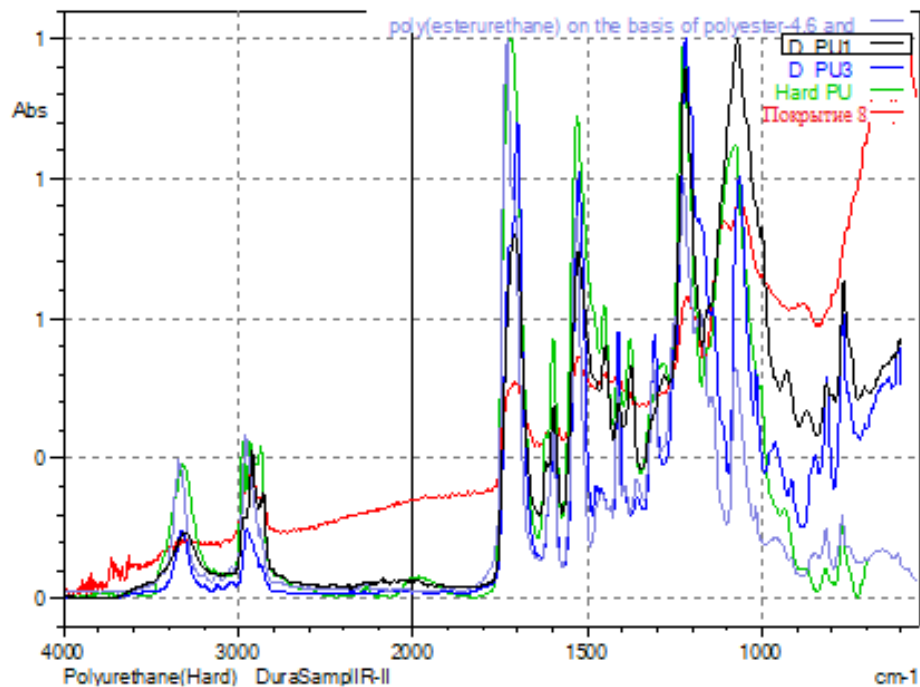


Рисунок 75 – Лучшие совпадения спектра «Покрытия 8» с библиотекой ИК-спектры «Покрытия 8» и «Покрытия 9» показывают наличие полиуретана.

Таким образом, в дополнение к данным о составах покрытий, полученным от производителей покрытий, были определены и неорганические компоненты покрытий.

Далее имеющиеся данные о составе были сопоставлены с результатами стендовых динамических испытаний, которые представлены в ГЛАВЕ 6 и ГЛАВЕ 7. При сопоставлении составов покрытий с результатами стендовых динамических испытаний (ГЛАВА 6) было отмечено наибольшее снижение прироста массы солеотложений на эпоксидно-фенольных системах с добавлением акрилат-полиуретановых блок-сополимеров (Покрытие 2) при моделируемой скорости потока от 1 до 3 м/с, а также на силикатно-эмалевом покрытии (Покрытие 7) при моделируемой скорости потока 0,5 м/с. Таким образом при разных моделируемых скоростях потока наблюдается минимальный прирост солеотложений на покрытиях разного состава. Следовательно, однозначного влияния состава покрытия на образование солеотложений на поверхности покрытия в динамических условиях, не выявлено.

Сопоставление данных о составах покрытий с результатами ГЛАВЫ 7 (о комплексном применении защитных покрытий и ингибиторов солеотложения) показало следующую закономерность: при динамических испытаниях комплексного применения покрытий и «Ингибитора б» в дозировке 50 г/м³ наблюдался срыв образующихся солеотложений с поверхности покрытий, кроме «Покрытия 8» и «Покрытия 9» (полиуретановые покрытия), а также «Покрытия 5» (покрытие, состоящее из слоя эпоксидно-фенольного или фенольного грунта и слоя на основе эпоксидных материалов) и «Покрытия 6» (покрытие, состоящее из слоя эпоксидно-фенольного грунта и слоя на основе эпоксидных материалов, модифицированное нетепловой СВЧ-обработкой). Данный эффект представлен в ГЛАВЕ 7, рисунок 88.

Выводы по главе 5

1. Проведены исследования по определению следующих свойств защитных покрытий в статических условиях: микроструктура защитных покрытий, шероховатость, краевой угол смачивания, адгезионная прочность соединения «солеотложение-покрытие», состав защитного покрытия. Данные исследования были проведены для последующего сопоставления полученных характеристик защитных покрытий с результатами стендовых динамических испытаний покрытий на способность покрытий противостоять образованию солеотложений на своей поверхности (результаты стендовых испытаний представлены в ГЛАВЕ 6).

2. Выявлена некоторая корреляция между показателем шероховатости покрытия и массой образовавшегося слоя солеотложения на покрытии. На стальном образце с наибольшей шероховатостью наблюдался максимальный прирост массы образованного слоя солеотложений в ходе проведения динамических испытаний. При этом зависимость между показателем шероховатости и массой образованного слоя солеотложений не является строго линейной и однозначной.

3. При сопоставлении результатов измерения показателя смачиваемости поверхности дистиллированной водой с результатами стендовых испытаний однозначного соответствия смачиваемости покрытий на способность покрытий противостоять процессам солеотложения на своей поверхности не выявлено.

4. Сравнение экспериментально полученных величин адгезионной прочности соединения «солеотложение-покрытие» (напряжение сдвига) с результатами стендовых испытаний (*«Стенд оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям»*) не позволяет сделать однозначных выводов относительно влияния данного показателя на способность покрытия предотвращать образование солеотложений на своей поверхности. Предполагалось, что чем менее прочная связь формируется между слоем солеотложения и защитным покрытием, тем более вероятен срыв

образованных солей со стенок труб потоком жидкости. Но в ходе стендовых испытаний было выявлено, что солеотложения способны формироваться даже на поверхностях, адгезионная прочность взаимодействия с которыми минимальна. Солеотложения способны формировать цельные структуры, при этом практически не взаимодействуя с поверхностью.

5. При сопоставлении составов покрытий с результатами динамических испытаний (ГЛАВА 6) было отмечено наибольшее снижение прироста массы солеотложений на эпоксидно-фенольных системах с добавлением акрилат-полиуретановых блок-сополимеров (Покрытие 2), а также на силикатно-эмалевом покрытии (Покрытие 7). Сопоставление данных о составах покрытий с результатами ГЛАВЫ 7 (о комплексном применении защитных покрытий и ингибиторов солеотложения) показало следующую закономерность: при динамических испытаниях комплексного применения покрытий и «Ингибитора 6» в дозировке 50 г/м³ наблюдался срыв образующихся солеотложений с поверхности покрытий, кроме «Покрытия 8» и «Покрытия 9» (полиуретановые покрытия), а также «Покрытия 5» (покрытие, состоящее из слоя эпоксидно-фенольного или фенольного грунта и слоя на основе эпоксидных материалов) и «Покрытия 6» (покрытие, состоящее из слоя эпоксидно-фенольного грунта и слоя на основе эпоксидных материалов, модифицированное нетепловой СВЧ-обработкой).

6. В целом можно сделать вывод, что ни одна из характеристик состава, структуры и свойств внутренних покрытий НКТ, определенных в статических условиях, не позволяет однозначно судить о способности этих покрытий препятствовать образованию солеотложений в динамических условиях относительного движения покрытий и солеобразующей среды.

ГЛАВА 6. ИСПЫТАНИЕ ОБРАЗЦОВ ВНУТРЕННИХ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ НА СТОЙКОСТЬ К СОЛЕОТЛОЖЕНИЮ В ДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СКОРОСТНЫХ РЕЖИМАХ ДВИЖЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНО СОЛЕОБРАЗУЮЩЕЙ СРЕДЫ

В настоящей главе представлены результаты стендовых испытаний образцов защитных покрытий и полимерных материалов на стойкость к солеотложению в динамических условиях.

Стендовые испытания на «Стенде оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям» проводились при вращении цилиндрических образцов со скоростью 100 об/мин, 500 об/мин, 1000 об/мин, 2000 об/мин, 3000 об/мин, что соответствует линейным скоростям вращательного движения на поверхности этих образцов с покрытиями 0,1 м/с, 0,5 м/с, 1 м/с, 2 м/с, 3 м/с и является эквивалентом линейных скоростей жидкости в трубе 0,1 м/с, 0,5 м/с, 1 м/с, 2 м/с, 3 м/с и при температуре 30 °С.

Рабочая камера (реактор) «Стенда оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям» заполнялась насыщенным раствором хлорида натрия. Далее, установленные на полимерные валы стенда, цилиндрические образцы погружались в насыщенный водный раствор хлорида натрия. С помощью блока управления осуществлялся запуск электропривода, обеспечивающего вращение цилиндрических образцов, погруженных в раствор хлорида натрия, с заданной идентичной скоростью об/мин. Параллельно с этим в рабочую камеру (реактор) осуществлялась непрерывная дозированная подача растворов сульфата натрия ($C=1$ моль/л) и хлорида кальция ($C=2$ моль/л). Продолжительность одного цикла стендового динамического испытания составляла 6 часов.

На рисунках 76-80 представлены образцы из полиамида, полиэтилена и образец с силикатно-эмалевым покрытием, подвергнутые испытаниям при различных скоростных режимах.



Рисунок 76 – 100 об/мин. Эквивалент линейной скорости движения потока 0,1 м/с



Рисунок 77 – 500 об/мин. Эквивалент линейной скорости движения потока 0,5 м/с

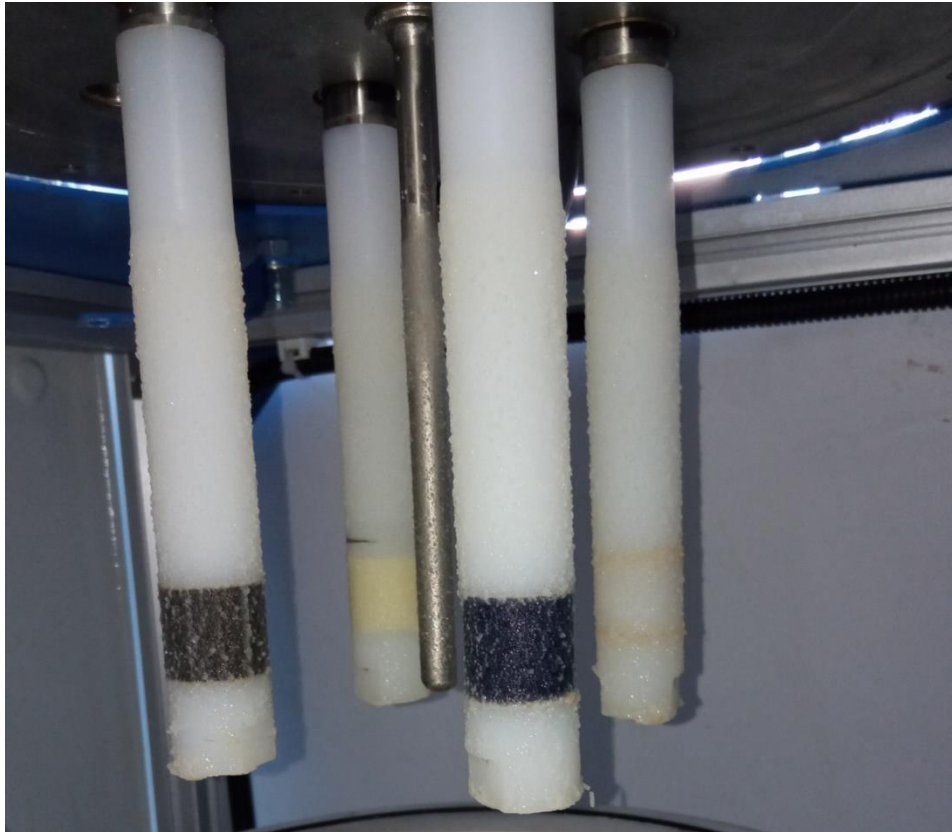


Рисунок 78 – 1000 об/мин. Эквивалент линейной скорости движения потока 1 м/с

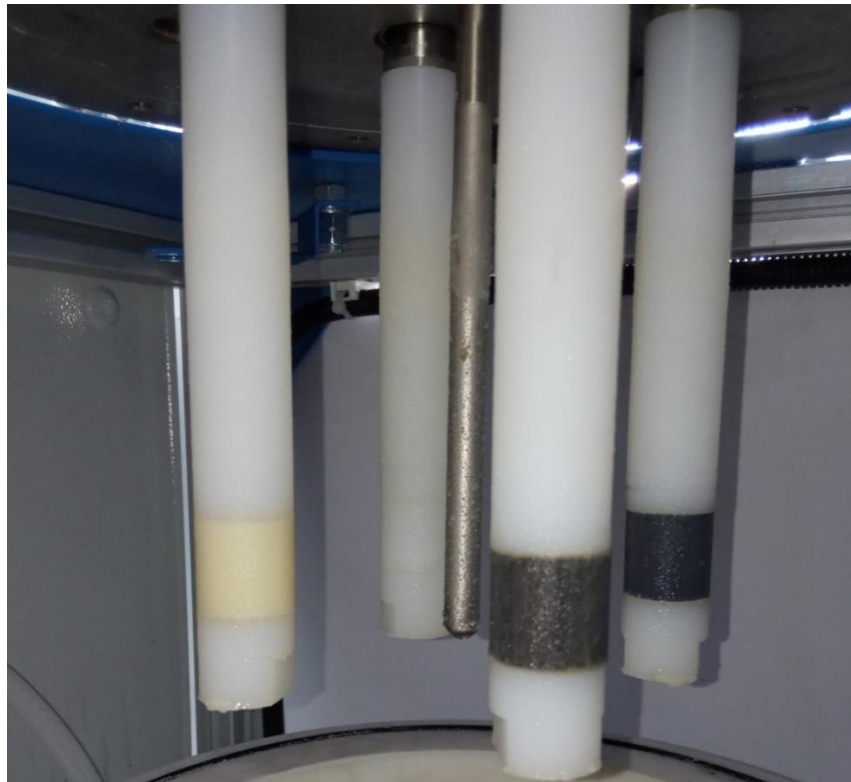


Рисунок 79 – 2000 об/мин. Эквивалент линейной скорости движения потока 2 м/с



Рисунок 80 – 3000 об/мин. Эквивалент линейной скорости движения потока 3 м/с

В результате проведения каждого стендового испытания на внешней поверхности образцов был сформирован слой солеотложений.

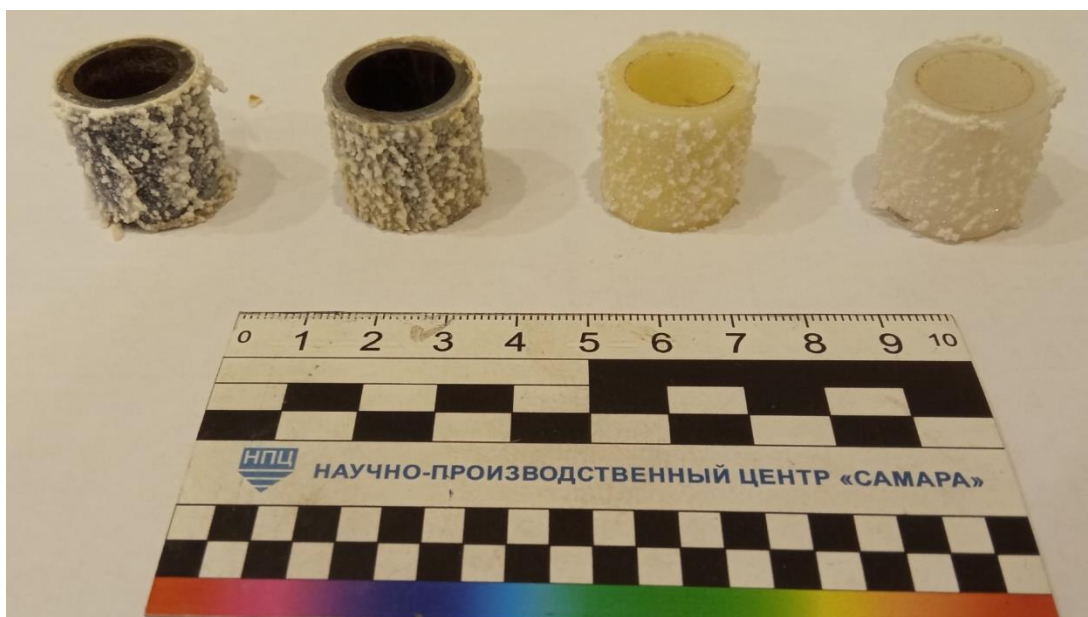


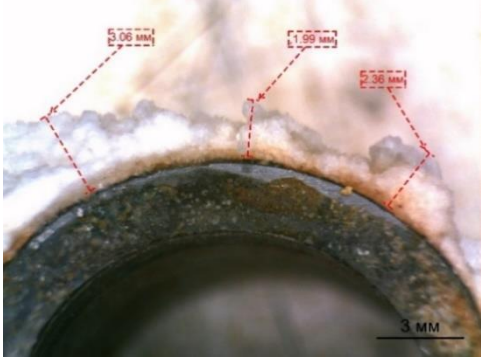
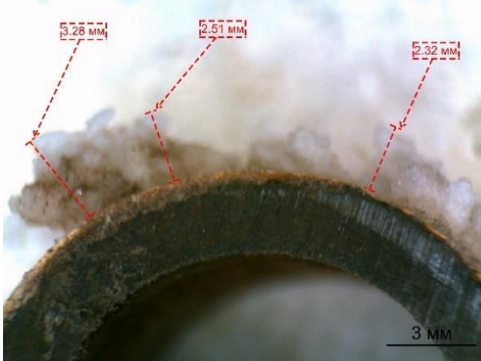
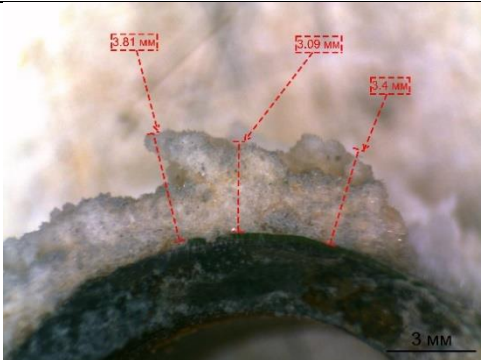
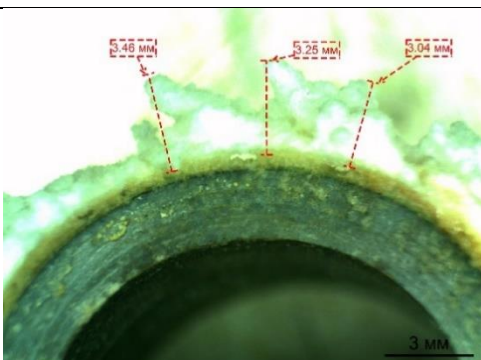
Рисунок 81 – Цилиндрические образцы после проведения испытания

По окончании каждого цикла испытаний, осуществлялся съем цилиндрических образцов с полимерных валов «Стенда оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям». После сушки образцов, осуществлялось взвешивание каждого образца, определялась масса образованного слоя солеотложения на внешней поверхности цилиндрического образца. Масса образованного в ходе испытания слоя солеотложения определялась как разность массы образца без слоя солеотложения и массы образца с образовавшимся на нем слоем солеотложения. Площадь внешней поверхности цилиндрического образца, на которой образовывался слой солеотложения, составляет $12,5664 \text{ см}^2$.

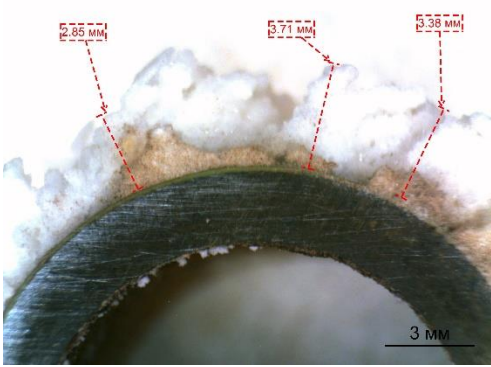
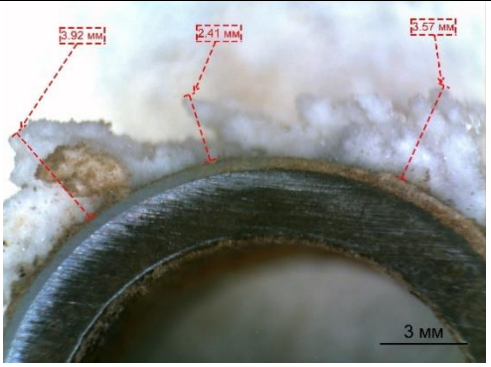
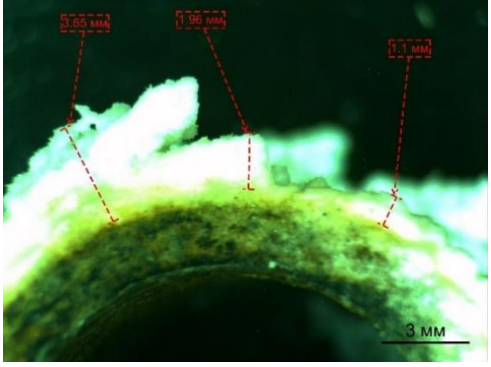
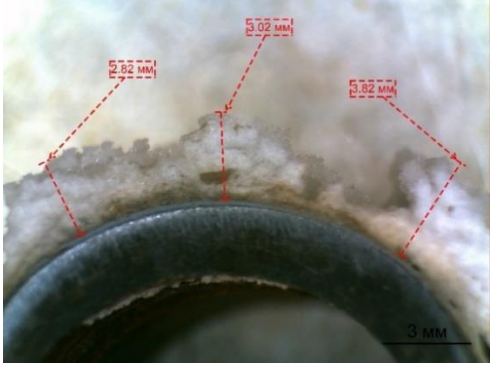
Для определения толщины слоя солеотложений, образовавшегося на внешней поверхности цилиндрического образца, использовался бинокулярный стереоскопический микроскоп МБС-10, а также программное обеспечение Altami Studio 3.5.

В таблице 7 представлены результаты стендовых испытаний защитных покрытий и материалов на стойкость к солеотложению при различных скоростных режимах.

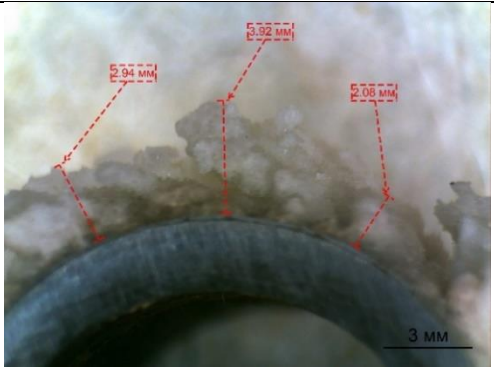
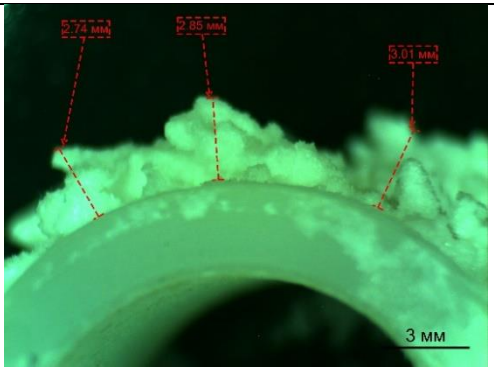
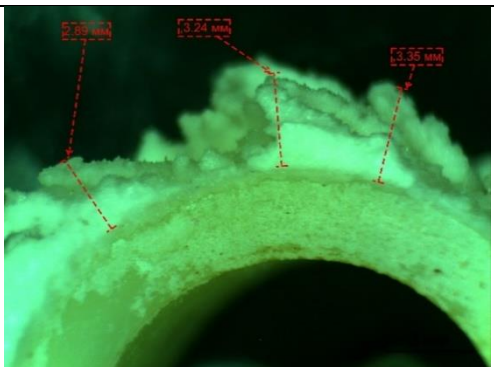
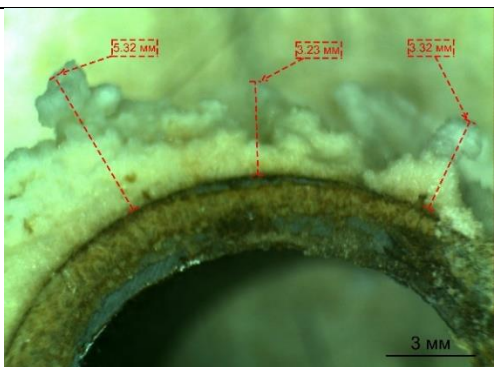
Таблица 7 – Результаты стендовых испытаний защитных покрытий и материалов на стойкость к солеотложению при различных скоростных режимах

Тип образца	Скорость вращения, об/мин (Линейная скорость, м/с)	Температура среды в реакторе, °С	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя солеотложений, мм
Покрытие 1	100 (0,1)	30	1,7584± 0,0095	
Покрытие 2	100 (0,1)	30	1,7633± 0,0158	
Покрытие 3	100 (0,1)	30	1,7589± 0,0184	
Покрытие 4	100 (0,1)	30	1,7456± 0,0196	

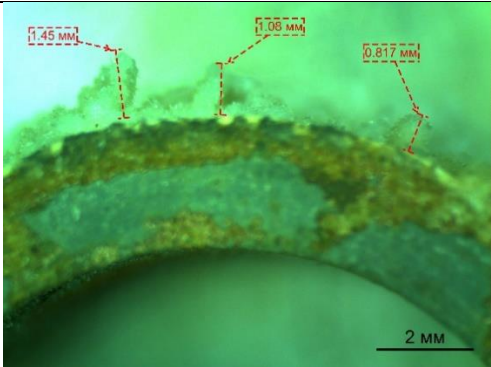
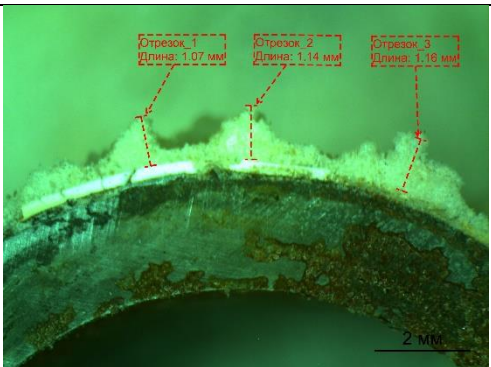
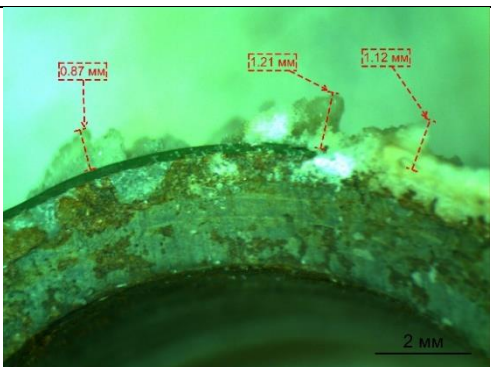
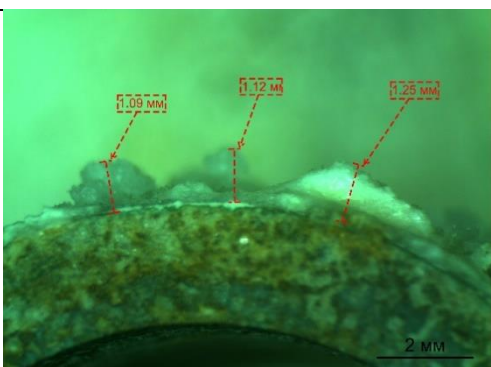
Продолжение Таблицы 7

Тип образца	Скорость вращения, об/мин (Линейная скорость, м/с)	Температура среды в реакторе, °С	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя солеотложений, мм
Покрытие 5	100 (0,1)	30	1,7326± 0,0138	
Покрытие 6	100 (0,1)	30	1,7448± 0,0175	
Покрытие 7	100 (0,1)	30	1,7205± 0,0314	
Покрытие 8	100 (0,1)	30	1,8102± 0,0086	

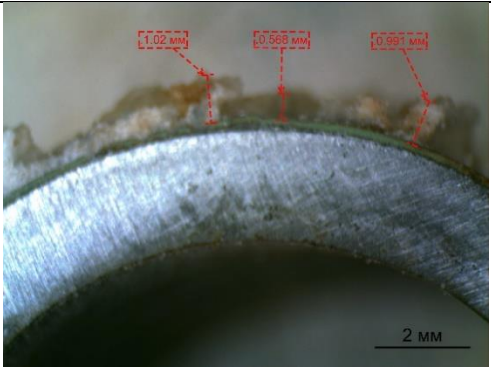
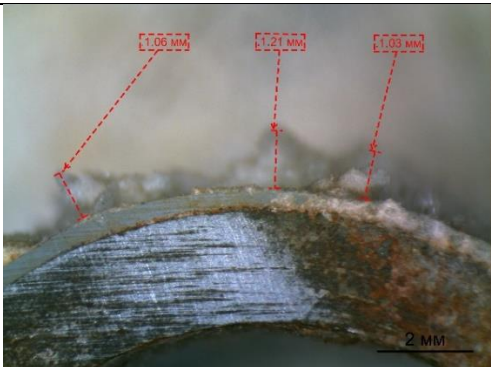
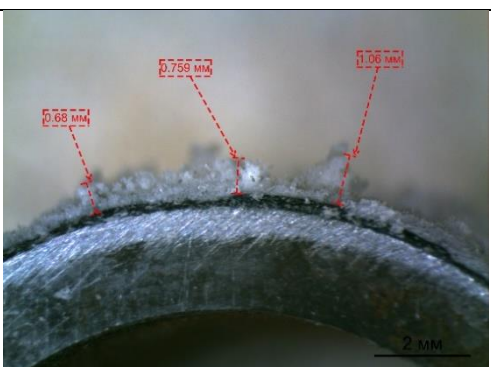
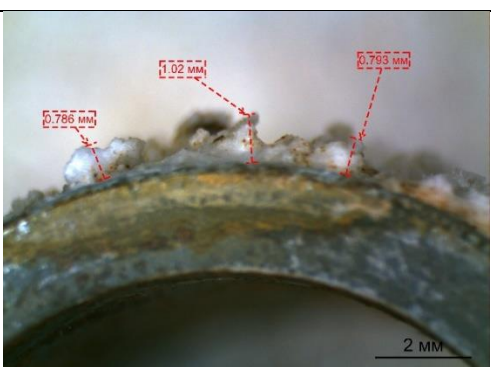
Продолжение Таблицы 7

Тип образца	Скорость вращения, об/мин (Линейная скорость, м/с)	Температура среды в реакторе, °С	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя солеотложений, мм
Покрытие 9	100 (0,1)	30	1,7733± 0,0428	
Полиэтилен	100 (0,1)	30	1,7543± 0,0394	
Полиамид	100 (0,1)	30	1,7382± 0,0334	
Сталь	100 (0,1)	30	1,8170± 0,0197	

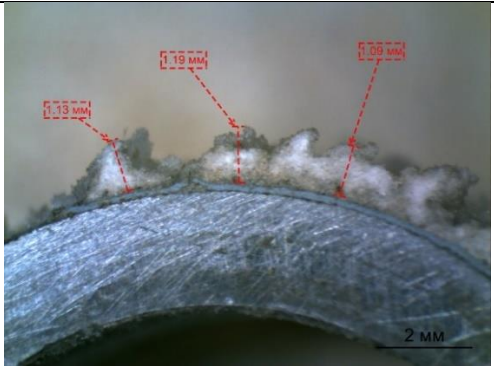
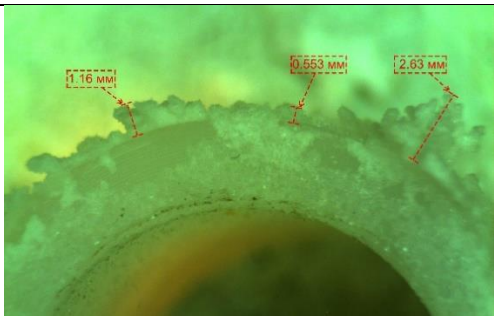
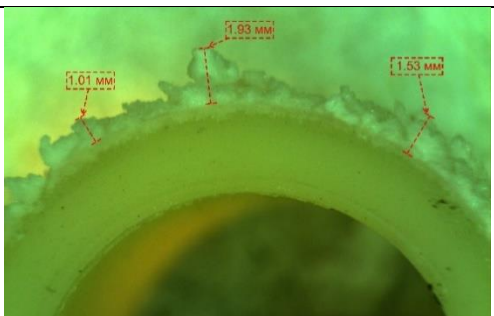
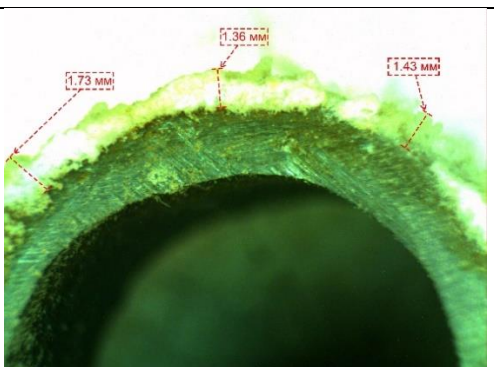
Продолжение Таблицы 7

Тип образца	Скорость вращения, об/мин (Линейная скорость, м/с)	Температура среды в реакторе, °С	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя солеотложений, мм
Покрытие 1	500 (0,5)	30	0,7779± 0,0172	
Покрытие 2	500 (0,5)	30	0,7393± 0,0117	
Покрытие 3	500 (0,5)	30	0,7418± 0,0119	
Покрытие 4	500 (0,5)	30	0,8211± 0,0142	

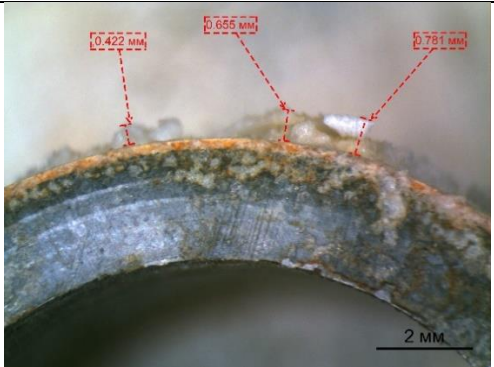
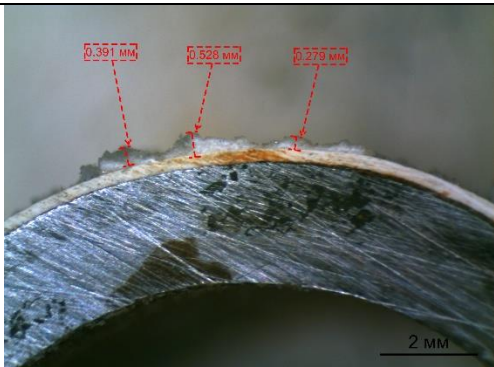
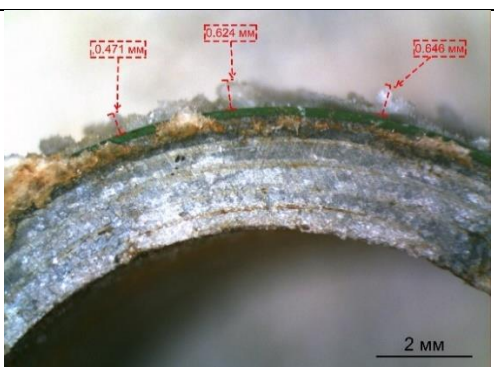
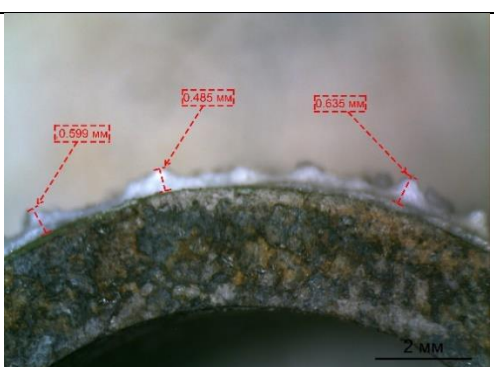
Продолжение Таблицы 7

Тип образца	Скорость вращения, об/мин (Линейная скорость, м/с)	Температура среды в реакторе, °С	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя солеотложений, мм
Покрытие 5	500 (0,5)	30	0,7406± 0,0197	
Покрытие 6	500 (0,5)	30	0,7535± 0,0147	
Покрытие 7	500 (0,5)	30	0,6401± 0,0119	
Покрытие 8	500 (0,5)	30	0,6977± 0,0173	

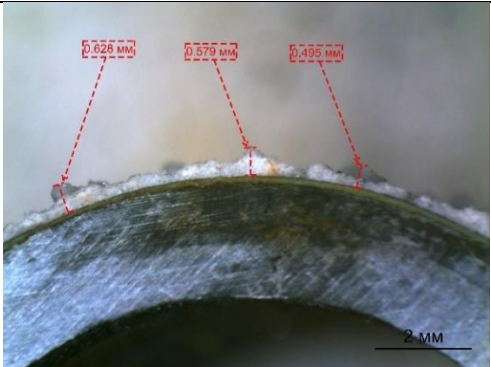
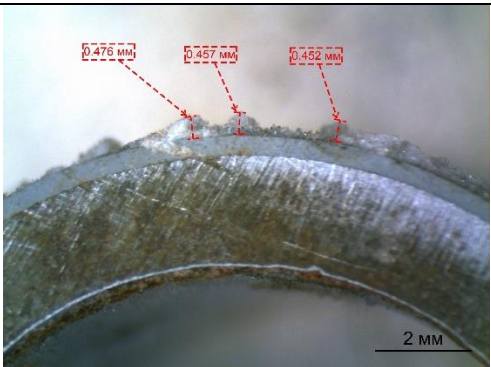
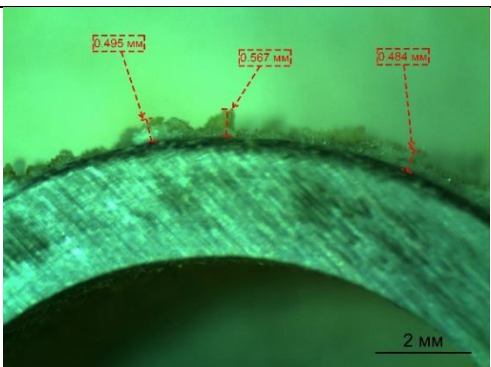
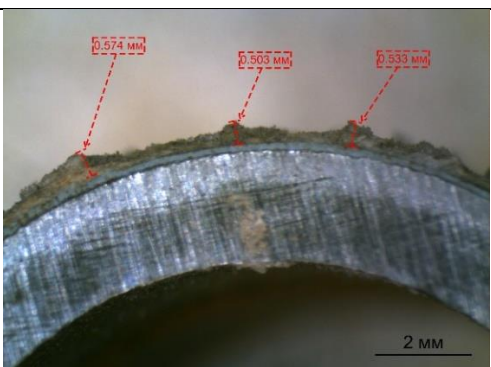
Продолжение Таблицы 7

Тип образца	Скорость вращения, об/мин (Линейная скорость, м/с)	Температура среды в реакторе, °C	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя солеотложений, мм
Покрытие 9	500 (0,5)	30	0,7198± 0,0137	
Полиэтилен	500 (0,5)	30	0,7764± 0,0163	
Полиамид	500 (0,5)	30	0,7962± 0,0102	
Сталь	500 (0,5)	30	1,0968± 0,0097	

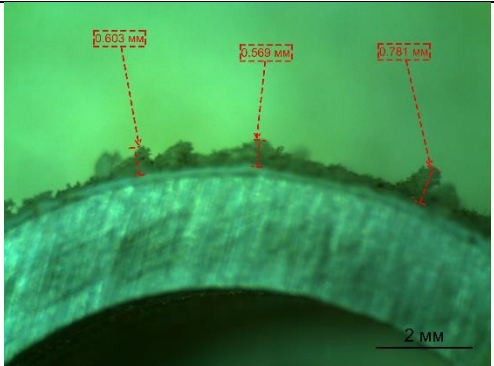
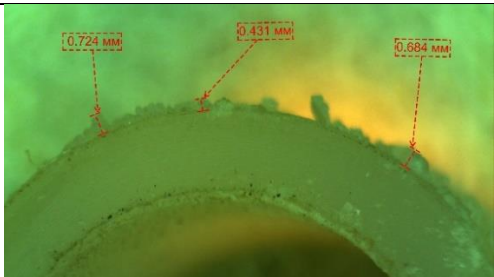
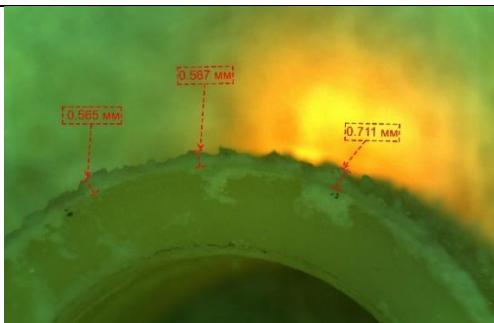
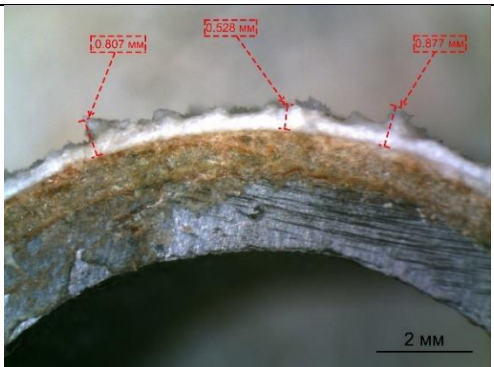
Продолжение Таблицы 7

Тип образца	Скорость вращения, об/мин (Линейная скорость, м/с)	Температура среды в реакторе, °С	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя солеотложений, мм
Покрытие 1	1000 (1,0)	30	0,4117± 0,0091	
Покрытие 2	1000 (1,0)	30	0,3381± 0,0108	
Покрытие 3	1000 (1,0)	30	0,4581± 0,0099	
Покрытие 4	1000 (1,0)	30	0,5113± 0,0114	

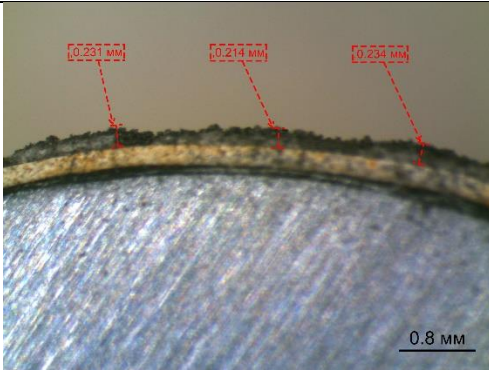
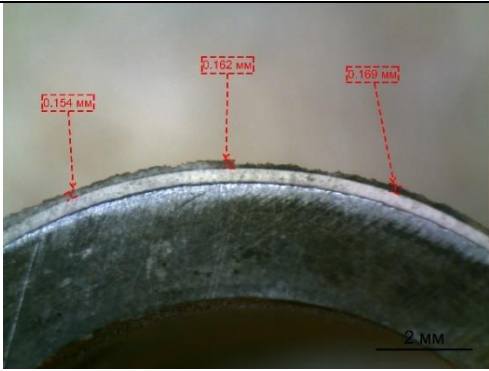
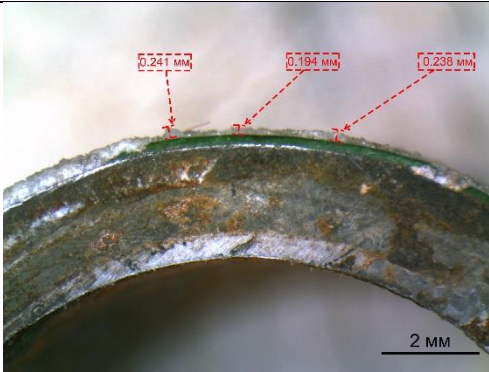
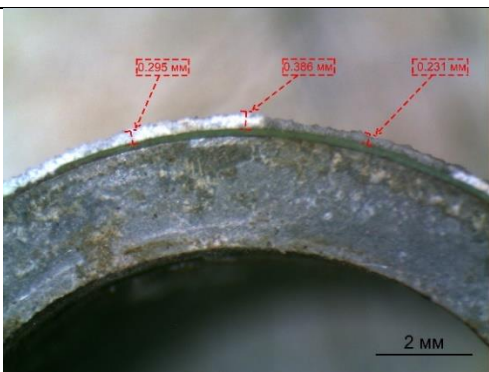
Продолжение Таблицы 7

Тип образца	Скорость вращения, об/мин (Линейная скорость, м/с)	Температура среды в реакторе, °С	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя солеотложений, мм
Покрытие 5	1000 (1,0)	30	0,4377± 0,0080	
Покрытие 6	1000 (1,0)	30	0,3880± 0,0132	
Покрытие 7	1000 (1,0)	30	0,4531± 0,0113	
Покрытие 8	1000 (1,0)	30	0,4719± 0,0059	

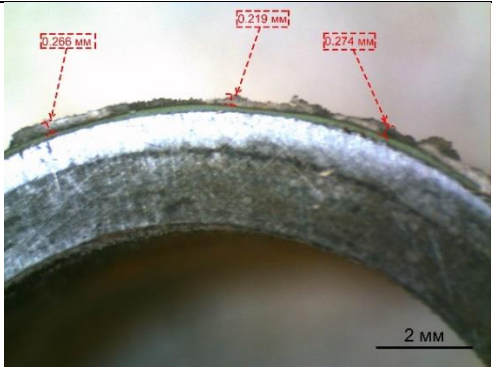
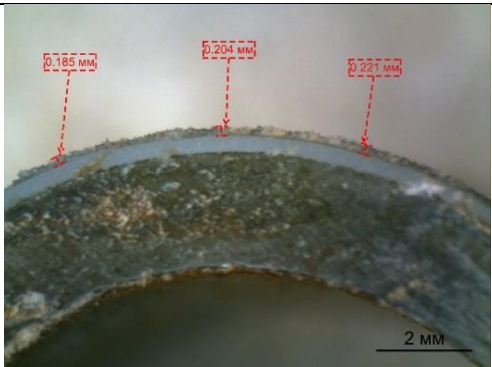
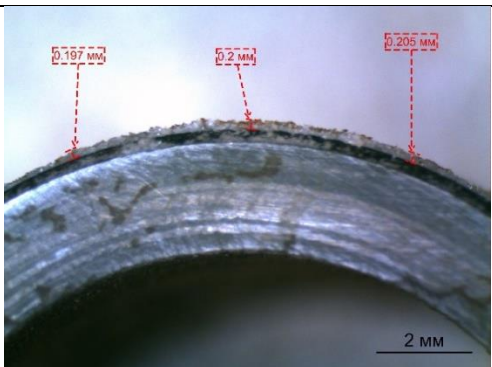
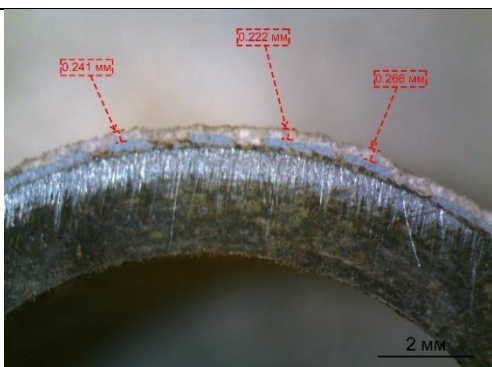
Продолжение Таблицы 7

Тип образца	Скорость вращения, об/мин (Линейная скорость, м/с)	Температура среды в реакторе, °С	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя солеотложений, мм
Покрытие 9	1000 (1,0)	30	0,5310± 0,0229	 Micrograph showing a cross-section of a curved surface with a dark, irregular salt deposit. Three red dashed lines indicate thickness measurements: 0.603 mm, 0.568 mm, and 0.781 mm. A 2 mm scale bar is in the bottom right.
Полиэтилен	1000 (1,0)	30	0,6087± 0,0213	 Micrograph showing a cross-section of a curved surface with a light-colored salt deposit. Three red dashed lines indicate thickness measurements: 0.724 mm, 0.431 mm, and 0.684 mm.
Полиамид	1000 (1,0)	30	0,5603± 0,0139	 Micrograph showing a cross-section of a curved surface with a light-colored salt deposit. Three red dashed lines indicate thickness measurements: 0.685 mm, 0.567 mm, and 0.711 mm.
Сталь	1000 (1,0)	30	0,7301± 0,0143	 Micrograph showing a cross-section of a curved surface with a thick, brownish salt deposit. Three red dashed lines indicate thickness measurements: 0.807 mm, 0.528 mm, and 0.677 mm. A 2 mm scale bar is in the bottom right.

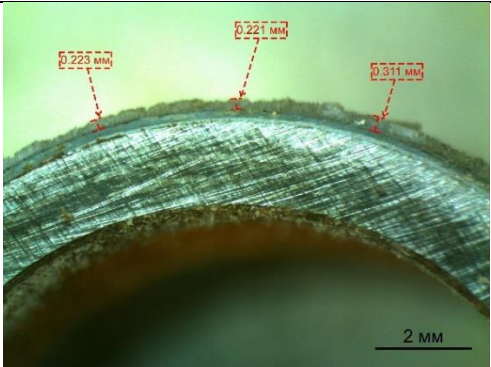
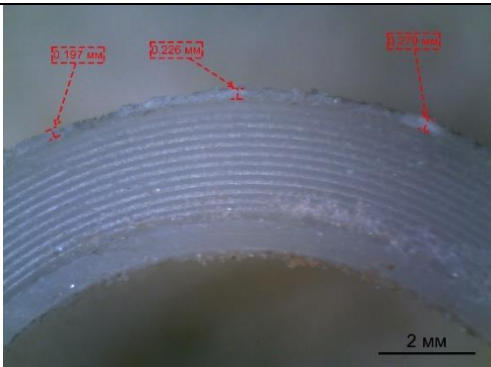
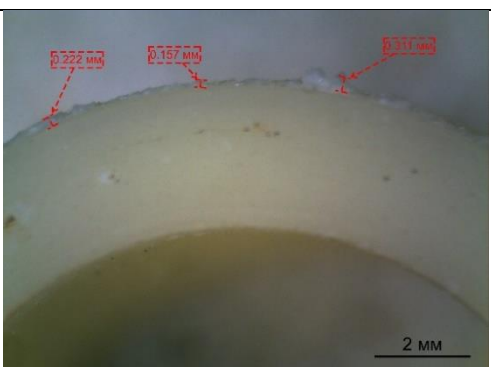
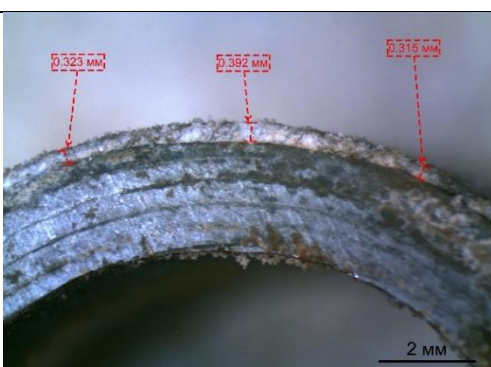
Продолжение Таблицы 7

Тип образца	Скорость вращения, об/мин (Линейная скорость, м/с)	Температура среды в реакторе, °C	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя солеотложений, мм
Покрытие 1	2000 (2,0)	30	0,2785± 0,0081	
Покрытие 2	2000 (2,0)	30	0,2464± 0,0117	
Покрытие 3	2000 (2,0)	30	0,2869± 0,0086	
Покрытие 4	2000 (2,0)	30	0,3655± 0,0064	

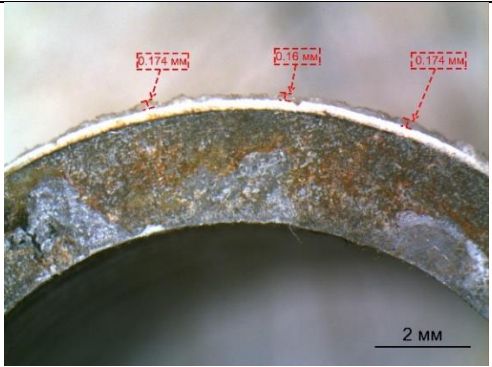
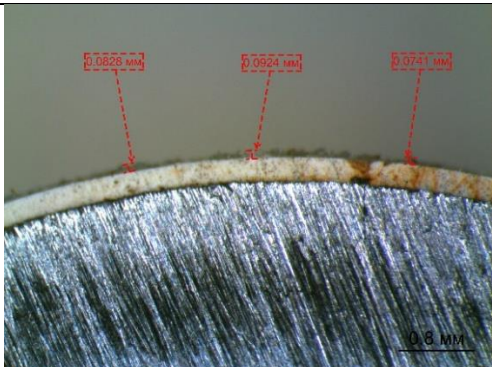
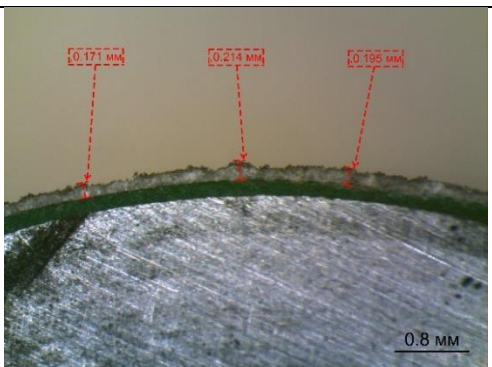
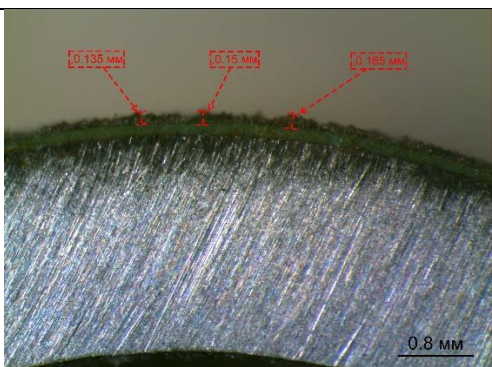
Продолжение Таблицы 7

Тип образца	Скорость вращения, об/мин (Линейная скорость, м/с)	Температура среды в реакторе, °C	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя солеотложений, мм
Покрытие 5	2000 (2,0)	30	0,3284± 0,0073	
Покрытие 6	2000 (2,0)	30	0,3477± 0,0119	
Покрытие 7	2000 (2,0)	30	0,3357± 0,0108	
Покрытие 8	2000 (2,0)	30	0,3506± 0,0038	

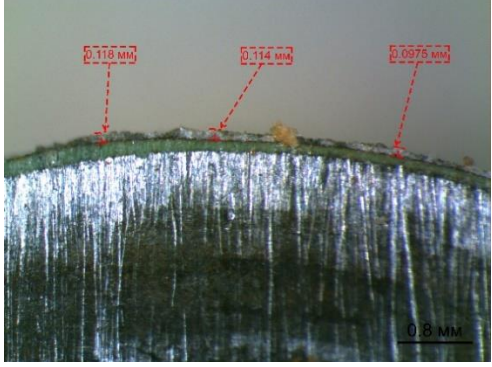
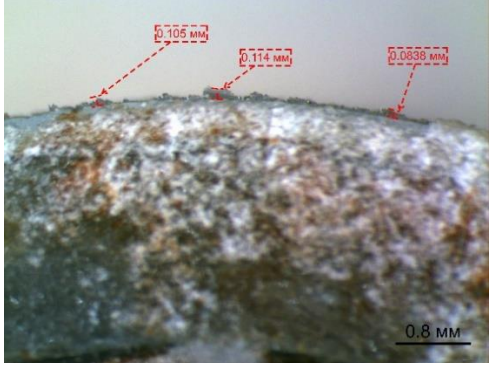
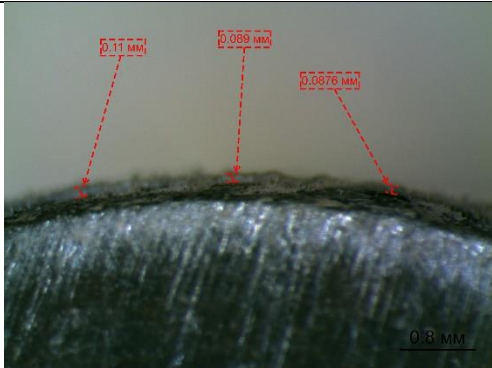
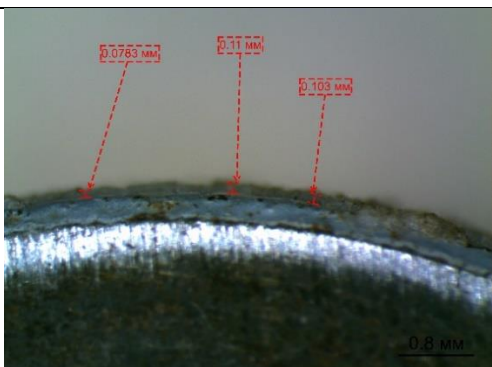
Продолжение Таблицы 7

Тип образца	Скорость вращения, об/мин (Линейная скорость, м/с)	Температура среды в реакторе, °С	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя солеотложений, мм
Покрытие 9	2000 (2,0)	30	0,3735± 0,0063	
Полиэтилен	2000 (2,0)	30	0,3189± 0,0080	
Полиамид	2000 (2,0)	30	0,3015± 0,0074	
Сталь	2000 (2,0)	30	0,4314± 0,0061	

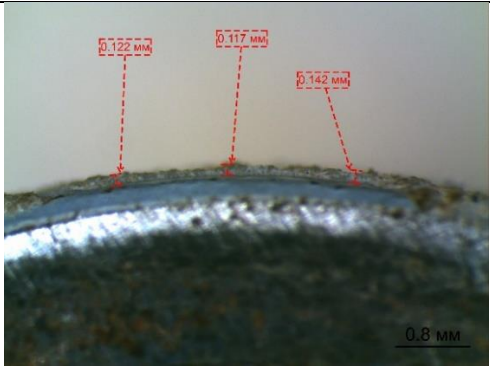
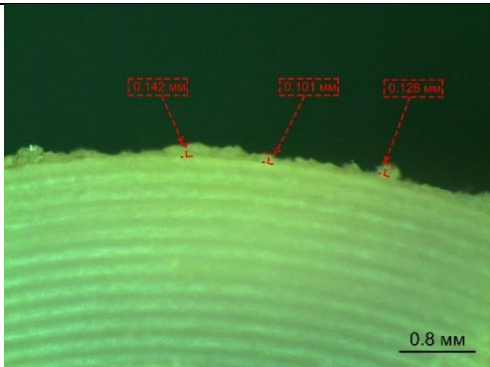
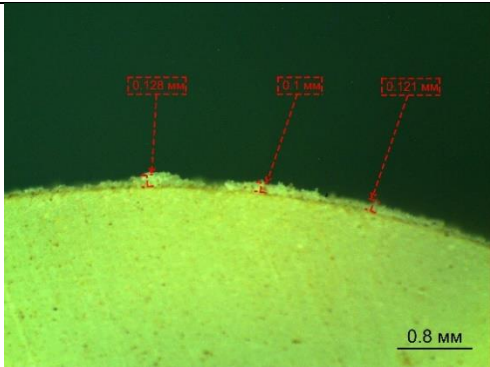
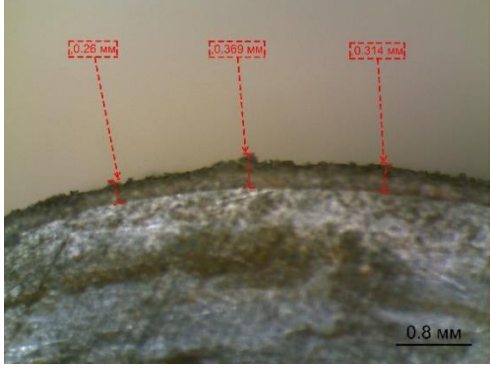
Продолжение Таблицы 7

Тип образца	Скорость вращения, об/мин (Линейная скорость, м/с)	Температура среды в реакторе, °C	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя солеотложений, мм
Покрытие 1	3000 (3,0)	30	0,1386± 0,0049	
Покрытие 2	3000 (3,0)	30	0,0947± 0,0022	
Покрытие 3	3000 (3,0)	30	0,1301± 0,0047	
Покрытие 4	3000 (3,0)	30	0,1218± 0,0035	

Продолжение Таблицы 7

Тип образца	Скорость вращения, об/мин (Линейная скорость, м/с)	Температура среды в реакторе, °С	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя солеотложений, мм
Покрытие 5	3000 (3,0)	30	0,1094± 0,0038	
Покрытие 6	3000 (3,0)	30	0,1215± 0,0026	
Покрытие 7	3000 (3,0)	30	0,1037± 0,0023	
Покрытие 8	3000 (3,0)	30	0,1160± 0,0011	

Продолжение Таблицы 7

Тип образца	Скорость вращения, об/мин (Линейная скорость, м/с)	Температура среды в реакторе, °С	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя солеотложений, мм
Покрытие 9	3000 (3,0)	30	0,1440± 0,005	
Полиэтилен	3000 (3,0)	30	0,1073± 0,0026	
Полиамид	3000 (3,0)	30	0,1103± 0,0027	
Сталь	3000 (3,0)	30	0,2376± 0,0075	

На основе результатов, приведенных в Таблице 7, были построены обобщенные графики зависимости массы солеотложений от скорости относительного движения поверхности образцов и солеобразующей среды для всех исследованных покрытий в сравнении с поверхностью стали без покрытия (рисунок 82).

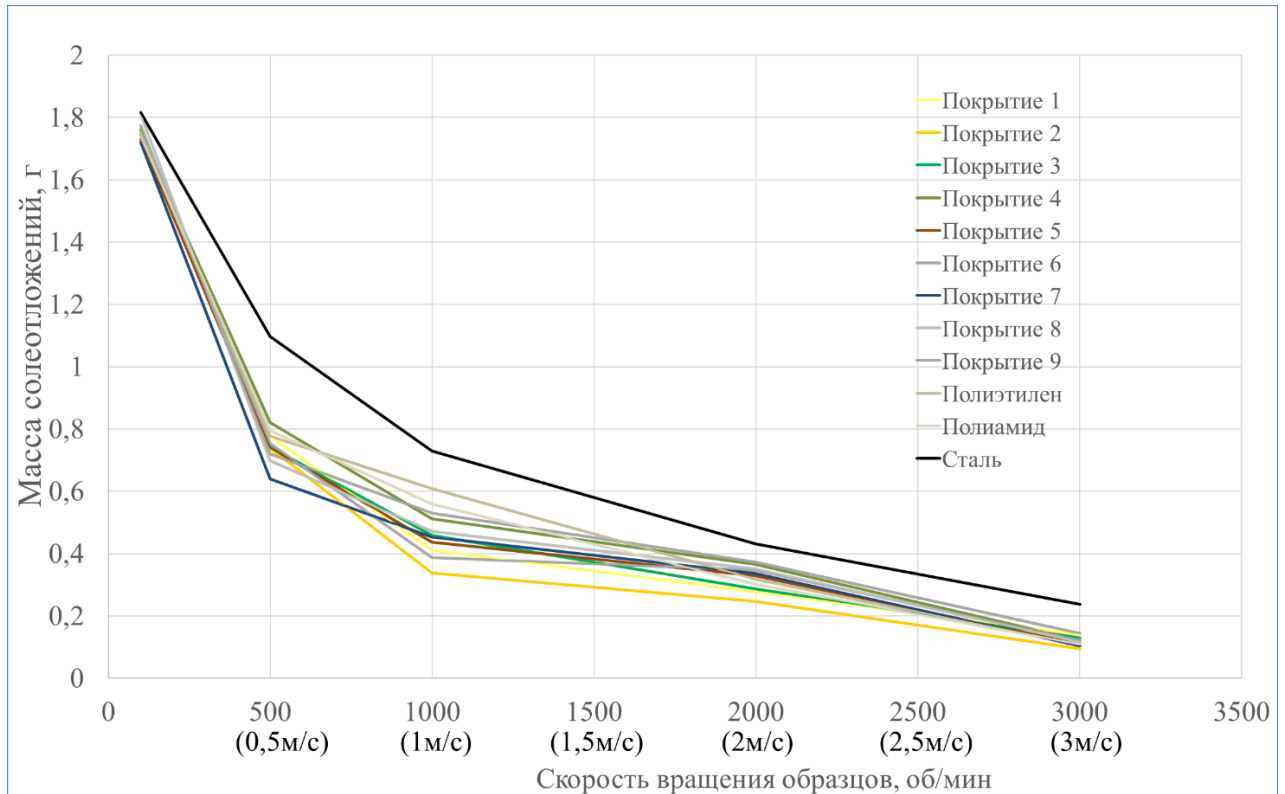


Рисунок 82 – Влияние скорости вращения образцов с покрытиями (потока жидкой среды) на массу солеотложения на различных марках защитных покрытий

Из рисунка 82 видно, что наблюдается снижение прироста массы слоя солеотложения по сравнению со стальным образцом, который моделирует черновую НКТ. Также на данном графике видно, что ни одно из испытанных марок защитных покрытий, а также два полимерных материала, не способны полностью предотвращать процесс образования гипсовых солеотложений с примесями галита, на своей поверхности.

Оценка применения защитного покрытия, в качестве меры по предотвращению солеотложения на поверхности, осуществляется при помощи такой характеристики как эффективность. Для вычисления эффективности покрытия против солеотложения, был взят за основу подход,

примененный в работе [135] для вычисления эффективности ингибирования парафинообразования с использованием экспериментальных результатов, полученных на лабораторной установке «Wax Flow Loop». Также способ расчета эффективности из работы [135] был использован в диссертационной работе М.В. Богатова [136] для определения эффективности применения внутренних многофункциональных покрытий НКТ для предотвращения образования АСПО. В настоящей диссертационной работе эффективность защитного покрытия будет определяться тем, насколько его применение уменьшает массу неорганических солеотложений на цилиндрическом образце с покрытием по сравнению с массой солеотложений на стальном цилиндрическом образце без защитного покрытия. Для вычисления эффективности от применения защитного покрытия в качестве меры предотвращения солеотложений применяется формула (10):

$$E = \frac{M - m}{M} \cdot 100\% \quad (10)$$

где M - масса солеотложения на поверхности цилиндрического образца без защитного покрытия, m - масса солеотложения на поверхности цилиндрического образца с нанесенным защитным покрытием.

При скорости моделируемой скорости потока 0,5 м/с наиболее эффективно оказалось «Покрытие 7» (41,6 %), а при моделируемых скоростях потока от 1 м/с до 3 м/с наиболее эффективным себя показало «Покрытие 2» (53,7 % при скорости 1 м/с; 60,1 % при скорости 3 м/с).

Таким образом в данной главе были проведены стендовые динамические солеотложения 9 марок защитных покрытий и двух полимерных материалов, при различных скоростных режимах, на стойкость поверхности к солеотложению гипсового типа с примесями галита. По результатам проведенных стендовых испытаний, представленных в данной главе, была опубликована работа «Possibility assessment for using protective coatings and polymer materials on tubing to prevent inorganic scaling on the inner surface of pipes» [137].

Выводы по главе 6

1. В результате стендовых испытаний было выявлено, что ни одно из испытанных марок защитных покрытий не способно полностью предотвращать процесс образования гипсовых солеотложений с примесями галита, на своей поверхности.

2. Наблюдается снижение прироста массы слоя солеотложения по сравнению со стальным образцом, который моделирует черновую НКТ.

3. Тезис о том, что кристаллы гипса не в состоянии расти на полиэтиленовой поверхности даже при наличии царапин, обозначенный в работе [57], не подтвердился. Гипсовые отложения с примесями галита стабильно образовывались как на полиэтилене, так и на полиамиде (см. рисунок 75, а также таблицу 7).

4. При скорости моделируемой скорости потока 0,5 м/с наиболее эффективно оказалось «Покрытие 7» (41,6 %), а при моделируемых скоростях потока от 1 м/с до 3 м/с наиболее эффективным себя показало «Покрытие 2» (53,7 % при скорости 1 м/с; 60,1 % при скорости 3 м/с).

ГЛАВА 7. ОЦЕНКА КОМПЛЕКСНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ И ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

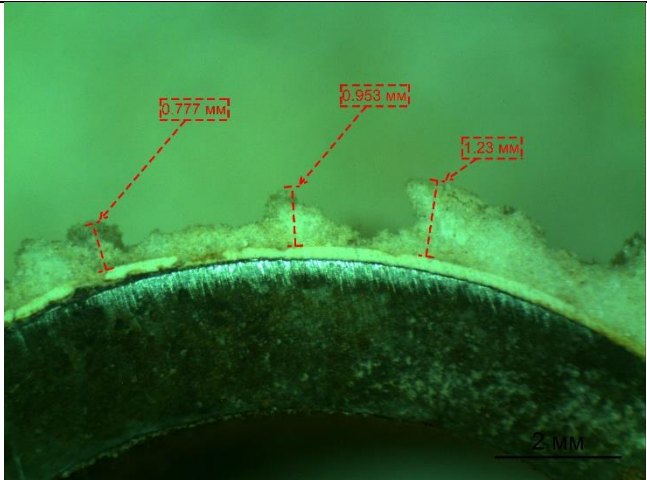
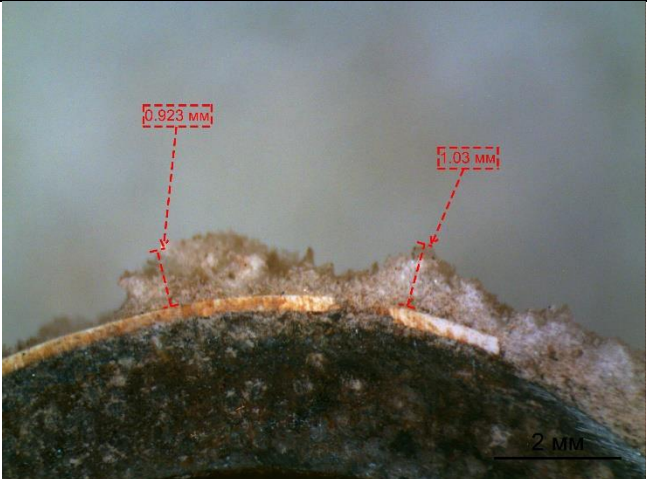
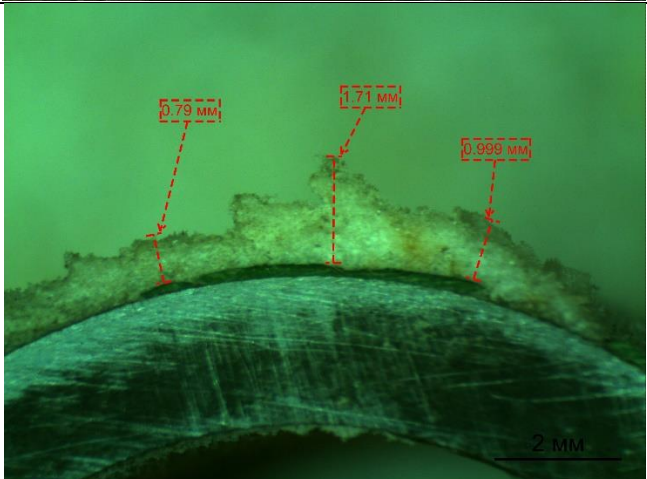
Применение защитных покрытий не является универсальным методом противодействию процессам отложению солей, что и было показано в предыдущей ГЛАВЕ 6. Для каждого объекта нефтедобычи требуется индивидуальный подбор защитного покрытия или материала, используемого для технологии лейнирования. Важно отметить, что защитные покрытия НКТ полностью не предотвращают образования неорганических солеотложений гипсогалитового типа, а лишь приводят к их снижению, поэтому защитные покрытия целесообразно применять в комплексе с другими методами предотвращения солеобразования. Интерес представляет изучение возможности совместного комплексного применения защитных покрытий насосно-компрессорных труб и ингибиторов солеобразования.

В данном этапе работы была проведена оценка возможности комплексного совместного применения защитных покрытий НКТ и ингибиторов солеотложения.

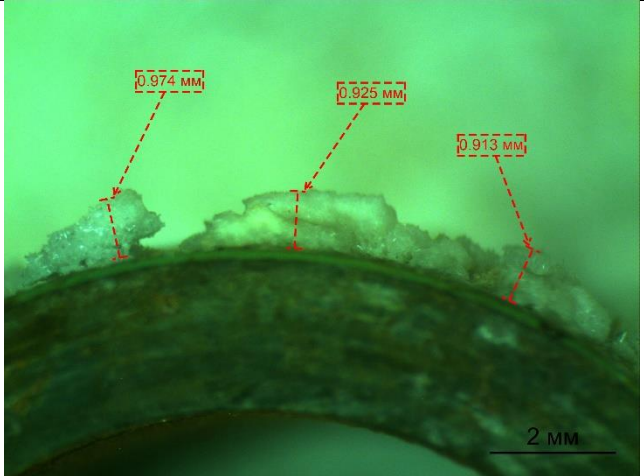
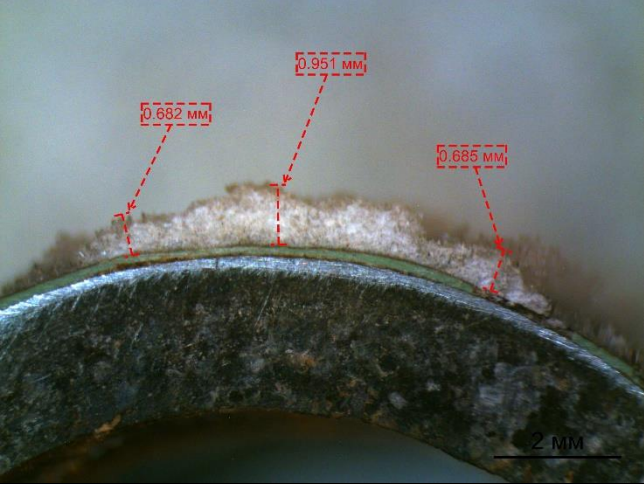
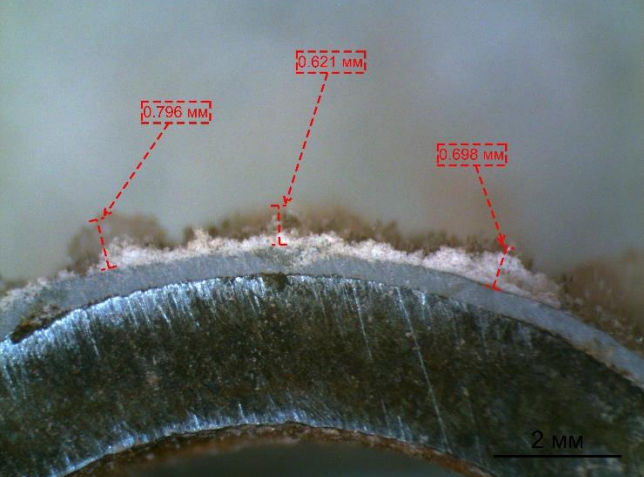
Вращающиеся цилиндрические образцы были погружены в реактор, заполненный минерализованной водой (насыщенным раствором хлорида натрия). Далее в реактор добавлялся ингибитор солеотложения в различных дозировках (50 г/м³, 200 г/м³). Затем осуществлялся запуск вращения цилиндрических образцов с заданной идентичной скоростью об/мин, параллельно с этим в реактор осуществлялась непрерывная дозированная подача растворов сульфата натрия (С=1 моль/л) и хлорида кальция (С=2 моль/л). Продолжительность одного цикла стендового динамического испытания составляла 6 часов. Испытания проводились при скорости вращения образцов 500 об/мин, что соответствует линейной скорости 0,5 м/с.

В таблице №8 представлены результаты моделирования комплексного применения защитных покрытий и «Ингибитора 1».

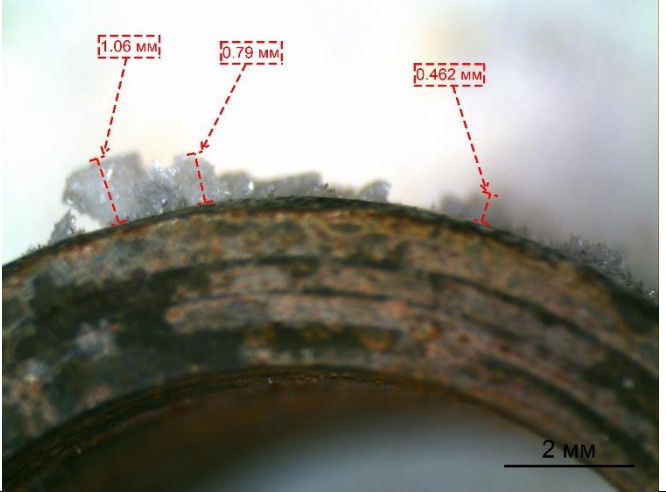
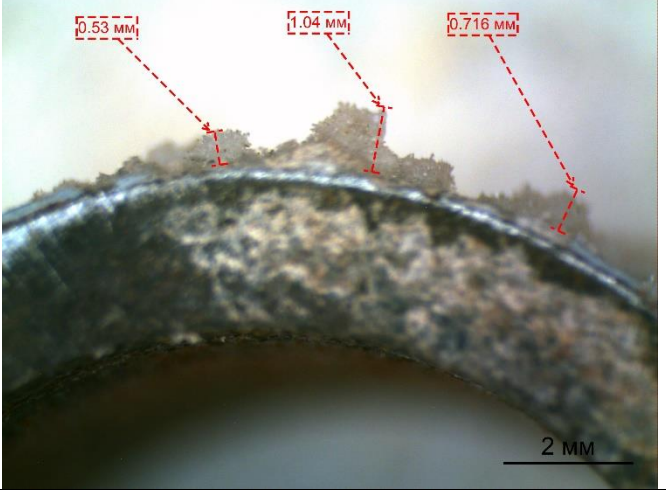
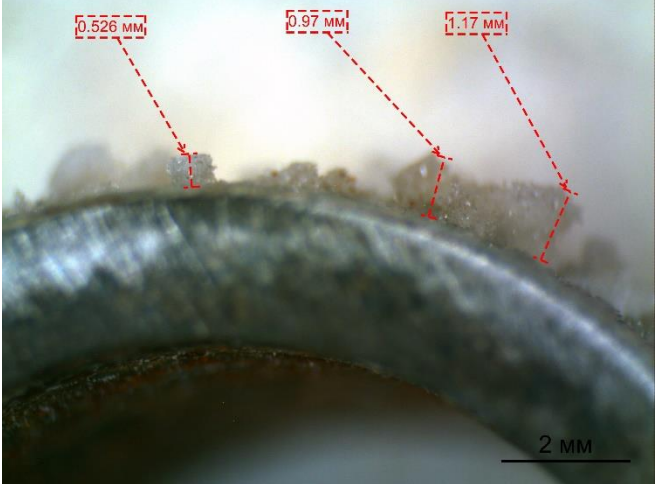
Таблица 8 – Совместное применение покрытий и «Ингибитора 1»

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 1	Ингибитор 1 50 г/м ³	0,5364 ±0,0026	
Покрытие 2	Ингибитор 1 50 г/м ³	0,4882 ±0,0101	
Покрытие 3	Ингибитор 1 50 г/м ³	0,5189 ±0,0093	

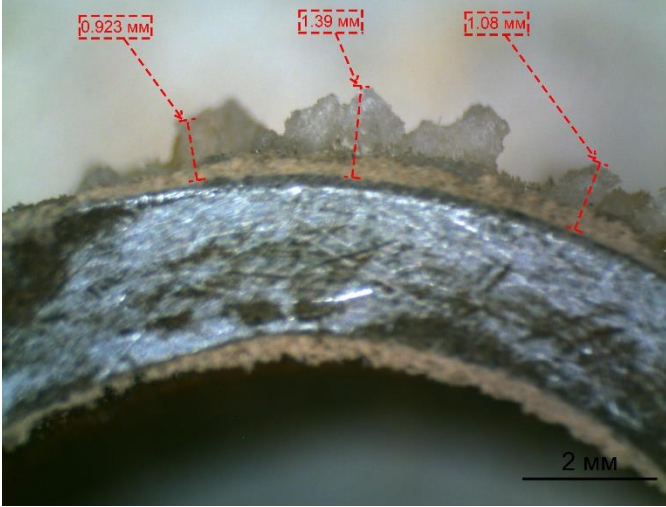
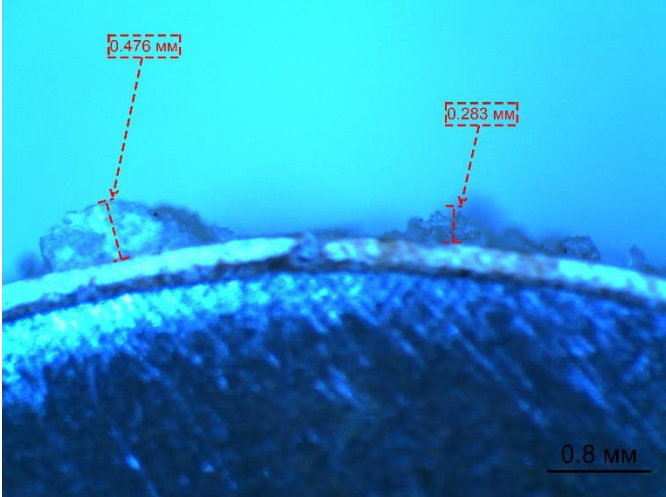
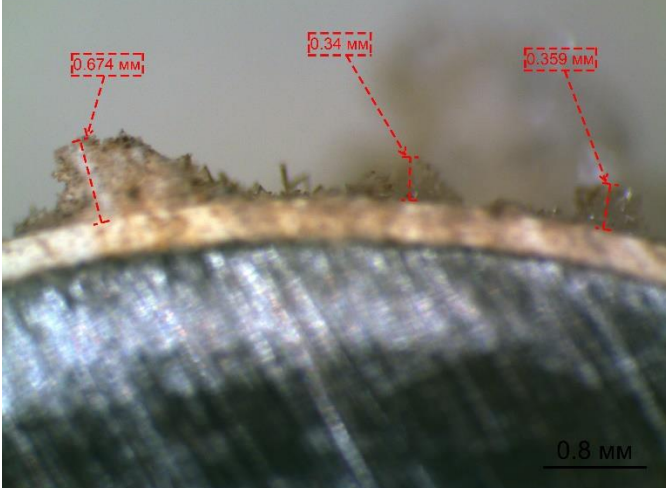
Продолжение Таблицы 8

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 4	Ингибитор 1 50 г/м ³	0,4197 ±0,0081	
Покрытие 5	Ингибитор 1 50 г/м ³	0,4141 ±0,0075	
Покрытие 6	Ингибитор 1 50 г/м ³	0,3827 ±0,0125	

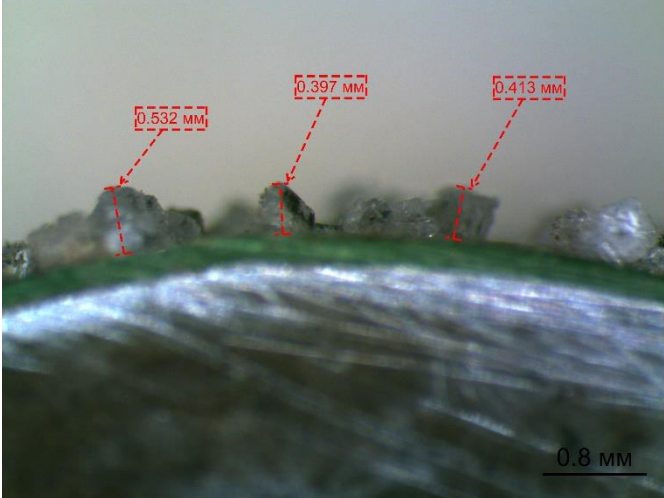
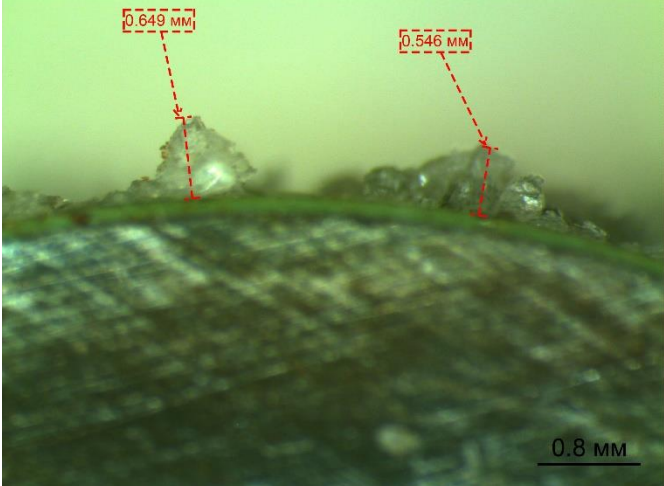

Продолжение Таблицы 8

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 7	Ингибитор 1 50 г/м ³	0,4248 ±0,0046	
Покрытие 8	Ингибитор 1 50 г/м ³	0,4668 ±0,0074	
Покрытие 9	Ингибитор 1 50 г/м ³	0,4702 ±0,0116	

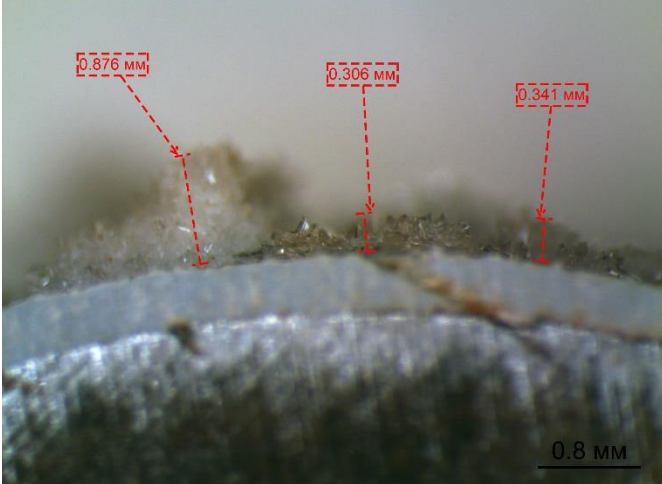
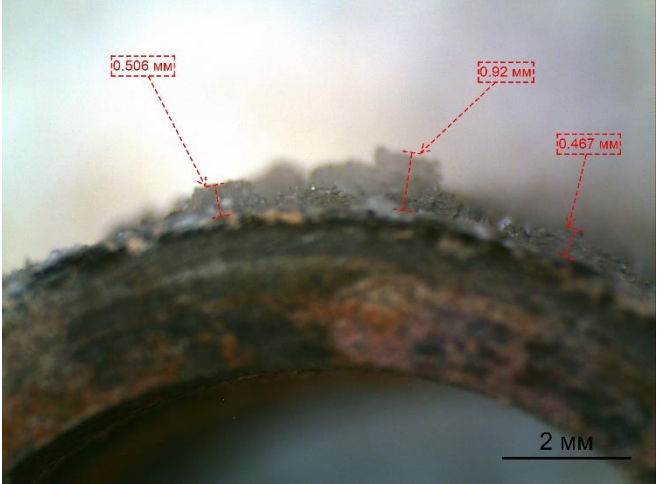
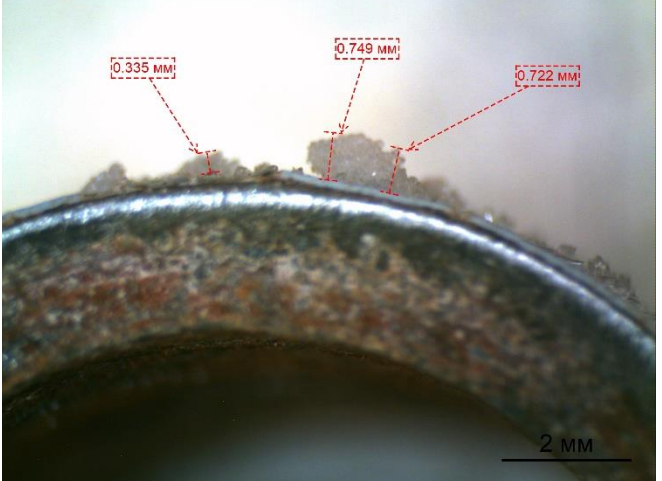
Продолжение Таблицы 8

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Сталь	Ингибитор 1 50 г/м ³	0,8519 ±0,0018	
Покрытие 1	Ингибитор 1 100 г/м ³	0,2195 ±0,0021	
Покрытие 2	Ингибитор 1 100 г/м ³	0,2593 ±0,0085	

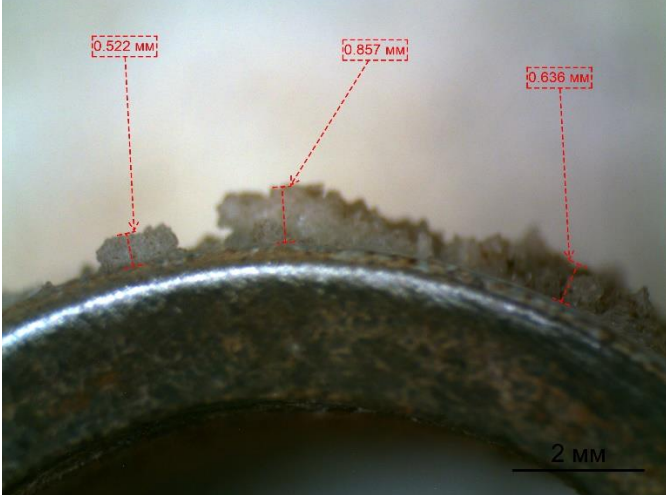
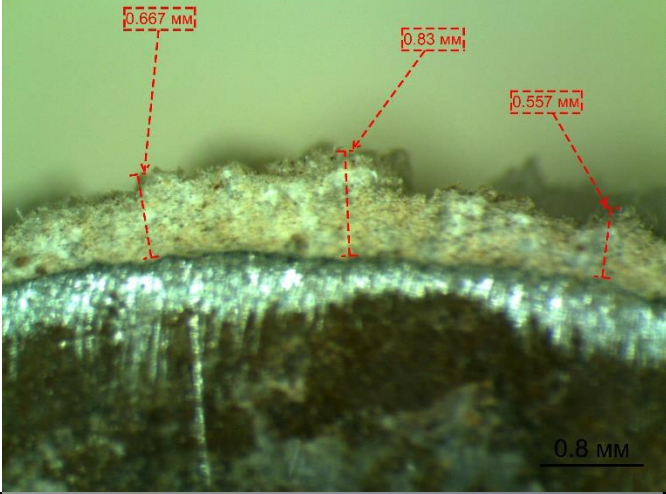
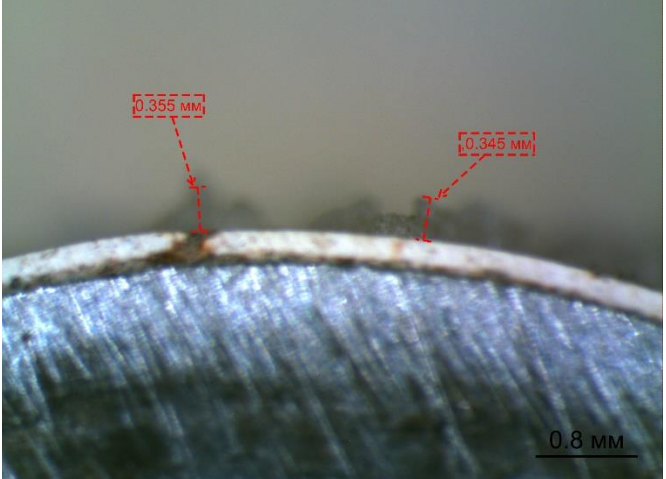
Продолжение Таблицы 8

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 3	Ингибитор 1 100 г/м ³	0,2428 ±0,0090	
Покрытие 4	Ингибитор 1 100 г/м ³	0,3323 ±0,0026	
Покрытие 5	Ингибитор 1 100 г/м ³	0,3145 ±0,0122	

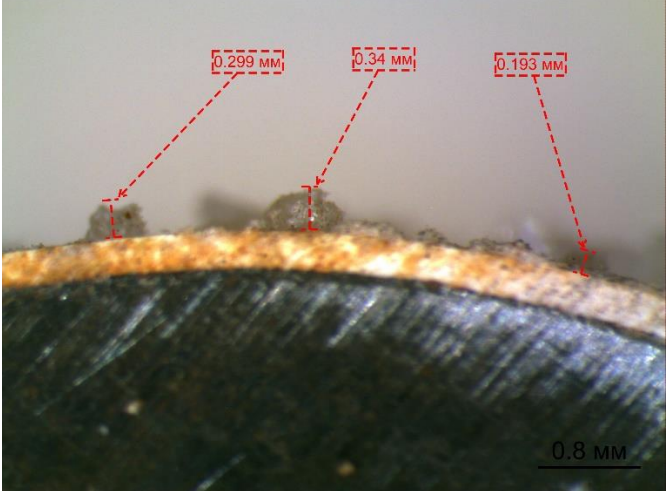
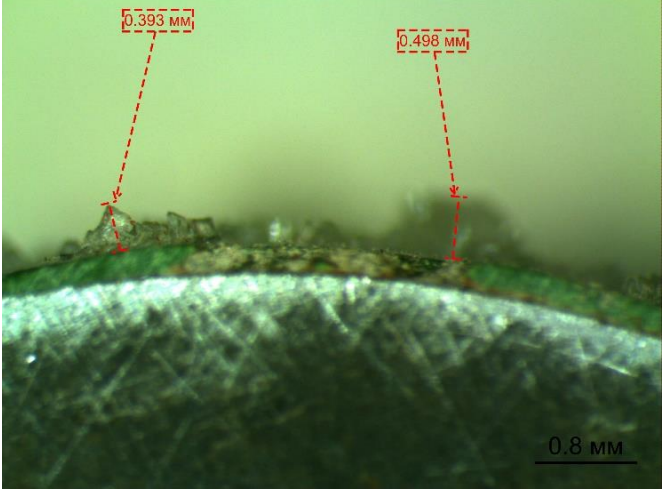
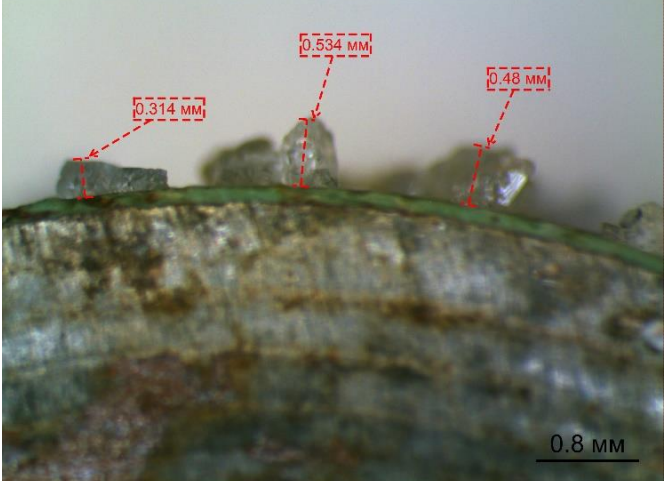
Продолжение Таблицы 8

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 6	Ингибитор 1 100 г/м ³	0,2858 ±0,0053	
Покрытие 7	Ингибитор 1 100 г/м ³	0,2417 ±0,0046	
Покрытие 8	Ингибитор 1 100 г/м ³	0,2762 ±0,0055	

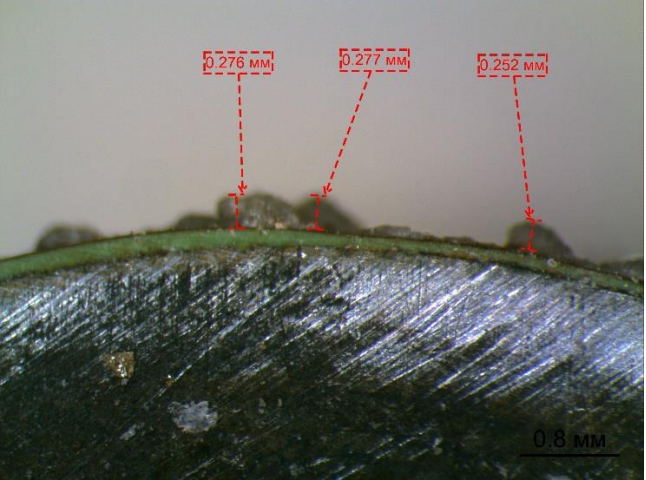
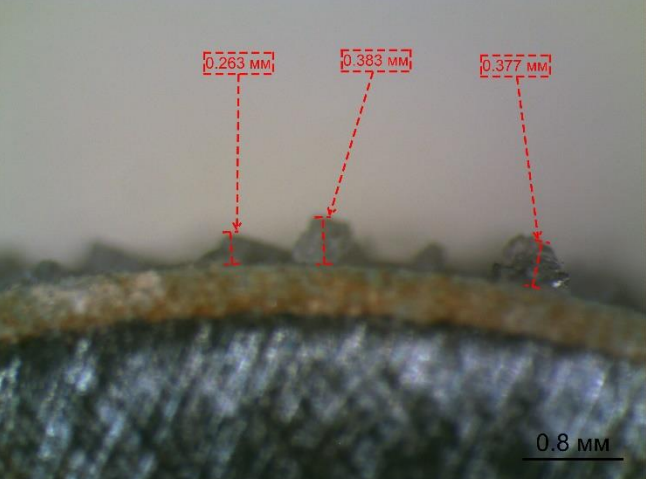
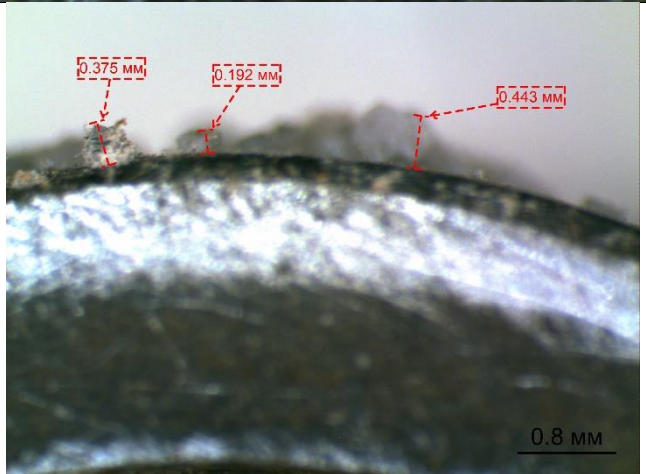
Продолжение Таблицы 8

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 8	Ингибитор 1 100 г/м ³	0,3090 ±0,0066	
Сталь	Ингибитор 1 100 г/м ³	0,6652 ±0,0093	
Покрытие 1	Ингибитор 1 200 г/м ³	0,0696 ±0,0099	

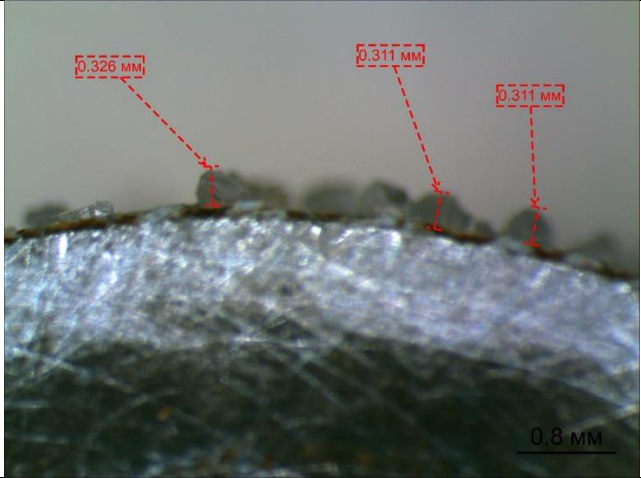
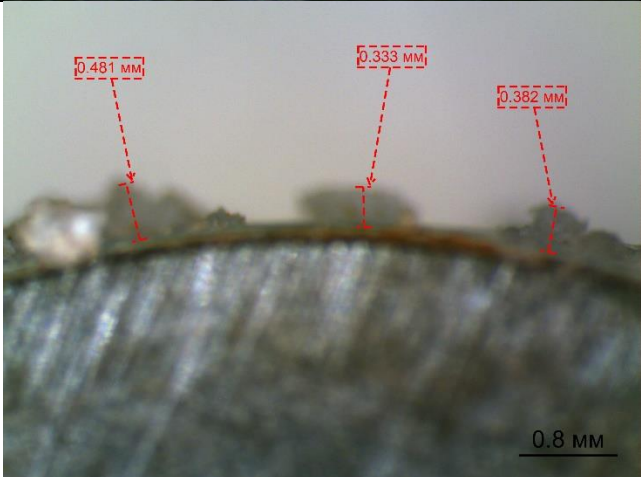
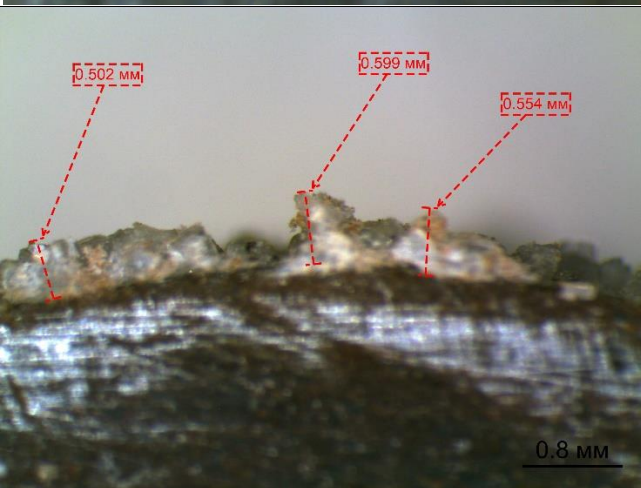
Продолжение Таблицы 8

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложный, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 2	Ингибитор 1 200 г/м ³	0,1254 ±0,0083	
Покрытие 3	Ингибитор 1 200 г/м ³	0,1609 ±0,0136	
Покрытие 4	Ингибитор 1 200 г/м ³	0,1357 ±0,0106	

Продолжение Таблицы 8

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 5	Ингибитор 1 200 г/м ³	0,1277 ±0,0054	
Покрытие 6	Ингибитор 1 200 г/м ³	0,1286 ±0,0084	
Покрытие 7	Ингибитор 1 200 г/м ³	0,1022 ±0,0105	

Продолжение Таблицы 8

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 8	Ингибитор 1 200 г/м ³	0,1525 ±0,0092	
Покрытие 9	Ингибитор 1 200 г/м ³	0,1905 ±0,0081	
Сталь	Ингибитор 1 200 г/м ³	0,5323 ±0,0042	

На основе результатов, приведенных в этой таблице, были построены обобщенные графики зависимости массы солеотложений от дозировки «Ингибитора 1» для всех исследованных покрытий в сравнении с поверхностью стали без покрытия (рисунок 83).

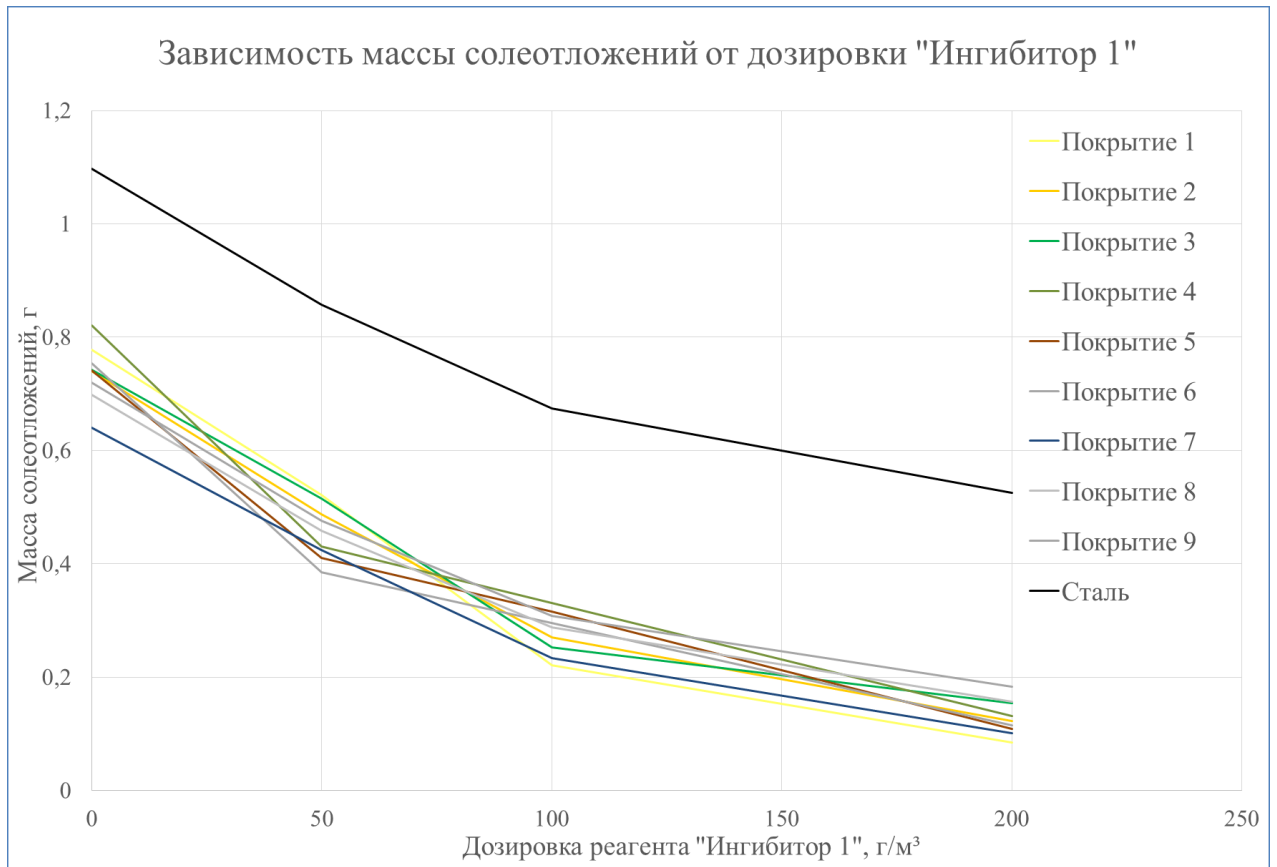
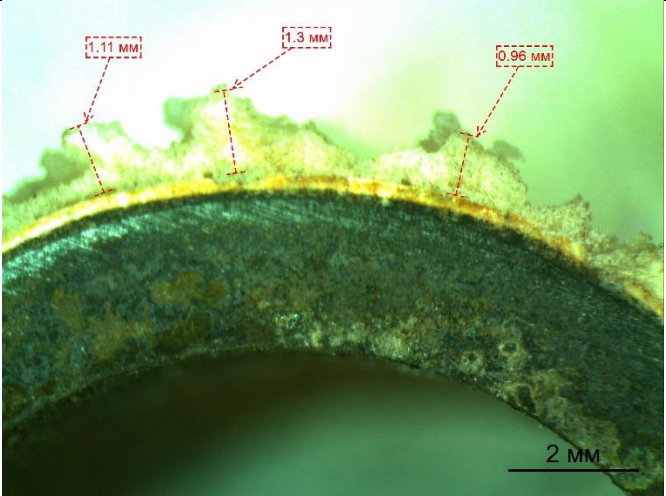
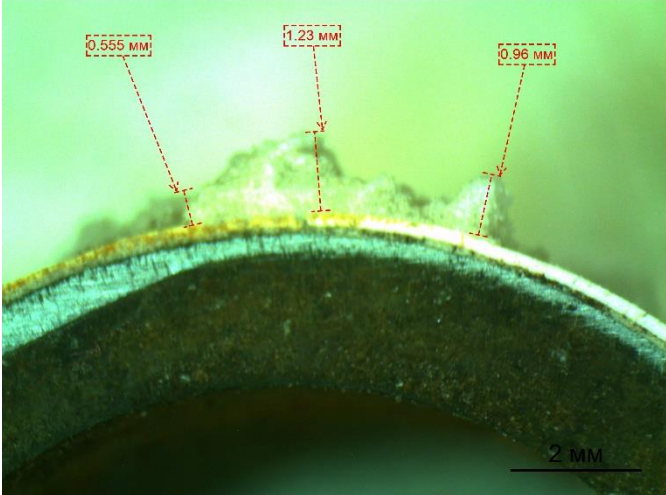
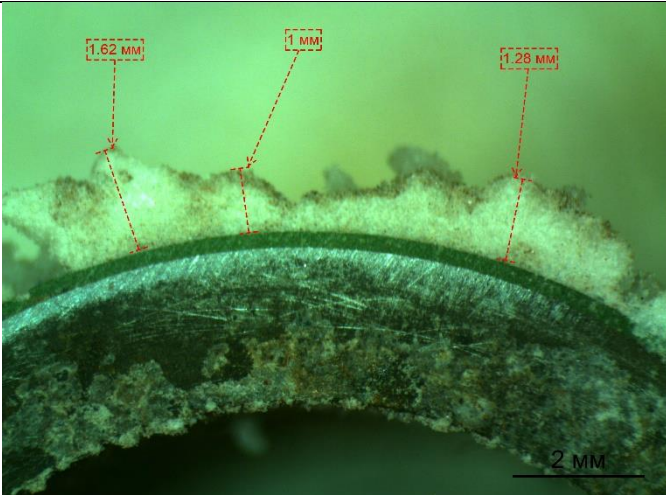


Рисунок 83 – Зависимость массы солеотложений от дозировки «Ингибитора 1»

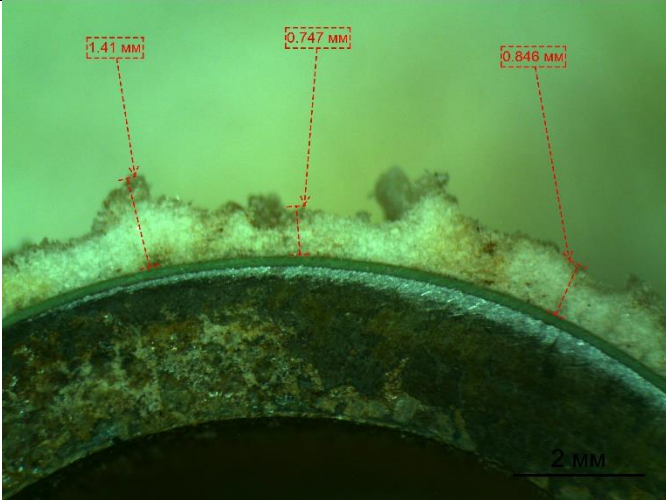
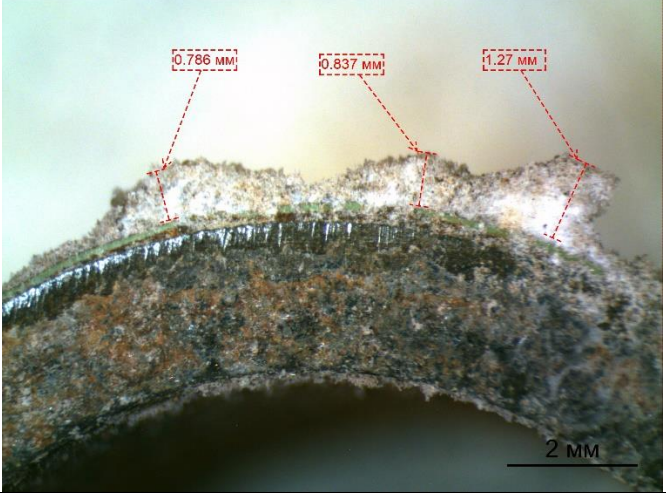
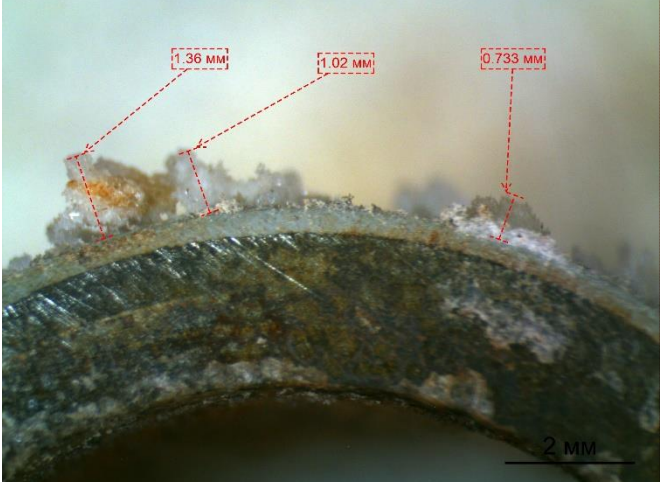
Из рисунка 83 видно, что с увеличением дозировки «Ингибитора 1» наблюдается снижение массы солеотложений как на образце без покрытия, так и на образцах с нанесенными защитными покрытиями. В таблице 8 видно, что солеотложения, образовавшиеся при испытаниях «Ингибитора 1» в дозировке 50 г/м³ представляют собой цельный слой преимущественно белого цвета. Солеотложения образованные на покрытиях при испытаниях «Ингибитора 1» в дозировке 200 г/м³ не формируют единого слоя, а представляют собой отдельные центры кристаллизации.

В таблице 9 представлены результаты моделирования комплексного применения защитных покрытий и «Ингибитора 2».

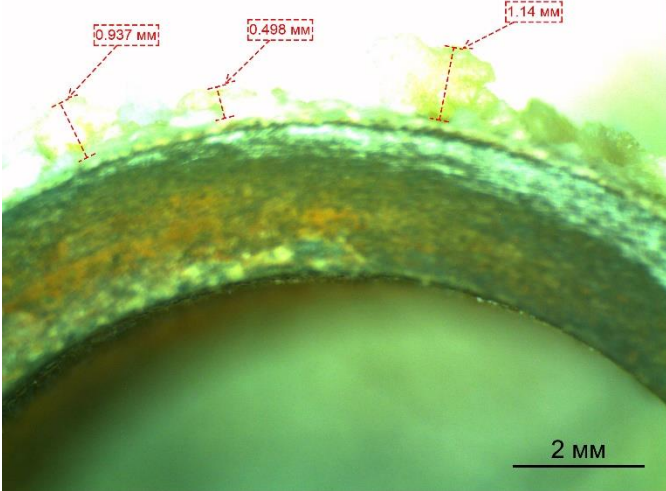
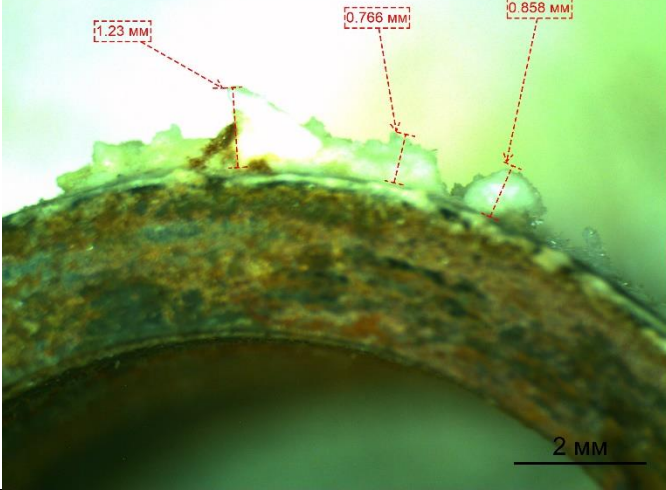
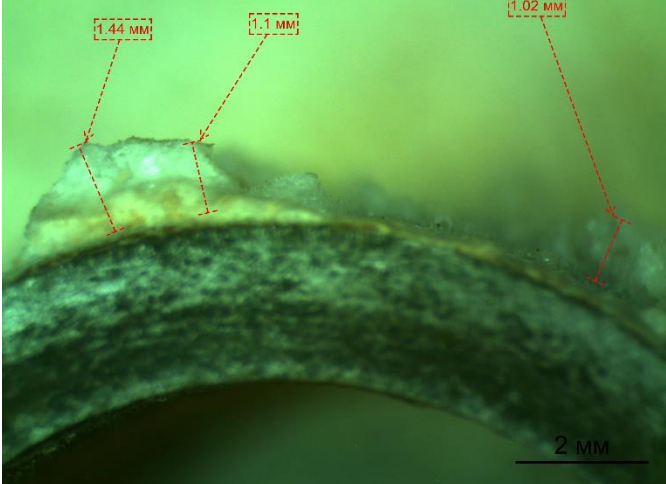
Таблица 9 – Совместное применение покрытий и «Ингибитора 2»

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 1	Ингибитор 2 50 г/м ³	0,7018 ±0,0048	
Покрытие 2	Ингибитор 2 50 г/м ³	0,6332 ±0,0057	
Покрытие 3	Ингибитор 2 50 г/м ³	0,6959 ±0,0106	

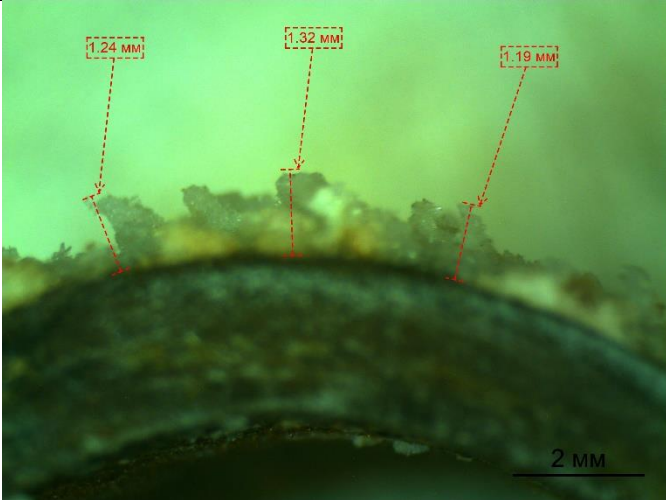
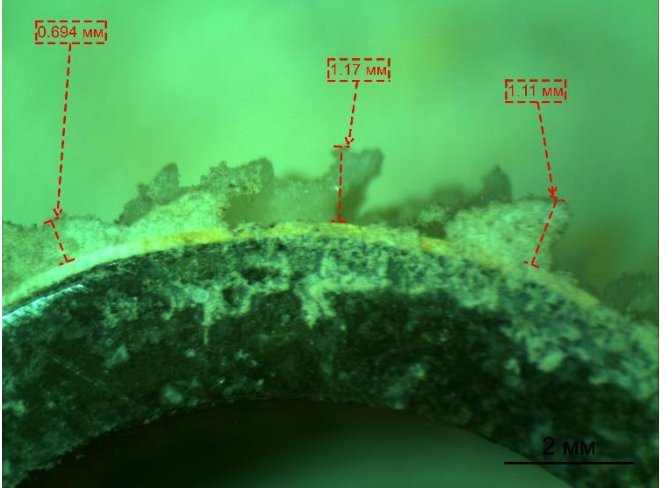
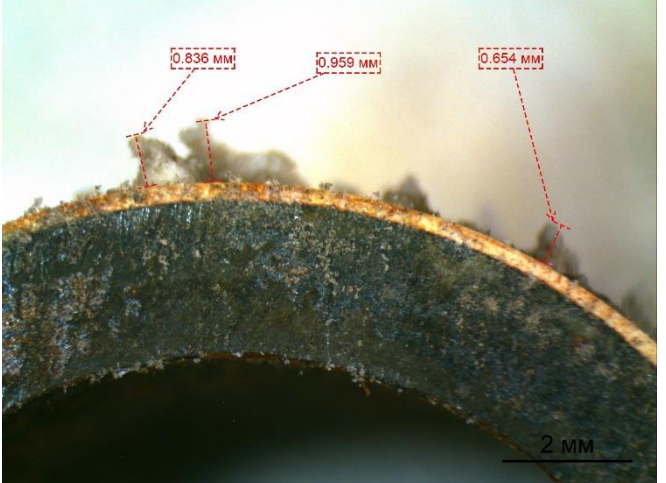
Продолжение Таблицы 9

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 4	Ингибитор 2 50 г/м ³	0,6716 ±0,0131	
Покрытие 5	Ингибитор 2 50 г/м ³	0,6853 ±0,0082	
Покрытие 6	Ингибитор 2 50 г/м ³	0,7083 ±0,0042	

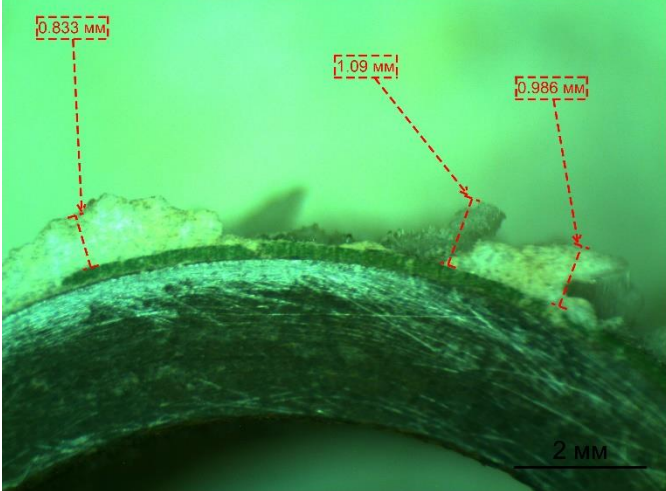
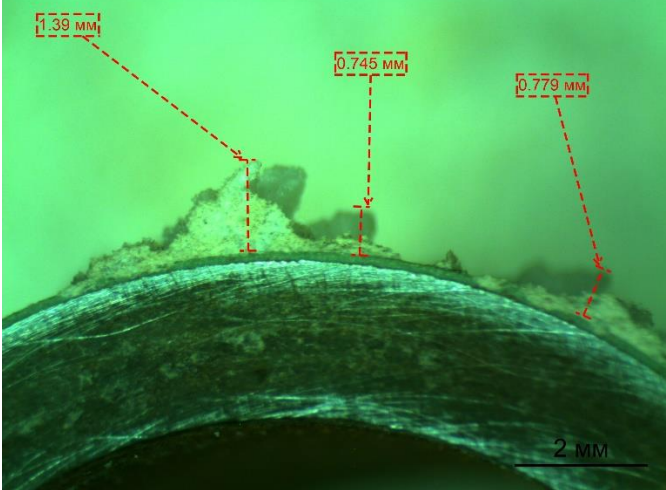
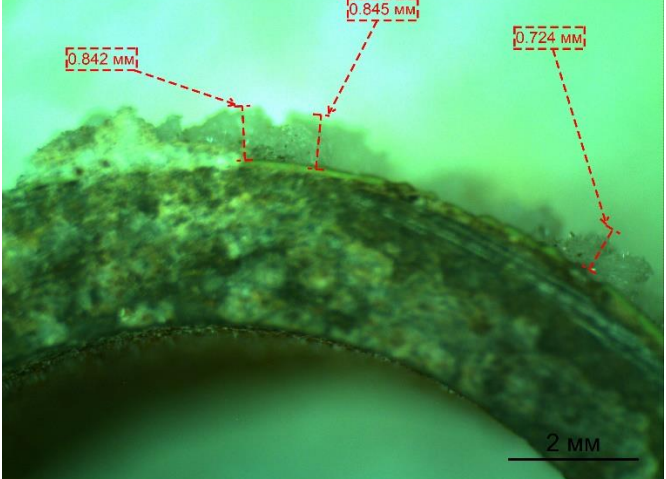
Продолжение Таблицы 9

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 7	Ингибитор 2 50 г/м ³	0,6188 ±0,0109	
Покрытие 8	Ингибитор 2 50 г/м ³	0,6577 ±0,0068	
Покрытие 9	Ингибитор 2 50 г/м ³	0,6869 ±0,012	

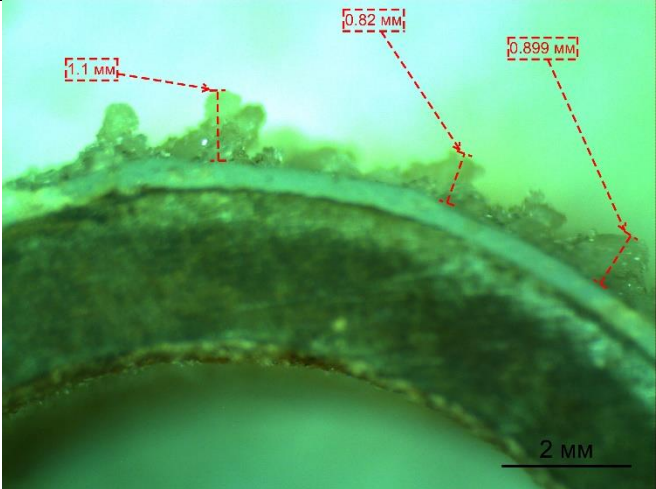
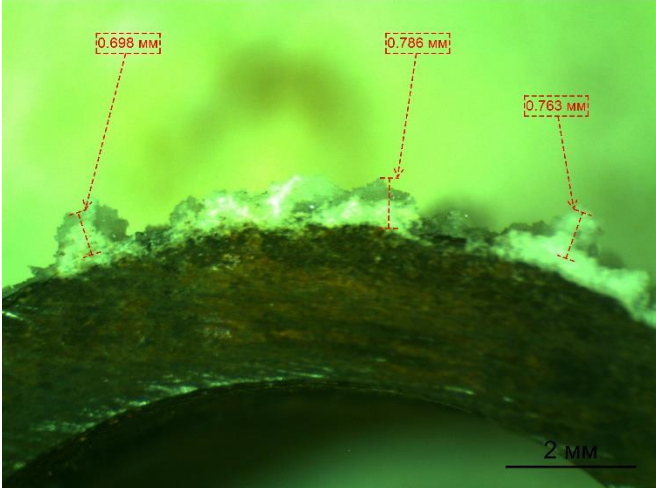
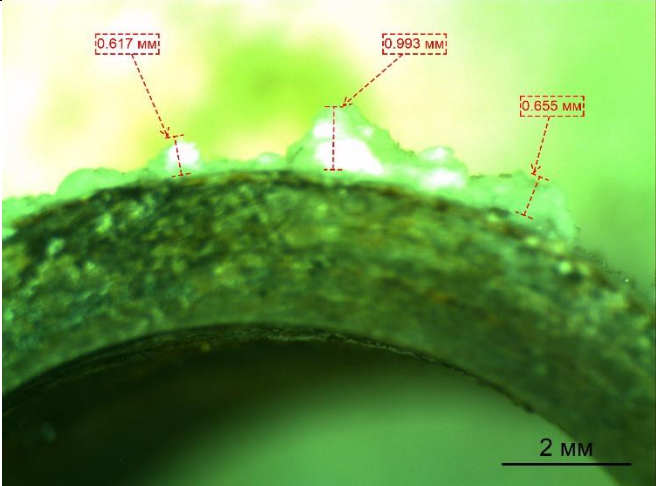
Продолжение Таблицы 9

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Сталь	Ингибитор 2 50 г/м ³	0,8782 ±0,0098	
Покрытие 1	Ингибитор 2 200 г/м ³	0,5382 ±0,0124	
Покрытие 2	Ингибитор 2 200 г/м ³	0,4717 ±0,0089	

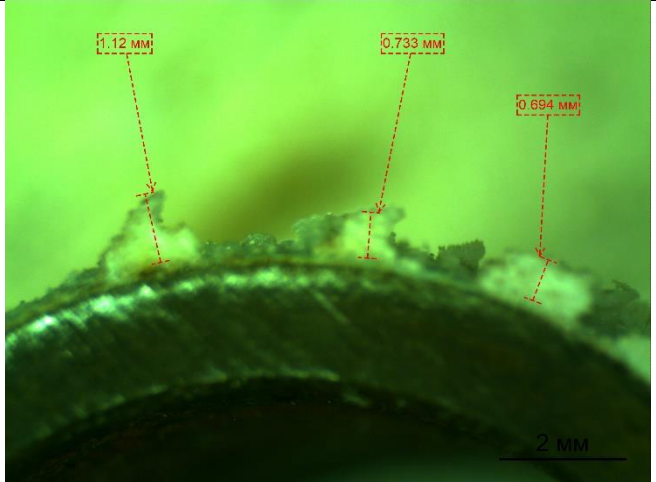
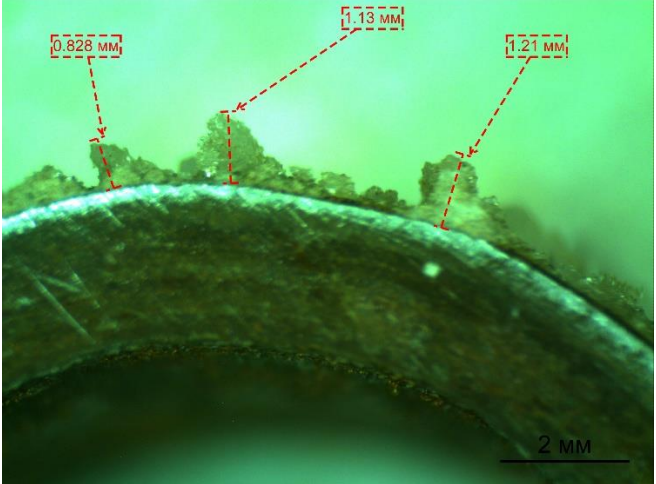
Продолжение Таблицы 9

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 3	Ингибитор 2 200 г/м ³	0,5001 ±0,0038	
Покрытие 4	Ингибитор 2 200 г/м ³	0,4870 ±0,0045	
Покрытие 5	Ингибитор 2 200 г/м ³	0,4650 ±0,0031	

Продолжение Таблицы 9

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 6	Ингибитор 2 200 г/м ³	0,4908 ±0,0037	
Покрытие 7	Ингибитор 2 200 г/м ³	0,4187 ±0,0097	
Покрытие 8	Ингибитор 2 200 г/м ³	0,5176 ±0,004	

Продолжение Таблицы 9

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 9	Ингибитор 2 200 г/м ³	0,5563 ±0,0119	
Сталь	Ингибитор 2 200 г/м ³	0,6342 ±0,0095	

На основе результатов, приведенных в этой таблице, были построены обобщенные графики зависимости массы солеотложений от дозировки «Ингибитора 2» для всех исследованных покрытий в сравнении с поверхностью стали без покрытия (рисунок 84).

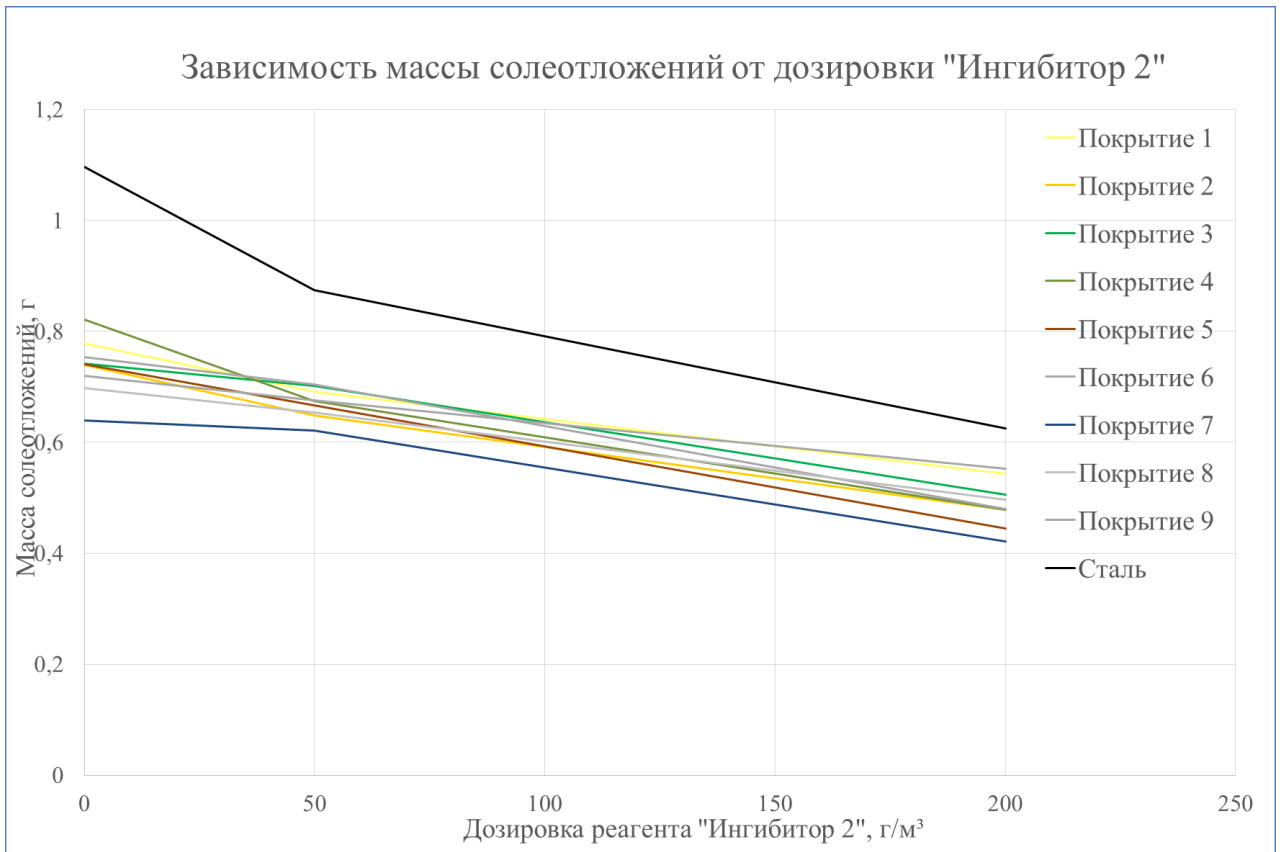
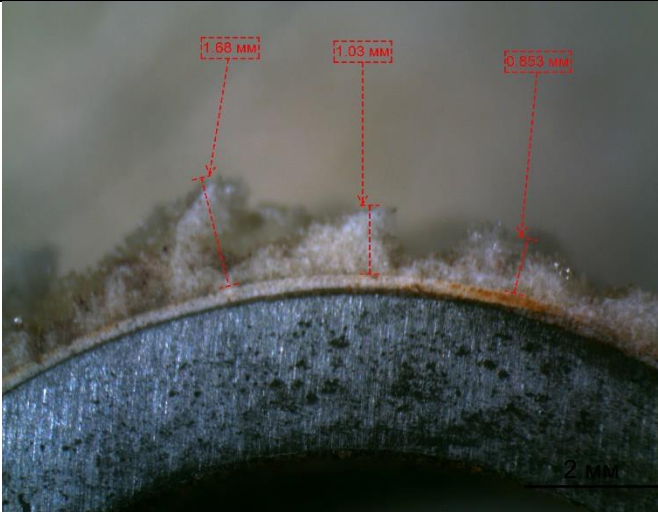
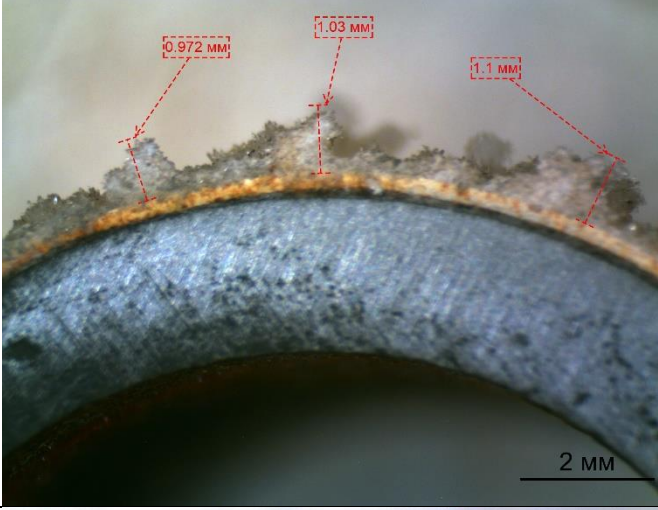
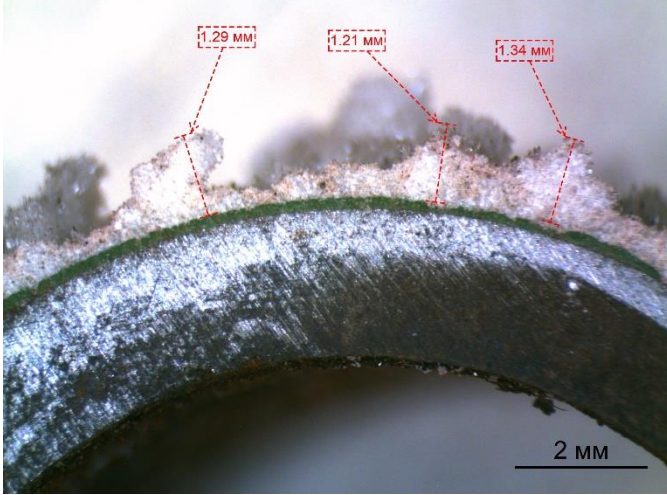


Рисунок 84 – Зависимость массы солеотложений от дозировки «Ингибитора 2»

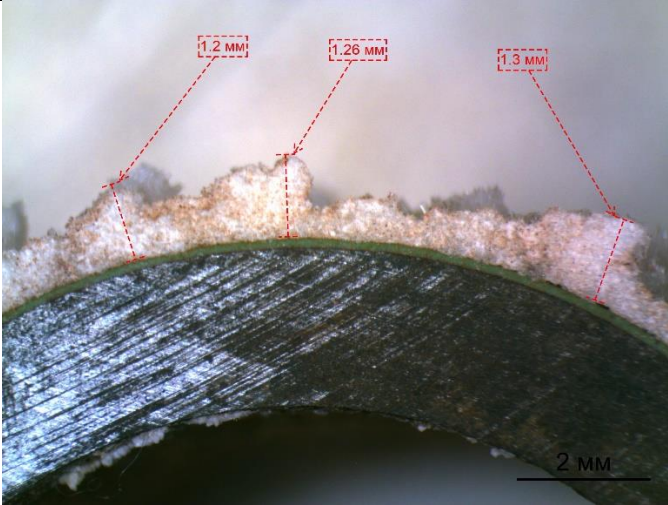
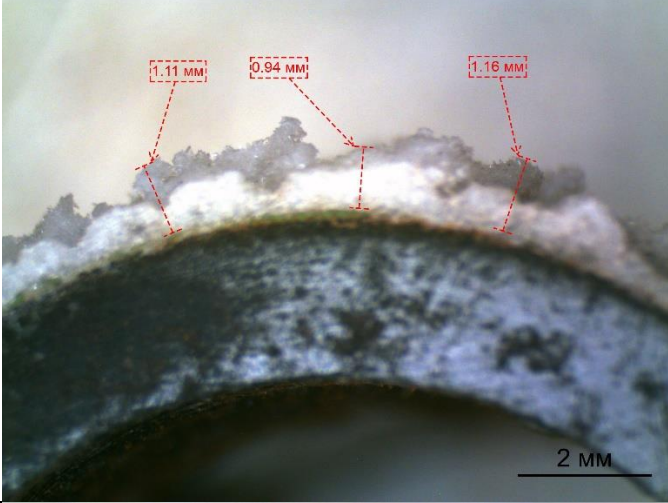
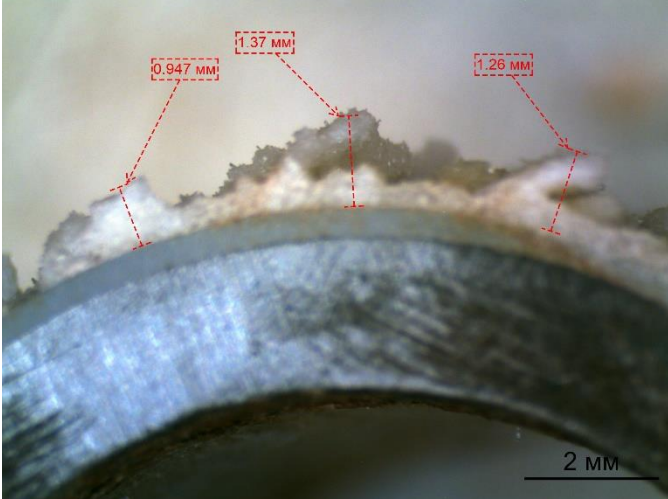
Из рисунка 84 видно, что при добавлении «Ингибитора 2» в реактор в дозировке 50 г/м³, наблюдается незначительное снижение прироста массы солеотложений на образце. При увеличении дозировки ингибитора до 200 г/м³, также наблюдается снижение массы солеотложений, причем как на образцах с покрытием, так и на стальном образце без защитного покрытия.

В таблице 10 представлены результаты моделирования комплексного применения защитных покрытий и «Ингибитора 3».

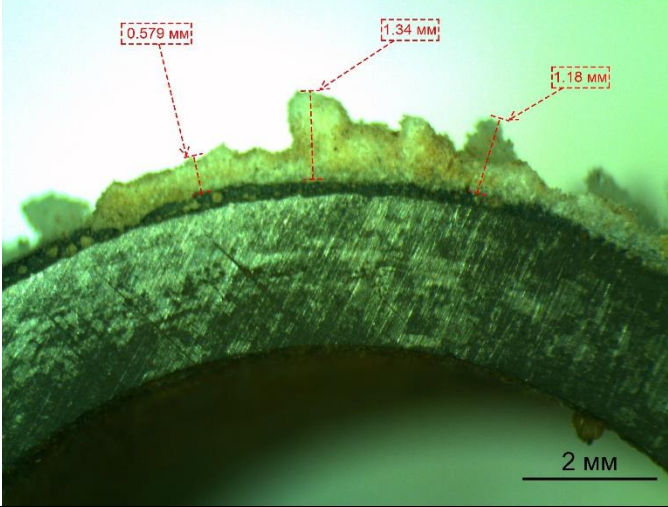
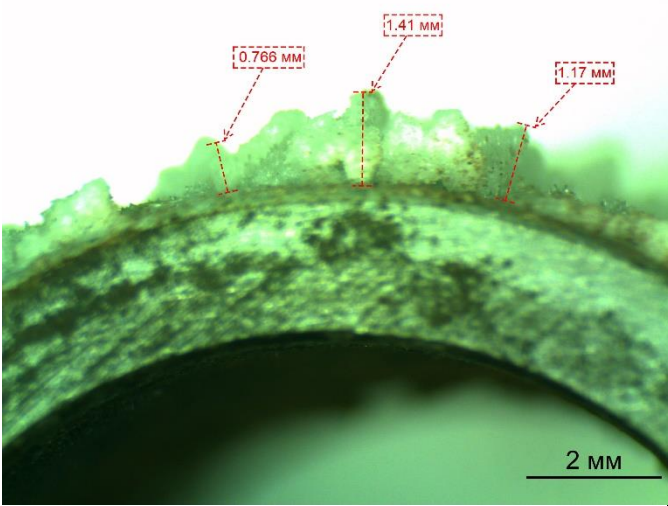
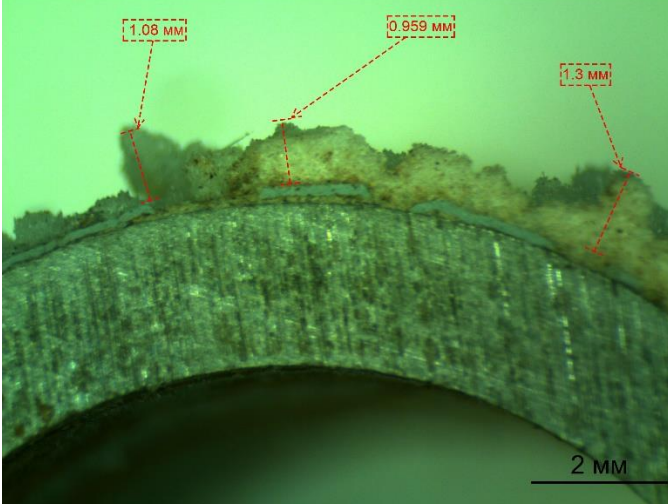
Таблица 10 – Совместное применение покрытий и «Ингибитора 3»

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 1	Ингибитор 3 50 г/м ³	0,7273 ±0,0092	
Покрытие 2	Ингибитор 3 50 г/м ³	0,7095 ±0,0087	
Покрытие 3	Ингибитор 3 50 г/м ³	0,7213 ±0,0102	

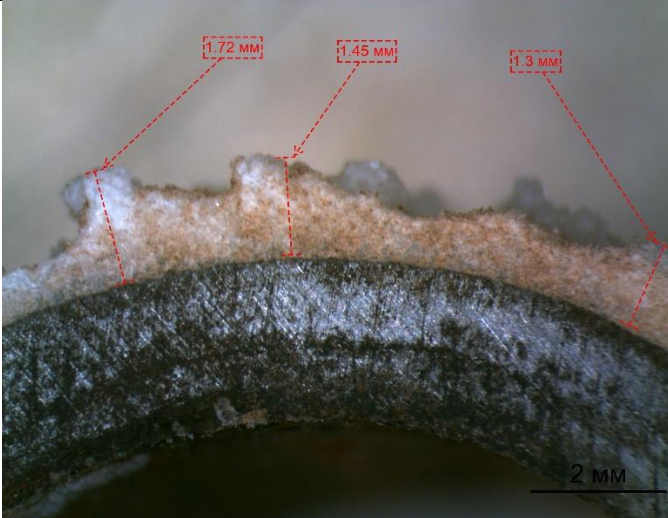
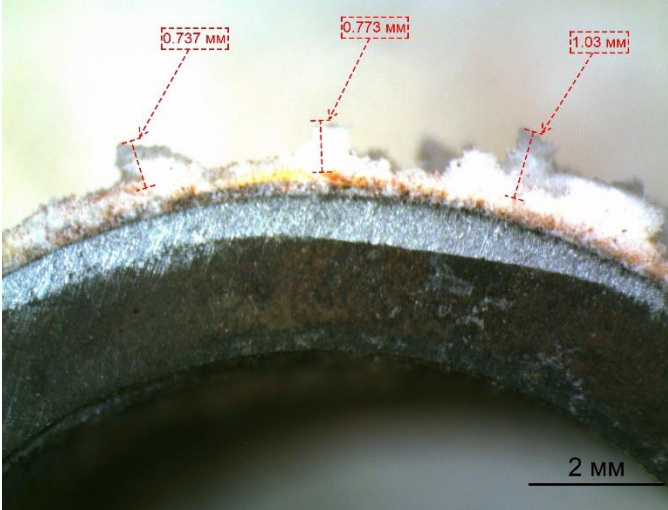
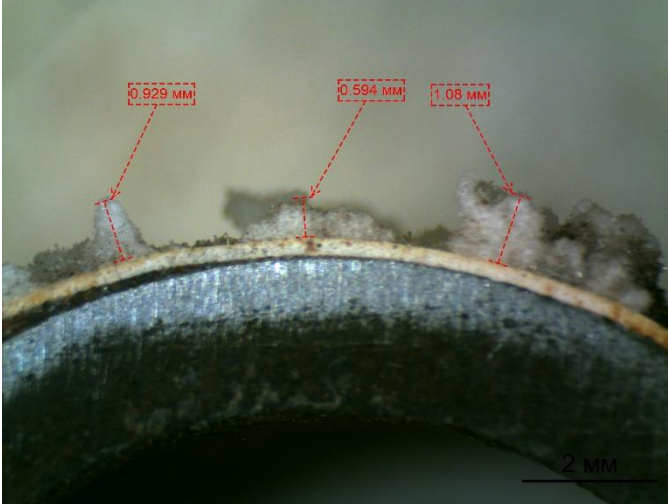
Продолжение Таблицы 10

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 4	Ингибитор 3 50 г/м ³	0,6970 ±0,0106	
Покрытие 5	Ингибитор 3 50 г/м ³	0,7182 ±0,0024	
Покрытие 6	Ингибитор 3 50 г/м ³	0,7390 ±0,0031	

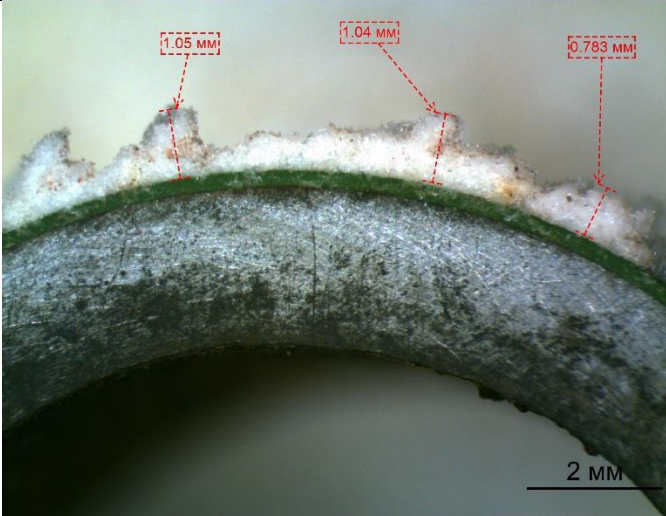
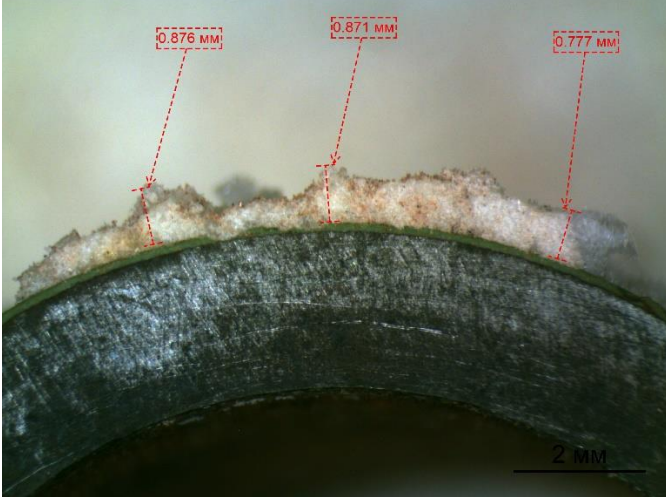
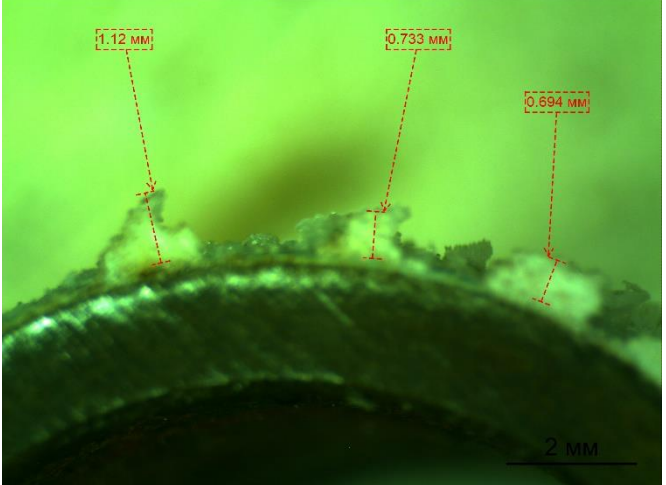
Продолжение Таблицы 10

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 7	Ингибитор 3 50 г/м ³	0,6174 ±0,0084	
Покрытие 8	Ингибитор 3 50 г/м ³	0,6509 ±0,0104	
Покрытие 9	Ингибитор 3 50 г/м ³	0,6958 ±0,0064	

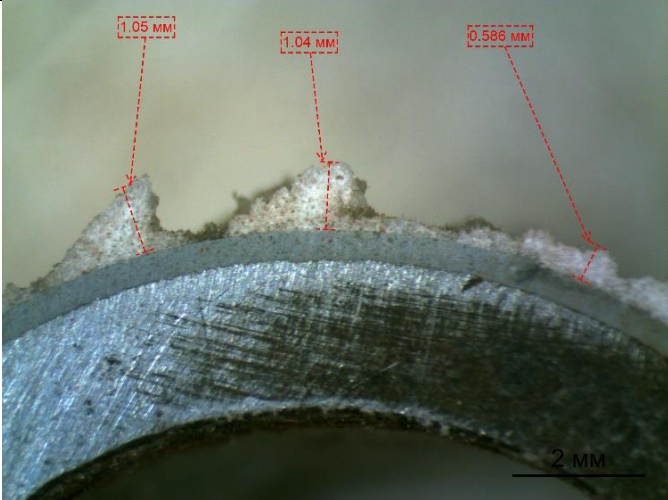
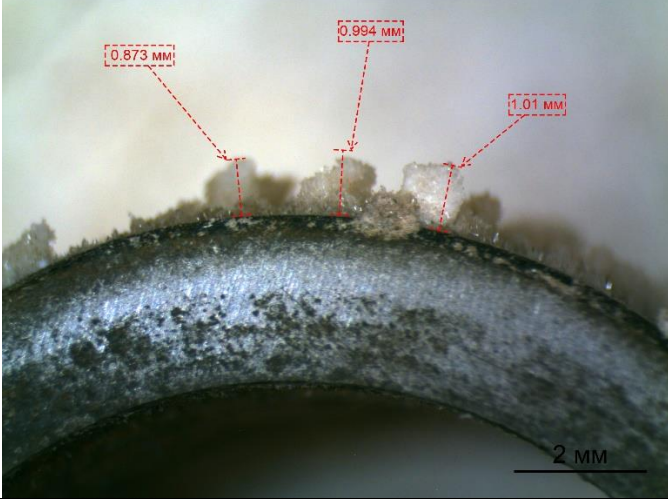
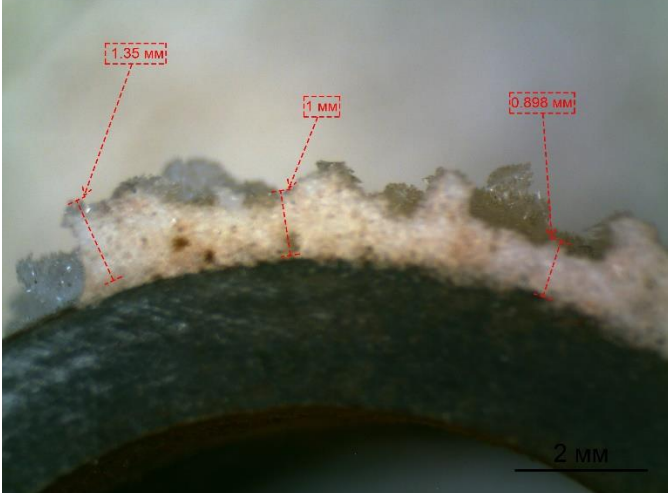
Продолжение Таблицы 10

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Сталь	Ингибитор 3 50 г/м ³	0,9136 ±0,0107	
Покрытие 1	Ингибитор 3 200 г/м ³	0,4541 ±0,0078	
Покрытие 2	Ингибитор 3 200 г/м ³	0,4699 ±0,0078	

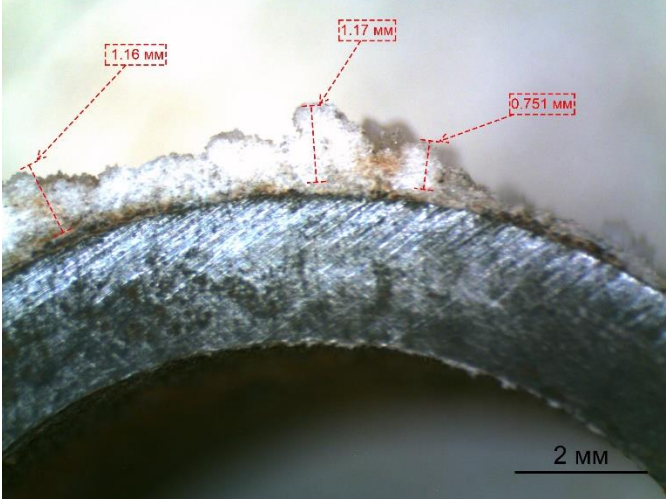
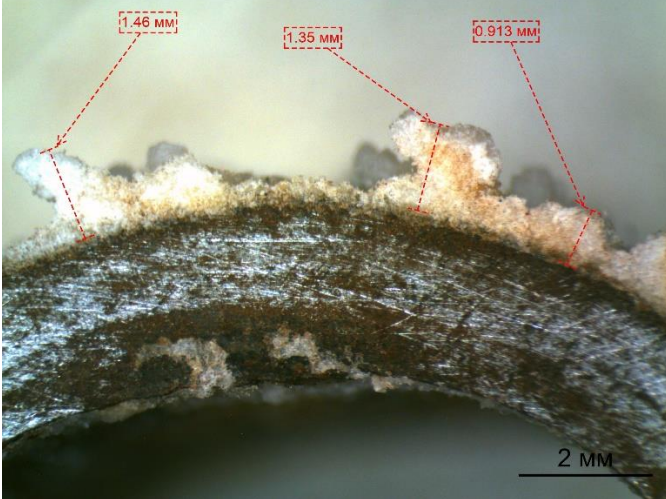
Продолжение Таблицы 10

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 3	Ингибитор 3 200 г/м ³	0,5353 ±0,0058	
Покрытие 4	Ингибитор 3 200 г/м ³	0,4718 ±0,008	
Покрытие 5	Ингибитор 3 200 г/м ³	0,4955 ±0,0108	

Продолжение Таблицы 10

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 6	Ингибитор 3 200 г/м ³	0,5139 ±0,0075	
Покрытие 7	Ингибитор 3 200 г/м ³	0,4714 ±0,0136	
Покрытие 8	Ингибитор 3 200 г/м ³	0,5096 ±0,0052	

Продолжение Таблицы 10

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 9	Ингибитор 3 200 г/м ³	0,5201 ±0,0103	
Сталь	Ингибитор 3 200 г/м ³	0,7343 ±0,0109	

На основе результатов, приведенных в таблице 10, были построены обобщенные графики зависимости массы солейотложений от дозировки «Ингибитора 3» для всех исследованных покрытий в сравнении с поверхностью стали без покрытия (рисунок 85).

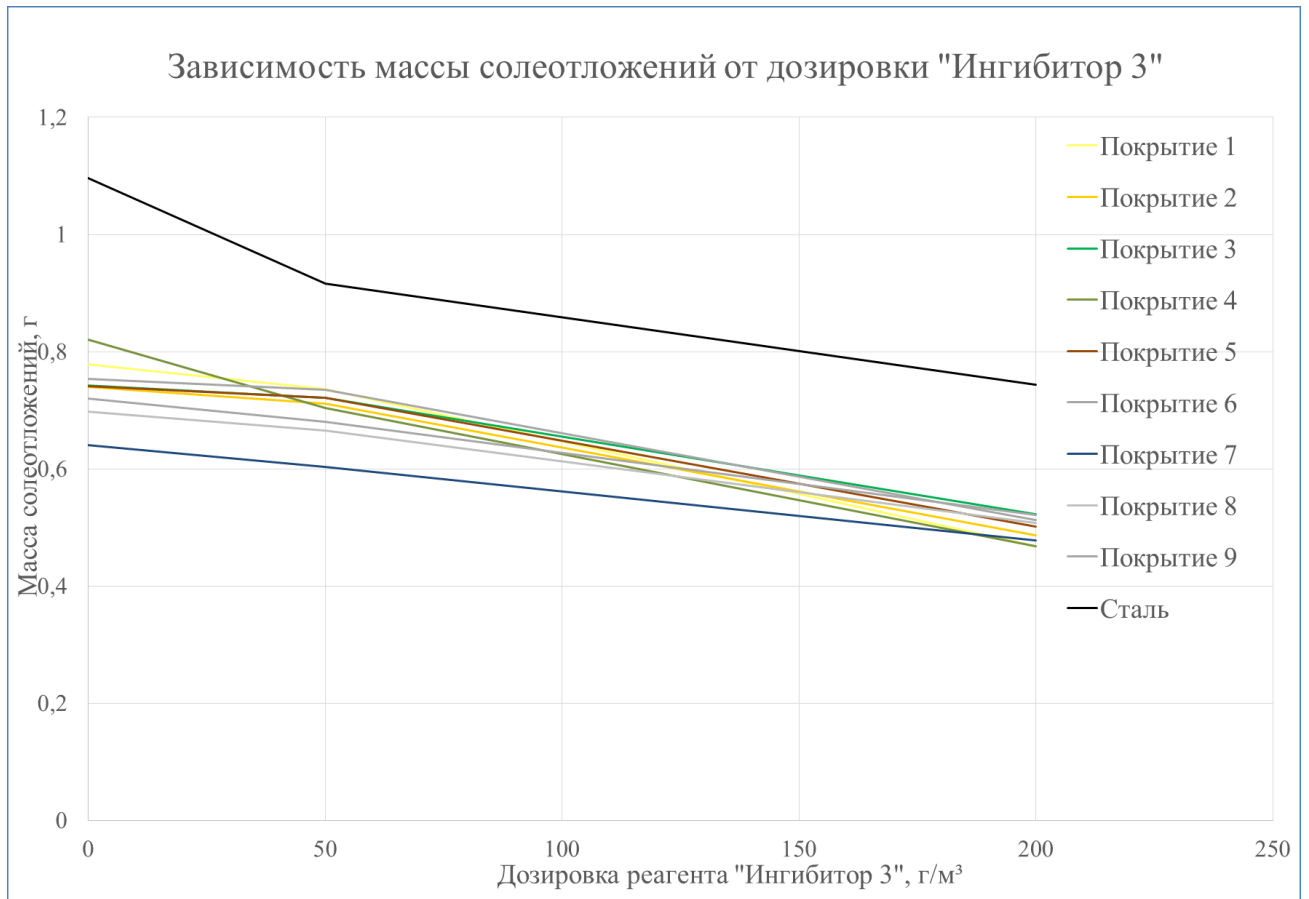
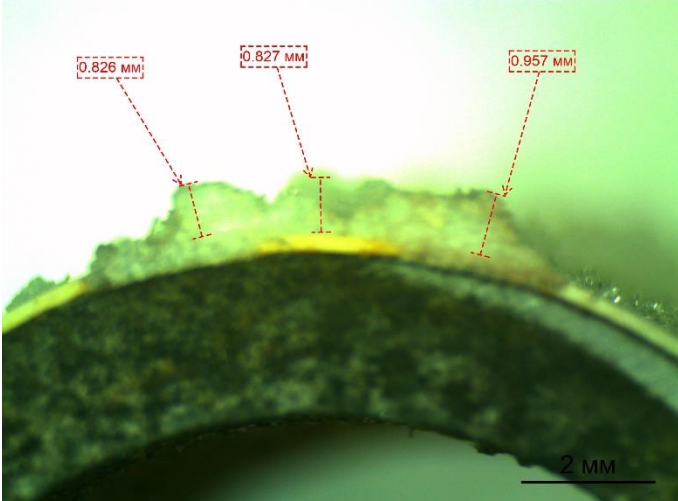
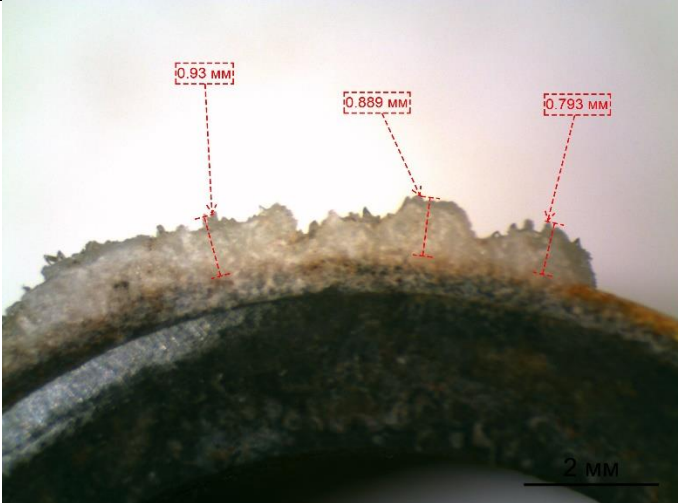
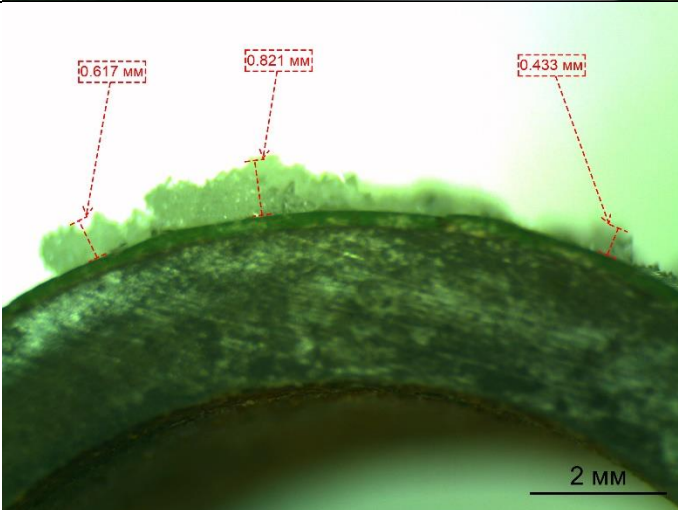


Рисунок 85 – Зависимость массы солеотложений от дозировки «Ингибитора 3»

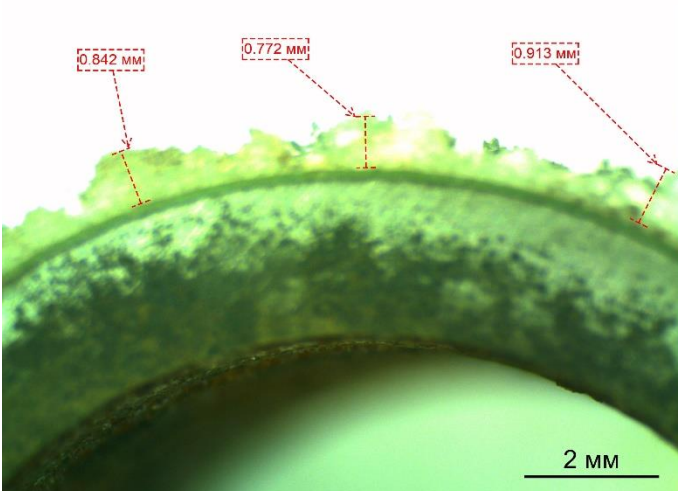
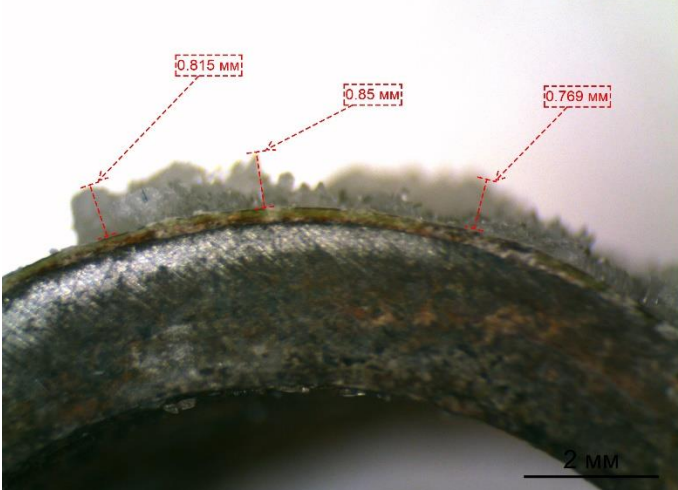
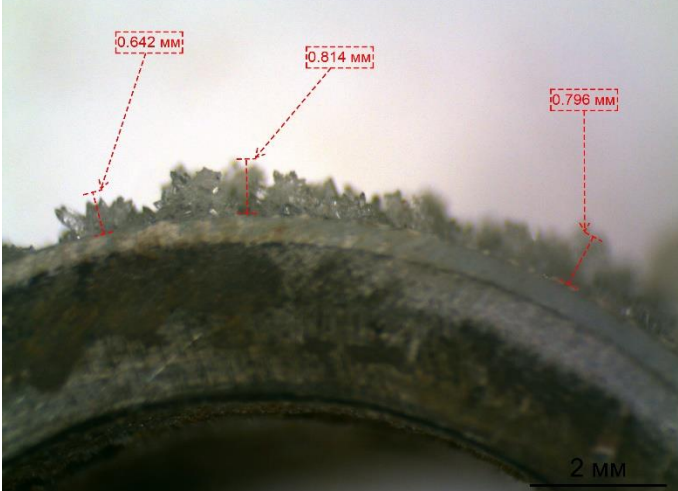
Из рисунка 85 видно, что при добавлении «Ингибитора 3» в реактор в дозировке 50 г/м^3 , наблюдается незначительное снижение прироста массы солеотложений на образце. При увеличении дозировки ингибитора до 200 г/м^3 , также наблюдается незначительное снижение массы солеотложений, причем как на образцах с покрытием, так и на стальном образце без защитного покрытия.

В таблице 11 представлены результаты моделирования комплексного применения защитных покрытий и «Ингибитора 4».

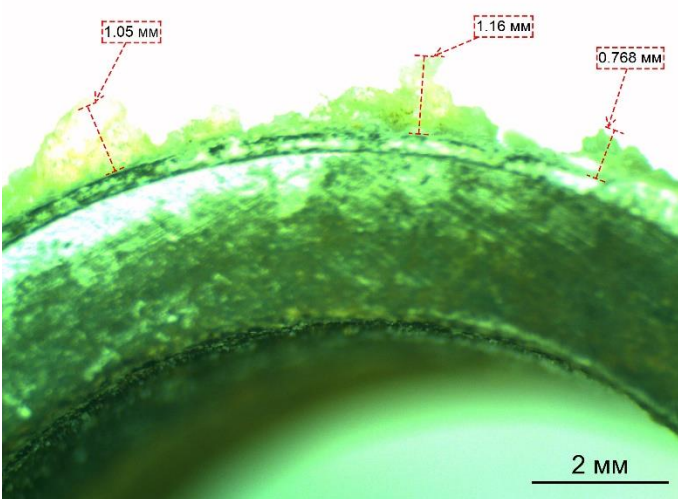
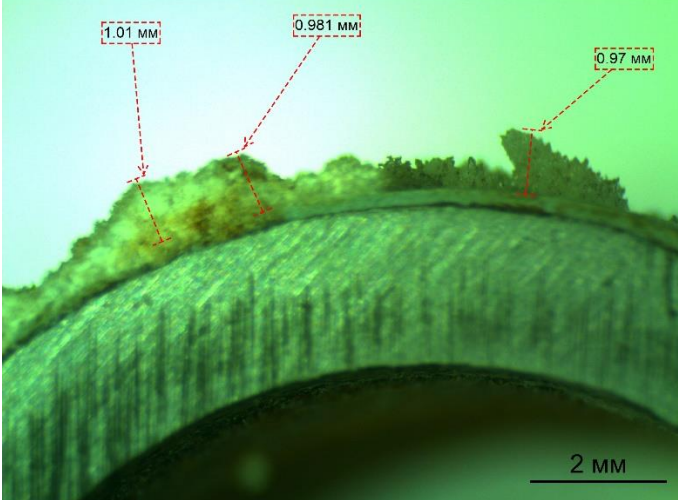
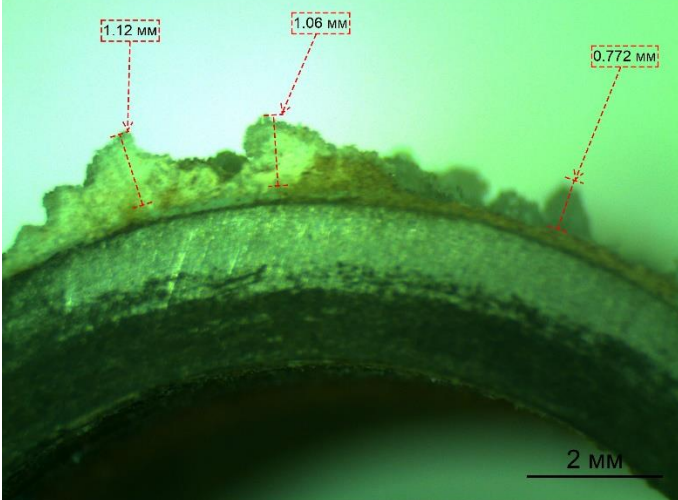
Таблица 11 – Совместное применение покрытий и «Ингибитора 4»

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотлож ний, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 1	Ингибитор 4 50 г/м ³	0,5946 ±0,005	
Покрытие 2	Ингибитор 4 50 г/м ³	0,6319 ±0,0131	
Покрытие 3	Ингибитор 4 50 г/м ³	0,5793 ±0,0098	

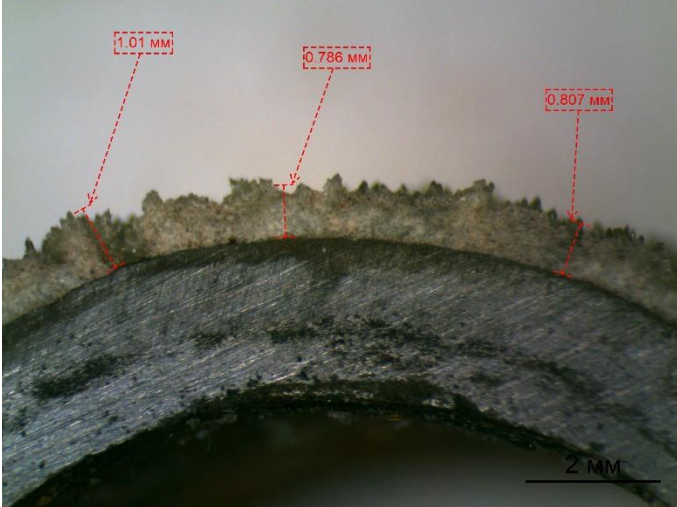
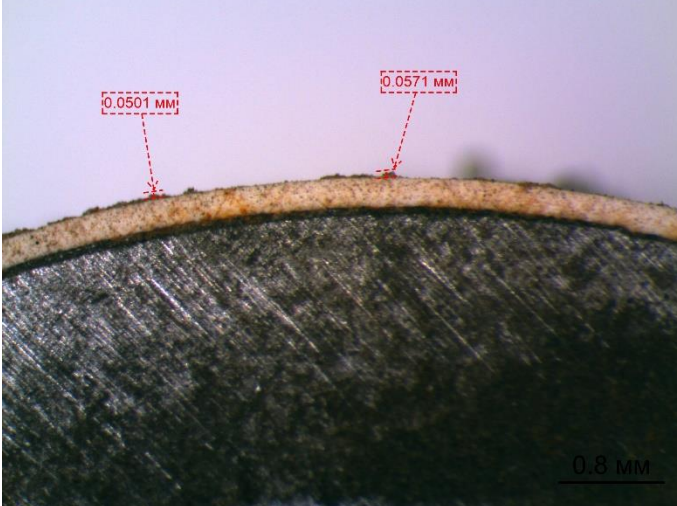
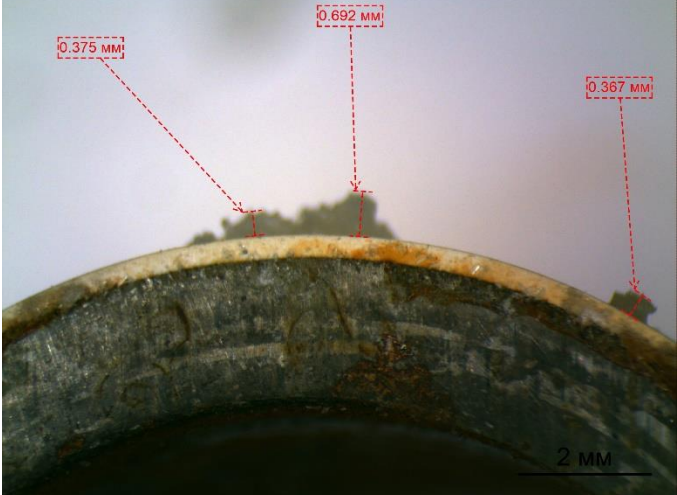
Продолжение Таблицы 11

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотлож ний, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 4	Ингибитор 4 50 г/м ³	0,6487 ±0,0112	
Покрытие 5	Ингибитор 4 50 г/м ³	0,6019 ±0,0152	
Покрытие 6	Ингибитор 4 50 г/м ³	0,6665 ±0,0156	

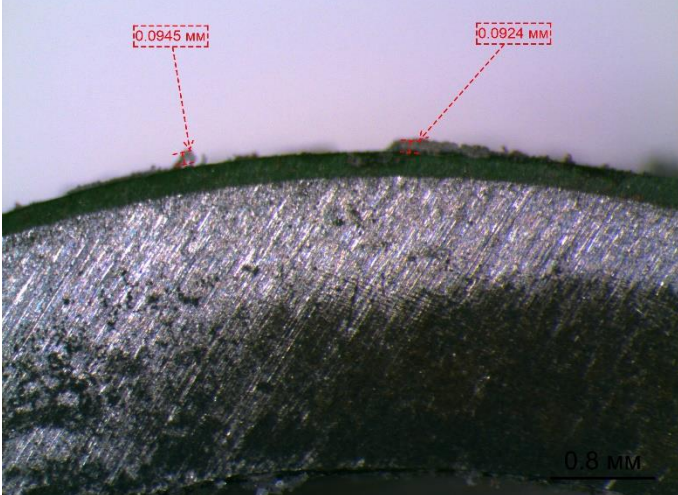
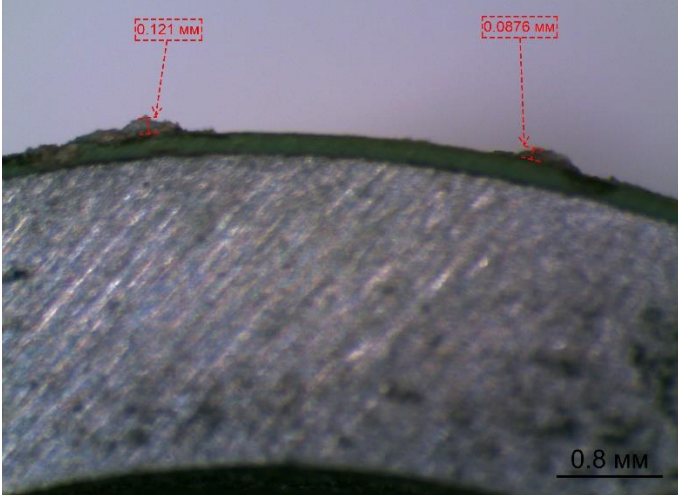
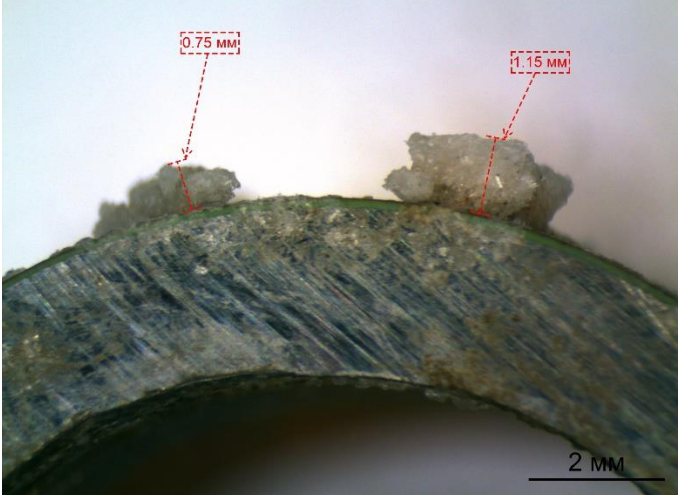
Продолжение Таблицы 11

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотлож ний, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 7	Ингибитор 4 50 г/м ³	0,5879 ±0,0093	
Покрытие 8	Ингибитор 4 50 г/м ³	0,6231 ±0,0049	
Покрытие 9	Ингибитор 4 50 г/м ³	0,6729 ±0,0131	

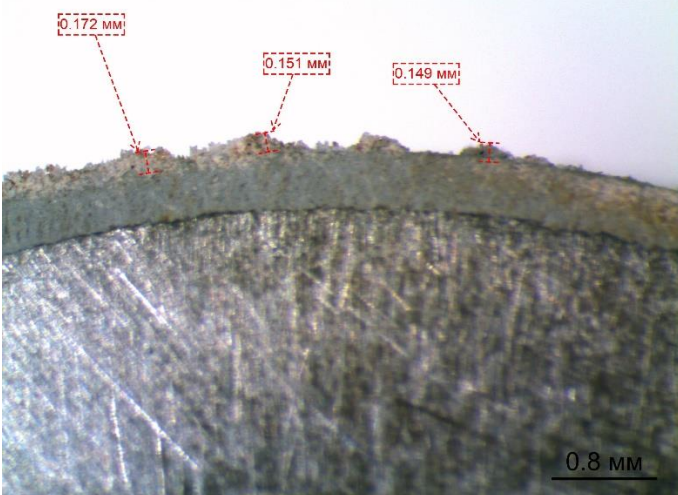
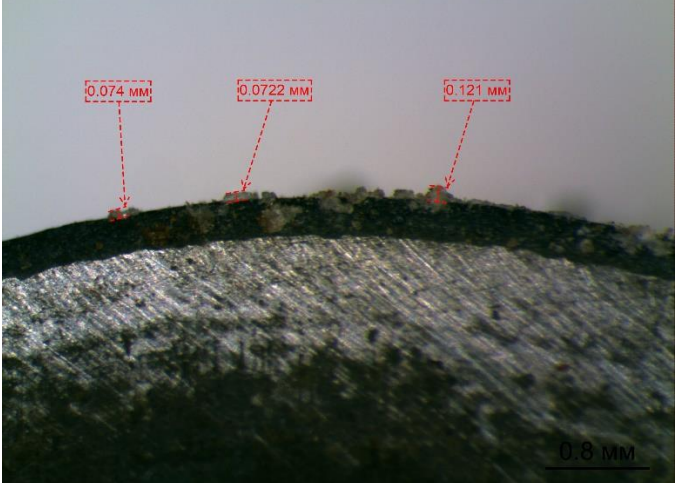
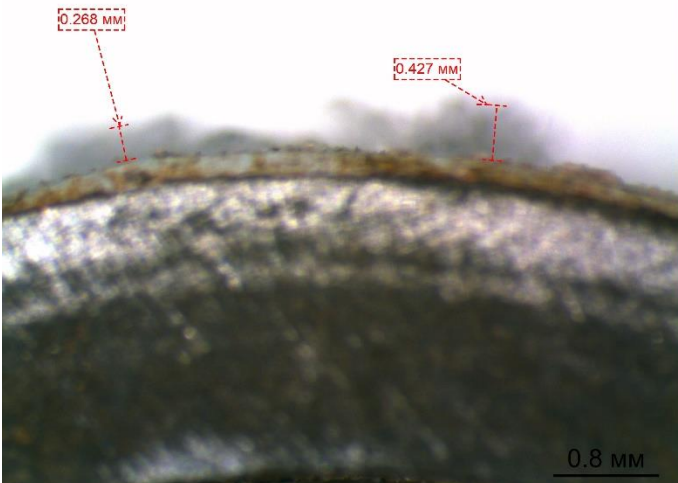
Продолжение Таблицы 11

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотлож ний, г	Толщина слоя, мм
Сталь	Ингибитор 4 50 г/м ³	0,7527 ±0,0088	
Покрытие 1	Ингибитор 4 200 г/м ³	0,0664 ±0,0105	
Покрытие 2	Ингибитор 4 200 г/м ³	0,079 ±0,011	

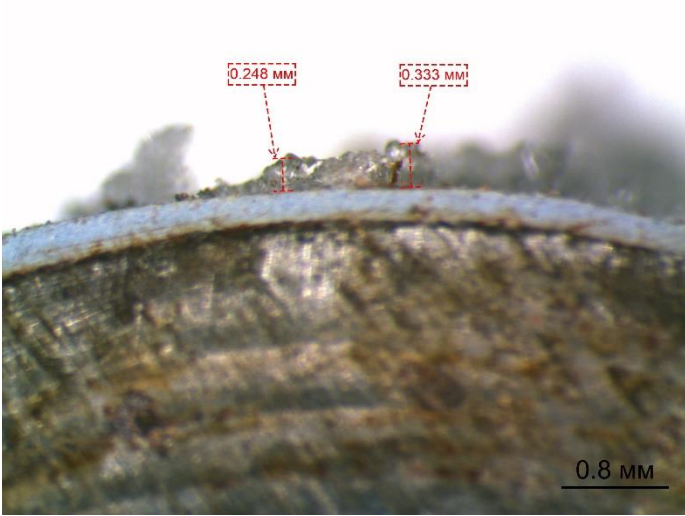
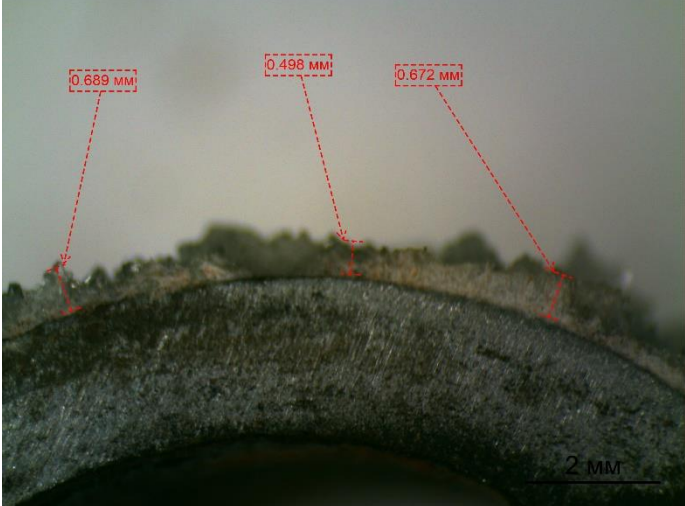
Продолжение Таблицы 11

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотлож ний, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 3	Ингибитор 4 200 г/м ³	0,1956 ±0,012	
Покрытие 4	Ингибитор 4 200 г/м ³	0,0876 ±0,0037	
Покрытие 5	Ингибитор 4 200 г/м ³	0,0997 ±0,0067	

Продолжение Таблицы 11

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотлож ний, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 6	Ингибитор 4 200 г/м ³	0,0826 ±0,0060	
Покрытие 7	Ингибитор 4 200 г/м ³	0,0712 ±0,0096	
Покрытие 8	Ингибитор 4 200 г/м ³	0,1472 ±0,0093	

Продолжение Таблицы 11

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотлож ний, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 9	Ингибитор 4 200 г/м ³	0,1754 ±0,0044	
Сталь	Ингибитор 4 200 г/м ³	0,5837 ±0,0064	

На основе результатов, приведенных в таблице 11, были построены обобщенные графики зависимости массы солеотложений от дозировки «Ингибитора 4» для всех исследованных покрытий в сравнении с поверхностью стали без покрытия (рисунок 86).

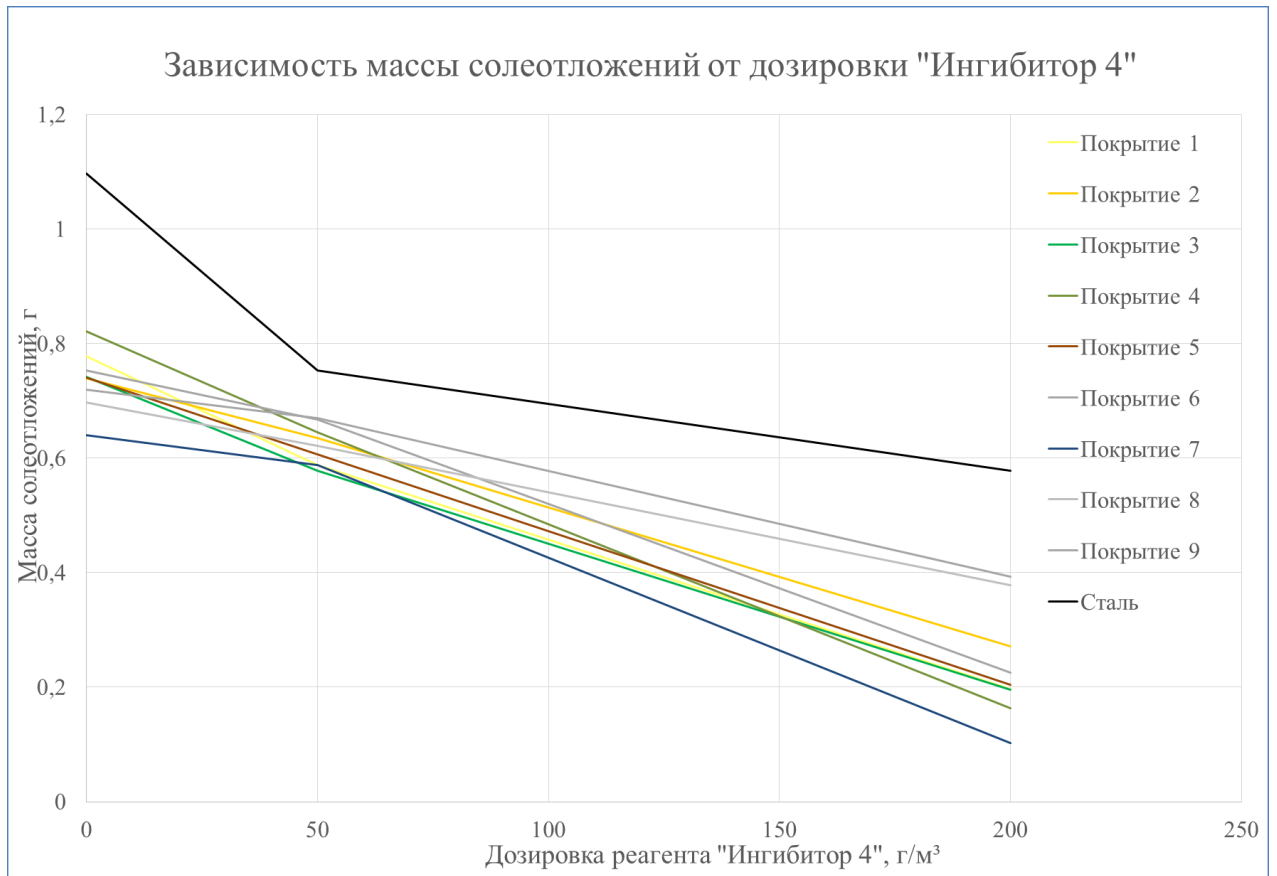
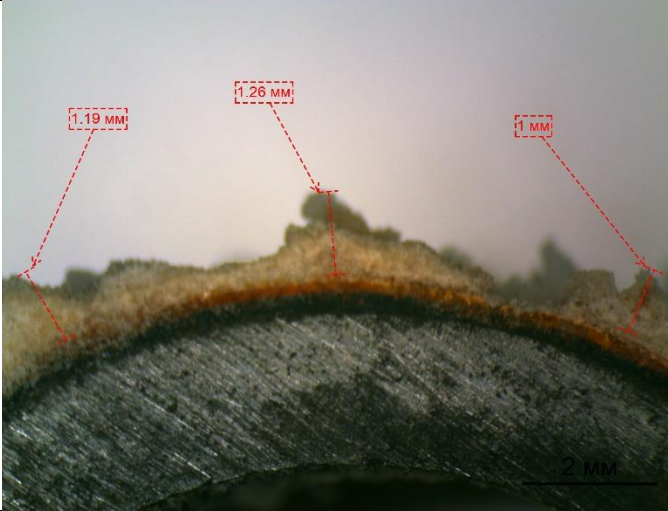
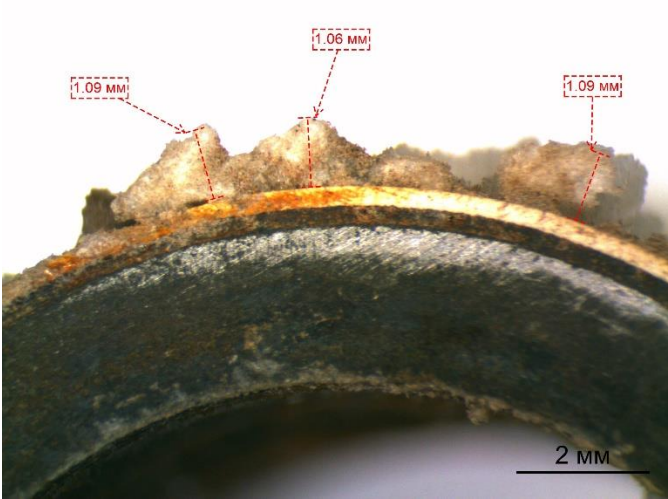
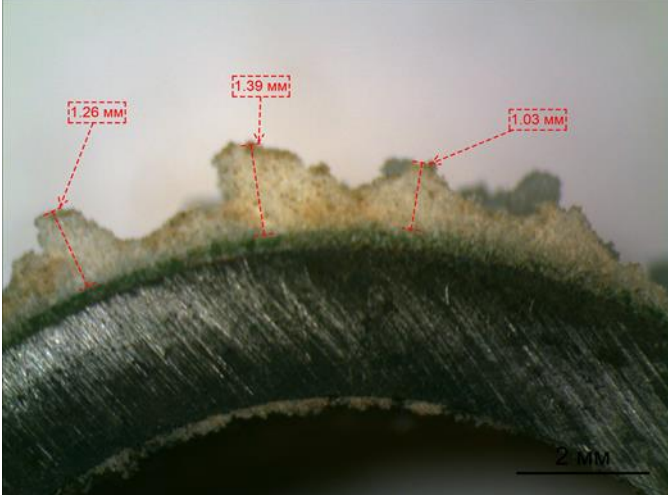


Рисунок 86 – Зависимость массы солеотложений от дозировки «Ингибитора 4»

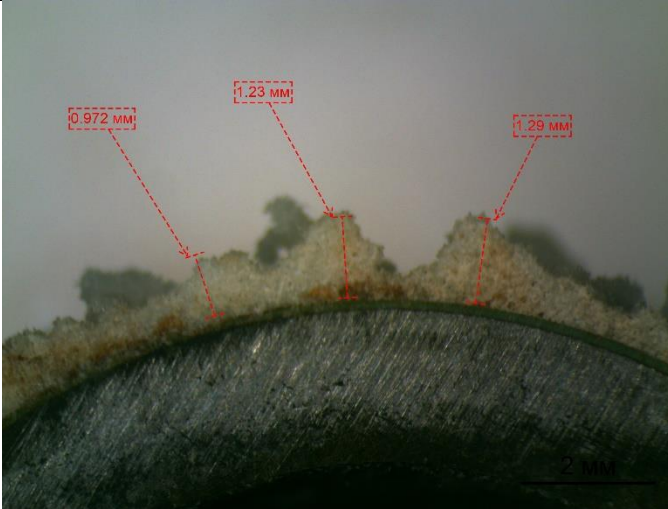
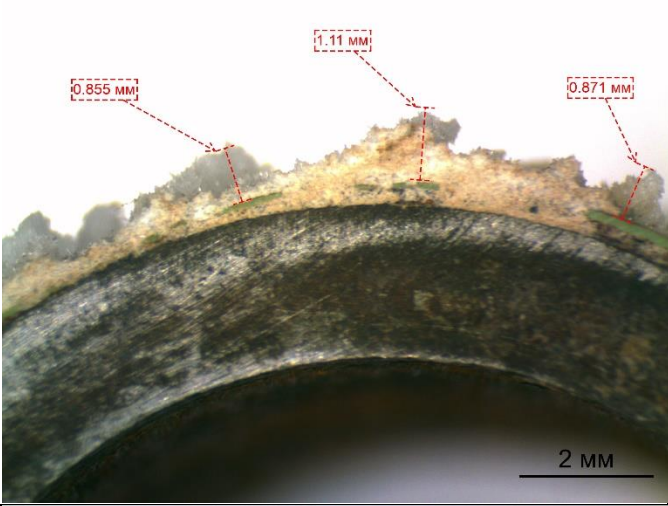
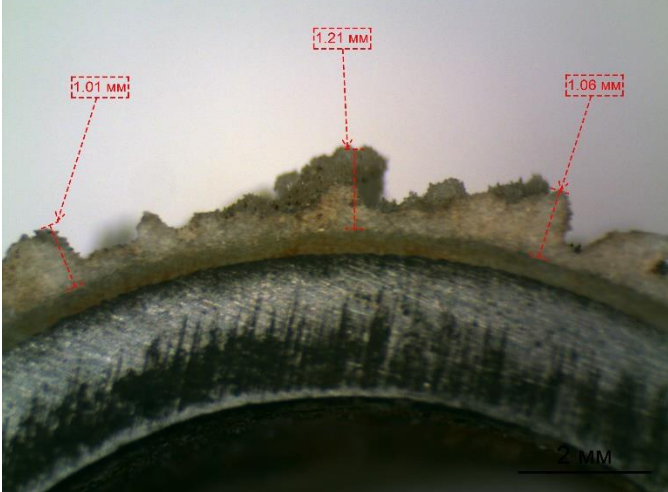
Из рисунка 86 видно, что при добавлении «Ингибитора 4» в реактор в дозировке 50 г/м³, наблюдается снижение массы солеотложений на цилиндрических образцах с покрытиями и на стальном образце, причем на стальном образце снижение массы более резкое. При этом внешний вид слоев солеотложений (таблица 11) отличается от слоев солеотложения, образованных при испытаниях без ингибитора: при применении «Ингибитора 4» в дозировке 50 г/м³, слой солеотложений более равномерный по толщине и форма кристаллов более острая. При добавлении «Ингибитора 4» в реактор в дозировке 200 г/м³, наблюдается частичный срыв образующихся солеотложений с центральной части цилиндрических образцов с покрытиями, но остаются на стыках между цилиндрическими образцами и полимерными валами стенда.

В таблице 12 представлены результаты моделирования комплексного применения защитных покрытий и «Ингибитора 5».

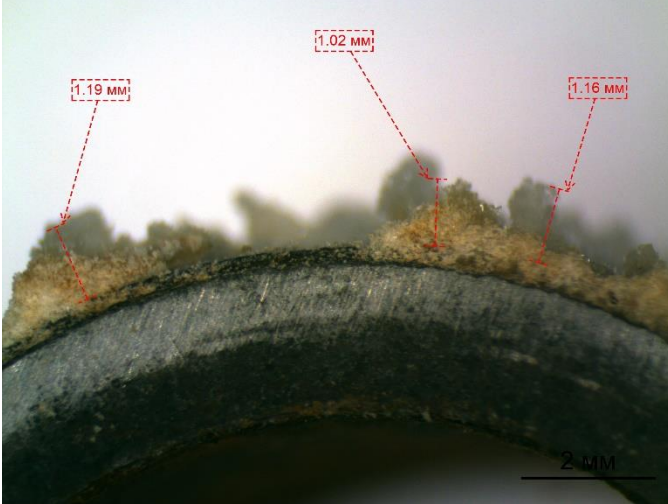
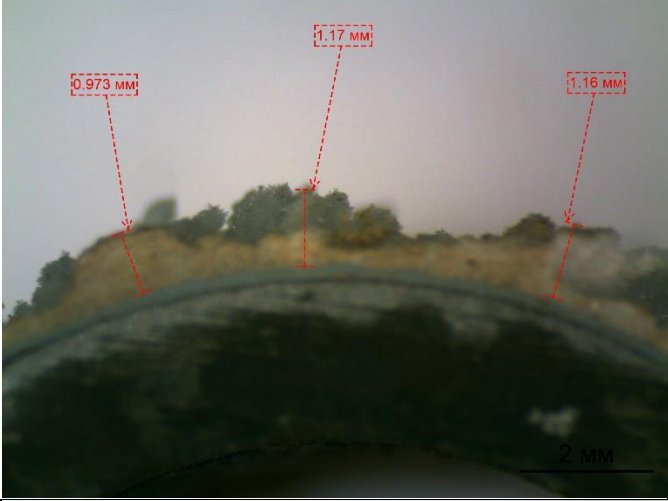
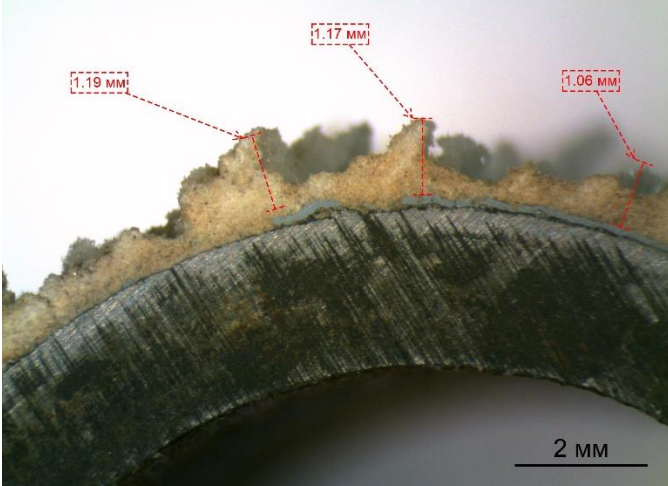
Таблица 12 – Совместное применение покрытий и «Ингибитора 5»

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 1	Ингибитор 5 50 г/м ³	0,7127 ±0,0152	
Покрытие 2	Ингибитор 5 50 г/м ³	0,6846 ±0,0110	
Покрытие 3	Ингибитор 5 50 г/м ³	0,7047 ±0,0114	

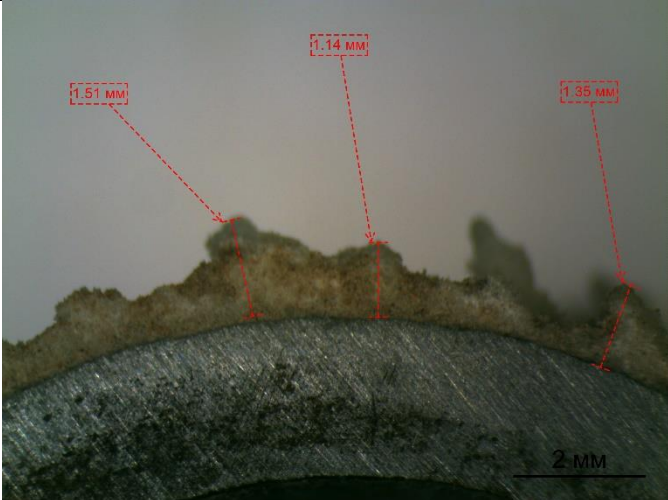
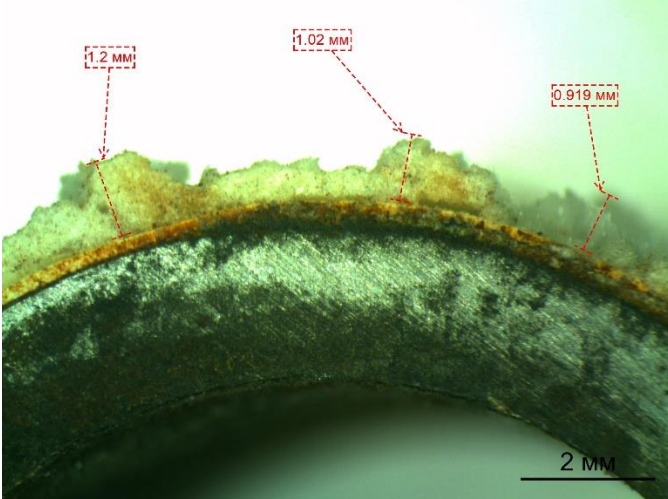
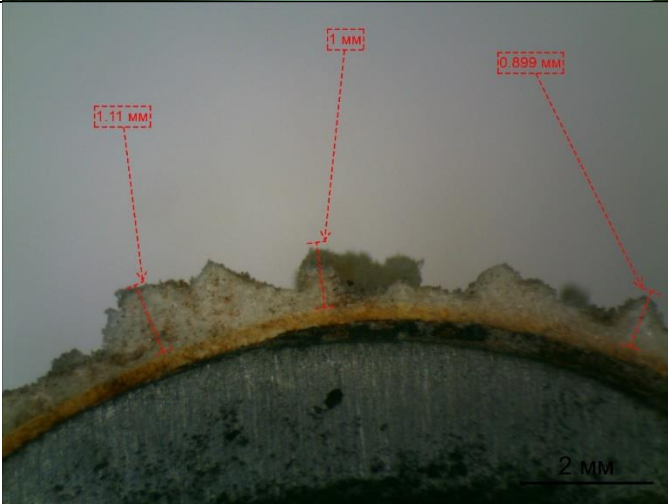
Продолжение Таблицы 12

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 4	Ингибитор 5 50 г/м ³	0,7431 ±0,0084	
Покрытие 5	Ингибитор 5 50 г/м ³	0,6599 ±0,0120	
Покрытие 6	Ингибитор 5 50 г/м ³	0,6873 ±0,0107	

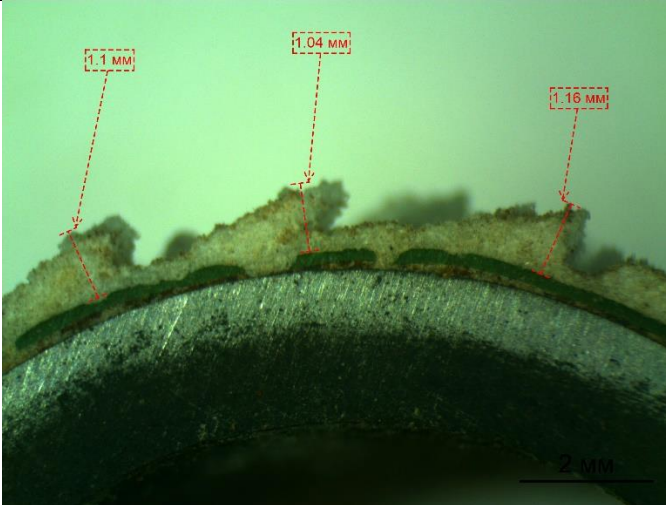
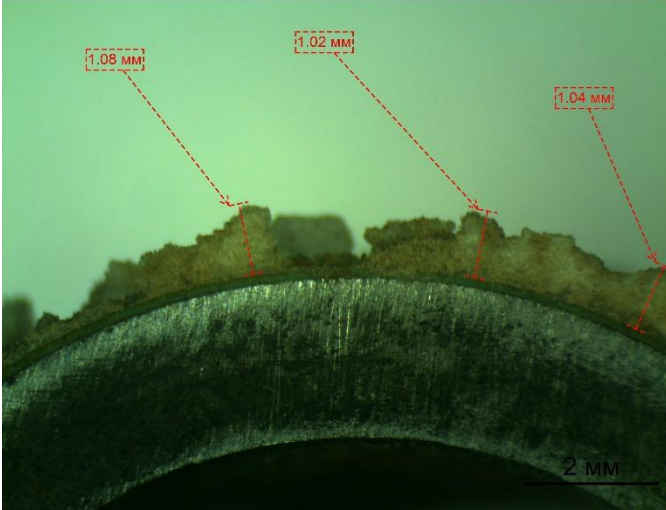
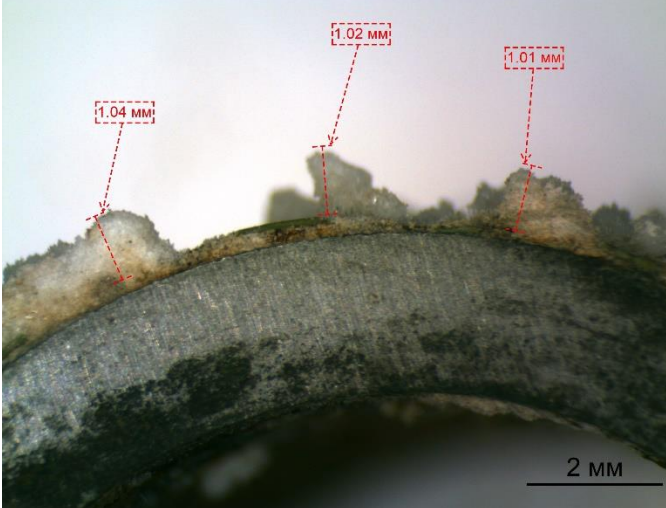
Продолжение Таблицы 12

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 7	Ингибитор 5 50 г/м ³	0,6056 ±0,0094	
Покрытие 8	Ингибитор 5 50 г/м ³	0,6788 ±0,0093	
Покрытие 9	Ингибитор 5 50 г/м ³	0,6626 ±0,0085	

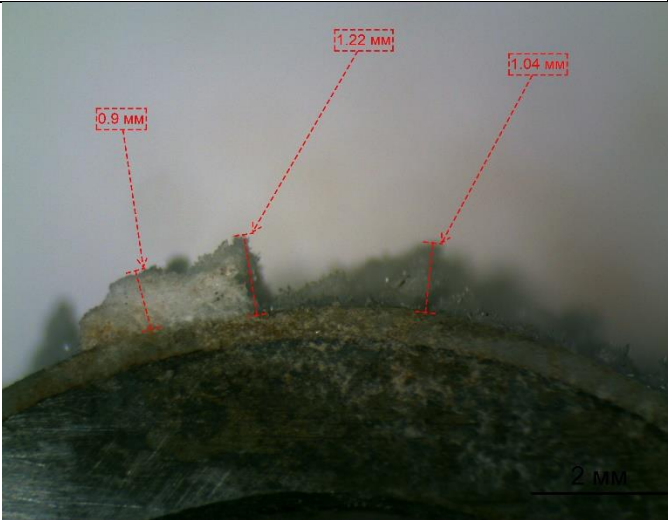
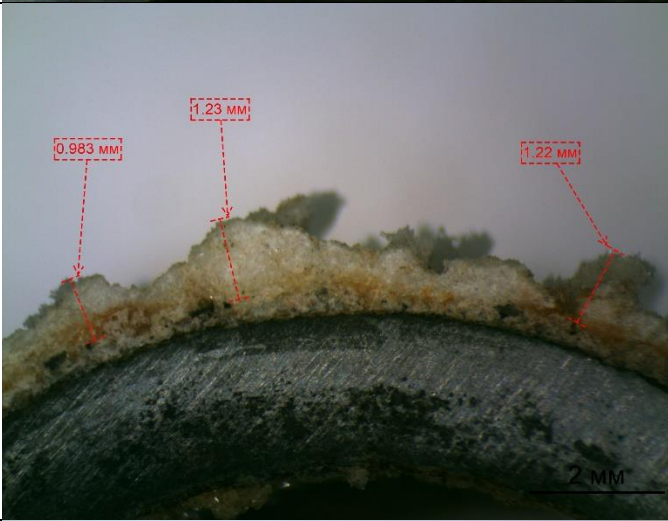
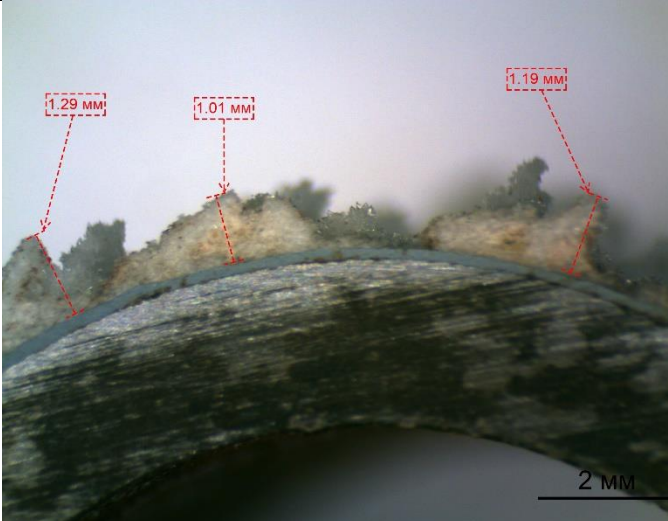
Продолжение Таблицы 12

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Сталь	Ингибитор 5 50 г/м ³	0,9184 ±0,0052	
Покрытие 1	Ингибитор 5 200 г/м ³	0,4962 ±0,0055	
Покрытие 2	Ингибитор 5 200 г/м ³	0,4735 ±0,0080	

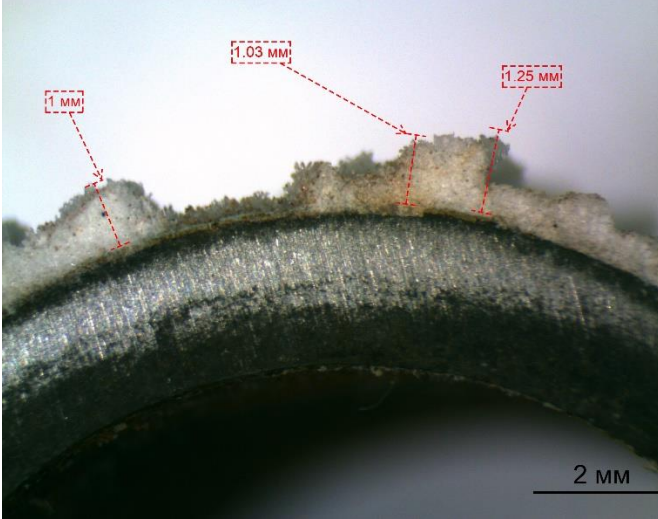
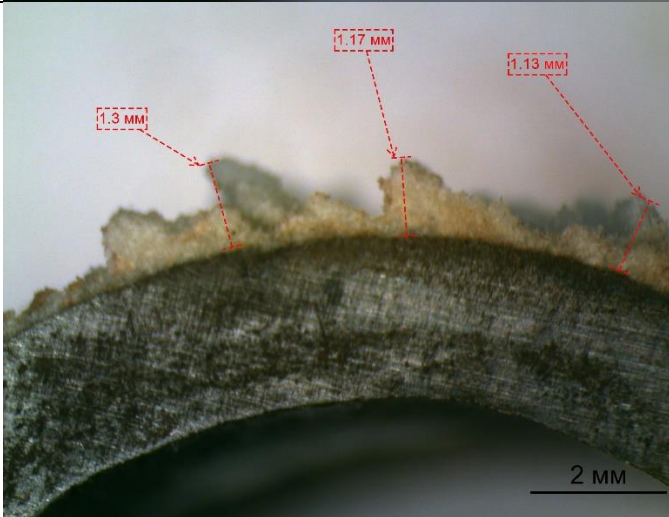
Продолжение Таблицы 12

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 3	Ингибитор 5 200 г/м ³	0,4485 ±0,0071	
Покрытие 4	Ингибитор 5 200 г/м ³	0,5381 ±0,0061	
Покрытие 5	Ингибитор 5 200 г/м ³	0,5002 ±0,0122	

Продолжение Таблицы 12

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 6	Ингибитор 5 200 г/м ³	0,5628 ±0,0128	
Покрытие 7	Ингибитор 5 200 г/м ³	0,5139 ±0,0067	
Покрытие 8	Ингибитор 5 200 г/м ³	0,6281 ±0,0076	

Продолжение Таблицы 12

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 9	Ингибитор 5 200 г/м ³	0,6031 ±0,0096	
Сталь	Ингибитор 5 200 г/м ³	0,8442 ±0,0069	

На основе результатов, приведенных в таблице 12, были построены обобщенные графики зависимости массы солеотложений от дозировки «Ингибитора 5» для всех исследованных покрытий в сравнении с поверхностью стали без покрытия (рисунок 87).

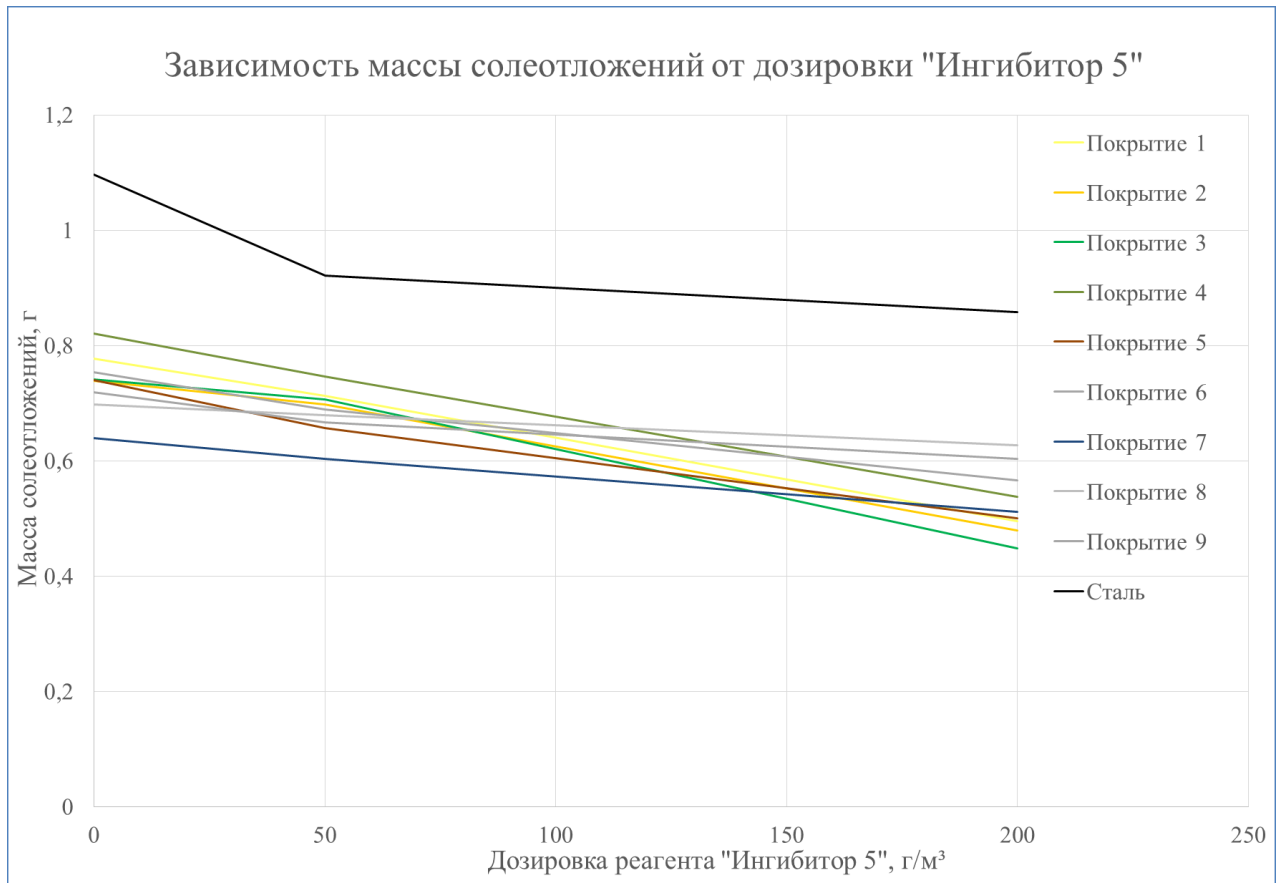
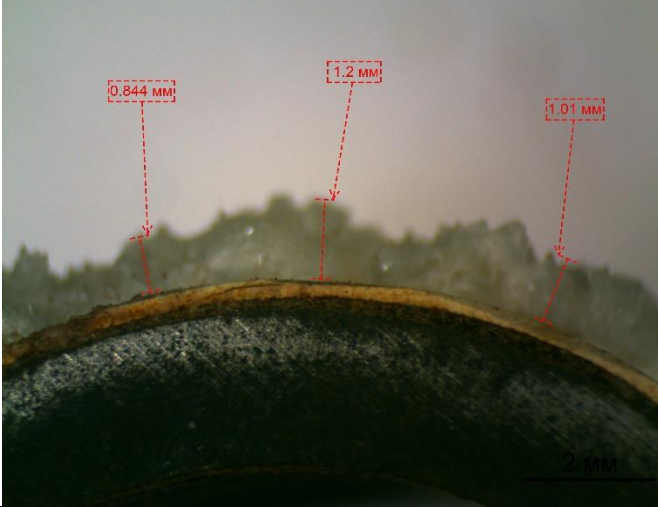
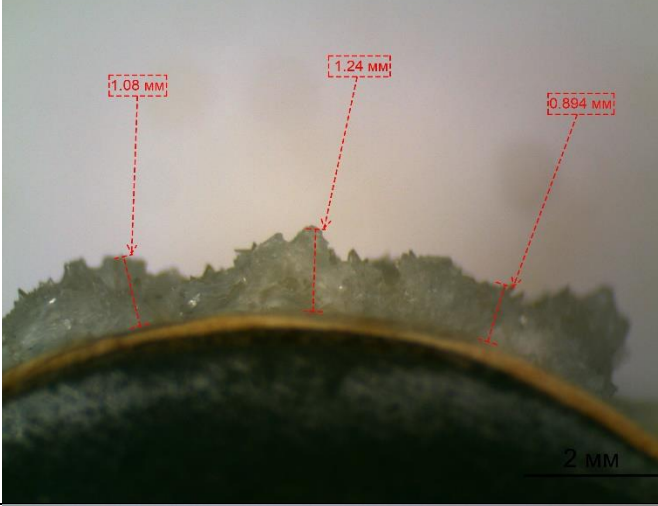
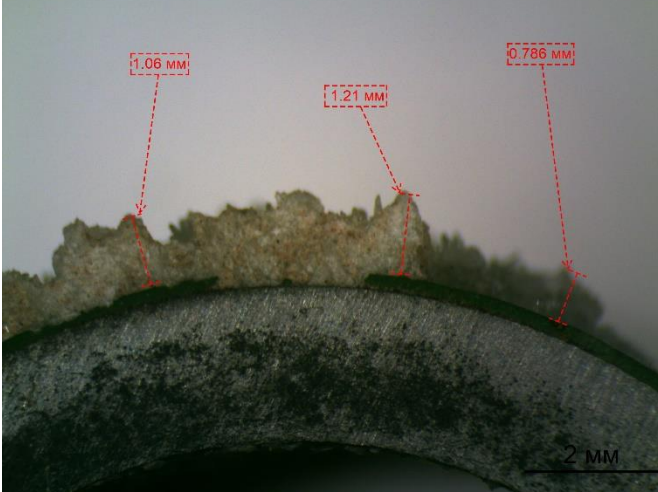


Рисунок 87 – Зависимость массы солеотложений от дозировки «Ингибитора 5»

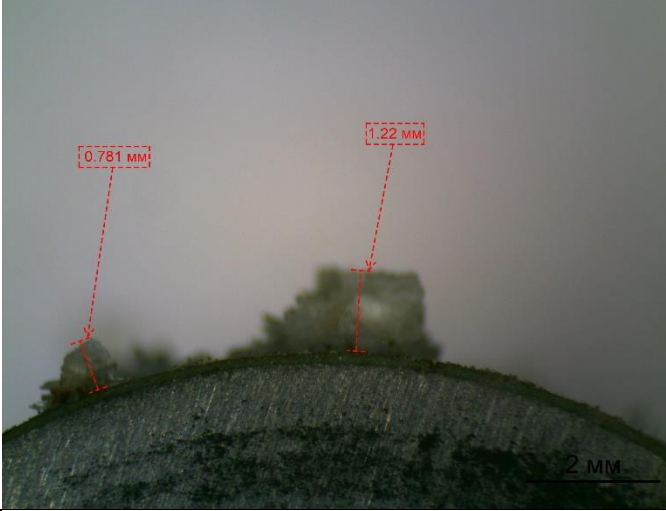
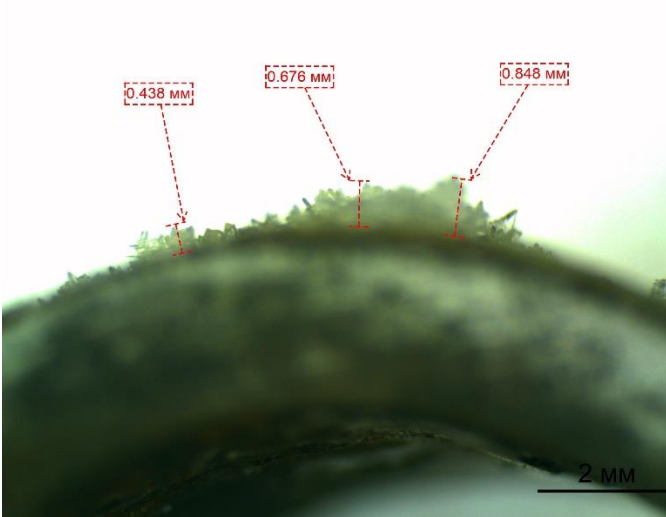

Из рисунка 87 видно, что добавление «Ингибитора 5» незначительно снижает массу солеотложений, образующихся на цилиндрических образцах в ходе динамических испытаний.

В таблице №13 представлены результаты моделирования комплексного применения защитных покрытий и «Ингибитора 6».

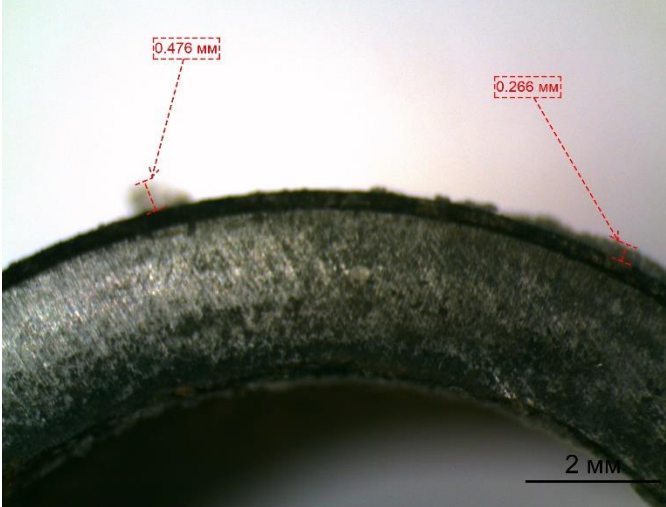
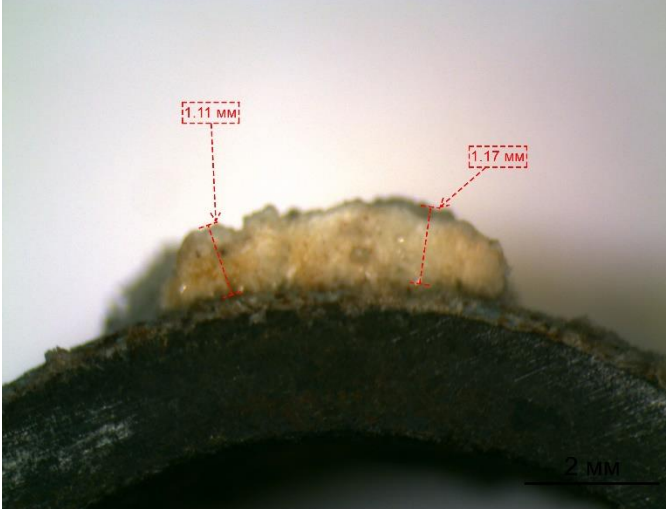
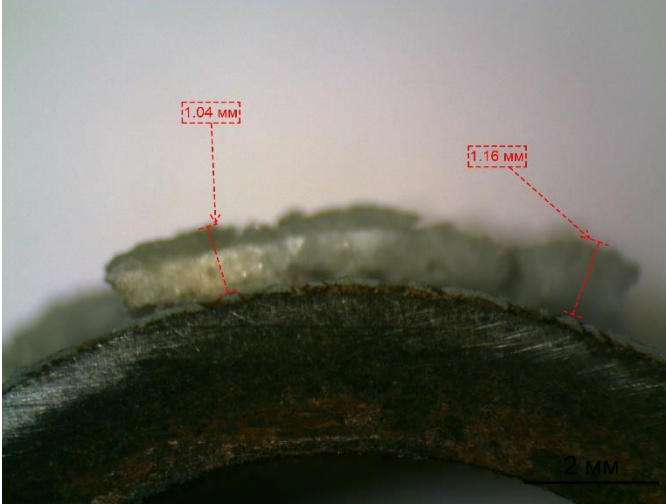
Таблица 13 – Совместное применение покрытий и «Ингибитора 6»

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 1	Ингибитор 6 50 г/м³	0,0508 ±0,0033	
Покрытие 2	Ингибитор 6 50 г/м³	0,0514 ±0,0095	
Покрытие 3	Ингибитор 6 50 г/м³	0,0769 ±0,0067	

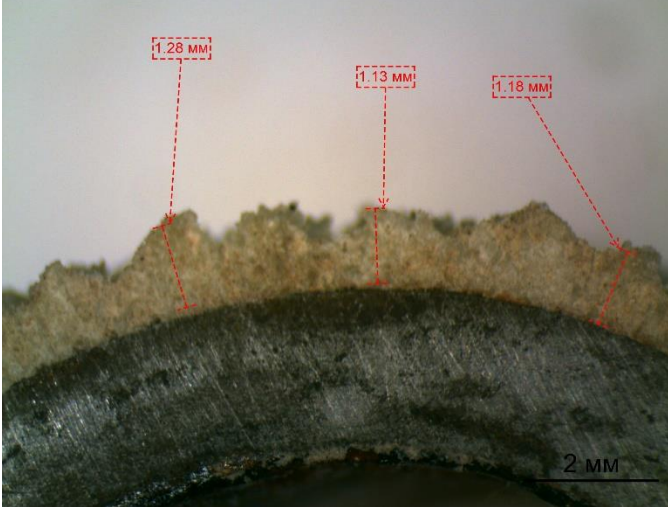
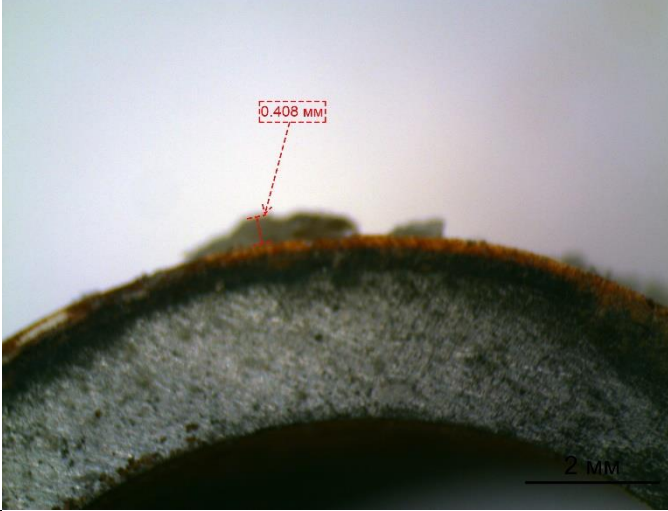
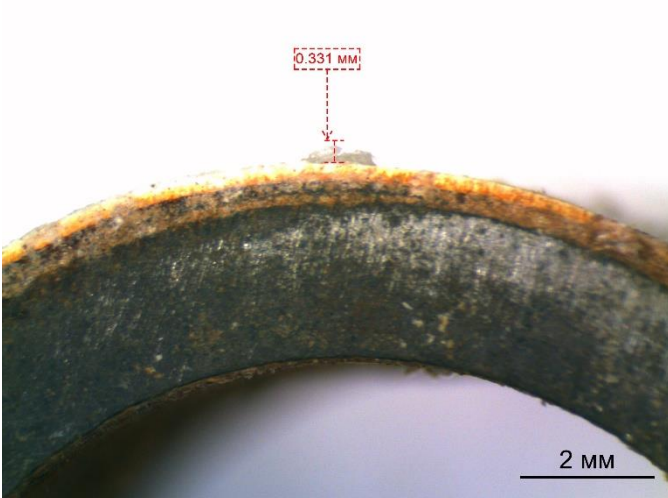
Продолжение Таблицы 13

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 4	Ингибитор 6 50 г/м³	0,0674 ±0,0046	
Покрытие 5	Ингибитор 6 50 г/м³	0,2705 ±0,0033	
Покрытие 6	Ингибитор 6 50 г/м³	0,1359 ±0,0018	

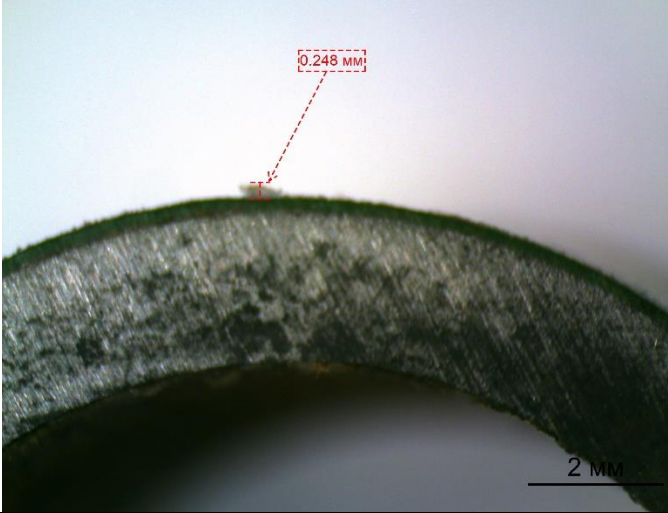
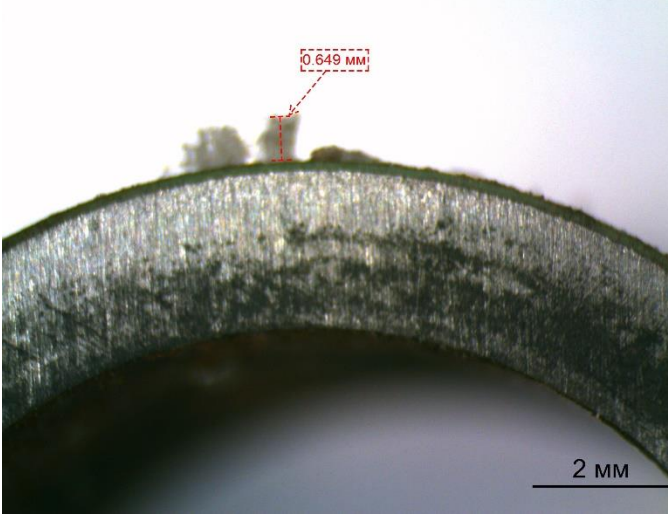
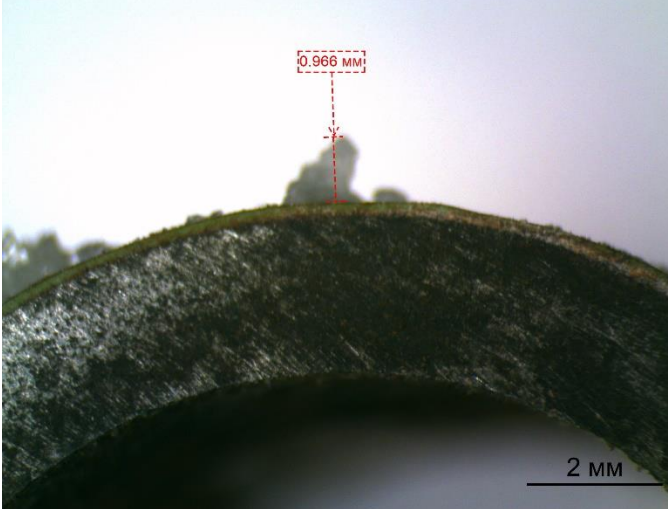
Продолжение Таблицы 13

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 7	Ингибитор 6 50 г/м ³	0,0371 ±0,0062	
Покрытие 8	Ингибитор 6 50 г/м ³	0,3587 ±0,0068	
Покрытие 9	Ингибитор 6 50 г/м ³	0,3664 ±0,0075	

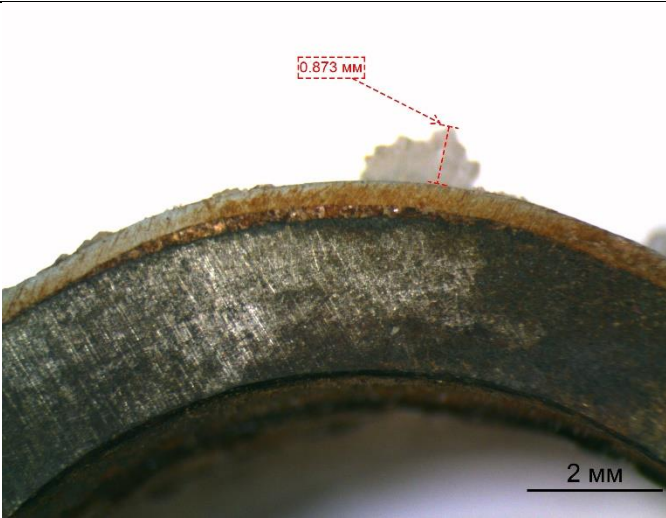

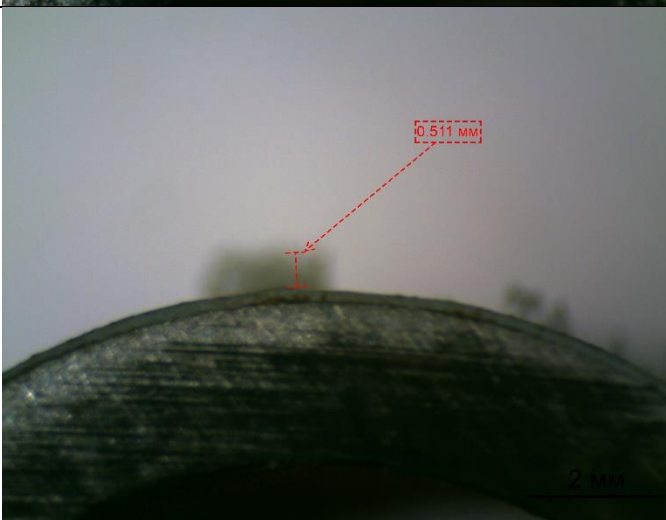
Продолжение Таблицы 13

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Сталь	Ингибитор 6 50 г/м ³	0,8854 ±0,0043	
Покрытие 1	Ингибитор 6 200 г/м ³	0,0256 ±0,0099	
Покрытие 2	Ингибитор 6 200 г/м ³	0,0151 ±0,0032	

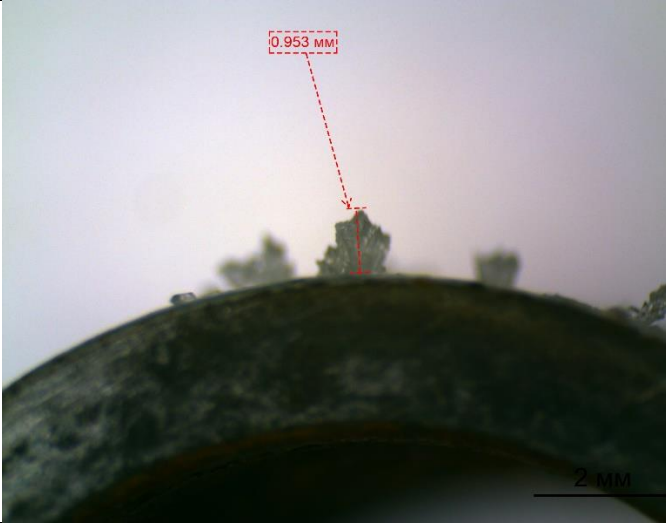
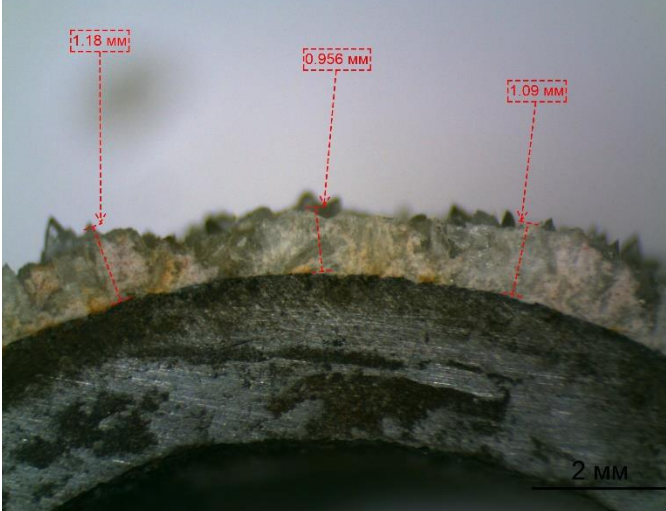
Продолжение Таблицы 13

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 3	Ингибитор 6 200 г/м ³	0,0080 ±0,0024	
Покрытие 4	Ингибитор 6 200 г/м ³	0,0187 ±0,0068	
Покрытие 5	Ингибитор 6 200 г/м ³	0,0343 ±0,0096	

Продолжение Таблицы 13

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 6	Ингибитор 6 200 г/м ³	0,0259 ±0,0027	
Покрытие 7	Ингибитор 6 200 г/м ³	0,0018 ±0,0005	
Покрытие 8	Ингибитор 6 200 г/м ³	0,0217 ±0,0040	

Продолжение Таблицы 13

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 9	Ингибитор 6 200 г/м ³	0,0342 ±0,0124	
Сталь	Ингибитор 6 200 г/м ³	0,8040 ±0,0040	

На основе результатов, приведенных в таблице 13, были построены обобщенные графики зависимости массы солеотложений от дозировки «Ингибитора б» для всех исследованных покрытий в сравнении с поверхностью стали без покрытия (рисунок 88).

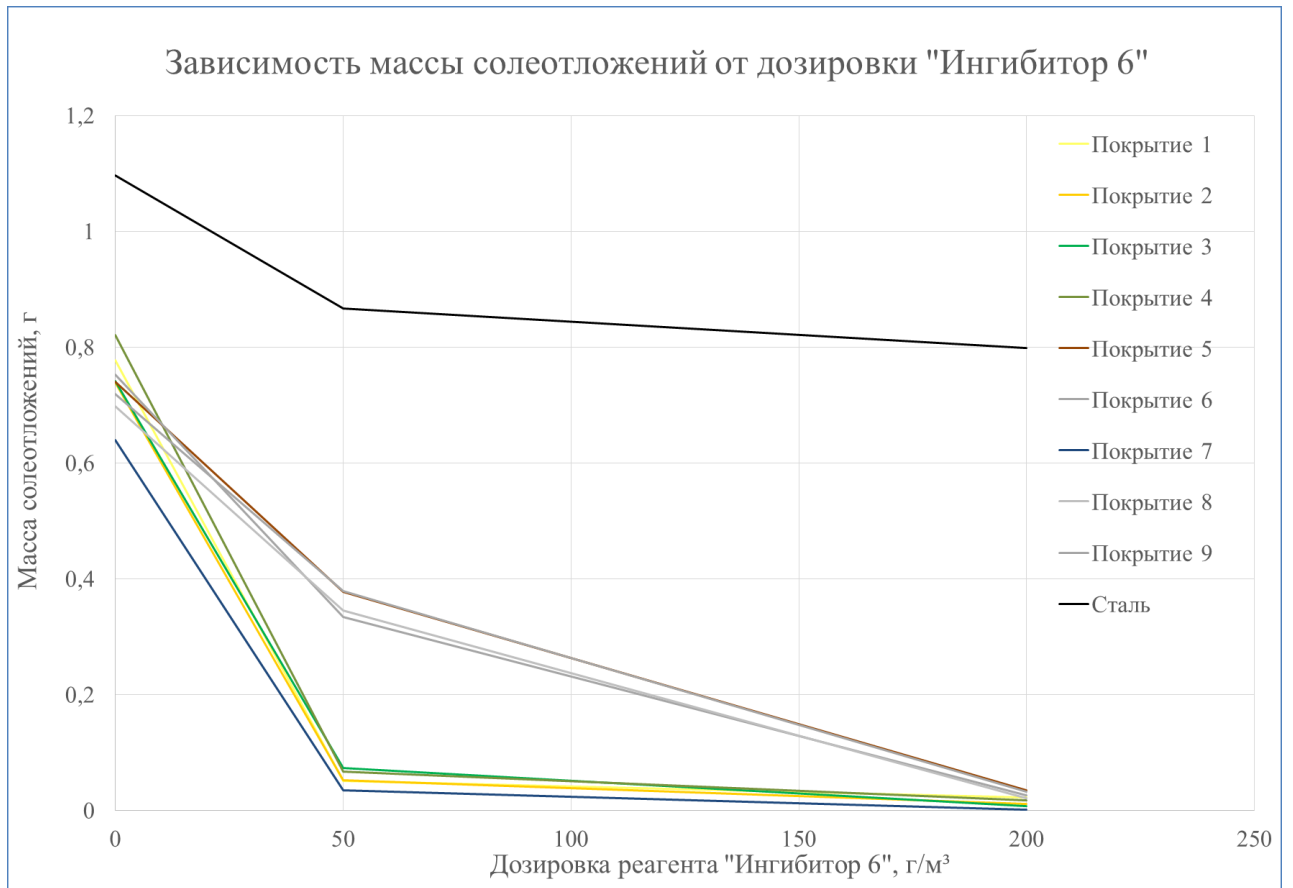
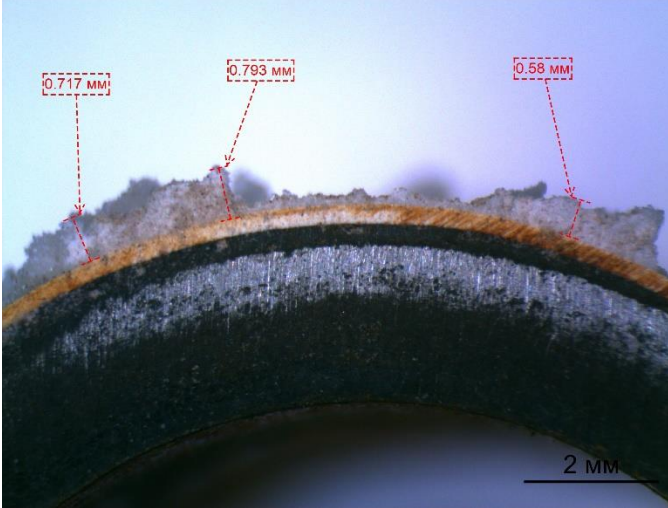
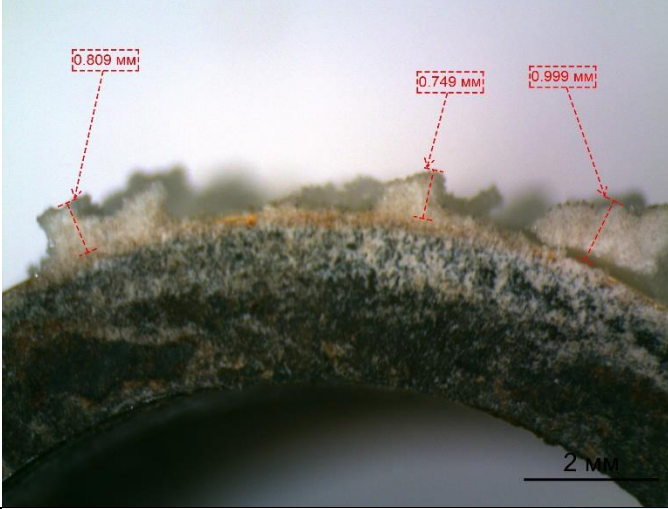
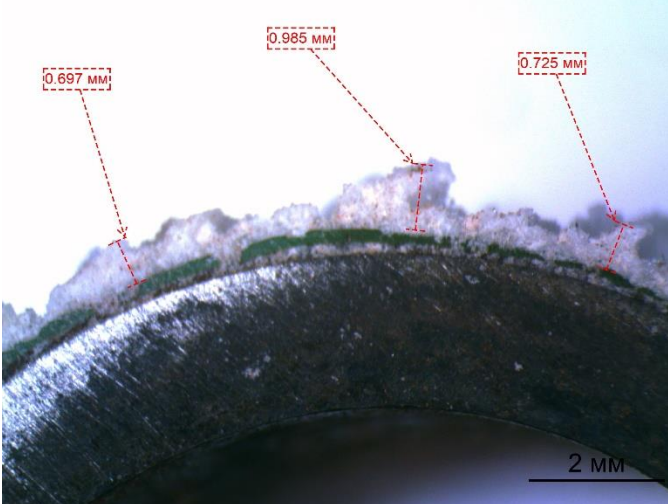


Рисунок 88 – Зависимость массы солеотложений от дозировки «Ингибитора 6»

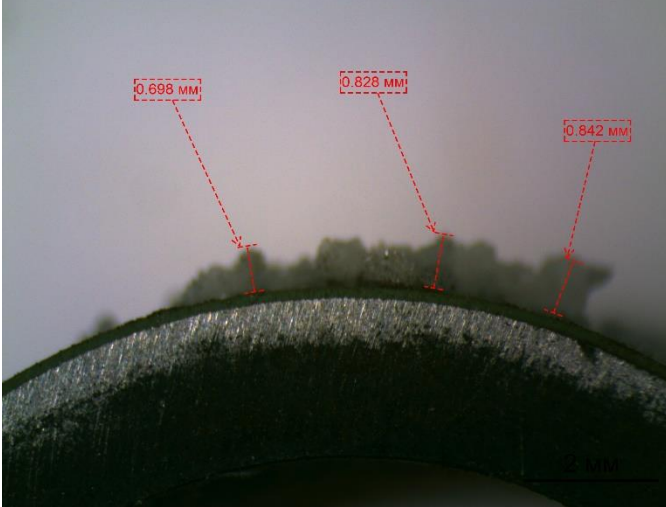
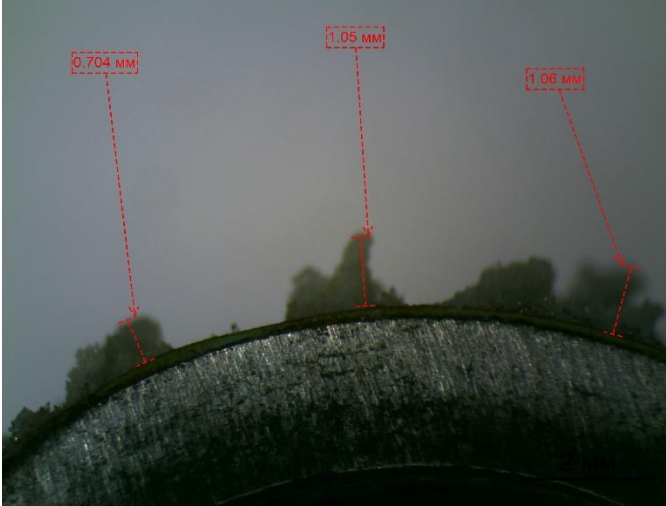
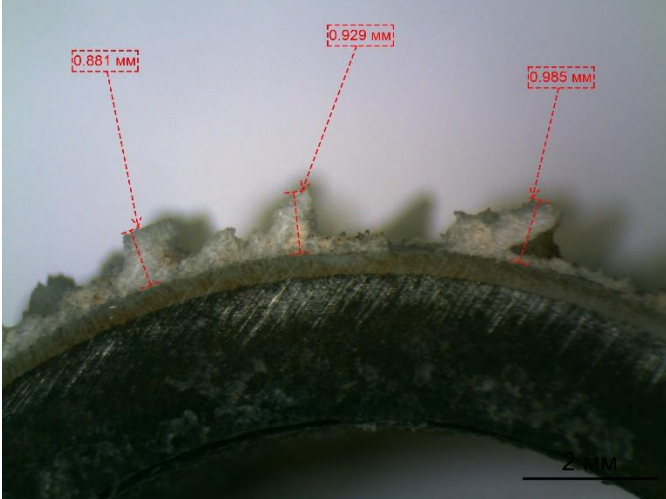
На рисунке 88 видно, что эффект от использования «Ингибитора 6» заключается в том, что образующиеся слои солеотложений в ходе динамических испытаний срываются с защитных покрытий даже при дозировке ингибитора 50 г/м³. При данной дозировке срыв солеотложений не произошел только с «Покрытия 5», «Покрытия 6», и «Покрытия 9». При дозировке 200 г/м³ в ходе испытаний срыв солеотложений произошел со всех испытуемых образцов покрытий. При этом использование «Ингибитора 6» не приводит к срыву солеотложений с поверхности стального образца без защитного покрытия.

В таблице 14 представлены результаты моделирования комплексного применения защитных покрытий и «Ингибитора 7».

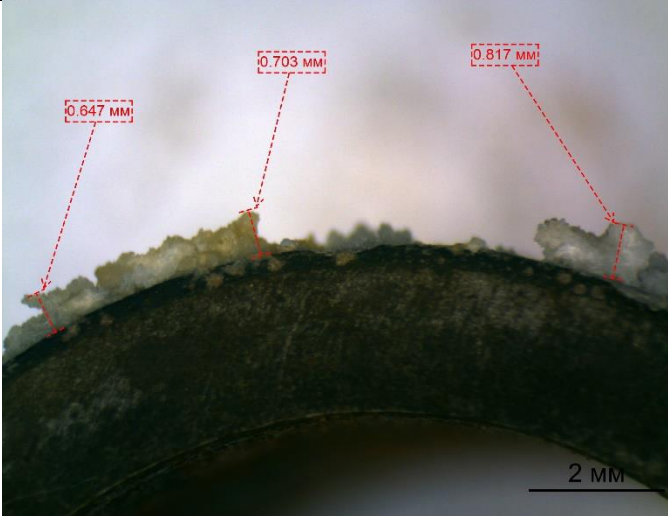
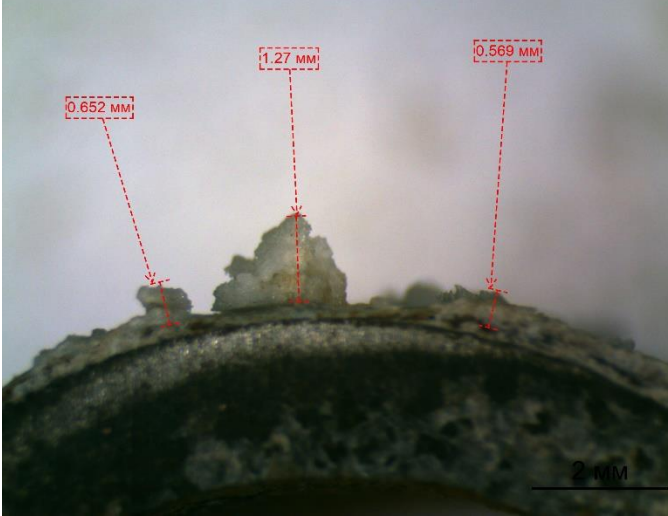
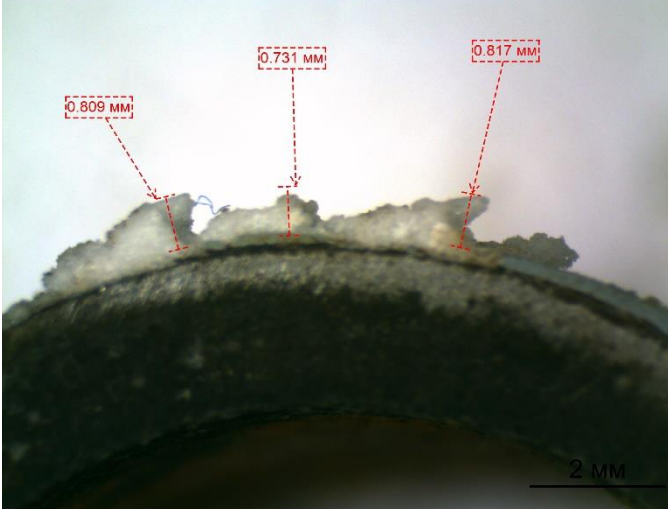
Таблица 14 – Совместное применение покрытий и «Ингибитора 7»

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 1	Ингибитор 7 50 г/м ³	0,5409 ±0,0115	
Покрытие 2	Ингибитор 7 50 г/м ³	0,5956 ±0,0061	
Покрытие 3	Ингибитор 7 50 г/м ³	0,5530 ±0,0103	

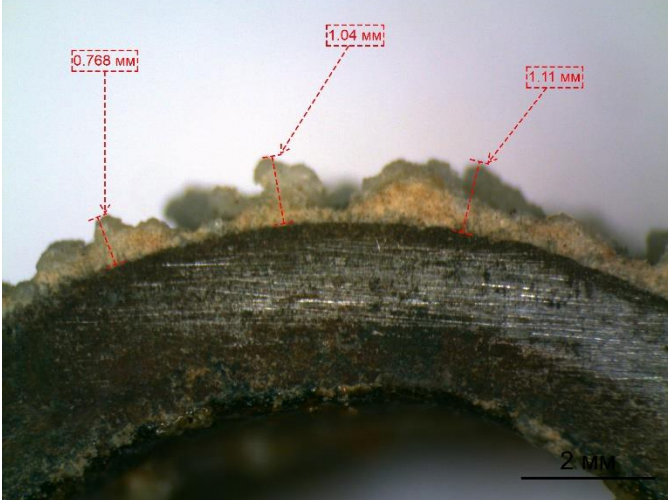
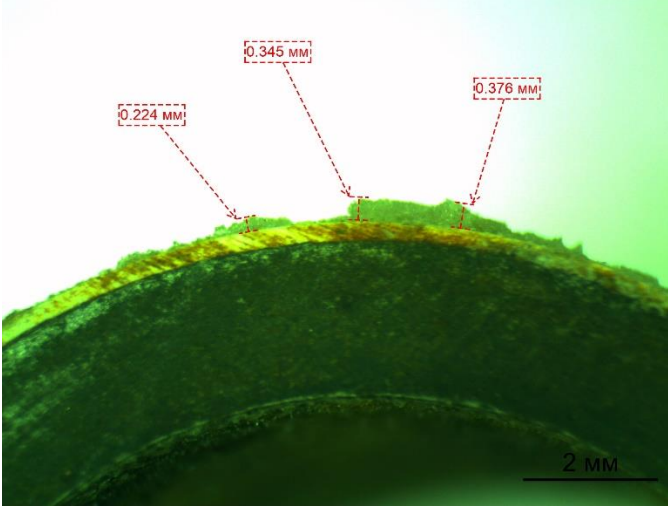
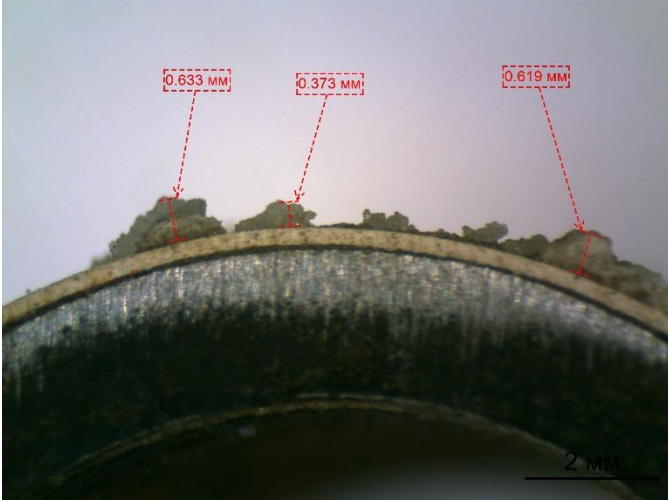
Продолжение Таблицы 14

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 4	Ингибитор 7 50 г/м ³	0,5425 ±0,0134	
Покрытие 5	Ингибитор 7 50 г/м ³	0,5678 ±0,0120	
Покрытие 6	Ингибитор 7 50 г/м ³	0,5346 ±0,0076	

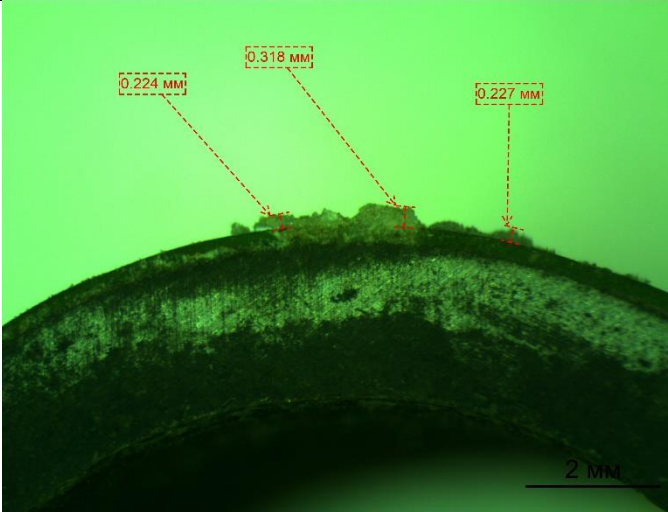
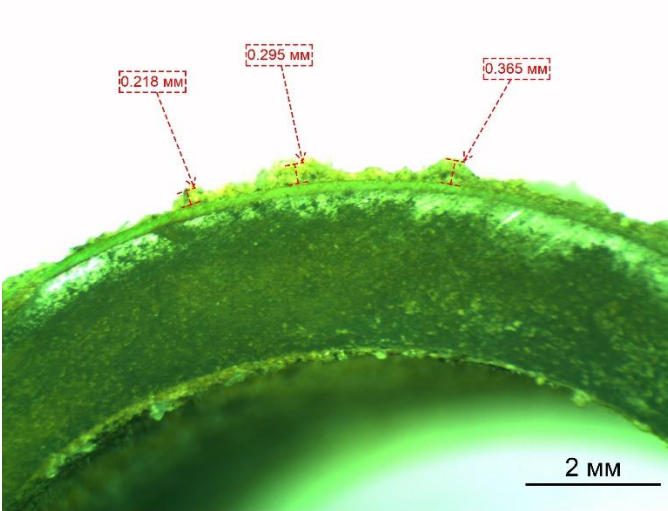
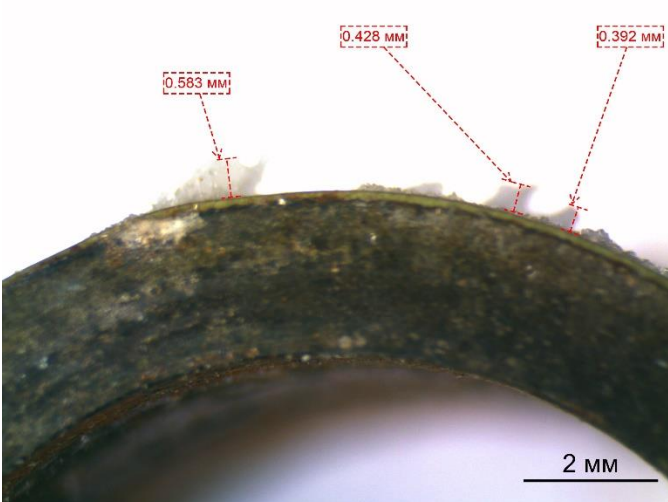
Продолжение Таблицы 14

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 7	Ингибитор 7 50 г/м ³	0,4917 ±0,0064	
Покрытие 8	Ингибитор 7 50 г/м ³	0,5693 ±0,0133	
Покрытие 9	Ингибитор 7 50 г/м ³	0,5902 ±0,0052	

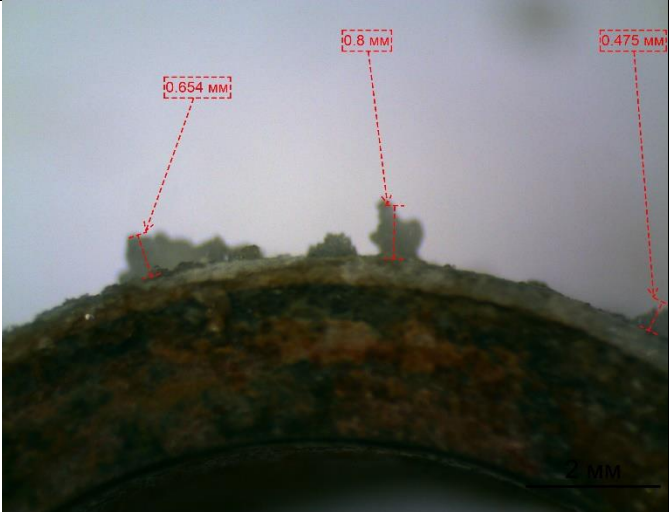
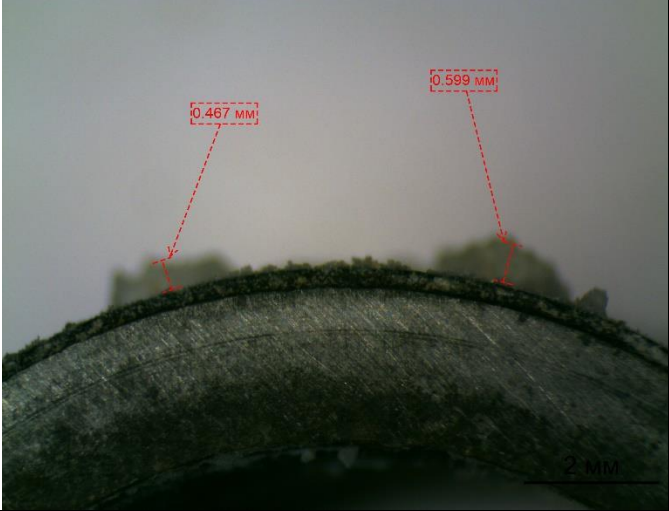
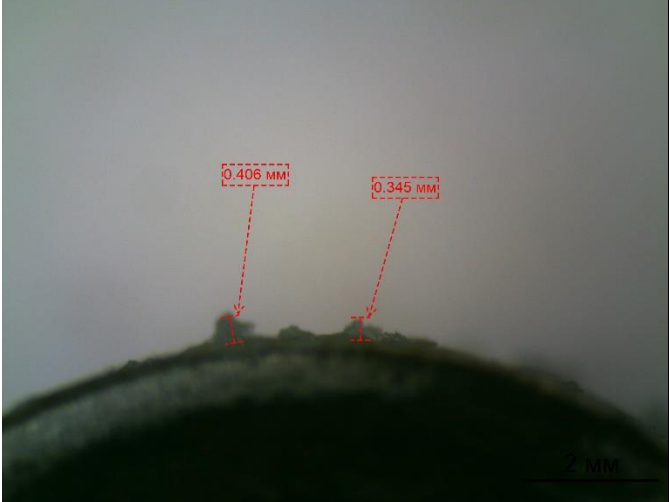
Продолжение Таблицы 14

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Сталь	Ингибитор 7 50 г/м ³	0,7726 ±0,0028	
Покрытие 1	Ингибитор 7 200 г/м ³	0,1079 ±0,0085	
Покрытие 2	Ингибитор 7 200 г/м ³	0,1809 ±0,0032	

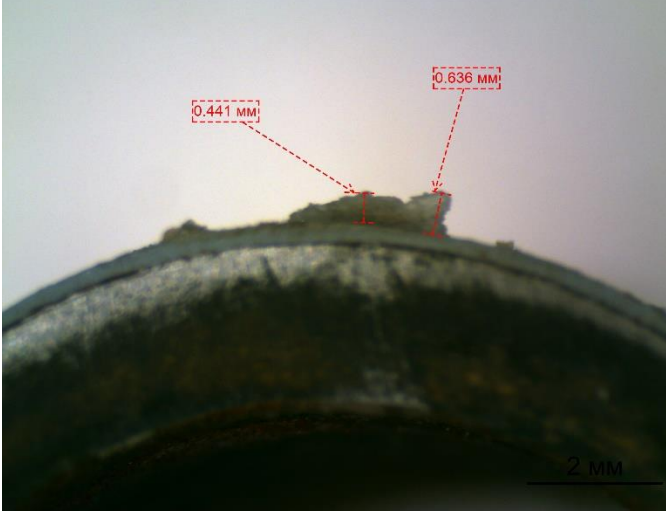
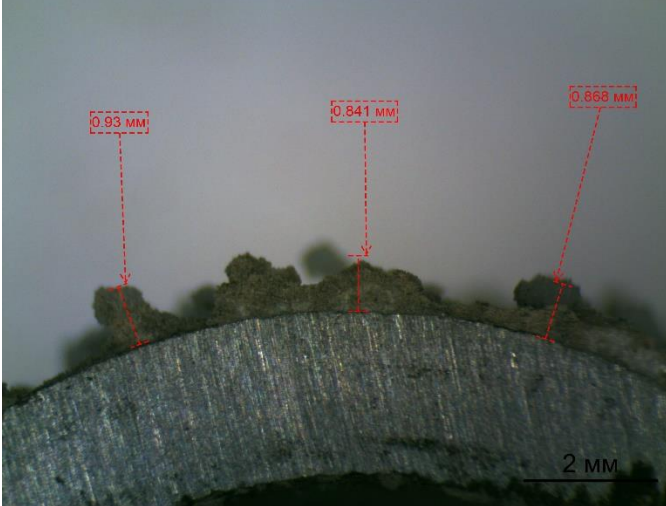
Продолжение Таблицы 14

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 3	Ингибитор 7 200 г/м ³	0,1078 ±0,0080	
Покрытие 4	Ингибитор 7 200 г/м ³	0,1324 ±0,0099	
Покрытие 5	Ингибитор 7 200 г/м ³	0,2357 ±0,0109	

Продолжение Таблицы 14

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 6	Ингибитор 7 200 г/м ³	0,2434 ±0,0039	
Покрытие 7	Ингибитор 7 200 г/м ³	0,1907 ±0,0085	
Покрытие 8	Ингибитор 7 200 г/м ³	0,1872 ±0,0034	

Продолжение Таблицы 14

Покрытие	Ингибитор/ Дозировка	Масса слоя солеотложений, г	Толщина слоя, мм
Покрытие 9	Ингибитор 7 200 г/м ³	0,2497 ±0,0112	
Сталь	Ингибитор 7 200 г/м ³	0,5324 ±0,0102	

На основе результатов, приведенных в таблице 14, были построены обобщенные графики зависимости массы солеотложений от дозировки «Ингибитора 7» для всех исследованных покрытий в сравнении с поверхностью стали без покрытия (рисунок 89).

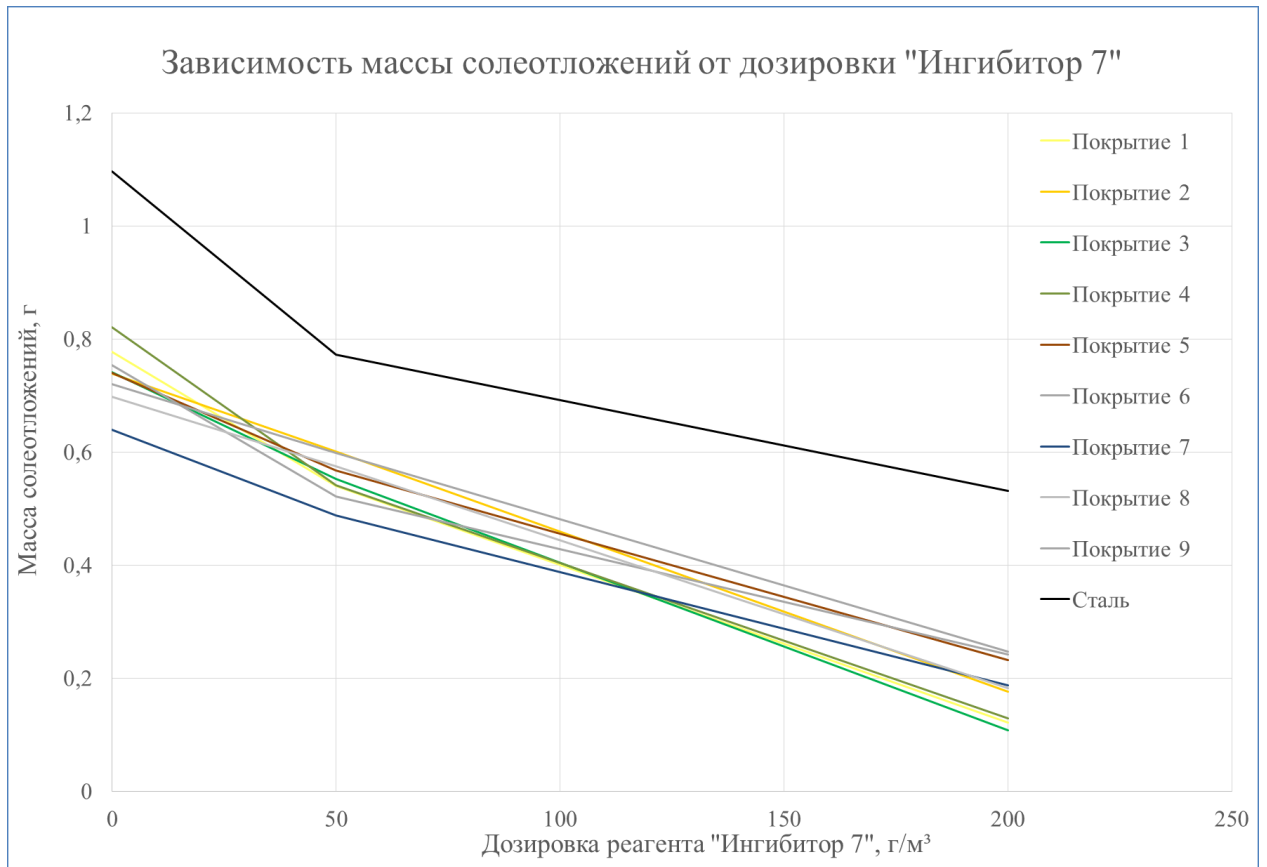


Рисунок 89 – Зависимость массы солеотложений от дозировки «Ингибитора 7»

Из рисунка 89 видно, что с увеличением дозировки «Ингибитора 7» наблюдается снижение массы солеотложений как на образце без покрытия, так и на образцах с нанесенными защитными покрытиями. В таблице 14 видно, что солеотложения, образовавшиеся при испытаниях «Ингибитора 7» в дозировке 50 г/м^3 представляют собой цельный слой преимущественно белого цвета. Солеотложения образованные на покрытиях при испытаниях «Ингибитора 7» в дозировке 200 г/м^3 не формируют единого слоя, а представляют собой отдельные центры кристаллизации.

Таким образом, были проведены испытания, моделирующие комплексное применение внутренних защитных покрытий НКТ и ингибиторов солеотложения. Результаты проведенных стендовых испытаний представлены в таблицах № 8 – 14.

Было выявлено, что различные марки ингибиторов солеотложения неодинаково воздействуют на процесс солеобразования на покрытиях,

испытуемых в динамических условиях покрытиях. Ингибиторы марок «Ингибитор 1», «Ингибитор 2», «Ингибитор 3», «Ингибитор 5» и «Ингибитор 7» способствуют снижению прироста массы солеотложений на испытуемых образцах. Причем снижение наблюдается как на стальном образце, так и на испытуемых образцах защитных покрытий.

Эффект снижения массы солеотложений при комплексном применении покрытий и ингибиторов марок «Ингибитор 1», «Ингибитор 2», «Ингибитор 3», «Ингибитор 5» и «Ингибитор 7» достигается за счет того, что на защитных покрытиях образуется меньше центров кристаллизации неорганических солеотложений. Данный эффект показан на рисунке 90: на стальном образце (модель черновой НКТ без покрытия) визуально видно гораздо большее количество центров кристаллизации, по сравнению с образцами с нанесенным защитным покрытием («Покрытие 1» и «Покрытие 4»).

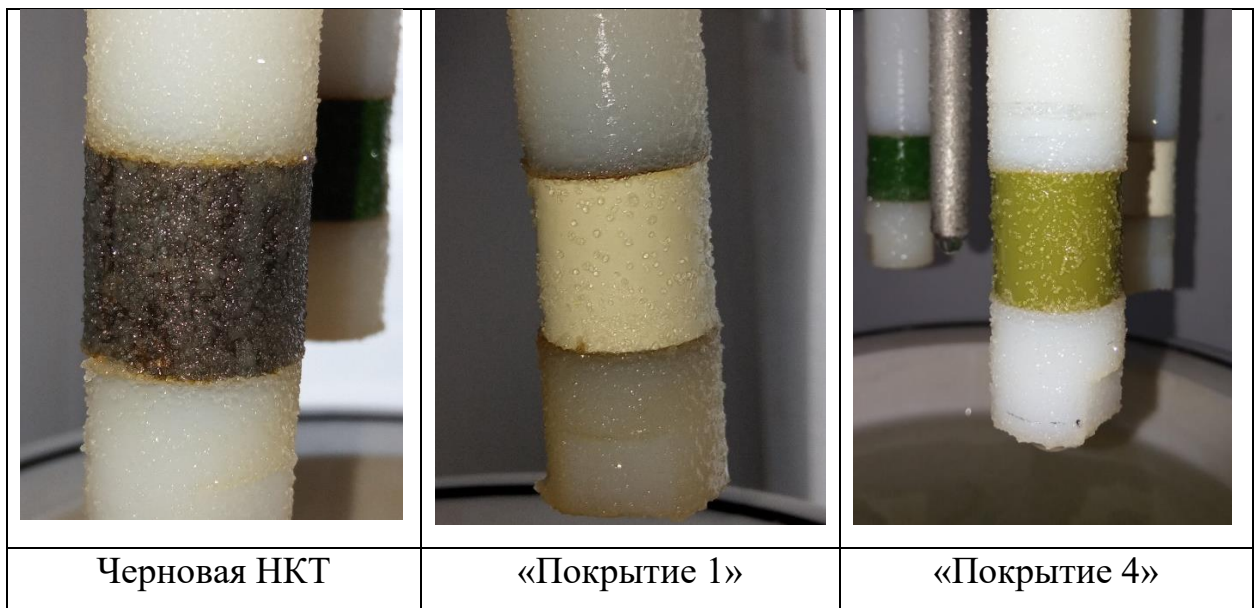


Рисунок 90 – Совместное применение покрытий и «Ингибитора 1»

Эффективность комплексного применения защитного покрытия и ингибитора солеотложения рассчитывается по формуле (10), которая приведена в Главе 6. В данной формуле M - масса солеотложения на поверхности цилиндрического образца без защитного покрытия и без применения ингибитора, m - масса солеотложения на поверхности цилиндрического образца с нанесенным защитным покрытием при

добавлении ингибитора. Таким образом в данной главе эффективность применения защитного покрытия в комплексе и ингибитором солеотложения будет определяться тем, насколько их совместное применение уменьшает массу неорганических солеотложений на цилиндрическом образце с покрытием при добавлении ингибитора по сравнению с массой солеотложений на стальном цилиндрическом образце без защитного покрытия и без добавления ингибитора солеотложения. На рисунке 91 показан график зависимости эффективности от комплексного применения «Ингибитора 1» и защитных покрытий от дозировки «Ингибитора 1».

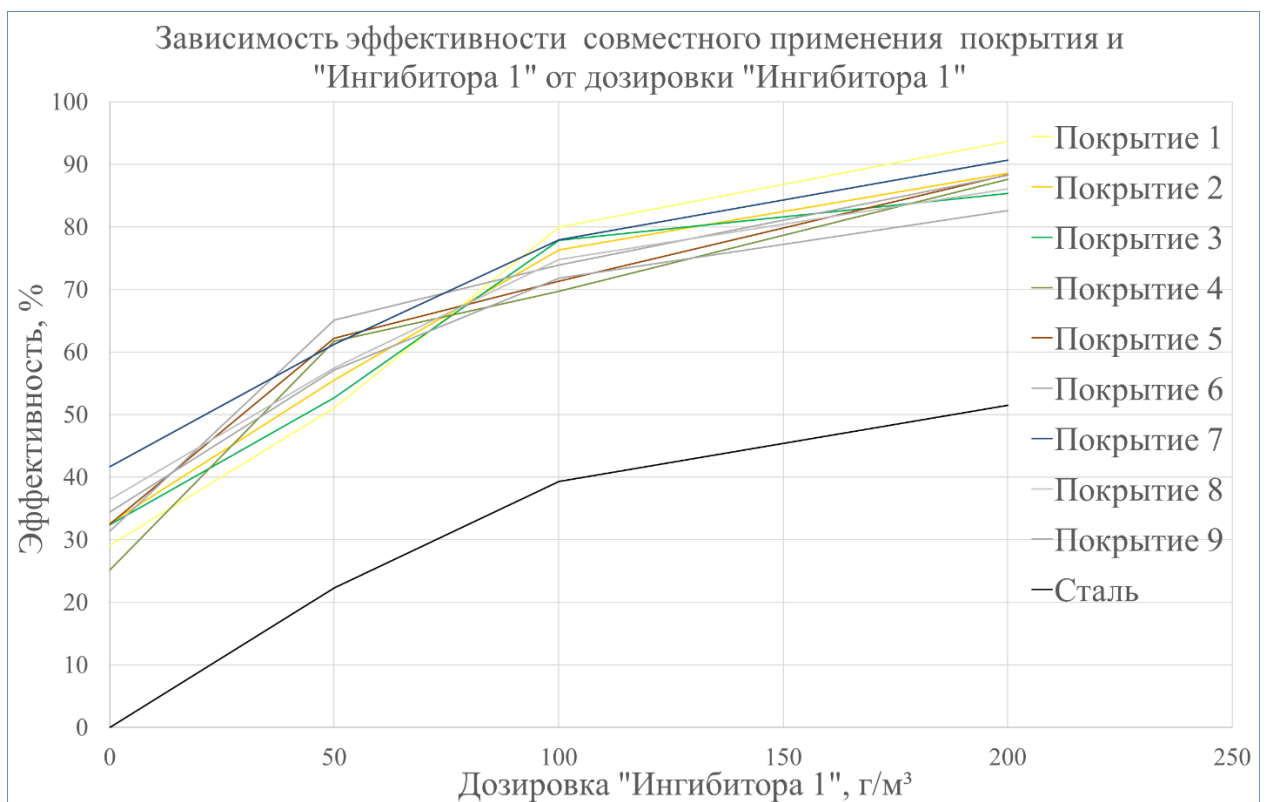


Рисунок 91 – График зависимости эффективности от комплексного применения «Ингибитора 1» и защитных покрытий от дозировки «Ингибитора 1».

Из рисунка 91 видно, что с увеличением дозировки «Ингибитора 1» увеличивается эффективность от его применения как на защитных покрытиях, так и на стальном образце без покрытия. Аналогичная ситуация наблюдается для «Ингибитора 1», «Ингибитора 2», «Ингибитора 3», «Ингибитора 5», «Ингибитора 7». Из всего перечня испытанных ингибиторов солеотложения, максимальное снижение прироста массы солеотложений показали

ингибиторы «Ингибитор 1» и «Ингибитор 7». Наиболее эффективно комплексное применение «Ингибитор 1» (в дозировке 200 г/м³) с покрытиями «Покрытие 1» (93,65 % снижения по сравнению со стальным образцом без использования ингибитора), «Покрытие 7» (90,68 %) и «Покрытие 5» (88,35 %). Наиболее эффективно комплексное применение «Ингибитор 7» (в дозировке 200 г/м³) с покрытиями «Покрытие 1» (90,16 % снижения по сравнению со стальным образцом без использования ингибитора), «Покрытие 3» (90,17 %).

Эффект от комплексного применения защитных покрытий и ингибиторов солеотложения марок «Ингибитор 4» и «Ингибитор 6» заключался в том, что в процессе испытаний происходил срыв образующихся солеотложений с образцов защитных покрытий. На рисунках №92-93 показаны результаты применения ингибитора «Ингибитор 6», в результате которого происходит срыв образующихся солеотложений с защитного покрытия.

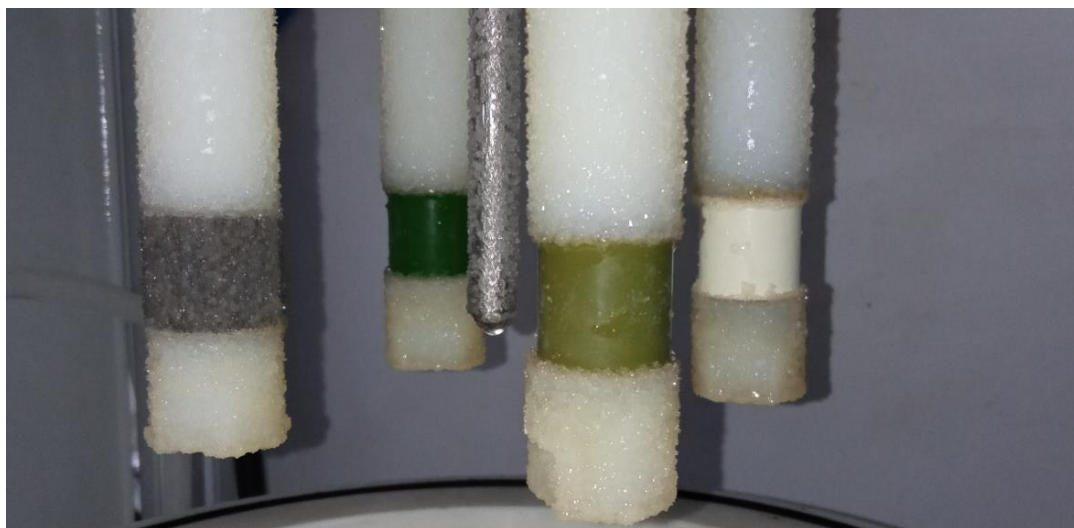


Рисунок 92 – Комплексное применение защитных покрытий и ингибитора солеотложения «Ингибитор 6»

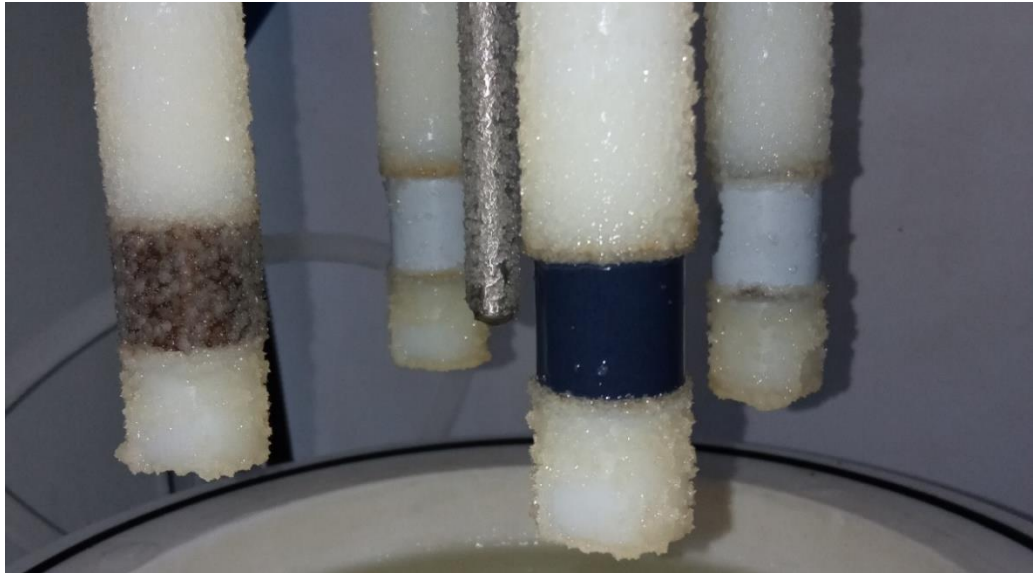


Рисунок 93 – Комплексное применение защитных покрытий и ингибитора солеотложения
«Ингибитор 6»

При комплексном испытании образцов защитных покрытий НКТ и ингибитора «Ингибитор 6» солеотложения образуются на стальном образце и полимерных валах стенда, в то время как с образцов покрытий происходит срыв образующихся отложений. Такой же эффект, но менее выраженный, наблюдался при испытаниях «Ингибитора 4»: солеотложения образовывались на стыке между покрытием и полимерным валом стенда, но срывались с покрытия (рисунок 94).

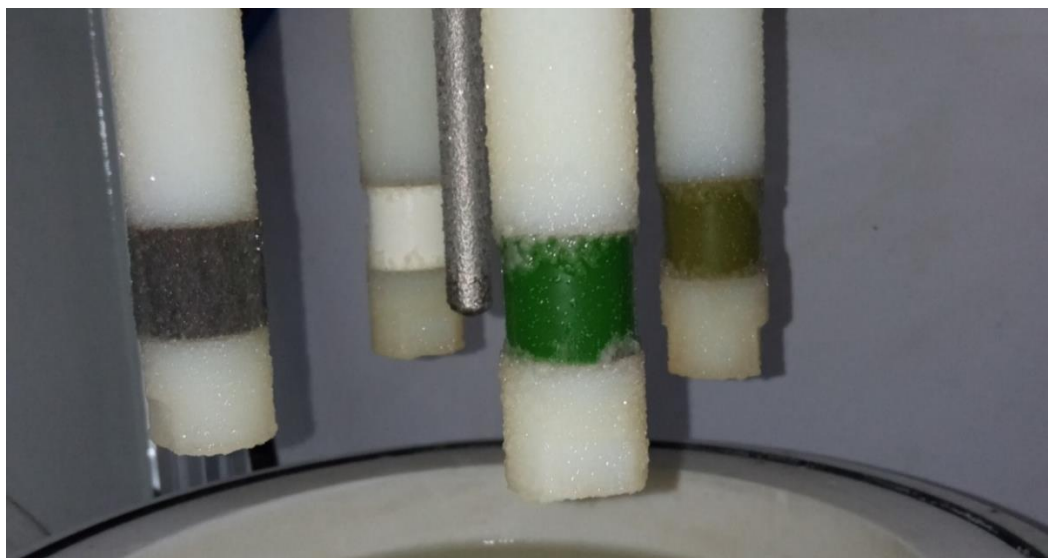


Рисунок 94 – Комплексное применение защитных покрытий и ингибитора солеотложения
«Ингибитора 4»

Таким образом, ингибитор марки «Ингибитор б» в динамических условиях способствует срыву солеотложений с защитных покрытий. При этом, если сравнивать стальные образцы, данный ингибитор не приводит к значительному снижению массы образующихся солеотложений.

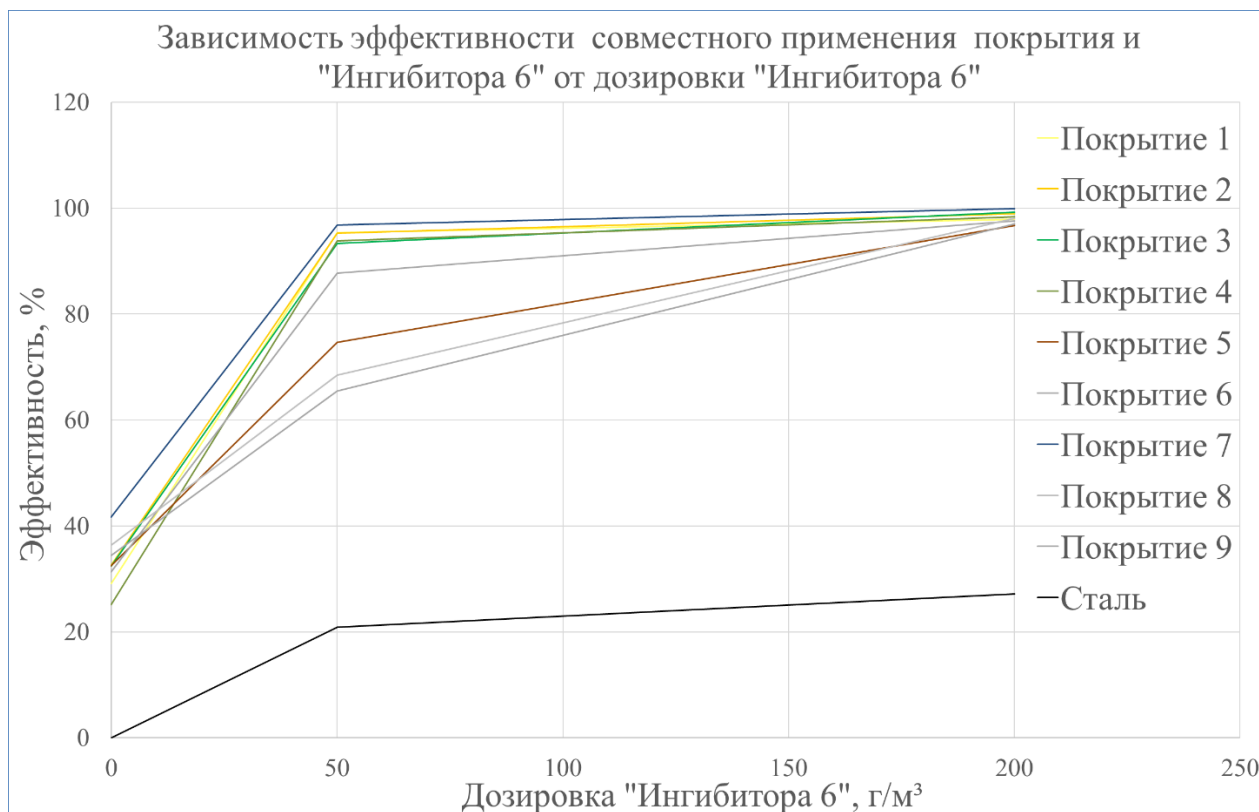


Рисунок 95 – График зависимости эффективности от комплексного применения «Ингибитора 1» и защитных покрытий от дозировки «Ингибитора 1».

Из графика, представленного на рисунке 95 видно, что при дозировке 200 г/м³ эффективность от комплексного применения защитных покрытий и «Ингибитора б» близка к 100 % для всех испытанных образцов покрытий. Это обусловлено тем, что в процессе динамических испытаний происходил срыв образующихся солеотложений с поверхности защитных покрытий. Эффективно комплексное применение «Ингибитор б» в дозировке 200 г/м³ практически со всеми испытанными покрытиями, но при этом важно понимать, что ингибитор «Ингибитор б» не самый эффективный, если его оценивать именно по снижению прироста массы на стальном образце: то есть данный ингибитор не столь эффективно снижает массу образовавшихся солеотложений, но приводит к срыву с покрытий.

При комплексном применении защитных покрытий НКТ и ингибитора «Ингибитор б» на реальном объекте нефтедобычи (склонного к образованию гипсовых отложений с примесями галита) эффект может быть достигнут если минимизировать количество застойных зон в трубопроводе (например, использовать специальные вставки в межнипельном пространстве), не допускать длительного простоя скважины.

Выводы по главе 7

1. Предложен метод лабораторного динамического испытания для оценки возможности комплексного применения внутренних защитных покрытий насосно-компрессорных труб и ингибиторов солеотложения. Данный метод позволит в лабораторных условиях находить наиболее эффективное сочетание «покрытие-ингибитор».

2. Для поиска наиболее эффективного сочетания «покрытие-ингибитор» были проведены стендовые испытания 9 марок защитных покрытий и 7 марок ингибиторов солеотложения. Было выявлено, что эффект от комплексного применения внутренних покрытий НКТ и ингибиторов солеотложений может проявляться следующим образом: а) при комплексном применении покрытий и ингибиторов с маркировками «Ингибитор 1», «Ингибитор 2» и «Ингибитор 3», «Ингибитор 5» и «Ингибитор 7» на защитных покрытиях образуется меньшее количество центров кристаллизации неорганических солеотложений по сравнению со стальной поверхностью; б) при комплексном применении защитных покрытий и ингибиторов солеотложения маркировки «Ингибитор 4» и «Ингибитор б» (дозировка 200 г/м³) в процессе испытаний происходил срыв образующихся солеотложений с образцов защитных покрытий.

ГЛАВА 8. ИСПЫТАНИЕ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ НА СТОЙКОСТЬ К СОЛЕОТЛОЖЕНИЮ ПРИ ДОБАВЛЕНИИ ПРЕСНОЙ ВОДЫ В СОЛЕОБРАЗУЮЩУЮ СРЕДУ

Дозирование пресной воды в нефтяные скважины является одним из методов профилактики солеобразования, который используется в нефтегазовой отрасли. Этот процесс предполагает введение определенного количества пресной воды в скважину для разбавления солевого состава пластовых вод. Пресная вода разбавляет пластовые воды, содержащие растворенные соли, тем самым предотвращая или замедляя процессы солеотложения и образования солевых отложений в скважине и на оборудовании.

В ходе данного этапа работы было проведено моделирование совместного применения метода добавления пресной воды и защитного покрытия трубы насосно-компрессорных труб.

В данном исследовании было осуществлено моделирование разбавления солеобразующей среды на 10 %. Одним из способов моделирования являлось снижение объема подаваемых растворов (CaCl_2 и Na_2SO_4) в реактор разработанного стенда (Способ №1).

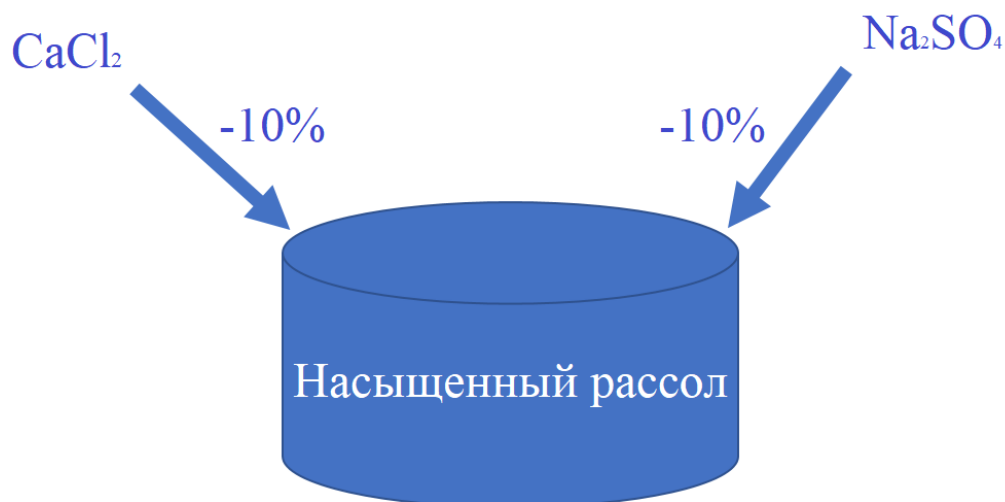


Рисунок 96 – Схема моделирования разбавления солеобразующей среды пластовой водой (Способ №1).

Были проведены испытания, в ходе которых осуществлялось моделирование разбавления солеобразующей среды пресной водой на 10% (Способ №1). Испытания проводились при температуре 30 °С, испытуемые цилиндрические образцы вращались со скоростью 1000 об/мин.

Результаты испытаний моделирования добавления пресной воды 10% (Способ №1), при скорости 0,5 м/с, представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Совместное влияние покрытий и дозирования пресной воды (разбавление на 10%) на массу слоя солейотложений

Покрытие	Моделируемая скорость потока, м/с	Масса слоя, г (без добавления пресной воды)	Масса слоя, г (разбавление на 10%)
Покрытие 1	0,5м/с	0,7779	0,6565
Покрытие 2		0,7393	0,6312
Покрытие 3		0,7418	0,6252
Покрытие 4		0,8211	0,6726
Покрытие 5		0,7406	0,6034
Покрытие 6		0,7535	0,6342
Покрытие 7		0,6401	0,5478
Покрытие 8		0,6977	0,5786
Покрытие 9		0,7198	0,5934
Полиэтилен		0,7764	0,6610
Полиамид		0,7962	0,6123
Сталь		1,0968	0,8931

Влияние добавления пресной воды при скорости вращения образцов 500 об/мин (0,5 м/с) на массу солейотложений показано в виде диаграммы на рисунке 97.

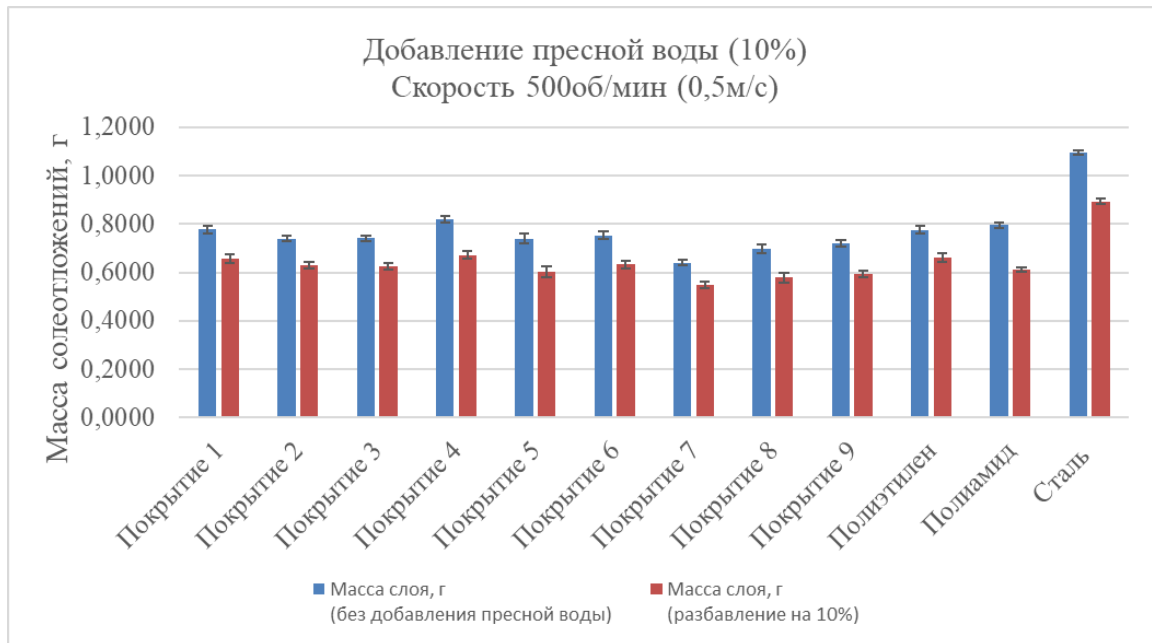


Рисунок 97 –Влияние дозирования пресной воды в солеобразующую среду (Способ№1) на массу слоя солеотложения на разных покрытиях при моделируемой скорости потока 0,5 м/с.

Результаты испытаний моделирования добавления пресной воды 10 % (Способ №1), при скорости 1 м/с, представлены в таблице №16

Таблица 16 – Совместное влияние покрытий и дозирования пресной воды (разбавление на 10%) на массу слоя солеотложений

Покрытие	Моделируемая скорость потока, м/с	Масса слоя, г (без добавления пресной воды)	Масса слоя, г (разбавление на 10%)
Покрытие 1	1м/с	0,4117	0,2251
Покрытие 2		0,3381	0,2418
Покрытие 3		0,4581	0,2579
Покрытие 4		0,5113	0,2338
Покрытие 5		0,4377	0,2608
Покрытие 6		0,3880	0,2796
Покрытие 7		0,4531	0,1842
Покрытие 8		0,4719	0,2639
Покрытие 9		0,5310	0,2846
Полиэтилен		0,6087	0,2048
Полиамид		0,5603	0,2117
Сталь		0,7301	0,3809

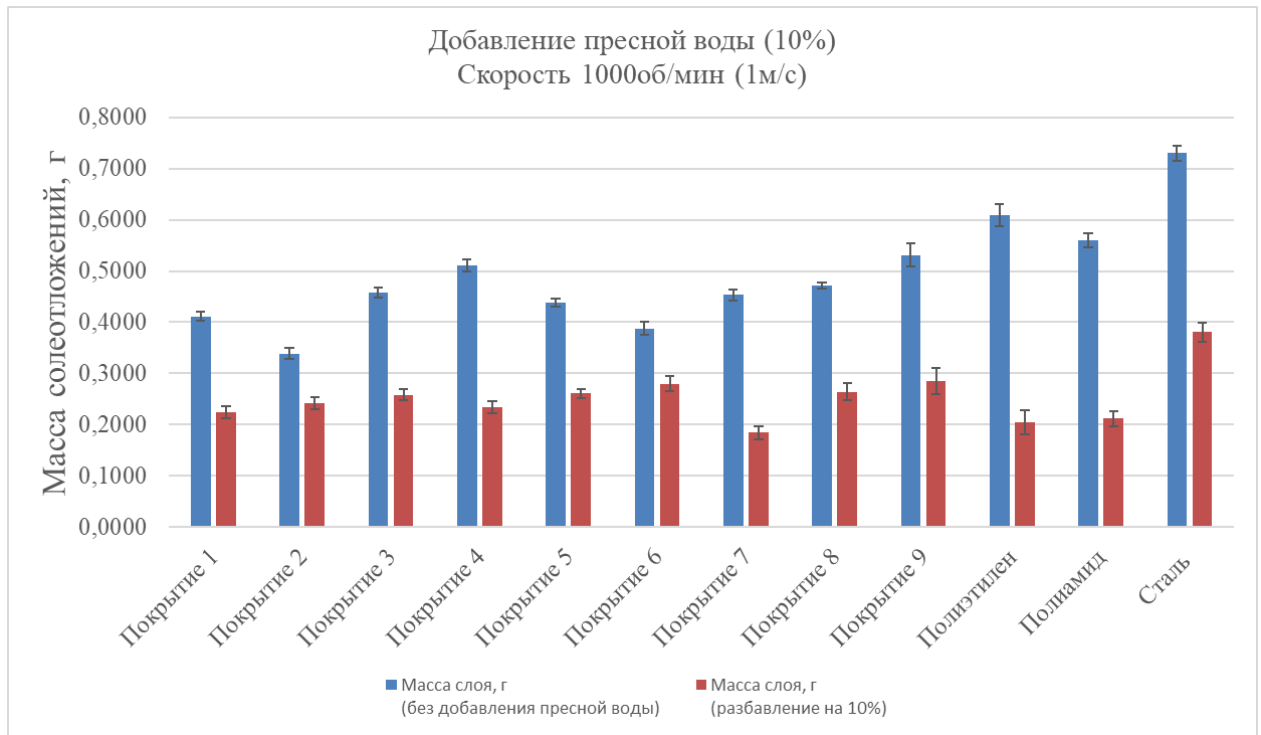


Рисунок 98 –Влияние дозирования пресной воды в солеобразующую среду (Способ №1) на массу слоя солеотложения на разных покрытиях при моделируемой скорости потока 1 м/с

В целом, данное исследование показало, что снижение объема подаваемых растворов (CaCl_2 и Na_2SO_4) в реактор Стенда (Моделирование разбавления пресной водой по Способу №1) стабильно приводит к снижению массы образующихся слоев солеотложений.

Но реальная скважинная жидкость представляет собой многокомпонентную систему водных растворов солей, где каждая соль оказывает взаимное влияние на растворимость.

На рисунке № 99 показано как содержание в растворе хлорида натрия влияет на растворимость гипса.

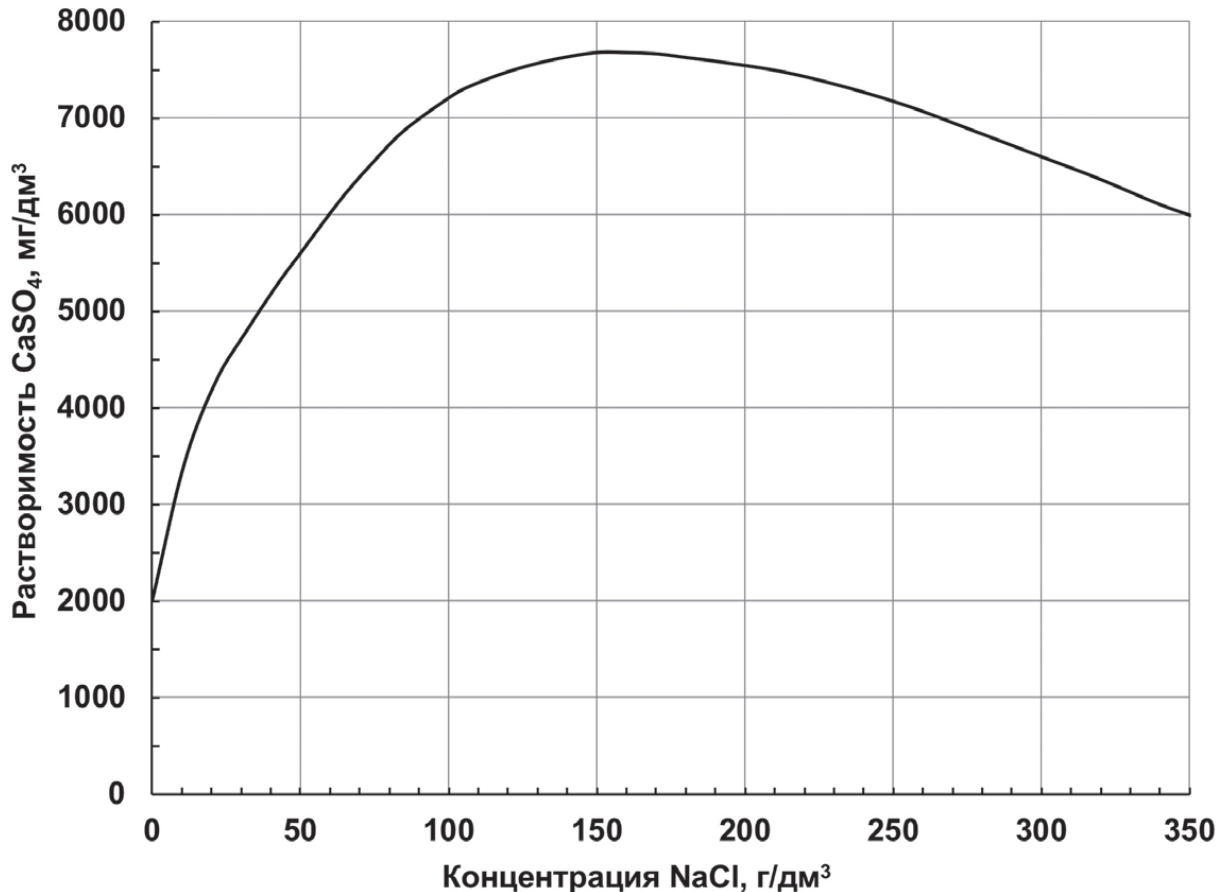


Рисунок 99 – Влияние содержания в растворе хлорида натрия на растворимость сульфата кальция [18]

Таким образом, если скважинная жидкость содержит преимущественно раствор хлорида натрия (а данная ситуация широко распространена, из за хорошей растворимости хлорида натрия и его распространенности), а поступающие в скважину из пропластков растворы содержат ионы кальция и сульфат-ионы, то в такой системе закачка пресной воды из затрубного пространства может привести к обратному эффекту: в скважину будет поступать разбавленный рассол хлорида натрия, а попадание несовместимых жидкостей из пропластков будут приводить к образованию ещё большего количества гипсовых отложений.

Для моделирования описанного выше случая, было сделано следующее: осуществлено разбавление рассола в реакторе, а в разбавленный раствор осуществлялось дозирование растворов хлорида кальция и сульфата натрия (Способ №2).

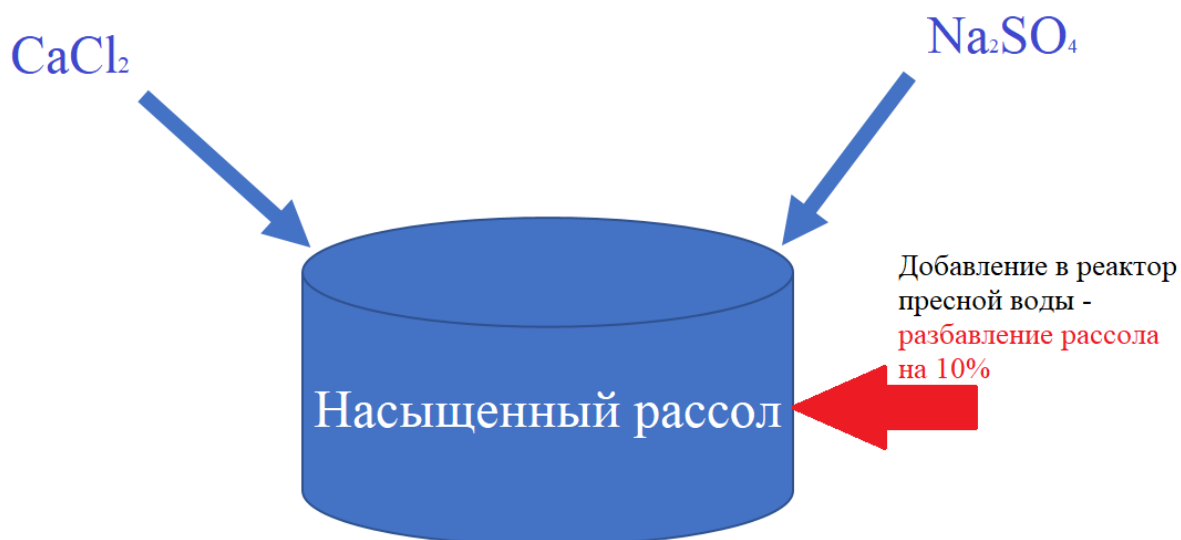


Рисунок 100 – Схема моделирования разбавления солеобразующей среды пластовой водой (Способ №2)

Были проведены испытания, в ходе которых осуществлялось моделирование разбавления солеобразующей среды пресной водой на 10%, 20% и 50% (Способ №2). Испытания проводились при температуре 30 °С и моделируемой скорости потока 0,5 м/с. Результаты испытаний представлены в таблице №17.

Таблица 17 –Влияние дозирования пресной воды в солеобразующую среду (Способ №2) на массу солеотложений на разных покрытиях при моделируемой скорости потока 0,5 м/с

Разбавление рассола, %	Масса солеотложения, г			
	Покрытие 1	Покрытие 4	Покрытие 7	Сталь
0%	0,7779	0,8211	0,6401	1,0968
10%	0,8234	0,8733	0,8357	1,1346
20%	0,8012	0,8441	0,7893	1,1232
50%	0,7252	0,7656	0,6213	0,9865

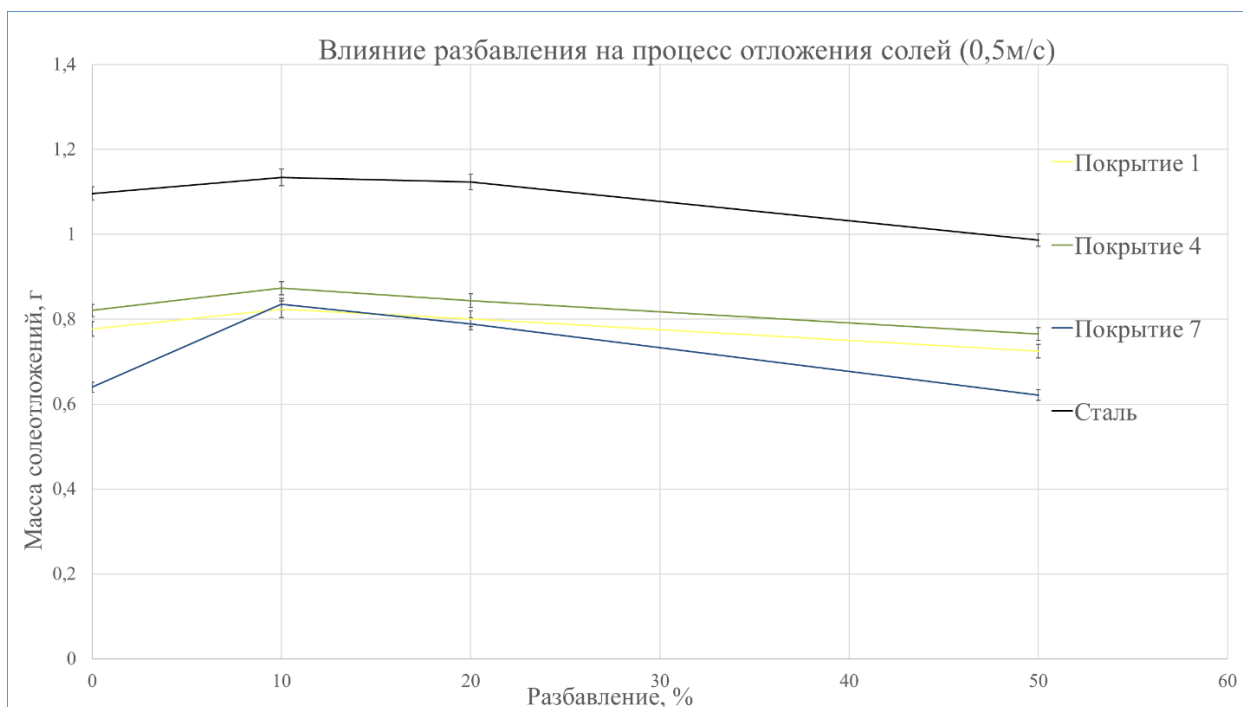


Рисунок 101 – Зависимость массы солеотложений в зависимости от разбавления рассола

Результаты испытаний показали, что применение дозирования пресной воды в скважину, склонную к образованию гипсовых отложений, может привести к обратному эффекту: увеличению массы гипсовых отложений.

Дозирование пресной воды в скважины, склонные к выпадению галита (хлорида натрия), действительно является эффективным способом предотвращения солеотложений. Галит имеет относительно высокую растворимость в воде, что позволяет использовать пресную воду для разбавления солевого насыщения и предотвращения образования отложений. Ключевой момент здесь в том, что добавление пресной воды уменьшает концентрацию хлорида натрия в пластовой воде, предотвращая кристаллизацию и образование отложений в скважине и на оборудовании.

В случае с гипсовыми отложениями добавление пресной воды может не привести к желаемому результату. Гипс имеет значительно меньшую растворимость в воде по сравнению с галитом. Интересный аспект заключается в том, что растворимость гипса увеличивается в насыщенных растворах хлорида натрия. Это противоположно интуитивному пониманию о том, что разбавление соленой воды пресной должно способствовать растворению гипса. В реальности, когда пресная вода добавляется в пластовую

воду, содержащую хлорид натрия, концентрация NaCl уменьшается, что может привести к уменьшению растворимости гипса и, следовательно, к увеличению вероятности его выпадения в осадок.

Выводы по главе 8

Были проведены испытания по моделированию процесса дозирования пресной воды в скважину. Было показано, что при дозировании пресной воды в скважину, склонную к образованию гипса, может быть достигнут как прямой эффект (снижение массы солеотложений), так и обратный эффект (увеличение массы гипсовых солеотложений).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В рамках литературного обзора рассмотрены существующие методы испытаний защитных покрытий для оценки их стойкости к образованию неорганических солей на поверхности. Рассмотрены как методы испытаний в статических условиях отсутствия или неподвижной солеобразующей среды, основанные на исследовании свойств покрытий, за счёт которых может быть достигнут антисолевой эффект – определение краевых углов смачивания, шероховатости и адгезии между покрытием и солейотложением. Также был проведен анализ существующего испытательного и лабораторного оборудования, применяемого для изучения процессов солейотложения и проведена оценка возможности применять существующие образцы оборудования для динамических испытаний внутренних покрытий НКТ на стойкость к неорганическим солейотложениям с движущейся солеобразующей средой.

2. Для проведения стендовых динамических испытаний разработан способ приготовления солеобразующей среды гипсового типа. Данный метод моделирования позволяет в лабораторных условиях создавать солеобразующую среду, при погружении в которую происходит образование солейотложений гипсового типа на исследуемой вертикальной поверхности НКТ с покрытиями и без покрытий.

3. Разработан и изготовлен оригинальный исследовательский стенд (патент РФ на полезную модель № 2 825 169), позволяющий проводить стендовые динамические испытания защитных покрытий в условиях солеобразующей среды. Динамические условия создаются путем вращения цилиндрических образцов с покрытиями в неподвижной солеобразующей среде. При этом линейные скорости моделирующего вращательного движения на поверхности этих образцов с покрытиями равны линейным скоростям моделируемого продольного течения солеобразующей жидкости в НКТ.

4. Исследованы структура покрытий, определен качественный состав, а также изучены свойства покрытий (шероховатость, краевой угол

смачивания, адгезионная связь «солеотложение-покрытие») в статических условиях отсутствия солеобразующей среды или неподвижных покрытий в неподвижной солеобразующей среде. Полученные данные о составе, структуре и свойствах покрытий сопоставлены с результатами стендовых динамических испытаний защитных покрытий при относительном движении свойства внутренних покрытий как шероховатость, краевой угол смачивания водой и адгезионное взаимодействие «солеотложение-покрытие» по отдельности не отражают в полной мере стойкость защитных покрытий к образованию на своей поверхности солеотложений гипсового типа с примесями галита.

5. Проведены стендовые динамические испытания 9 марок защитных покрытий на «Стенде оценки стойкости покрытий к неорганическим солеотложениям». В результате стендовых испытаний было выявлено, что ни одно из испытанных марок защитных покрытий не способно полностью предотвращать процесс образования гипсовых солеотложений с примесями галита, на своей поверхности. Наблюдается снижение прироста массы слоя солеотложения по сравнению со стальным образцом, который моделирует черновую НКТ. Наибольшее снижение прироста массы солеотложений наблюдалось на эпоксидно-фенольных системах с добавлением акрилат-полиуретановых блок-сополимеров, а также на силикатно-эмалевом покрытии.

6. Для поиска наиболее эффективного сочетания «покрытие-ингибитор» были проведены стендовые испытания 9 марок защитных покрытий и 7 марок ингибиторов солеотложения. Было выявлено, что эффект от комплексного применения внутренних покрытий НКТ и ингибиторов солеотложений может проявляться следующим образом: а) при комплексном применении покрытий и ингибиторов с маркировками «Ингибитор 1», «Ингибитор 2» и «Ингибитор 3», «Ингибитор 5» и «Ингибитор 7» на защитных покрытиях образуется меньшее количество центров кристаллизации

неорганических солеотложений по сравнению со стальной поверхностью; б) при комплексном применении защитных покрытий и ингибиторов солеотложения маркировки «Ингибитор 4» и «Ингибитор 6» (дозировка 200 г/м³) в процессе испытаний происходил срыв образующихся солеотложений с образцов защитных покрытий.

7. Были проведены испытания по моделированию процесса дозирования пресной воды в скважину. Было показано, что при дозировании пресной воды в скважину, склонную к образованию гипса, может быть достигнут как прямой эффект (снижение массы солеотложений), так и обратный эффект (увеличение массы гипсовых солеотложений).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аминева, Р.Р. ВЛИЯНИЕ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ НА ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРЕДПРИЯТИЯ / Р.Р. Аминева //ИННОВАЦИОННЫЕ ИДЕИ МОЛОДЫХ ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ. – 2020. – С. 186-189.
2. Латыпов, О.Р. Лабораторная установка для изучения выпадения солей из растворов в магнитном поле / О.Р. Латыпов, С.Е. Черепашкин, А.Б. Лаптев, Д.Е. Бугай //Материалы 55-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – 2005. – С. 152.
3. Стецюк, И.А. Анализ эффективности применения различных методов защиты ГНО скважин осложненного фонда ООО «РН-Пурнефтегаз» / И.А. Стецюк // Инженерная Практика. – 2017. - №8. - С. 40-43.
4. Агафонов, А.А. Оценка эффективности применения магнитного индуктора для борьбы с АСПО на добывающем фонде ОАО «Удмуртнефть» / А.А. Агафонов, И.Г. Наседкин, Н.В. Новикова, Н.С. Булдакова // Инженерная Практика. – 2020. - №1. – С. 20-24.
5. Хасанов, И.Г. Итоги работы с механизированным фондом скважин ООО «Лукойл-Западная Сибирь» за 2012-2016гг. / И.Г. Хасанов // Инженерная Практика. – 2017. – №11. – С. 14-21.
6. Ренев, Д.Ю. Результаты работы с механизированным фондом скважин ПАО «Лукойл» за 2021 год / Д.Ю. Ренев // Инженерная Практика. – 2022. - №4. – С. 4-7.
7. Кононов, А.М. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОБЛЕМЫ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ В СКВАЖИНАХ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ И АНГАРО-ЛЕНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ / А.М. Кононов, Е.О Чертовских, С.В. Алексеев, Р.У. Кунаев, В.В. Акулова, Р.М. Салихов, А.Г. Ревенко, Т.С. Филева, Е.В. Худоногова, Н.Н. Ухова //Подземные воды востока России. – 2018. – С. 259-265.

8. Пучина, Г.Р. Современная практика предупреждения и удаления солеотложений / Г.Р. Пучина, В.В.Рагулин, А. Г.Телин, С.Р.Алимбекова, Р.Н.Бахтизин, А.И.Волошин, В.А.Докичев //Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – №. 2. – С. 72-80.
9. Кокарев, М.О. Разработка технологии повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии эксплуатации месторождения / М.О. Кокарев, А.В. Мирский //Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 109-113.
10. Шангараева, Л.А. Условия и особенности образования отложений солей на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / Л.А. Шангараева, А.В.Петухов //Записки горного института. – 2013. – Т. 206. – С. 112-115.
11. Киреева, Т.А. Прогноз отложения сульфатных солей (с учетом содержания стронция) при эксплуатации нефтяных месторождений / Т.А. Киреева, Р.И. Миникаева, Л.А. Анисимов //Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2017. – №. 6. – С. 55-63.
12. Сагирова, Л.Р. Классификация отложений солей, их состав и структура на месторождениях Ноябрьского региона / Л.Р. Сагирова, Ю.А. Котенёв //Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. – №. 5. – С. 189-195.
13. Волошин, А.И. Ингибиторы для предотвращения солеотложения в нефтедобыче / А.И. Волошин, В.Н. Гусаков, А.В. Фахреева, В.А. Докичев // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 11. – С. 60 – 72.
14. Фархутдинова, А.И. АНАЛИЗ ПЛАСТОВЫХ ВОД И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ВЫПАДЕНИЯ СОЛЕЙ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ / А.И. Фархутдинова, Н.Р. Яркеева //ВЕСТНИК МОЛОДОГО УЧЕНОГО УГНТУ Учредители: Уфимский государственный нефтяной технический университет. – №. 1. – С. 38-44.
15. Ang, M. Gypsum scale formation control in pipe flow systems: A systematic study on the effects of process parameters and additives / M. Ang, S.

Muryanto, T. Hoang //Gypsum: Properties, Production and Applications. – Nova Science Publishers, Inc., 2011. – P. 1-34.

16. Чертовских, Е.О. Отложения гипса при добыче нефти и газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении / Е.О. Чертовских, Р.У Кунаев, В.А. Качин, А.В. Карпиков //iPolytech Journal. – 2013. – №. 12 (83). – С. 143-148.

17. Шангараева, Л.А. Условия и особенности образования отложений солей на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / Л.А. Шангараева, А.В. Петухов //Записки горного института. – 2013. – Т. 206. – С. 112-115.

18. Бриков, А.В. Нефтепромысловая химия: Практическое руководство по борьбе с образованием солей / А.В. Бриков, А.Н. Маркин – Москва: Delibri, 2018. –333 с.

19. Fjaer, E. Geological aspects of petroleum related rock mechanics / E. Fjaer, R.M. Holt, P. Horsrud, A.M. Raaen, R. Risnes //Developments in petroleum science. – 2008. – V. 53. – P.103-133.

20. Гамолин, О.Е. Предотвращение галитных солеотложений из высокоминерализованных пластовых вод Иркутской области / О.Е. Гамолин, Ф.Я. Канзафаров, Р.Г. Джабарова //Химия нефти и газа. – 2015. – С. 362-367.

21. Чертовских, Е.О. Отложения галита при добыче нефти и газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении / Е.О. Чертовских, В.А. Качин, А.В. Карпиков //Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2013. – №. 5 (76). – С. 82-91.

22. Стоцкая, О.А. Борьба с солеотложениями при добыче нефти в РУП "Производственное объединение "Белоруснефть" / О.А. Стоцкая, А.Г. Ракутько // Нефтехимия. – 2019: Материалы II Международного научно-технического и инвестиционного форума по химическим технологиям и нефтегазопереработке, Минск, 16–18 сентября 2019 г. – Минск: БГТУ, 2019. – С. 65-69.

23. Порошина, С.Л. К вопросу оценки интенсивности проявления процессов рассоления продуктивных коллекторов и осаждения галита в добывающих скважинах по гидрохимическим данным / С. Л. Порошина, В. А. Климович; науч. рук. В. Д. Порошин // Исследования и разработки в области машиностроения, энергетики и управления: материалы XXII Междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых, Гомель, 28–29 апр. 2022 г. В 2 ч. Ч. 1 / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого; под общ. ред. А. А. Бойко. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2022. – С. 46–50.

24. Асадов, А.Ш. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ДОБЫВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ НА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ В ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ / А.Ш. Асадов //Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. – 2018. – №. 7. – С. 20-22.

25. Амерханов, М.И. Выбор ингибиторов солеотложения для условий Ашальчинского месторождения / М.И. Амерханов, Ш.Г. Рахимова, Н.А. Медведева, О.М. Андриянова, Р.Ш. Зиатдинова //Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – 2014. – С. 353-358.

26. Бехетин, А. Г. Курс минералогии. М.: Гос. изд-во геологической литературы.–1951.–542 с.

27. Гарифуллин, Ф.С. Изучение условий образования и зон отложения комплексных осадков в добывающих скважинах / Ф.С. Гарифуллин, Р.Ф. Габдуллин // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Сб. науч. тр. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – С. 33–38.

28. Пириев, М.А. ПРИЧИНЫ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНАХ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ / М.А. Пириев, В.Я. Пошелюжный //Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири. – 2021. – С. 47-49.

29. Потапов, С.С. К проблеме солеотложения в нефтепромысловом оборудовании" Лукойл-Когалымнефтегаз" / С.С. Потапов //Уральский минералогический сборник. – 1997. – №. 7. – С. 233-249.

30. Черемисин, А.Н. Проблемы добычи нефти и газа на Ярактинском и Даниловском месторождениях, связанные с солеотложениями / А.Н. Черемисин, А.А. Горланов, Д.Д. Романова, В.Н. Щеткин, И.П. Лебедева, Е.О. Чертовских, И.В. Сабанчин, А.И. Волошин // Нефтепромысловое дело. – 2017. – №. 10. – С. 45-51.

31. Мендибаев, А. М. Солеотложение в системе добычи и нефтесбора Узеньского месторождения / А.М. Мендибаев, В.В. Рагулин // Нефтепромысловое дело. – 2011. – №. 11. – С. 39-42.

32. Патент № 2263778 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/34, B01D 17/04. Способ предотвращения солеотложений при добыче и транспорте нефти: № 2004128980/03; заявл. 05.10.2004; опубл. 10.11.2005 / Н.Г.Ибрагимов, А.Г.Гиля-Зетинов, З.А.Закиров; заявитель Открытое акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина. – EDN RIDLKX.

33. Ахмедов, Г.Я. К вопросу об эксплуатации энергетических систем в условиях декарбонизации геотермальных вод / Г.Я. Ахмедов // Вестник Дагестанского государственного технического университета. Технические науки. – 2013. – Т. 28. – №. 1. – С. 63-69.

34. Червинский, В.Ю. Обоснование применения методов предупреждения и борьбы с солеотложениями в погружном оборудовании на месторождениях Западной Сибири: бакалаврская работа / В. Ю. Червинский; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. В. С. Деева. — Томск, 2020.

35. Галикеев, И.А. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях/ И.А. Галикеев, В.А. Насыров, А.М. Насыров / Учебное пособие. /–М.: ИнфаИнженерия, 2019. – 356 с.

36. Кадыров, Р.Р. Некоторые технологические особенности методов по удалению и предотвращению солеотложений и оценка их технологической эффективности / Р.Р. Кадыров, Э.Р. Хамидуллина, А.С. Жиркеев, А.К. Сахапова, Д.К. Хасанова // Технологии нефти и газа. – 2012. – №. 6. – С. 39-44.

37. Омелянюк, М.В. Повышение эффективности очистки насоснокомпрессорных труб от отложений солей с естественными радионуклидами / М.В. Омелянюк // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №. 6. – С. 34-37.

38. Бриков, А.В. Технологии проведения соляно-кислотных обработок для удаления солеотложений с поверхности внутрискважинного оборудования / А.В. Бриков, А.Н. Маркин, А.Б. Андреев, Э.Г. Кулаев // Нефтепромысловое дело. – 2019. – №. 6. – С. 65-71.

39. Гайдамакина, В.Н. СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В ПОГРУЖНОМ ОБОРУДОВАНИИ / В.Н. Гайдамакина, В.Н. Гайдамакин // Научный журнал. – 2018. – №. 7 (30). – С. 28-30.

40. Велиев, М.М. Исследование по подбору составов и рецептуры химреагентов на основе хелатных соединений для удаления солеотложений в насоснокомпрессорных трубах скважин месторождения "Белый Тигр" / М.М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №. 4. – С. 62-71.

41. Кадысев, С.М. Результаты испытаний растворителя гипсовых отложений / С.М. Кадысев, И.Р. Шакирова, Е.М. Костенникова, О.И. Закомолдин, Ф.Ш. Шакиров, Ф.А. Галиев // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – 2021. – С. 317-320.

42. Алимбекова, С.Р. Физические методы предупреждения солеотложения при нефтедобыче / С.Р. Алимбекова, Р.Н. Бахтизин // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – №. 6. – С. 31-38.

43. Шангараева, Л.А. Способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей нефти / Л.А. Шангараева, А.В. Максютин, Д.А. Султанова // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – №. 1-1. – С. 336-336.

44. Салихов, Р.М. Особенности применения химических реагентов в условиях высокой минерализации попутно добываемых вод / Р.М. Салихов,

Е.О. Чертовских, Б.Р. Гильмутдинов, И.П. Лебедева, И.И. Костюк, М.К. Паращенко, А.А. Уряднов, А.Р. Колесникова //Нефтяное хозяйство. – 2020. – №. 9. – Р. 59-62.

45. BinMerhdah, A.B. Inhibition of barium sulfate scale at high-barium formation water / A.B. BinMerhdah //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – V. 90. – P. 124-130.

46. Dai, C. A Unified Experimental Method and Model for Predicting Scale Inhibition / C. Dai, Z. Dai, F. Zhang, Y. Zhao, G. Deng, K. Harouaka, X. Wang, Yi-Tsung Lu, S. Paudyal, S. Ko, S. Gao, A.T. Kan, M. Tomson. // SPE International Conference on Oilfield Chemistry held in Galveston, Texas, USA, 8–9 April 2019.

47. Костылева, С.С. Влияние электрохимической активации воды на солеотложение / С.С. Костылева, Х.К. Джумабаев, А.С. Тюсенков //Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – №. 4. – С. 89-95.

48. Латыпов, О.Р. СНИЖЕНИЕ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ В ОБОРУДОВАНИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВ ПУТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИМИ ПАРАМЕТРАМИ СРЕД / О.Р. Латыпов, Р.Ж. Ахияров, Д.Е. Бугай //Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – №. 3. – С. 46-51.

49. Латыпов, О.Р. Применение метода управления электрохимическими параметрами среды для снижения солеотложения / О.Р. Латыпов, Д.В. Степанов, Д.Е. Бугай //Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – №. 3. – С. 69-77.

50. Zhang, P. Anti-scale performance degradation of carboxylic acid scale inhibitors under corrosion conditions / P. Zhang, L. Wang, W. Sun, Z. Yang, W. Gao, G. Liu //Corrosion Science. – 2023. – V. 222. – P. 111423.

51. Raheem, K. Surface Precipitation and Growth Kinetics of Calcium Carbonate (CaCO₃) Scale Using a Novel Capillary Flow Rig / K. Raheem, T. Charpentier, O. Sanni, A. Neville //NACE CORROSION. – NACE, 2021. – P. D051S024R002.

52. Vazirian, M.M. Assessing surface engineering solutions for oilfield scale; correlating laboratory tests to field trials / M.M. Vazirian, T.T. Charpentier, A. Neville, F.B. Alvim, M. De Oliveira Penna //SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition?. – SPE, 2016. – P. SPE-179862-MS.

53. Osorio-Celestino, G.R. Influence of calcium scaling on corrosion behavior of steel and aluminum alloys / G.R. Osorio-Celestino, M. Hernandez, D. Solis-Ibarra, S. Tehuacanero-Cuapa, A. Rodríguez-Gómez, P. Gómora-Figueroa //ACS omega. – 2020. – Т. 5. – №. 28. – P. 17304-17313.

54. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. – Москва: ООО Недра-Бизнесцентр, 2000, 653с.

55. Zang, R. Scalable and robust bio-inspired organogel coating by spraying method towards dynamic anti-scaling / R. Zang, Z. Chen, Y. Hui, Yixuan Wang, Shutao Wang, J. Meng. //Chemical Research in Chinese Universities. – 2023. – V. 39. – №. 1. – P. 127-132.

56. Yu, X. L. Study on Anti-Scale and Anti-Corrosion of Polydopamine Coating on Metal Surface / X.L. Yu, B.B. Wang, Z.M. Xu, W.M. Yan //Coatings. – 2023. – V. 13. – №. 2. – P. 306.

57. Кашавцев, В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кашавцев, И.Т. Мищенко – Москва, Орбита-М, 2004. ISBN 5-85210-223-7, – С. 302-303.

58. Harouaka, K. The Effect of Surface Material on the Mechanics of Calcium Carbonate Scale Deposition / K. Harouaka, Y.T. Lu, G. Ruan, H. Dushanee Sriyaratne, W. Li, G. Deng, Y. Zhao, X. Wang, A. T. Kan, M. Tomson //SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition?. – SPE, 2018. – P. D012S009R008.

59. Чуйко, А.Г. Эффективная защита насосно-компрессорных труб и погружного оборудования для добычи нефти от сероводородной коррозии, асфальто-смоло-парафиновых отложений, солеотложений и гидроабразивного износа / А.Г.Чуйко, Ф.Ф.Кузьяев, А.Г.Ракоч, В.А.Баутин, К.А.Чуйко, А.Ю.Швецов //Территория Нефтегаз. – 2007. – №. 6. – P. 60-61.

60. Пат. RU2549844 С1. КОМПОЗИЦИЯ АНТИСОЛЕВОГО СОСТАВА ДЛЯ ПОКРЫТИЯ МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ПОВЕРХНОСТИ ПРЕИМУЩЕСТВЕННО КОРПУСОВ И ДЕТАЛЕЙ ПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫЧИ И СПОСОБ ЕЕ ПРИГОТОВЛЕНИЯ/Кривцов С.В., Семенцов Е.А., Ложкин В.Г. Заявлено 16.12.2013; Опубликовано: 27.04.2015 Бюл. № 12.

61. Yan, Z. A critical review on fouling influence factors and antifouling coatings for heat exchangers of high-salt industrial wastewater / Z. Yan, D. Zhou, Q. Zhang, Y. Zhuc, Z. Wy //Desalination. – 2023. – V. 553. – P. 116504.

62. Qian, H. Anti-scaling of superhydrophobic poly (vinylidene fluoride) composite coating: tackling effect of carbon nanotubes / H. Qian, M. Zhu , H. Song, H. Wang, Z.Liu //Progress in Organic Coatings. – 2020. – V. 142. – P. 105566.

63. Sousa, M.F.B. Anti-scaling properties of a SLIPS material prepared by silicon oil infusion in porous polyaniline obtained by electropolymerization / M.F.B. Sousa, G.F. Barbosa, F. Signorelli, C.A. Bertran //Surface and Coatings Technology. – 2017. – V. 325. – P. 58-64.

64. Zhu, D. Application of Electroless Nickel Coating as a Scaling Resistant Alloy in Thermal Production / D. Zhu, L. Gong, X.Qiu, W.Hu, J.Huang, L.Zhang, V.Fattahpour, M.Mahmoudi, Jing-Li Luo, H.Zeng. // Conference: SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition – SPE, 2018. – P. D022S011R002.

65. Fattahpour, V. Evaluation of the Scaling Resistance of Different Coating and Material for Thermal Operations / V. Fattahpour, M. Mahmoudi, M. Roostaei, S. Cheung, L. Gong, X. Qiu, J. Huang, A. Velayati, M. Kyanpour, A. Alkouh, R. Strom, B. Fermaniuk, H. Zeng, J.L. Luo //SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition. – SPE, 2018. – P. D012S023R002.

66. Протасов, В.Н. Методологические основы выбора материалов полимерных покрытий для предотвращения образования значительных отложений парафинов и минеральных солей на внутренней поверхности

нефтегазопроводных труб / В.Н.Протасов, А.В.Мурадов //Территория Нефтегаз. – 2008. – №. 3. – С. 36-43.

67. Ладанов, С.В. Гибридные гидрофобные поверхности в борьбе с солеотложением на деталях нефтепогружного оборудования / С.В.Ладанов, Ю.В.Кирпичев, А.В.Радлевич, Б.А.Серафимов, В.Г.Тимошенко //Территория Нефтегаз. – 2020. – №. 5-6. – С. 52-55.

68. Tzachristas, A. Scale Formation and Wetting of Surfaces: A Microfluidics Investigation / A. Tzachristas, R.E. Malamoudis, D.G. Kanellopoulou, J. Parthenios, P.G. Koutsoukos, C.A. Paraskeva, V. Sygouni //NACE CORROSION. – NACE, 2021. – V. D051S022R004.

69. Qian, H. Preparation and antiscaling performance of superhydrophobic poly (phenylene sulfide)/polytetrafluoroethylene composite coating / H. Qian, Y. Zhu, H. Wang, H. Song, C. Wang, Z. Liu, H. Li //Industrial & engineering chemistry research. – 2017. – Т. 56. – №. 44. – С. 12663-12671.

70. Zhu, M. Fabrication and performance study of a superhydrophobic anti-scaling and anti-corrosion coating / M. Zhu, R. Yuan, C. Wang, Q. Gao, H. Wang, H. Qian //Applied Surface Science. – 2023. – V. 615. – P. 156287.

71. Li, M. Fabrication of anti-scaling HDPE/fluorinated acrylate polymer/nano-silica composite for landfill leachate piping system / M. Li, R. Zhao, T. Yang, S.Ma //Chemosphere. – 2021. – V. 284. – P. 131302.

72. Chen, X. A novel antiscaling and anti-corrosive polymer-based functional coating / X. Chen, H. Wang, C. Wang, W. Zhang, C. Lv, Y. Zhu //Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers. – 2019. – V. 97. – P. 397-405.

73. Li, H. A stable hierarchical superhydrophobic coating on pipeline steel surface with self-cleaning, anticorrosion, and anti-scaling properties / H.Li, S.Yu, X.Han, Y.Zhao //Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2016. – V. 503. – P. 43-52.

74. Hu, Z. Rapid development of thickness-controllable superamphiphobic coating on the inner wall of long narrow pipes / Z. Hu, H. Wang, Yixing Zhu, Yanji Zhu // *AICHe Journal*. – 2017. – V. 63. – №. 9. – P. 3636-3641.
75. Zhang, T. Bio-inspired superhydrophilic coatings with high anti-adhesion against mineral scales / T. Zhang, Y. Wang, Z. Feilong, X. Chen, G. Hu, J. Meng, S. Wang // *NPG Asia Materials*. – 2018. – V. 10. – №. 3. – P. e471-e471.
76. Horseman, T. Exceptional mineral scaling resistance from the surface gas layer: Impacts of surface wetting properties and the gas layer charging mechanism / T. Horseman, S. Lin // *ACS Environmental Au*. – 2022. – V. 2. – №. 5. – P. 418-427.
77. Förster, M. Influence of the adhesion force crystal/heat exchanger surface on fouling mitigation / M. Förster, W. Augustin, M. Bohnet // *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*. – 1999. – V. 38. – №. 4-6. – P. 449-461.
78. Zhang, L. Experimental study on scaling and adhesion characteristics in water-producing gas wellbore / L. Zhang, L. Yang, Z. Wang, C. Zhang, W. Meng, S. Ren // *Natural Gas Industry B*. – 2021. – V. 8. – №. 3. – P. 252-266.
79. Wang, Z. How and why does scale stick—can the surface be engineered to decrease scale formation and adhesion? / Z. Wang, A. Neville, A.W. Meredith // *SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition?*. – SPE, 2005. – P. SPE-94993-MS.
80. Vazirian, M.M. Surface inorganic scale formation in oil and gas industry: As adhesion and deposition processes / M.M. Vazirian, T.T. Charpentier, M. De Oliveira Penna, A. Neville // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2016. – V. 137. – P. 22-32.
81. Cheong, W.C. Substrate effect on surface adhesion/crystallisation of calcium carbonate / W.C. Cheong, P.H. Gaskell, A. Neville // *Journal of Crystal Growth*. – 2013. – V. 363. – P. 7-21.
82. Bargir, S. The use of contact angle measurements to estimate the adhesion propensity of calcium carbonate to solid substrates in water / S. Bargir, S.

Dunn, B. Jefferson, J. Macadam, S. Parsons //Applied Surface Science. – 2009. – V. 255. – №. 9. – P. 4873-4879.

83. Hoang, T.A. Effects of process parameters on gypsum scale formation in pipes / T.A.Hoang, M.Ang, A.L. Rohl //Chemical engineering & technology. – 2011. – V. 34. – №. 6. – P. 1003-1009.

84. Патент на полезную модель № 119041 U1 Российская Федерация, МПК F04B 47/02, E21B 43/00. Скважинная штанговая насосная установка для добычи нефти в условиях, осложненных солеотложением; № 2012112547/06; заявл. 30.03.2012; опубл. 10.08.2012 / И. С. Ванюрихин, Ю.Н. Легаев, Ф.А. Галиев, Д.В.Пищаев, Р.Р. Галимов; заявитель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – EDN NRGSLB.

85. Keysar, S. Effect of surface roughness on the morphology of calcite crystallizing on mild steel / S. Keysar, R. Semiat, D. Hasson, J. Yahalom //Journal of colloid and interface science. – 1994. – V. 162. – №. 2. – P. 311-319.

86. Vazirian, M. An investigation into the effect of hydrodynamic conditions and surface characteristics on adhesion/deposition processes of carbonate/sulphate scales in the oil and gas industry / M. Vazirian, A. Neville //Proceedings of Oilfield Chemistry Symposium, Geilo, Norway. – 2015.

87. Liu, Y. Investigation of adhesion of CaCO₃ crystalline fouling on stainless steel surfaces with different roughness / Y. Liu, Y. Zou, L. Zhao, W. Liu, L. Cheng //International Communications in Heat and Mass Transfer. – 2011. – V. 38. – №. 6. – P. 730-733.

88. Каунов, А.С. ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ С ВНУТРЕННИМ ЗАЩИТНЫМ ПОКРЫТИЕМ НА ТАЛАКАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ MAJORPASC MPLAG 17 / А.С. Каунов //ЛУЧШАЯ НАУЧНАЯ РАБОТА 2022. – 2022. – С. 21-24.

89. Богатов, М.В. Применение внутренних многофункциональных покрытий насосно-компрессорных труб для защиты от образования асфальтосмолопарафиновых отложений / М. В. Богатов, П. Е. Юдин, А. П.

Амосов // Нефтегазовое дело. – 2023. – Т. 21, № 3. – С. 149-160. – DOI 10.17122/ngdelo-2023-3-149-160. – EDN QFUTZL.

90. Булатов, Д.М. Технология производства и промышленное применение силикатноэмалевых покрытий / Д.М. Булатов, А.А. Сиротинский //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2008. – №. 2. – С. 46-50.

91. Yatsenko, E.A. Peculiarities of the use of siliceous raw materials of the Russian Far East in the integrated pipeline protection / E.A.Yatsenko, B.M.Goltsman, A.V.Ryabova, V.A. Smoliy //MATEC web of conferences. – EDP Sciences, 2018. – V. 242. – P. 01016.

92. Артющкин, В.Н. Применение силикатно-эмалевых покрытий для нефтепромысловых трубопроводов / В.Н. Артющкин, В.М. Авдеев //Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2015. – №. 4 (48). – С. 101-106.

93. Богатов, М.В. Влияние гидрофильности, олеофобности на образование асфальтосмолопарафиновых отложений / М.В. Богатов, П.Е. Юдин, А.Г. Веревкин, Д.В. Берков // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20, № 6. С. 114-123. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2022-6-114-123>.

94. Ляхов, Е.С. Анализ технологии эксплуатации добывающих скважин нефтяного месторождения "N" и пути повышения ее эффективности (Томская область): бакалаврская работа / Е. С. Ляхов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. Л. В. Шишмина. — Томск, 2018.

95. Патент на полезную модель № 92454 U1 Российская Федерация, МПК E21B 17/01. Насосно-компрессорная труба (НКТ) с защитным покрытием: № 2009138125/22 : заявл. 14.10.2009; опубл. 20.03.2010 / Ф. У. Замалеев, М. Ф. Гайсин, А. Н. Пилюгин. – EDN DOEUFN.

96. Бабюк, Г.Ф. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ НКТ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЦН НА СКВАЖИНАХ

ЗАПАДНОЙ СИБИРИ / Г.Ф. Бабюк //Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. – 2015. – С. 336-343.

97. Шатило, С.П. ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ НОВЫХ ЭФФЕКТИВНЫХ АНТИКОРРОЗИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АО" РН-САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ" / С.П. Шатило, И.А. Круглов, Н.Н. Родионцев, М.М. Шитиков //Культура, наука, образование: проблемы и перспективы. – 2017. – С. 181-186.

98. Прохоров, П.В. Модифицированные эпоксидно-фенольные композиции / П.В. Прохоров, С.Ю. Тузова //Успехи в химии и химической технологии. – 2012. – Т. 26. – №. 4 (133). – С. 73-76.

99. Гетьман, А.В. Эффективная защита труб осложненного фонда скважин внутренним полимерным покрытием серии ТС3000 / А.В. Гетьман //Инженерная практика. – 2014. – №. 2. – С. 66-71.

100. Попкова, Ю.И. ИССЛЕДОВАНИЕ АНТИКОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ С ПОЛИМЕРНЫМ ПОКРЫТИЕМ В УСЛОВИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА БЕЛАРУСИ / Ю.И. Попкова, Е.Н. Волнянко, А.Я. Григорьев // ПОЛИМЕРНЫЕ МАТЕРИАЛЫ И ТЕХНОЛОГИИ – 2023. – Т.9, – №4, – С. 87–96.

101. Саламов, А.Х. Полифениленсульфид-суперконструкционный пластик с выдающимися характеристиками / А.Х. Саламов, К.Т. Шахмурзова, А.Э. Байказиев, Ж.И. Курданова //Закономерности развития современного естествознания, техники и технологий. – 2018. – С. 23-25.

102. Ергин, К.С. Исследование физико-механических свойств защитных композиционных покрытий на основе полифениленсульфида / К.С. Ергин, В.В. Чердынцев, С.Д. Калошкин //Современные проблемы науки и образования. – 2012. – №. 5. – С. 128-128.

103. Квасников, М.Ю. Лакокрасочные износостойчивые композиционные покрытия с повышенной химической стойкостью, получаемые методом электроосаждения на катоде / М.Ю. Квасников, М.Р. Киселев, А.В. Камедчиков, Е.О. Точилкина // Журнал прикладной химии. – 2017. – Т. 90. – №. 6. – С. 713-723.

104. Keresten, A. Advanced liquid epoxy and polyurethane materials: internal and external coatings for pipeline and tubing protection / A. Keresten, S. Ostanin, V. Zuev // E3S Web of Conferences. – EDP Sciences, 2021. – V. 225. – P. 05004.

105. Поздеева, А.Ю. Материалы для пропитки пористых металлизационных газотермических антикоррозионных покрытий погружного нефтепромыслового оборудования. Часть 1/ А.Ю. Поздеева, А.П. Амосов, П.Е. Юдин // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22, № 2. С. 156-164. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-2-156-164>.

106. Поздеева, А.Ю. Материалы для пропитки пористых металлизационных газотермических антикоррозионных покрытий погружного нефтепромыслового оборудования. Часть 2 / А.Ю. Поздеева, А.П. Амосов, П.Е. Юдин // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22, № 3. С. 113-122. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-3-113-122>.

107. Князева, Ж.В. Исследования износостойкости и механизма абразивного износа газотермических металлизационных покрытий, используемых для защиты ПЭД/ Ж.В.Князева, Д.И.Андрянов, П.Е.Юдин, Р.А.Васин // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 1. С. 90-102. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-1-90-102>.

108. Пат. 202556 РФ, МПК F 17 D 3/16. Лабораторно-исследовательский циркуляционный стенд для испытаний методов противодействия процессам седиментации и коррозии в колонне насосно-компрессорных труб / Н.А.Баранов, М.В.Желдак, Е.А.Макаров, П.Е.Юдин, А.В.Максимук, С.С.Петров, И.С.Трофимов, М.В.Богатов. 2020112059, Заявлено 23.03.2020; Опубл. 24.02.2021. Бюл. 6.

109. Пат. RU2802764C1. Лабораторный испытательный стенд для воспроизведения эксплуатационных условий внутри погруженной в нефтяную скважину колонны насосно-компрессорных труб при испытаниях различных методов противодействия коррозии и седиментации/А.В.Максимук, П.Е.Юдин, А.Г.Веревкин, М.В.Желдак, М.В.Богатов, Д.В.Берков, Д.А.Крысина, Д.С.Вязгин, А.В.Иванов Заявлено 26.12.2022; Опубликовано: 01.09.2023 Бюл. № 25.

110. Амосов, А.П. АКТУАЛЬНОСТЬ ВЫБОРА ПРИМИНЕНИЯ ВНУТРЕННЕГО ПОЛИМЕРНОГО ПОКРЫТИЯ НЕФТЕКОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ / А.П. Амосов, П.Е. Юдин, М.В. Богатов //Перспективное развитие науки, техники и технологий. – 2020. – С. 18-21.

111. Богатов, М.В. Предотвращение образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности насосно-компрессорных труб путем нанесения внутренних покрытий / М.В. Богатов, П.Е. Юдин, А.Г. Веревкин, Д.В. Берков //Нефтегазовое дело. – 2022. – Т. 20. – №. 1. – С. 74-81.

112. Hoang, T.A. Effects of organic additives on calcium sulfate scaling in pipes / T.A. Hoang, H.M. Ang, A.L. Rohl //Australian journal of chemistry. – 2009. – Т. 62. – №. 8. – С. 927-933.

113. Lu, A.Y.T. A novel view of Barium Sulfate Deposition in Stainless steel tubing / A.Y.T. Lu, G. Ruan, K. Harouaka, D. Sriyathne, W. Li, G. Deng, Y. Zhao, X. Wang, A. Kan, M. Tomson //SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition?. – SPE, 2018. – P. D022S010R002.

114. Zhou, Y. Experimental study on prevention of calcium carbonate crystallizing in drainage pipe of tunnel engineering / Y. Zhou, X. Zhang, L. Wei, S. Liu, B. Zhang, C. Zhou //Advances in Civil Engineering. – 2018. – V. 2018. – P. 1-11.

115. Валекжанин, И.В. Проблема отложения галита в высокоминерализованных средах: причины, механизм, управление / И.В. Валекжанин, Э.Р. Ишмияров, А.Ю. Пресняков, А.Р. Гарифуллин, А.И. Волошин // Нефтепромысловое дело. – 2019. – №. 10. – С. 65-78.

116. Raharjo, S. Calcium carbonate scale formation in copper pipes on laminar flow / S. Raharjo, A. Bayuseno, S. Muryanto // Matec web of conferences. – EDP Sciences, 2016. – Т. 58. – С. 01029.

117. Goodwin, N. Halite deposition–prediction and laboratory evaluation / N. Goodwin, G.M. Graham, D.M. Frigo, E. Kremer // SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition?. – SPE, 2016. – P. SPE-179861-MS.

118. Chen, T. Understanding the Mechanisms of Halite Inhibition and Evaluation of Halite Scale Inhibitor by Static and Dynamic Tests / T. Chen, H. Montgomerie, P. Chen, P. Jackson, O. Vicane // SPE International Conference on Oilfield Chemistry. – SPE, 2009. – P. SPE-121458-MS.

119. Малявко, Е.А. Многофункциональный стендовый комплекс по исследованию инновационного оборудования для добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов с применением установок погружных насосов / Е.А. Малявко // Бурение и нефть. – 2014. – №. 2. – С. 50-54.

120. Heydrich, M. Impact of a novel coating on inorganic scale deposit growth and adhesion / M. Heydrich, A. Hammami, S. Choudhary, M. Mockel, J. Ratulowski // Offshore Technology Conference. – OTC, 2019. – P. D021S021R003.

121. Bethke, G.K. A novel coating to reduce solids deposition in production systems / G.K. Bethke, B. Snook, B. Herrera, A.E. Kelly, S. Joshi, S. Jain, S. Choudhary, A. Hammami, L. Evans // Offshore Technology Conference. – OnePetro, 2018.

122. Берков, Д.В. Разработка стенда оценки стойкости внутренних защитных покрытий НКТ к неорганическим солеотложениям / Д.В. Берков, И.И. Костюк, П.Е. Юдин, А.Г. Веревкин // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, – № 1. – С. 160-172. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-1-160-172>.

123. Пат. RU 2 825 169 С1. Лабораторный исследовательский стенд для оценки стойкости внутренних покрытий нефтепромысловых труб к неорганическим солеотложениям / А.В.Максимук, П.Е.Юдин, А.Г.Веревкин, М.В.Желдак, И.И.Костюк, Д.В.Берков Заявлено 13.06.2023; Опубликовано: 21.08.2024 Бюл. № 24.

124. Антониади, Д. Г. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений / Д.Г. Антониади, О.В. Савенок // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2013. – № 87. – С. 260-275. – EDN RCEVFF.

125. Vazirian, Mohammad Mohsen. Surface Investigation of adhesion Engineering Solutions for Scale Resistance. Diss. University of Leeds, 2017.

126. Ларичев, Т.А. Массовая кристаллизация в неорганических системах: учебное пособие для студентов, обучающихся по специальностям 020101 "Химия", 010701 "Физика" / Т.А. Ларичев, Л.В. Сотникова, Б.А. Сечкарев Ю.А. Бреслав, А.Н. Утехин. – Кемерово: Кемеровский государственный университет, 2006. – 176 с. – ISBN 5-8353-0509-5. – EDN QKBODZ.

127. Мурашкевич, А. Н. Теория и методы выращивания монокристаллов / А.Н. Мурашкевич, И.М. Жарский. – Минск: Белорусский государственный технологический университет, 2010. – 214 с. – ISBN 978-985-530-005-3. – EDN ХХРКҮХ.

128. Редьков, А.В. Эволюция новой фазы в многокомпонентных и гетерогенных материалах: специальность 01.04.07 "Физика конденсированного состояния": автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук / Редьков Алексей Викторович. – Санкт-Петербург, 2016. – 22 с. – EDN ZQFSSH.

129. Линников, О. Д. Закономерности кристаллизации неорганических солей из водных растворов: специальность 02.00.04 "Физическая химия":

диссертация на соискание ученой степени доктора химических наук / Линников Олег Дмитриевич. – Екатеринбург, 2012. – 469 с. – EDN QGABJH.

130. Румянцева, М.Н. Химические и электрохимические методы формирования наночастиц: конспект лекций / М. Н. Румянцева. – М.: Химический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова, 2023.

131. Грушина, В.В. Химия: поверхностные явления, коллоидные системы, минеральные вяжущие вещества / В.В. Грушина, И.Ю. Исаева, С.В. Марков Е.В. Новоселова, И.В. Одинокова, Г.Ю. Остаева – МОСКВА: Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет (МАДИ), 2017. – 80 с. – EDN YSXVCL.

132. Клындюк, А. И. Поверхностные явления и дисперсные системы: учебник для студентов учреждений высшего образования / А. И. Клындюк. – Минск: Республиканский институт высшей школы, 2024. – 396 с. – ISBN 978-985-586-759-4. – EDN EFRHAN.

133. Фролов, Ю.Г. Курс коллоидной химии: поверхностные явления и дисперсные системы / Ю.Г. Фролов. – 3-е издание, исправленное. – Москва: Издательство Альянс, 2004. – 463 с. – ISBN 5-98535-003-7. – EDN QKAYDL.

134. Черемисин, А.Н. Подбор эффективных технологий для борьбы с солеотложениями (гипс, кальцит, галит) на Ярактинском и Даниловском месторождениях / А.Н. Черемисин, А.А. Горланов, Д.Д. Романова, В.Н. Щеткин, И.П. Лебедева, Е.О. Чертовских, И.В. Сабанчин, А.И. Волошин // Нефтепромысловое дело. – 2017. – №. 11. – С. 56-61.

135. Ilushin, P. Development of an approach for determining the effectiveness of inhibition of paraffin deposition on the Wax Flow Loop laboratory installation / P. Ilushin, K. Vyatkin, A. Kozlov // Inventions. – 2022. – Vol. 7. – No. 1. – p.3.

136. Богатов, М. В. Влияние состава, структуры и свойств внутренних многофункциональных покрытий насосно-компрессорных нефтепромысловых труб на образование асфальтосмолопарафиновых

отложений: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Богатов Максим Валерьевич, 2023. – 162 с. – EDN DZUBQP.

137. Berkov, D.V. Possibility assessment for using protective coatings and polymer materials on tubing to prevent inorganic scaling on the inner surface of pipes / D.V. Berkov, I.I. Kostyuk, P.E. Yudin, A.G. Verevkin // International Review of Applied Sciences and Engineering. – 2024. – DOI 10.1556/1848.2024.00819. – EDN NNRWOH.

ПРИЛОЖЕНИЕ А



ООО «Научно-производственный центр «Самара»
Юридический адрес: Россия, 443001, г. Самара, ул. Ульяновская/Ярмарочная, д. 52/55
Фактический/почтовый адрес: Россия, 443022, г. Самара, Гаражный проезд, д. 3, лит. Е
+7 (846) 932-03-23
office@npcsamara.ru

УТВЕРЖДАЮ

Управляющий

ООО «НПЦ «Самара»

Максимук А.В.

«02» февраля 2023 г.



МЕТОДИКА

**«Оценка эффективности применения защитных покрытий
против солеотложений на «Стенде оценки стойкости защитных
покрытий на стойкость к неорганическим солеотложениям»**

Разработали:

Ведущий инженер

Берков Берков Д.В.
«02» 02 2023г.

Директор по развитию

Веревкин Веревкин А.Г.
«02» 02 2023г.

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая методика разработана для оценки эффективности применения внутренних защитных покрытий для предотвращения образования неорганических солевых отложений на стенках труб НКТ.

Данная методика описывает последовательность работ для проведения испытаний стойкости внутренних защитных покрытий к образованию солеотложений, определения эффективности применения защитного покрытия. Методика позволяет экспериментально определить эффективность защитного покрытия (по сравнению с образцом без покрытия) при различных скоростных, температурных условиях испытания.

Суть метода заключается в определении массы и толщины слоя осаждающихся солей на вращающихся цилиндрических образцах, погруженных в солеобразующую среду. Цилиндрические образцы представляют собой цилиндр, с нанесенным образцом защитного покрытия на внешнюю поверхность. Вращение цилиндрического образца в водной солеобразующей среде моделирует течение жидкости относительно испытуемого покрытия.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей Методике использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 17025-2000 Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий

3 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИСПЫТАНИЙ

3.1 Работы должны проводиться в испытательной лаборатории, аккредитованной по ГОСТ 17025-2000.

4 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ИСПЫТАНИЙ

4.1 Установка для испытания защитных покрытий на стойкость к солеотложению

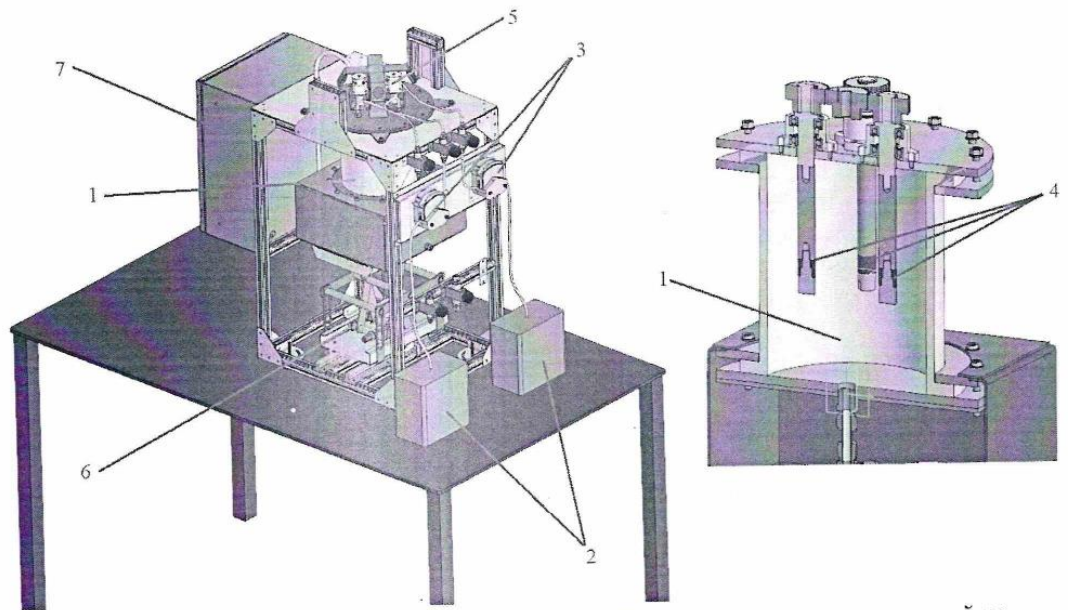


Рис.1 Принципиальная схема Установки для испытания защитных покрытий на стойкость к солеотложению

1. Рабочая камера (реактор)
2. Ёмкости для подачи проб воды в реактор
3. Перистальтические насосы, для подачи проб воды в реактор
4. Испытуемые вращающиеся цилиндрические образцы с защитными покрытиями
5. Электропривод, обеспечивающий вращение образцов с заданной скоростью.
6. Подъемный механизм
7. Блок управления, для настройки требуемых условий испытания (Скорость подачи воды из ёмкостей в реактор, температура среды в реакторе, скорость вращения образцов)

4.2 Масса цилиндрических образцов до и после испытания осуществляется с помощью Весов лабораторных электронных

4.3 Для изучения микроструктуры и толщины слоя образованных в ходе испытания солеотложений применяется электронный сканирующий микроскоп

5 ПОДГОТОВКА ОБРАЗЦОВ

5.1 Образец представляет собой фрагмент трубы определенных размеров, с нанесенным защитным покрытием на внешнюю поверхность

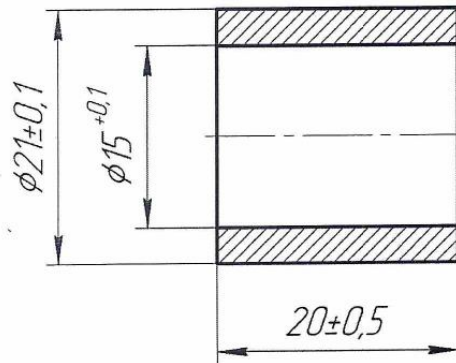


Рис. 2 Цилиндрический образец для испытаний на стойкость к солеотложению

5.2 Заготовки для образцов вырезаются механическим способом. На внешнюю поверхность образцов наносится защитное покрытие.

5.3 Испытуемые цилиндрические образцы крепятся на вращающийся валы «Установки для испытания защитных покрытий на стойкость к солеотложению».

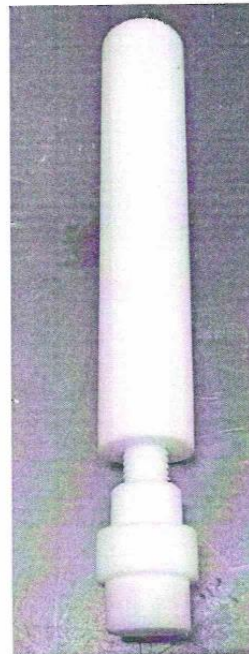


Рис. 3 Вал для крепления цилиндрического образца

5.3 Не допускается испытывать образцы с заметными дефектами поверхности или случайными повреждениями.

6 УСЛОВИЯ ИСПЫТАНИЙ

6.1 Выбор условий испытаний проводят в соответствии с предполагаемыми условиями эксплуатации (температура в скважине, скорость потока в пересчете на скорость вращения образцов, продолжительность испытания). Данные условия испытаний задаются при помощи блока управления на Установке для испытания защитных покрытий на стойкость к солеотложению.

6.2 Испытательная среда

6.2.1 Испытательной средой служит минерализованная вода, содержащая солеобразующие компоненты. Для того чтобы процесс солеотложения происходил непрерывно, из вспомогательных ёмкостей в реактор идет непрерывная подача воды с солеобразующими компонентами. Таким образом осуществляется моделирование смешения вод из разных пластов (одна из причин солеобразования в скважине).

7 ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ

7.1 Испытуемые цилиндрические образцы закрепляются на валы «Установки для испытания защитных покрытий на стойкость к солеотложению».

7.2 Рабочая камера (реактор) «Установки для испытания защитных покрытий на стойкость к солеотложению» заполняется испытательной водной минерализованной средой.

7.3 Водная минерализованная среда нагревается до необходимого значения. Температура среды устанавливается с требуемыми условиями испытаний

7.4 В вспомогательные ёмкости заливаются воды, которые будут подаваться в рабочую камеру (реактор) для насыщения воды в рабочей камере солеобразующими компонентами.

7.5 При помощи блока управления осуществить ввод требуемых условий испытания. Осуществить запуск Установки для испытания защитных покрытий на стойкость к солеотложению».

7.6 Осуществлять работу установки в соответствии с требуемыми показателями продолжительности испытаний.

7.7 По завершении испытания осуществляется подъем образцов из рабочей камеры установки, проведение съема образцов. Съём образцов необходимо проводить с осторожностью, не допуская срыва образовавшихся солеотложений.

7.8 Осуществляется определение массы слоя солеотложения на внешней поверхности испытываемого цилиндрического образца.

7.9 Используя оптический микроскоп, осуществляется измерение толщины образованного слоя солеотложения.

7.10 Испытания согласно п. 7.1 – 7.9 проводятся всех испытываемых защитных покрытий и материалов. Осуществляется сравнение покрытий и материалов между собой.

Варьируя различные температурные и гидродинамические режимы работы установки, подбирается режим, при котором защитное покрытие будет максимально эффективно.

8 ОТЧЕТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИСПЫТАНИЙ

Результаты испытаний оформляют отчетом, который должен содержать:

- наименование марки защитных покрытий, подвергнутых испытаниям;
- условия проведения испытаний (температура водной среды, скорость вращения образцов, продолжительность испытания);
- визуальный осмотр и фотофиксация образующегося слоя солеотложения на испытываемых цилиндрических образцах;
- Значения масс образовавшихся солеотложений;
- Заключение о применимости защитного покрытия при заданных гидродинамических режимах потока и температурных условиях.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б



ООО «Научно-производственный центр «Самара»
 Юридический адрес: Россия, 443001, г. Самара, ул. Ульяновская/Ярмарочная, д. 52/55
 Фактический/почтовый адрес: Россия, 443022, г. Самара, Гаражный проезд, д. 3, лит. Е
 +7 (846) 932-03-23
 office@npcsamara.ru

УТВЕРЖДАЮ
 Управляющий
 ООО «НПЦ «Самара»
 Максимук А.В.
 2024 г.



АКТ
об использовании результатов диссертационной работы
Д.В. БЕРКОВА
«ВЛИЯНИЕ СОСТАВА, СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ ВНУТРЕННИХ
ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ПОКРЫТИЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ
НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБ НА ЗАЩИТУ ОТ НЕОРГАНИЧЕСКИХ
СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ»

Настоящим актом подтверждается, что результаты диссертационной работы Д.В. БЕРКОВА «ВЛИЯНИЕ СОСТАВА, СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ ВНУТРЕННИХ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ПОКРЫТИЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБ НА ЗАЩИТУ ОТ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ» использованы в компании ООО «Научно-производственный центр «Самара» в период с 2023 по 2024 годы следующим образом:

- для разработки Лабораторного исследовательского стенда для оценки стойкости внутренних покрытий нефтепромысловых труб к неорганическим солеотложениям (Патент RU 2 825 169 С1).

- для создания методики «Оценка эффективности применения защитных покрытий против солеотложений на Стенде оценки стойкости защитных покрытий на стойкость к неорганическим солеотложениям».

- для проведения исследовательской работы в рамках договора с ООО «ИНК» под названием «Проведение испытаний защитных покрытий насосно-компрессорных труб на стойкость к солеотложениям. Анализ причин выпадения солеотложений на объектах ООО «ИНК». Анализ возможности применения защитных покрытий, как меры предотвращения выпадения солеотложений на оборудовании ООО «ИНК»».

- для определения взаимосвязи состава, структуры и свойств внутренних многофункциональных покрытий насосно-компрессорных труб со способностью предотвращать образование неорганических солеотложений на внутренней поверхности трубопровода;

Директор по науке
 ООО «НПЦ «Самара», к.т.н.

П.Е. Юдин

Директор по развитию
 ООО «НПЦ «Самара», к.х.н.

А.Г. Веревкин

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Дирекция по добыче углеводородного сырья
ООО «ИНК»

АКТ

**об использовании результатов диссертационной работы Д.В. Беркова
«ВЛИЯНИЕ СОСТАВА, СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ ВНУТРЕННИХ
ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ПОКРЫТИЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ
НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБ НА ЗАЩИТУ ОТ НЕОРГАНИЧЕСКИХ
СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ»**

В течение 2023 года в компании ООО «НПЦ «Самара» были проведены работы по теме: *«Проведение испытаний защитных покрытий насосно-компрессорных труб на стойкость к солеотложениям. Анализ причин выпадения солеотложений на объектах ООО «ИНК». Анализ возможности применения защитных покрытий, как меры предотвращения выпадения солеотложений на оборудовании ООО «ИНК» на разработанном и изготовленном Лабораторном исследовательском стенде для оценки стойкости внутренних покрытий нефтепромысловых труб к неорганическим солеотложениям (Патент RU 2 825 169 С1).*

Результаты, приведенные в диссертационной работе Д.В. Беркова на тему: **«ВЛИЯНИЕ СОСТАВА, СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ ВНУТРЕННИХ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ПОКРЫТИЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБ НА ЗАЩИТУ ОТ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ»** образовали основу для методики *«Оценка эффективности применения защитных покрытий против солеотложений на «Стенде оценки стойкости защитных покрытий на стойкость к неорганическим солеотложениям»*. Изложенные данные применяются в компании ООО «ИНК» для оценки возможности применения внутренних защитных покрытий НКТ в качестве меры по предотвращению солеотложений, а также для оценки возможности комплексного применения защитных покрытий и ингибиторов солеотложения.

Директор департамента добычи
нефти и газа ООО «ИНК»
05.11.2024 г.



Костюк И.И.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г



Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-производственный центр «Самара»

Юридический адрес: Россия, 443001, г. Самара, ул. Ульяновская, д. 52/55
Фактический/почтовый адрес: 443022, г. Самара, Гаражный проезд, д.3 лит. Е
Тел: +7 (846) 932-03-23 E-mail: office@npcsamara.ru

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ НОУ-ХАУ

На основании «Положения об охране секретов производства (ноу-хау) ООО «НПЦ «Самара» утвержденного Управляющим ООО «НПЦ «Самара» 11 сентября 2023г., была осуществлена регистрация секрета производства, разработанного в результате проведения исследовательских работ в рамках Договора 1020/08-02/22 с ООО «ИНК», в ООО «НПЦ «Самара». 18 сентября 2023г. в ООО «НПЦ «Самара» была осуществлена регистрация секрета производства (ноу-хау):

«Способ приготовления солеобразующей среды для проведения стендовых динамических испытаний покрытий на стойкость к неорганическим солеотложениям гипсового типа»

Правообладатель: Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-производственный центр «Самара»

Автор: Берков Денис Валентинович

Зарегистрировано в реестре секретов производства (ноу-хау)
ООО «НПЦ «Самара», №1/2023 от 18 сентября 2023г.

Директор по науке ООО «НПЦ «Самара»
Юдин Павел Евгеньевич

