КОРРОЗИЯ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ И СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ ОТ НЕЕ

Аннотация: Коррозия нефтепроводных и насосно-компрессорных труб является большой проблемой для добывающей отрасли, поскольку аварии по ее причине приводят к существенным экологическим последствиям и экономическим потерям. Коррозионное разрушение металла труб зависит от множества переменных факторов. Внешние факторы характеризуют условия эксплуатации: содержание (парциальное давление) коррозионно-агрессивных газов, общее давление системы, температура, степень обводненности, pH среды и др. Внутренние факторы характеризуют материальное исполнение и качество используемых труб: химический состав, механические свойства, микроструктура и ее однородность, наличие посторонних включений и дефектов, состояние внутренней поверхности труб.

Снижение негативного влияния всех вышеперечисленных факторов является комплексной задачей, включающей мероприятия по подбору материалов под конкретные условия эксплуатации, способов защиты, а также проведение коррозионного мониторинга, позволяющего контролировать и прогнозировать скорость коррозии, сроки службы, определять эффективность, результативность и целесообразность использования применяемых антикоррозионных мероприятий. В настоящей статье приведен обзор основных механизмов разрушения металла трубопроводов и информация о способах защиты от коррозии.

Ключевые слова: морские трубопроводы; коррозия; транспортируемая среда; механические примеси; биоценоз; антикоррозионная защита.

Авторы: Юдин Павел Евгеньевич – канд. техн. наук, директор по науке ООО «НПЦ «Самара».
Петров Сергей Степанович – канд. физ.-мат. наук, начальник аналитического отдела ООО «НПЦ «Самара».
Веревкин Александр Григорьевич – канд. хим. наук, директор по развитию ООО «НПЦ «Самара».
Максимук Андрей Викторович – управляющий ООО «Научно-производственный центр «Самара».

ООО «НПЦ «Самара» имеет многолетний опыт проведения различного рода материаловедческих, технических и строительно-технических экспертиз, оказываемых в рамках досудебных претензионных работ и при сопровождении арбитражных судебных процессов. Основной профиль работ компании — это экспертизы в области исследования металлов, сплавов, полимеров и других материалов, определение соответствия их свойств требованиям стандартов, а также установление наиболее вероятных причин их разрушения в ходе эксплуатации. Проведение судебных и внесудебных экспертиз осуществляется в испытательной лаборатории ООО «НПЦ «Самара» в соответствии с действующим законодательством РФ, а именно: Федеральный закон от 05 апреля 2001 года № 73-ФЗ «О государственной судебно-экспертной деятельности в Российской Федерации».

Испытательная лаборатория ООО «НПЦ «Самара» оснащена самым современным оборудованием и аккредитована на компетентность Федеральной службой по аккредитации в соответствии с требованиями ГОСТ ГОСТ ISO/IEC 17025— межгосударственный стандарт «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий». Область аккредитации лаборатории включает более ста методов испытаний и исследований. Лаборатория ООО «НПЦ «Самара» входит в реестры испытательных центров таких компаний как ПАО «Транснефть», ПАО «ГАЗПРОМ», ИЦ Сколково др., а также имеет техническую компетенцию по проведению испытаний в соответствии с требованиями Российского морского и речного регистров судоходства.

Штат компании состоит из высококвалифицированных экспертов, кандидатов химических, физико-математических, технических и экономических наук, что позволяет решать самые сложные технические задачи. В общей сложности сотрудниками ООО «НПЦ «Самара» опубликовано более 100 научных статей, получено более 10 патентов, издан учебник и монография.

Отдельным направлением деятельности является законотворчество. Эксперты ООО «НПЦ «Самара» разрабатывают нормативные документы различного уровня: Технические условия, Единые технические требования компаний, СТО, ГОСТ. Компания является членом Технического комитета ПК 2ТК23 Нефтяная и газовая промышленность, а также ИСО ТК 67 «Нефтегазовая промышленность, включая низкоуглеродную энергетику».

Подводные добычные комплексы и трубопроводы являются основой систем добычи углеводородов на континентальном шельфе и их транспортировки конечным потребителям [1]. Эксплуатация морских трубопроводов имеет определенную специфику, требования к безопасности и надежности являются более высокими. Это обусловлено тем, что водные акватории более уязвимы и возможные аварии могут повлечь за собой катастрофические последствия [2].

В условиях морской добычи используются многокилометровые стальные трубопроводы для транспортировки сырой нефти и газа. Для обеспечения безопасности транспортировки флюида и снижения риска возникновения аварийных ситуаций при проектирова-



а) *б)* *в)*

Рис.1 *Коррозионное разрушение металла трубопровода Ø273х8 мм после 574 суток эксплуатации: а) Общий вид; б) Внутренняя поверхность; в) Морфология продуктов коррозии на внутренней поверхности трубопровода*

нии и сооружении подводных трубопроводов используются самые современные достижения в области их строительства, повышенные требования промышленной безопасности, высококачественные трубы, сварочные и изоляционные материалы, системы контроля. Аварийность на участках подводных трубопроводов и на морских платформах довольно высока и поэтому должна учитываться при проектировании, строительстве и эксплуатации каждого трубопровода. По статистике 40 % аварий морских трубопроводов произошло по причине коррозии, причем процент разрушений трубопроводов по причине внутренней коррозии в два раза выше относительно случаев разрушения по причине наружной коррозии [4, 5].

Морская доктрина России и Стратегия национальной безопасности относят подводные добычные комплексы и трубопроводы к стратегически важным объектам экономики страны, и в качестве долгосрочных задач национальной морской политики рассматривают повышение эффективности их эксплуатации и предотвращение аварий и катастроф за счет совершенствования системы государственного надзора, разработки специальных норм и требований безопасности [1]. В связи с чем исследования и анализ причин разрушения, а также способов защиты морских трубопроводов от коррозии является крайне актуальной задачей.

Причины коррозии всегда определяются свойствами агрессивной среды, с которой контактирует поверхность трубопровода. Практика показывает, что коррозия трубопроводов вызвана присутствием в транспортируемой среде водной фазы. Высокая агрессивность среды обусловлена содержанием в ее составе большого количества растворенных коррозионно-активных газов (двуокиси углерода, сероводорода, кислорода), а также наличием механических примесей, солеотложений, колоний бактерий коррозионно-активного нефтяного биоценоза (последние в большинстве случаев способствуют интенсификации процессов коррозионного разрушения). Эти компоненты являются основными осложняющими факторами, приводящими к внутренней коррозии промысловых трубопроводов [6].

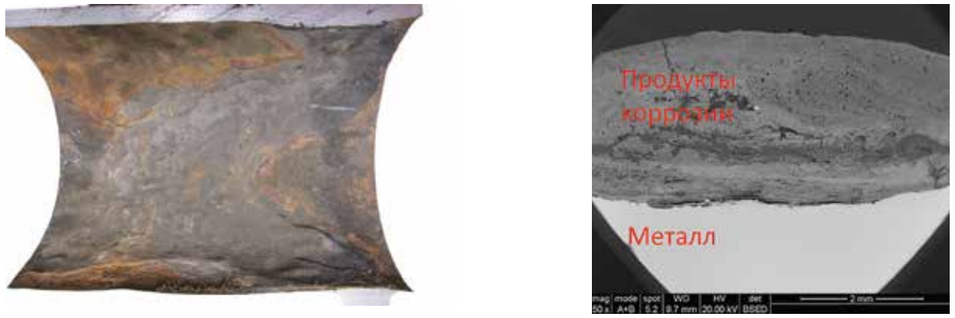
В процессе эксплуатации морские трубопроводы подвергаются воздействию как общей углекислотной или сероводородной коррозии, так и локальным видам коррозии аналогично трубопроводам наземной или подземной эксплуатации [6, 7]. Наиболее опасными из них являются механизмы, способствующие значительному (до 10 раз и более) увеличению скорости разрушения. К таким видам разрушения относятся: стресс-коррозия или коррозионное растрескивание под напряжением (КРН), сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением (СКРН), язвенная или питтинговая коррозия. Рассмотрим подробнее наиболее распространенные виды разрушений трубопроводов в процессе эксплуатации, встречающиеся в практике ООО «НПЦ «Самара».

Коррозионное разрушение металла трубопровода может протекать по механизму классической углекислотной коррозии, осложненной присутствием в транспортируемой среде коррозионно-активных соединений серы и хлора. На рис.1 представлен фрагмент трубопровода Ø273х8 мм после эксплуатации с наработкой 574 суток. Коррозионное разрушение металла в данном случае развивалось по механизму общей CO2-коррозии, вызванной присутствием в транспортируемой среде углекислого газа. Данные энергодисперсионного анализа продуктов коррозии свидетельствуют о воздействии дополнительных факторов на процесс коррозионного разрушения в виде коррозионно-активных соединений серы и хлора, интенсифицирующих процесс коррозионного разрушения (таблица №1).

Частным случаем углекислотной коррозии является так называемая мейза-коррозия (рис.2), которая характеризуется обширными площадями локальных коррозионных повреждений, распространяющихся как в глубину, так и по плоскости [8]. Сущность механизма разрушения заключается в следующем: в присутствии углекислоты на поверхности металла образуются кар-

Элемент	C*	O	Si	S	Cl	Cr	Mn	Fe
Масс.%	20,16	49,52	1,47	0,13	0,32	0,44	0,41	27,55

Таблица №1. *Химический состав продуктов коррозии*
** в связи с использованием угольного напыления на плоскость шлифа, массовое содержание углерода может быть завышено.*



а) б)

Рис. 2 *Коррозионное разрушение металла трубопровода Ø219х8 мм по механизму мейза-коррозии после 1316 суток эксплуатации: а) Внутренняя поверхность; б) Морфология продуктов коррозии*

бонатные минеральные отложения, которые частично удаляются потоком. Участки металла с отслоившимся осадком становятся анодами, а катодная стадия протекает на сохранившихся отложениях. Таким образом, на поверхности металла образуются активные коррозионные гальванические пары, приводящие к растворению анодов с экстремально высокими скоростями [6, 8].

Еще одним специфичным видом коррозии, характерным для трубопроводов, является «ручейковая» или «канавочная» коррозия, область локализации которой приходится на нижнюю образующую трубопровода (на 6 часов). На рис. 3 представлен фрагмент трубопровода Ø114х12 мм после 894 суток эксплуатации. Механизм «ручейковой» коррозии обусловлен взаимодействием металла трубы и перекачиваемой коррозионно-активной среды, которая содержит механические примеси [9]. В процессе взаимодействия на внутренней поверхности образуется слой отложений, разрушение которого происходит под действием механических или механохимических факторов. Обнаженный участок металла и поверхность трубы, покрытая осадком, образуют гальваническую пару, где металл служит анодом, а поверхность трубы – катодом, в результате чего начинается процесс интенсивного коррозионного разрушения, который приводит к образованию нового защитного слоя. Отслаивание сформированного защитного слоя вновь приводит к образованию активного анода и дальнейшей интенсификации процесса коррозионного разрушения. Таким образом, цикличность процессов отслаивания продуктов коррозии в результате воздействия среды приводит к интенсификации процесса коррозии вплоть до полного разрушения металла трубы.

Присутствие механических примесей в транспортируемой среде может способствовать разрушению металла по коррозионно-эрозионному механизму (рис. 4). Скоростной поток транспортируемой среды, содержащий механические примеси, способствует эрозионному разрушению слоя отложений и продуктов коррозии со стенок водовода. В результате происходит обнажение металла и его переход в электрохимически активное состояние с образованием гальванической пары между обнаженным участком и остальной поверхностью трубы [10]. В данном случае, аналогично механизму протекания «ручейковой» коррозии, цикличность процессов разрушения слоя отложений или продуктов коррозии приводит к интенсификации процесса коррозии.

Следующим распространенным механизмом разрушения металла нефтепромысловых труб является коррозия, осложненная присутствием в транспортируемой среде бактерий коррозионно-опасного нефтяного биоценоза. К бактериям коррозионно-опасного нефтяного биоценоза относятся: анаэробные сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) и аэробные группы бактерий (тионовые бактерии (ТБ), железоокисляющие бактерии (ЖБ), углеводородокисляющие бактерии (УОБ)) [11]. Пример разрушения трубопровода Ø168х14 мм под действием СВБ представлен на рис. 5.

Бактерии, находящиеся в транспортируемой среде, оседают и закрепляются на поверхности труб в местах шероховатостей или дефектов поверхностей. Прикрепляясь на поверхности металла, бактерии в благоприят-



а) б)

Рис. 3 *Ручейковая коррозия металла трубопровода Ø114х12 мм после 894 суток эксплуатации: а) Внутренняя поверхность; б) Сечение стенки трубопровода*



а) б)

Рис.4 *Коррозионно-эррозионный износ трубопровода Ø720х10 мм эксплуатации: а, б) Внутренняя поверхность*

ных для них условиях начинают расти и размножаться, образуя колонии клеток. Непосредственно само ускорение процесса растворения металла трубы обусловлено тем, что внутри язвы происходят процессы, связанные с деятельностью дифференцированно аэрированной ячейки и с катодной деполяризацией сульфидом железа, образующегося при взаимодействии с репродуцированным в результате жизнедеятельности бактерий (СВБ) сероводородом. Процесс бактериальной коррозии имеет сложный механизм протекания, подробно особенности протекания микробиологической коррозии представлены в работе [12].

К числу наиболее опасных видов разрушения относится сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением (СКРН) и водородное растрескивание (ВР), поскольку они приводят к появлению протяженных трещин (длиной до десятка метров) или обрыву колонны НКТ. В данной статье рассмотрим пример коррозионного растрескивания под напряжением фрагмента газопровода Ø457х20,62 мм после 245 суток эксплуатации в составе трубопровода сырого газа (рисунок 7). Перепад рабочих температур (от минус 1,6 °С до плюс 60 °С) способствует образованию конденсата на внутренней поверхности трубы, который, являясь электролитом, инициирует процессы электрохимической коррозии. Тогда процесс коррозии протекает при образовании гальванопары между сульфидами железа (FexSy), образующимися на поверхности металла в результате окисления, и сталью. Продуктами коррозии являются сульфиды железа и водород, часть которого молизуется и переносится в транспортируемую среду, часть адсорбируется поверхностью металла и диффундирует в кристаллическую решетку, что, в свою очередь, при взаимодействии с внутренними и внешними напряжениями, приводит к появлению в металле трещин [13].

Существующая нормативная база позволяет оценить степень коррозионной агрессивности транспортируемых сред по содержанию и концентрации в среде агрессивных компонентов. Согласно действующей нормативной документации транспортируемая среда с концентрациями CO2>0,2 МПа и/или H2S>0,01 МПа при pH<7 уже является сильноагрессивной для труб нефтяного сортамента, что дает основания для принятия мер по антикоррозионной защите [14].

Основными направлениями по борьбе с коррозией внутренней поверхности трубопроводов являются применение различных технологических мероприятий,



а) б)

Рис. 5 *Коррозионное разрушение трубопровода Ø168х14 мм под действием бактерий коррозионно-опасного нефтяного биоценоза: а) Общий вид; б) Внутренняя поверхность*

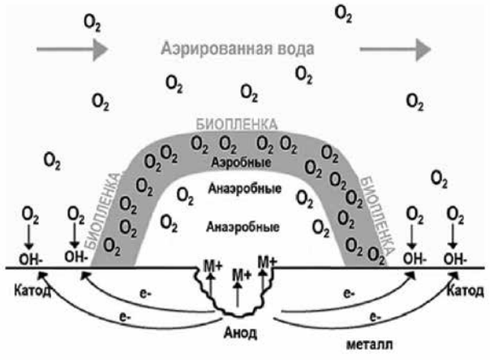


Рис. 6 Механизм разрушения металла трубопровода под действием бактерий коррозионно-опасного нефтяного биоценоза

к которым можно отнести следующие способы защиты [3]:

1. Коррозионностойкие и неметаллические материалы;
2. Ингибиторы коррозии;
3. Внутренние антикоррозионные покрытия;
4. Дегидратация газа;
5. Электрохимическая защита.

Одним из наиболее надежных решений является выбор оборудования в коррозионностойком исполнении. Однако из-за высокой стоимости такого материального исполнения для изготовления морского оборудования и трубопроводов используются углеродистые стали, требующие защиты от внутренней коррозии. Компромиссным решением является применение биметаллических труб, при эксплуатации которых коррозионно-активная среда контактирует с высоколегированной сталью, что делает риск коррозии минимальным, а механическую нагрузку несет низколегированная сталь. Применение данной технологии сопряжено с отсутствием необходимой нормальной базы, однако, в настоящее время ведется активная работа в данном направлении. Обсуждение каждой конкретной технологии выходит за рамки данной статьи, однако, следует отметить, что коррозия возможна даже на высоколегированных сталях аустенитного класса (типа 12Х18Н10Т или AISI 316 L), при наличии ряда внутренних (например, присутствие в стали β-фазы) или внешних (высокое содержание ионов Cl-) фаторов. При выборе любой технологии и материального исполнения в группу проектировщиков должны входить специалисты по коррозии, которые могут уточнить нюансы эксплуатации.

Дегидратация предполагает предотвращение выпадения влаги или удаление влаги. Технологические способы дегидратации сразу после выхода флюида из скважины зачастую сложно реализуемы или экономически нецелесообразны. Операции по удалению влаги обычно проводятся уже на берегу (на территории берегового комплекса) [4].

Еще одним эффективным способом защиты являются ингибиторы коррозии, защитное действие которых обусловлено воздействием на кинетику электрохимических реакций, лежащих в основе коррозионного процесса. Механизм защитного действия связан, в первую очередь, с адсорбцией ингибиторов коррозии на границе металл – среда, т. е. с образованием на поверхности металлов защитных пленок. Результаты ранее выполненных ООО «Газпром ВНИИГАЗ» лабораторных испытаний в водных и водногликолевых средах различной концентрации показали, что ингибиторы коррозии могут способствовать снижению скорости коррозии ниже 0,1 мм/год [4]. Однако, эффективность применения данного способа защиты может быть низкой ввиду быстрого выноса ингибитора и срыва пленки ингибитора с защищаемой поверхности металла при высоких дебитах [15].

Одним из самых распространенных способов электрохимической защиты трубопроводов является протекторная защита. При использовании протекторной защиты к защищаемому объекту подсоединяется металл с более электроотрицательным потенциалом. При этом идет разрушение не конструкции, а протектора. Протекторы используются для защиты сооружений в нейтральных средах (морская или речная вода). Для изготовления протекторов используют такие металлы, как магний, цинк, железо, алюминий. Чистые металлы не выполняют в полной мере своих защитных функций, поэтому при изготовлении протекторов их дополнительно легируют [17].

Использование труб с внутренним покрытием считается одним из самых эффективных способов борьбы с коррозией. Применение различных типов защитных покрытий обусловлено их высокими эксплуатационными характеристиками: стойкостью к воздействию транспортируемой среды, снижением интенсивности образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), повышением пропускной способности трубопроводов за счет низкой шероховатости внутренней поверхности, а также отсутствием влияния на прочностные характеристики металла труб [16].

Для трубопроводов использование внутренних антикоррозионных покрытий имеет определенные ограничения. В первую очередь это связано со сложностью обеспечения сплошности покрытия как при нанесении (в местах стыков), так и в процессе эксплуатации (образование дефектов и повреждений механического или другого характера) [4]. Кроме того, использование антикоррозионных покрытий для трубопроводов предполагает применение дополнительных способов защиты монтажного сварного шва в виде втулок или металлизации концов труб, что сложно реализовать в условиях эксплуатации морских трубопроводов. Отсутствие методов диагностики остаточного ресурса покрытия, качества монтажа втулок, скорости коррозии под втулками делает данных способ защиты рискованным для применения на морских трубопроводах, однако, реализация вышеперечисленных ограничений позволит внедрить наиболее дешевый и эффективный способ.

На практике, как правило, применяется комплексная антикоррозионная защита трубопроводов, выбор способа которой определяется условиями эксплуатации того или иного участка трубопровода. При комплексной защите для новых или эксплуатируемых трубопроводных систем, международными стандартами регламентировано при проектировании предусматривать обязательный коррозионный мониторинг участков трубопровода. Коррозионный мониторинг необходим для выявления на ранних стадиях зарождения коррозионных повреждений стенок трубы, изменения скорости коррозии, определения участков, на которых защита от коррозии неэффективна, а также отслеживания эффективности противокоррозионных мероприятий, принятых при эксплуатации трубопровода [18].



а) б) в)

***Рис. 7** Сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением газопровода Ø457х20,62 мм в процессе эксплуатации: а) Внутренняя поверхность; б) Макроструктура; в) Микроструктура в области распространения трещин. Увеличение х500*

На сегодняшний день накоплен значительный опыт эксплуатации морских трубопроводов. Это накладывает особую ответственность на этап проектирования, на котором должны быть учтены все возможные способы эффективной безаварийной эксплуатации. Коррозионный процесс является сложной многофакторной системой, зависящей от комплекса переменных внешних и внутренних факторов, и требующий такого же комплексного подхода при контроле и изучении. Для решения данной актуальной проблемы требуется понимание причины разрушения. Найти решение возможно лишь при комплексном подходе к исследованию, при наличии большой научно-исследовательской базы, опыта, оснащения и высокой квалификации специалистов. Проработка данного вопроса и решение конкретных задач по изучению причин преждевременного выхода из строя трубопроводов позволит снизить аварийность оборудования в тех или иных условиях эксплуатации.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Махутов Н.А., Шмаль Г.И., Лепихин А.М., Лещенко В.В., Надеин В.А. Основные направления решения проблемы безопасности подводных добычных комплексов и трубопроводов. Журнал «МОРСКАЯ НАУКА И ТЕХНИКА» Научно - технический журнал, специальный выпуск № 12 май 2024 г.
2. Монич К. П. Перспективные материалы для повышения коррозионной стойкости морских трубопроводов //Проблемы функционирования систем транспорта. – 2022. – С. 47-48.
3. Запевалов Д. Н., Вагапов Р. К., Мельситдинова Р. А. Оценка коррозионных условий и решений по защите морских объектов от внутренней коррозии //Вести газовой науки. – 2018. – №. 4 (36). – С. 79-86.
4. Вагапов Р. К., Запевалов Д. Н., Ибатуллин К. А. О закономерностях протекания внутренней коррозии и противокоррозионной защите морских объектов в условиях присутствия повышенных количеств диоксида углерода //Вести газовой науки. – 2020. – №. 3 (45). – С. 81-92.
5. Поварова Л. В., Косова Д. А., Самарин М. А. КОРРОЗИОННЫЙ МОНИТОРИНГ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 2. – С. 26-31.
6. Петров С. С. и др. Коррозионное разрушение металла нефтегазопроводных труб в процессе эксплуатации и при лабораторных испытаниях //Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – №. 4. – С. 102-112.
7. Чилимская А. А. КОРРОЗИЯ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ //Научный редактор. – 2021. – С. 56.
8. Маркин А. Н., Низамов Р. Э. CO2-коррозия нефтепромыслового оборудования. – 2003.
9. Melchers R. E. Internal corrosion of seabed 'parked' steel oil and gas pipelines //Ocean Engineering. – 2023. – Т. 276. – С. 114145.
10. Ilman M. N. et al. Analysis of internal corrosion in subsea oil pipeline //case studies in Engineering Failure Analysis. – 2014. – Т. 2. – №. 1. – С. 1-8.
11. Князева Ж.В., Юдин П.Е., Петров С.С., Максимук А.В., Прокудин А.В. Особенности эксплуатации насосно-компрессорных труб в условиях скважин коррозионного фонда // Коррозия «Территории «Нефтегаз». 2018. № 2 (40). С. 50–54.
12. Борисенкова Е.А., Сачкова Е.Н., Иоффе А.В. О механизме микробиологической коррозии сталей нефтепромыслового оборудования в условиях эксплуатации и в лаборатории // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. 2013. № 3 (39). С. 99–104.
13. Баев К.Е., Лебедев Д.О., Воронин К.С. Сероводородная коррозия трубопроводов и современные способы антикоррозионной защиты // Нефтегазовый терминал: сб. науч. тр. Междунар. науч.-техн. конф. им. профессора Н.А. Малюшина. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. С. 31–35.
14. ГОСТ Р 70926-2023 Трубы насосно-компрессорные с внутренним лейнером. Технические условия.
15. Князева Ж.В., Юдин П.Е., Петров С.С., Максимук А.В. Применение металлизационных покрытий для защиты погружных электродвигателей насосного оборудования от воздействия осложняющих факторов в нефтяных скважинах. Известия вузов. Порошковая металлургия и функциональные покрытия. 2020. No. 1. С. 75–86. DOI: dx.doi.org/10.17073/1997-308X-2020-75-86.
16. Юдин П.Е., Петров С.С., Князева Ж.В., Андриянов Д.И., Сургаева Е.С. Причины преждевременного разрушения труб с внутренним антикоррозионным покрытием в нефтегазодобывающей отрасли и методы их исследования. Журнал Инженерная практика, №10, 2021 г. с.34-41.
17. Ремесник Д. В., Шпота А. А. Электрохимическая защита трубопроводов от коррозии //Ответственный редактор. – 2015. – С. 148.
18. Поварова Л. В., Косова Д. А., Самарин М. А. КОРРОЗИОННЫЙ МОНИТОРИНГ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 2. – С. 26-31.