УДК 628.147.22

АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИЕЙ В УСЛОВИЯХ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

♦♦♦♦♦

ANALYSIS OF METHODS IN COMBATING CORROSION AGGRESSION ON THE ACHIMOV DEPOSITS OF THE URENGOY OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Горпинченко Алексей Николаевич
ООО «Газпром персонал» проект «Ачим Деведопмент»
swengorr@yandex.ru

Поварова Лариса Валерьевна
кандидат химических наук,
доцент,
доцент кафедры химии,
Кубанский государственный технологический университет
larispv08@gmail.com

Аннотация. Коррозионная агрессивность среды на нефтегазоконденсатных месторождениях определяется рядом факторов, включая физико-химические свойства углеводородного и водного компонентов системы, их состав, количественное соотношение, наличие растворённых газов, таких как сероводород, углекислый газ и кислород. Также не менее важным являются условия разработки и эксплуатации месторождений, тип скважин, способ добычи, температура, давление, скорости движения среды и другие факторы. Борьба с коррозионной агрессивностью позволяет обеспечить бесперебойную и безопасную работу месторождения. Благодаря этому повышается межремонтный период работы скважин, повышается технологическая и экономическая эффективность добычи, актуальность данной темы всегда находится на высоком уровне в связи с агрессивностью добываемых сред. Важным фактом является то, что борьба с коррозионной агрессией является многоплановым процессом и включает в себя несколько мероприятий и стратегий. Регулярный мониторинг, обслуживание и предупредительные меры помогают минимизировать риски, связанные с коррозией, и обеспечивают безопасную и эффективную работу на месторождениях.

Ключевые слова: коррозионная агрессивность; виды и методы борьбы с высокой фоновой скоростью коррозии; способы защиты оборудования и трубопроводов от коррозионной агрессии; противокоррозионная защита внутренних поверхностей элементов выкидных линий и фонтанной арматуры; разработка мероприятий защиты газосборных коллекторов и трубопроводов обвязки скважин; постоянная подача ингибитора коррозии; периодическая подача ингибитора коррозии.

Gorpinchenko Alexey Nikolaevich
LLC «Gazprom personnel»
project «Achim Development»
swengorr@yandex.ru

Povarova Larisa Valeryevna
Candidate of Chemical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor
of the Department of Chemistry,
Kuban State Technological University
larispv08@gmail.com

Annotation. The corrosive aggressiveness of the environment in oil and gas condensate fields is determined by a number of factors, including the physicochemical properties of the hydrocarbon and water components of the system, their composition, quantitative ratio, and the presence of dissolved gases such as hydrogen sulfide, carbon dioxide and oxygen. Also no less important are the conditions for the development and operation of fields, the type of wells, the method of production, temperature, pressure, speed of movement of the medium and other factors. The fight against corrosion aggressiveness allows us to ensure uninterrupted and safe operation of the field. Thanks to this, the turnaround time of wells increases, the technological and economic efficiency of production increases, the relevance of this topic is always at a high level due to the aggressiveness of the extracted environments. An important fact is that the fight against corrosion is a multifaceted process and includes several activities and strategies. Regular monitoring, maintenance and preventive measures help minimize the risks associated with corrosion and ensure safe and efficient field operations.

Keywords: corrosiveness; types and methods of combating high background corrosion rates; methods of protecting equipment and pipelines from corrosive aggression; anti-corrosion protection of internal surfaces of flow line elements and Christmas tree fittings; development of measures to protect gas collection collectors and well piping pipelines; constant supply of corrosion inhibitor; periodic supply of corrosion inhibitor.

Виды коррозии

Нефтегазовая отрасль, как и любое другое промышленное производство, сталкивается с проблемой коррозии. В этой отрасли существует несколько видов коррозии, каждый из которых имеет свои особенности и требует индивидуального подхода к борьбе с ним. К ним относятся поверхностная коррозия, контактная коррозия, интеркристаллическая коррозия, а также общая коррозия. Каждый вид имеет свою специфику и может вызвать серьёзные технические проблемы, объёмные затраты и даже люд-

ские потери, если не бороться с ним эффективно. Именно поэтому в нефтегазовой отрасли необходим постоянный контроль за состоянием оборудования, использование высококачественных материалов, специализированных ингибиторов коррозии и соблюдение всех необходимых процедур.

Электрохимическая коррозия

Электрохимическая коррозия является наиболее распространённым видом коррозии, возникающим при взаимодействии металла с электролитами, которые могут быть представлены нефтью, газом, водой и химическими реагентами.

Когда металл контактирует с электролитом, возникает электрохимическая реакция, приводящая к разрушению структуры металла. Электролиты, помимо поверхностной коррозии, способны проникать в металл через микротрещины и дефекты поверхности, такие как царапины и сколы, в результате чего внутренние части металла также становятся уязвимыми для коррозии.

Данный вид коррозии наблюдается в различных условиях, включая окислительные среды и повышенные температуры, а наличие солей или кислот в электролите может ускорить процесс коррозии. Это значит, что любое оборудование, которое подвергается контакту с электролитом, подвержено риску электрохимической коррозии.

Для предотвращения этого вида коррозии рекомендуется применение защитных покрытий на металлических поверхностях, контроль содержания солей и кислот в электролите и регулярная обработка и очистка металлических поверхностей – данные меры помогут снизить риск коррозии, продлят срок службы и увеличат надёжность оборудования.

Коррозионная усталость

Коррозионная усталость – одна из существенных проблем, с которой сталкиваются на месторождениях. Этот вид коррозии возникает вследствие длительной эксплуатации при повторяющихся циклах динамической нагрузки в коррозионной среде. Продолжительная эксплуатация металлических конструкций приводит к постепенному их деградированию, потере прочности и упругости. Выявление факторов, влияющих на коррозионную усталость, является важной задачей. Частота и длительность циклов нагрузки, температура, характер агрессивных сред и свойства материала – все эти факторы оказывают существенное влияние на процесс коррозионной усталости. Применение материалов с более высокой усталостной прочностью при проектировании и изготовлении оборудования является одним из наиболее эффективных способов предотвращения коррозионной усталости. Также важно проводить регулярные испытания с целью обнаружения возможных дефектов и повреждений на ранней стадии эксплуатации. Технологии неразрушающего контроля (такие как метод инфракрасной термографии) могут быть использованы для обнаружения скрытых дефектов и эффективного контроля состояния оборудования.

Сплошная коррозия

Сплошная коррозия также является достаточно распространённым видом коррозии в промышленности. Этот вид коррозии возникает на поверхности металла при взаимодействии с различными агрессивными веществами, такими как растворы солей, серная кислота и т.д. Для защиты металла от сплошной коррозии существует несколько способов. Один из наиболее распространённых – нанесение защитных покрытий на поверхность металла. Лакокрасочные материалы обеспечивают защиту поверхности металла от контакта с агрессивной средой. Также возможно использование специальных технологий для защиты, таких как оцинкование, которое защищает металлические поверхности от коррозии, формируя защитную плёнку из цинка на поверхности металла. Использование инфракрасной термографии – ещё один эффективный метод, который помогает вовремя обнаружить коррозию. Эта технология основана на измерении температурных изменений на поверхности металла. Она позволяет быстро обнаруживать поверхностные дефекты, трещины и другие повреждения, которые могут стать причиной сплошной коррозии. В целом, защита металла от сплошной коррозии требует комплексного подхода, включающего в себя применение защитных покрытий, контроль условий эксплуатации, регулярную проверку состояния оборудования и использование современных технологий контроля и диагностики.

Ручейковая коррозия

Процесс ручейковой коррозии представляет собой появление мелких канавок или ручейков на поверхности металла. Источник ручейковой коррозии обычно связан с

постоянным потоком агрессивной среды, которая воздействует на металлическую поверхность. Основная проблема ручейковой коррозии состоит в низком давлении и низкой подаче при перекачке агрессивного по отношению к металлу флюида. Эти факторы создают условия для появления данного типа коррозии. Чтобы бороться с ручейковой коррозией, можно применить несколько методов. Один из наиболее эффективных подходов включает смену режима перекачки флюида. Повышение давления и подачи может изменить ламинарное течение на турбулентное, что распределит поток по всей длине трубопровода и будет оказывать равномерное воздействие на поверхность металла. Это затруднит формирование ручейковой коррозии и поможет увеличить срок службы оборудования. Кроме того, ингибиторная защита – это ещё один важный инструмент в борьбе с ручейковой коррозией. Использование ингибиторов обеспечивает защиту металла, предотвращая химическую реакцию, которая провоцирует коррозию.

Способы защиты оборудования и трубопроводов от коррозионной агрессии

Катодная защита

Катодная защита – эффективный метод, используемый для предотвращения коррозии металлических конструкций и сооружений. Этот процесс основан на применении электрохимических свойств, позволяющих значительно снизить скорость коррозии металла. Основная суть катодной защиты заключается в подключении защищаемой конструкции к источнику постоянного тока с отрицательным потенциалом. При этом на поверхности металла образуется слой электронейтральных ионов металлов, формирующих защитный слой. Этот слой защищает металлическую конструкцию от электрохимической реакции с окружающей средой.

Важно заметить, что катодная защита – один из самых эффективных методов предотвращения коррозии и продления срока службы металлических конструкций.

Защитные покрытия

Защитные покрытия – наиболее эффективный метод борьбы с коррозией металлических поверхностей. Защитные покрытия представлены в виде различных плёнок и покрытий в зависимости от свойств материала, используемого для создания покрытия.

Плёнки наиболее часто изготавливаются из полимерных материалов, таких как полиуретаны или эпоксиды, благодаря чему обеспечивается эффективная защита от коррозии и продление срока службы оборудования. Они служат препятствием для контакта проникновения агрессивных веществ в металл, что способствует снижению скорости коррозии.

Покрытия, защищающие металл от коррозии и механических повреждений, как правило, изготавливаются из коррозионностойких металлов, таких как нержавеющая сталь или титан. Такие покрытия имеют более долгий срок службы, чем полимерные плёнки, и могут быть нанесены на металл методом покраски с последующим нагревом, диффузионным насыщением или спеканием.

Между тем, необходимо отметить, что использование защитных покрытий не всегда является универсальным и эффективным решением для всех типов коррозии металла, так как является дорогостоящим процессом, требующим специальных знаний и оборудования.

Ингибиторы коррозии

Ингибиторы коррозии являются особым типом химических веществ, разработанных для замедления или предотвращения процесса коррозии – биологического или химического разрушения металла на атомном уровне. Обычно они приготавливаются из активной основы и различных присадочных веществ, способствующих повышению адгезии, стабилизации и других факторов, которые помогают контролировать коррозию. Использование ингибиторов коррозии принято во многих отраслях, поскольку они обеспечивают надёжный и относительно недорогой способ предотвращения коррозии металла.

При внесении ингибиторов в агрессивную среду, будь то кислый раствор или солёная вода, происходит замедление скорости коррозии металла. Это связано с формированием на поверхности металла защитной плёнки, которая препятствует проникновению вредных веществ и электролитов, провоцирующих коррозию.

Применение ингибиторов коррозии широко распространено в различных сферах промышленности, особенно там, где требуется защищать металлические конструкции от взаимодействия с агрессивными средами. Это может включать такие области, как

химическая, нефтяная, газовая, авиационная и морская промышленность, а также строительство и производство, где использование металла является ключевым.

Изменение конструкции

Существует множество способов борьбы с коррозией, однако использование коррозионностойкого оборудования является одним из самых эффективных. Коррозионностойкое оборудование изготавливается из сплавов, содержащих хром, никель, ванадий и другие элементы, которые обладают более высокой стойкостью к коррозии. Однако при выборе таких сплавов необходимо учитывать их параметры, такие как стойкость к высоким температурам, давлению, механическим воздействиям и другим факторам.

Важно отметить, что данный способ является самым дорогим и используется очень редко, несмотря на его эффективность.

Противокоррозионная защита внутренних поверхностей элементов выкидных линий и фонтанной арматуры

В процессе добычи углеводородов особое внимание уделяется фонтанной арматуре, которая играет ключевую роль в герметизации устья, поддержке насосно-компрессорных труб и управлении потоком флюидов. Непрерывная работа фонтанной арматуры является важнейшим фактором успешной эксплуатации нефтяных месторождений. Чтобы обеспечить надёжную защиту от коррозии, в производстве фонтанной арматуры применяются специальные коррозионностойкие сплавы.

Выбор подходящего коррозионностойкого сплава для фонтанной арматуры осуществляется на основе тщательного анализа и испытаний. Одним из методов является гравиметрическое испытание, которое позволяет оценить степень коррозии сплавов при эксплуатации в агрессивных условиях добычи нефти. Задача заключается в выборе сплава, который обладает высокой стойкостью к коррозии и сохраняет свои механические и технические свойства в длительной перспективе.

Таким образом, основной целью исследований и испытаний является предотвращение коррозии фонтанной арматуры. Это позволяет обеспечить эффективную и безопасную работу эксплуатационной системы и продлить срок службы оборудования. Благодаря использованию коррозионностойких сплавов, достигается не только сохранение функциональности фонтанной арматуры, но и улучшение показателей производительности при добыче нефти.

Самой главной целью является недопущение коррозии фонтанной арматуры, в связи с чем используются коррозионностойкие сплавы при производстве. В связи с этим выполнен подбор сплава на основании испытаний образца свидетеля коррозии (ОСК) гравиметрическим способом из сплавов на примере трубопроводов обвязки скважин № 2111, 2112 и 2113 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. По окончании испытаний произведены расчёты скорости коррозии ОСК. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Сводные результаты гравиметрических испытаний материалов в трубопроводах обвязки скважин КГС № 211

Материал	Скорость коррозии, мм/год			Балл коррозионной стойкости по ГОСТ 9.502-82
	I этап	II этап	среднее значение	
309L	0	0	0	1
Inconel 625	0	0	0	1
07Х16Н6	0	0	0	1
13ХФА	0,146	0,118	0,132	6
30ХМА	0,254	0,211	0,233	6
09Г2С	0,284	0,373	0,329	6

По результатам гравиметрических испытаний выявлено, что материалы, которые обладают наиболее высокой устойчивостью к углекислотной коррозии, это коррозионностойкие стали марки 309L и 07Х16Н6, а также сплав на основе никель-хрома, известный как Inconel 625. Оценка их коррозионной устойчивости на основании шкалы (ГОСТ 9.502-82) показала полную устойчивость к коррозии и высокую оценку – 1 балл. Низколегированные стали, как и предполагалось, имеют более низкую коррозионную устойчивость и оцениваются по этой же шкале на 6 баллов.

После проведения испытаний материалов изготовлена фонтанная арматура, на которую нанесено защитное покрытие. После этого проведены опытно-промысловые испытания фонтанной арматуры. На рисунке 1 представлены элементы фонтанной арматуры, которые подверглись испытаниям в рамках данной программы.

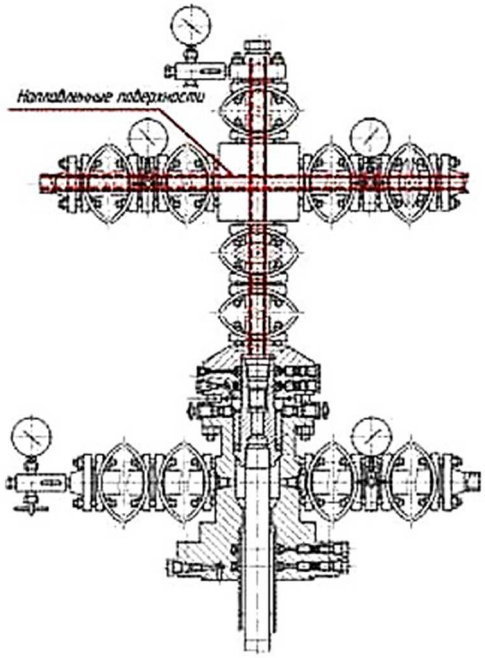

Рисунок 1 – Схема фонтанной ёлки
(красными линиями отмечены элементы с нанесённым защитным покрытием)

Для проверки стойкости к коррозии выбрана арматура, в наплавке которой использовались материалы марки 309L и сплав Inconel 625. Оба материала демонстрировали высокую устойчивость к коррозии, однако учитывая тот факт, что защитное покрытие на основе стали марки 309L оказалось дешевле, его рекомендовано для промышленного использования. Тесты показали, что этот материал был подходящим для фонтанных арматур, используемых в контакте с агрессивными средами всех скважин на втором участке ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. Всем внутренним поверхностям нанесено защитное покрытие из стали марки 309L.

Для успешного решения поставленной задачи проведены испытания, включающие опытную эксплуатацию участка трубопровода, протянувшегося от углового дросселя до первой фланцевой пары. Указанный участок выполнен в коррозионностойком исполнении и имел нанесённое изнутри покрытие из стали марки 309L (рис. 2).

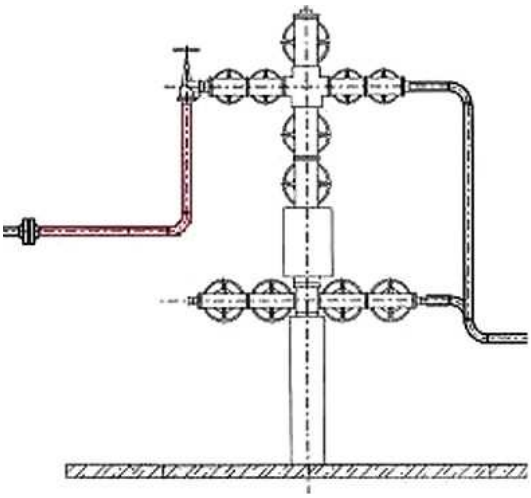

Рисунок 2 – Схема обвязки газоконденсатной скважины
(красным отмечен экспериментальный участок с коррозионностойкой наплавкой)

Результаты годичных испытаний показали полное отсутствие повреждений на внутренней поверхности трубопровода, независимо от того, являются ли они коррозионными или эрозионными. Этот успех является ключевым фактором в планировании реконструкции трубопровода.

Разработка мероприятий защиты газосборных коллекторов и трубопроводов обвязки скважин с постоянной подачей ингибитора коррозии

Проект, направленный на защиту объектов от коррозии, включал защиту трубопроводов обвязки скважин после регулятора давления и газосборных коллекторов от углекислотной коррозии. В рамках проекта изучены различные методы защиты, в том числе замена материалов трубопроводов, применение защитных покрытий и изменение параметров добываемого продукта для снижения скорости коррозии. В результате технико-экономического обоснования принято решение в пользу ингибиторной защиты как оптимального варианта.

Для успешной реализации данного метода подобран подходящий ингибитор и определена оптимальная дозировка, которая соответствует условиям, характерным для второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. Подробные описания результатов исследования приведены ниже.

Для создания модели коррозионных условий водной среды выбрана вода одной из скважин с высокой скоростью коррозии, которой присвоено название Ач1. За этим последовал статистический анализ состава ионов воды в разных скважинах и найден усреднённый состав модельной среды, которой присвоено название $Ач_2$ (табл. 2). Для репликации этой модельной среды в лаборатории её состав пересчитан.

Для подбора наиболее эффективного ингибитора проведены испытания методом гравиметрии с углекислотной коррозией в условиях модельной воды $Ач_1$, имеющей большую минерализацию по сравнению с $Ач_2$. Шесть ингибиторов коррозии перед испытаниями прошли процесс обезличивания и им присвоены индексы ИК1-ИК6, из них с испытаниями справились 3. При t_1 = 60 °С они показали высокую эффективность, далее 3 успешных ингибитора протестировали при температуре t_2 = 40 °С и определили, что они эффективны и скорость коррозии не более 0,1 мм/год.

Таблица 2 – Состав модельных вод

Наименование солей	Содержание, мг/дм^3	
	вода $Ач_1$	вода $Ач_2$
Na_2SO_4	154,3	34,5
$NaHCO_3$	1142,4	41,7
$CaCl_2 \cdot 2H_2O$	603,9	30,2
$MgCl_2$	144,4	10,1
NaCl	6791,6	733,5
KCl	679,2	91,0
Общая минерализация	9367,9	1308,5

Самую высокую эффективность показали ингибиторы с индексами ИК2 и ИК3, в связи с этим проведены ещё одни испытания двухфазной водно-углеродной среды с концентрацией C_{CO2} = 100 мг/дм^3.

Результаты испытаний (табл. 3) показали, что с испытаниями справился только образец с индексом ИК3, поддерживая скорость коррозии до 0,1 мм/год.

Таблица 3 – Результаты лабораторных испытаний с концентрацией продавки C_{CO2} = 100 мг/дм^3

Условия испытаний	Модельная вода	Ингибитор	Температура			
			40 °С		60 °С	
			скорость коррозии, мм/год	защитная эффективность, %	скорость коррозии, мм/год	защитная эффективность, %
1	2	3	4	5	6	7
Водный раствор при постоянной продувке CO_2	$Ач_2$	ИК2	0,060	96,3	0,150	92,6
		ИК3	0,050	96,6	0,090	94,7

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
Двухфазная водно-углеводородная среда при постоянной продувке CO_2	$Ач_1$	ИК2	0,061	95,8	0,076	96,0
		ИК3	0,056	96,1	0,076	92,1
	$Ач_2$	ИК2	0,074	88,6	0,166	76,9
		ИК3	0,061	90,6	0,040	94,4

После чего образец ИК3 повторно испытан в автоклавных условиях с моделью пластовой воды $Ач_2$ и температуре t_1 = 60 °С, показатели парциального давления CO_2 при этом составляли от 0,21 до 0,4 МПа. По результатам испытаний выявлена скорость коррозии, которая составляла менее 0,1 мм/год.

Результаты проведения четырёх этапов эксплуатационных испытаний ингибитора ИК3 в реальных условиях объекта добычи установлены на ОСК. В каждом этапе производилось измерение скорости коррозии в нескольких точках трубопроводов при различных расходах ингибитора. В точках с ОСК скорость коррозии удерживалась на уровне не выше 0,1 мм/год, что соответствует требованию СТО Газпром 9.3-028-2014, которое предписывает не менее 85 % защитной эффективности ингибитора коррозии. На некоторых участках оценена величина остаточной скорости общей коррозии в присутствии ингибитора, которая также не превышала 0,1 мм/год. Поэтому показатель «защитный эффект» может считаться удовлетворительным (табл.4).

Таблица 4 – Результаты промысловых испытаний ингибитора коррозии ИК3

Место установки	Скорость коррозии (мм/год) в среде					Степень защиты Z, %			
	без ИК	в присутствии ингибитора коррозии							
		1 этап	2 этап	3 этап	4 этап	1 этап	2 этап	3 этап	4 этап
ГКС № 2А15 1 МОС линия ГС2	1,406	0,0064	0,0128	0,0131	0,0368	99,5	99,1	99,1	97,4
ГКС № 2А15 2 МОС линия ГС2	0,085	0,0020	0,0028	0,0040	0,0078	97,6	96,7	95,2	90,8
ГКС № 2А15 3 МОС линия ГС2	0,050	0,0021	0,0030	0,0035	0,0068	95,8	94,0	93,0	86,4
ГСК 2А15 после МОС	н/д	0,0118	0,0123	0,0120	0,0162	–	–	–	–
ГСК 2А15 в ЗПА	0,011	0,0087	0,0093	0,0095	0,0105	20,9	15,5	13,9	4,5

На первых трёх этапах испытаний использовалась методика непрерывной подачи раствора ингибитора коррозии как основной метод защиты от углекислотной коррозии. В то же время на четвёртом этапе при периодической подаче ИК3 следует отметить, что эффективность защиты находится на грани допустимого значения по критерию ингибирования, который составляет 86,4 %. Непрерывный процесс подачи ингибитора коррозии имеет ряд преимуществ по сравнению с периодическим методом, потому что последний может привести к повышению риска локальной коррозии, что, в свою очередь, может способствовать раннему выводу трубопроводов из эксплуатации, особенно если система защиты от коррозии не применяется вовсе.

Для обеспечения надёжной защиты от коррозии объектов добычи второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ разработана постоянная ингибиторная защита с использованием ингибитора ИК3 в соответствии с третьим этапом эксплуатационных испытаний, дозировка которого равна 21 г/1000 м^3 газа.

Для защиты сети газосборных коллекторов необходимо создать парк хранения ингибитора коррозии, проложить трубопроводы и насосную станцию. Этот метод требует значительных капитальных затрат, в связи с чем для сокращения расходов и обеспечения полноценной защиты от коррозии предложено использовать существующий парк хранения метанола, насосную станцию и метанолопроводы для доставки ингибитора, внося изменения в обвязку оборудования. Данная система защиты от коррозии также эффективно борется с осложнениями в виде гидратообразования благодаря присутствию метанола в растворе ингибитора коррозии, который выступает в роли растворителя.

Разработка мероприятий защиты газосборных коллекторов и трубопроводов обвязки скважин с периодической подачей ингибитора коррозии

Постоянная подача раствора ингибитора коррозии осуществляется по существующим метанолопроводам до точки обвязки скважин после регулятора давления (рис. 3). Однако переместить точку ввода раствора ингибитора коррозии к фонтанной ёлке и трубопроводу обвязки скважин до регулятора давления невозможно. Это связано с тем, что расчёт толщины стенки метанолопровода выполнен на основе рабочего давления после редукции давления. Поэтому участок от фонтанной ёлки до точки ввода раствора ингибитора коррозии остаётся незащищённым от коррозии. Решение задачи обеспечения противокоррозионной защиты для этого участка является сложным, поскольку постоянная подача ингибитора коррозии невозможна, а внедрение требует значительных капитальных вложений.

Помимо этого, участок подвержен наибольшему коррозионному воздействию в присутствии CO_2 из-за более высокой температуры и парциальных давлений CO_2 и других факторов, увеличивающих риск коррозии.

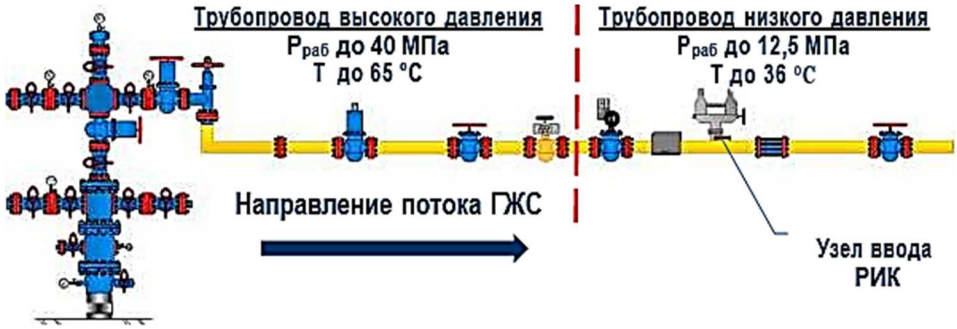

Рисунок 3 – Схема трубопровода обвязки скважин

Для того чтобы решить данную проблему, предложен метод, который включает использование передвижной насосной установки для кислотной обработки скважин СИН 32.05.00.00.000, осуществляющей периодическую прокачку раствора ингибитора коррозии. Чтобы оценить эффективность периодического дозирования ингибитора коррозии, проведены лабораторные исследования ингибитора ИКЗ на модели пластовой воды $Ач_1$ (табл. 2). Эти исследования включали тестирование ингибитора в водной фазе при барботировании CO_2 при температурах 40 °С и 60 °С (табл. 3). Кроме того, проведены испытания в динамических условиях в двухфазной водно-углеводородной среде при барботировании CO_2 с температурой 60 °С (табл. 4), а также тестирование ингибитора в автоклаве при температуре 60 °С и парциальном давлении CO_2, равном 0,3 МПа.

Эффективность защитного действия испытуемых ингибиторов коррозии определяется по значениям фоновой и контрольной скорости коррозии. В таблице 5 приведены результаты гравиметрических испытаний плёнки ингибитора коррозии.

Таблица 5 – Результаты гравиметрических испытаний плёнки ингибитора коррозии

Условия испытаний	Скорость коррозии, мм/год	Защитная эффективность, %
Плёнка из 20 % раствора ингибитора коррозии (Т = 40 °С)	0,108	92,8
Плёнка из 10 % раствора ингибитора коррозии (Т = 60 °С)	0,249	87,4
Плёнка из 10 % раствора ингибитора коррозии (без выдержки) (Т = 60 °С)	0,393	80,1
Плёнка из 20 % раствора ингибитора коррозии (Т = 60 °С)	0,170	91,4
Плёнка из 10 % раствора ингибитора коррозии с добавлением в воду ингибитора коррозии 100 мг/дм^3 (Т = 60 °С)	0,112	94,3

При проведении испытаний в водной среде при t_1 = 60 °С скорость коррозии в присутствии плёнки ингибитора коррозии, выдержанной в течение 1 часа в 10 %-ном растворе ингибитора, составляет в среднем 0,25 мм/год (при выдержке после контакта с раствором в течение 30 минут) и 0,39 мм/год (без выдержки после контакта). Степень защиты от коррозии равна 87 % (при выдержке после контакта с раствором в течение 30 минут) и 79 % (без выдержки после контакта). Важно отметить, что отсутствие выдержки после контакта с раствором значительно уменьшает защитные свойства ингибиторной плёнки. В таблице 6 приведена скорость коррозии ОСК во время гравиметрических испытаний с использованием защитной плёнки растворами ингибиторов разной концентрации.

При использовании 20 %-ной концентрации раствора ингибитора коррозии и поддержании температуры на уровне t_1 = 60 °С технология способна сократить скорость коррозии до 0,16–0,18 мм/год, обеспечивая при этом 90–91 % защиты от процесса коррозии. При использовании той же концентрации раствора ингибитора коррозии, но при более низкой температуре (t_2 = 40 °С) скорость коррозии может быть дополнительно снижена до 0,11 мм/год, обеспечивая 93 % защиты от коррозии. Исследования проводились после 30-минутного контакта с раствором ингибитора коррозии.

Таблица 6 – Скорость коррозии ОСК во время гравиметрических испытаний с использованием защитной плёнки растворами ингибиторов разной концентрации

Условия испытаний	Скорость коррозии, мм/год	Защитная эффективность, %
Плёнка из 20 % раствора ингибитора коррозии (Т = 40 °С)	0,131	80
Плёнка из 10 % раствора ингибитора коррозии (Т = 60 °С)	0,293	59
Плёнка из 10 % раствора ингибитора коррозии (без выдержки) (Т = 60 °С)	0,678	8,4

При проведении тестов в динамических условиях в двухфазной водно-углеводородной среде (таблица 7) скорость коррозии в присутствии плёнки, содержащей ингибитор коррозии, которая выдержана в 10 %-ном растворе ингибитора коррозии в течение часа, в среднем составляет 0,24 мм/год (после выдержки контактной среды с раствором ингибитора коррозии в течение 30 минут) и 0,67 мм/год (без выдержки). Использование 20 %-ной концентрации раствора ингибитора коррозии способно дополнительно снизить скорость коррозии до 0,13 мм/год.

Таблица 7 – Скорость коррозии ОСК во время автоклавных гравиметрических испытаний с использованием защитной плёнки растворами ингибиторов разной концентрации

Условия испытаний	Скорость коррозии, мм/год	Защитная эффективность, %
Плёнка из 10 % раствора ингибитора коррозии (Т = 60 °С)	0,116	54,7
Плёнка из 20 % раствора ингибитора коррозии (Т = 60 °С)	0,037	85,5

Из таблицы 7 видно, что результаты автоклавных испытаний подтверждают более высокую эффективность использования плёнки, содержащей 20 %-ный раствор ингибитора коррозии.

При использовании периодических прокачек можно наблюдать более высокую скорость коррозии, чем при постоянном дозировании, и в некоторых условиях она может превышать 0,1 мм/год. Важно отметить, что тестирование проведено в суровых условиях. Тем не менее, результаты и сравнение скорости коррозии в условиях, когда отсутствует подача ингибитора коррозии, показывают, что плёнка с применением ингибитора действительно может защищать от коррозии и оказывать некоторый остаточный эффект.

Для того чтобы обеспечить полноценную защиту трубопроводов от коррозии в условиях промышленного производства разработана технология проведения ингибиторных обработок, которая гарантирует эффективную защиту и имеет оптимальную периодичность обработок. Эта технология включает в себя несколько этапов:

1) остановка скважины с последующим отсечением и полным опорожнением обрабатываемого участка;

2) заполнение обрабатываемого участка 20 %-ным раствором ингибитора коррозии посредством передвижного насосного агрегата (рис. 4);

3) выдерживание реагента не менее 1 часа в обрабатываемом участке;

4) очистка обрабатываемого участка от раствора ингибитора коррозии выдерживанием в течение 10 минут;

5) скважину выдерживают не менее 30 минут с целью успешной адгезии ингибирующей плёнки раствора ингибитора коррозии;

6) пуск скважины в работу.

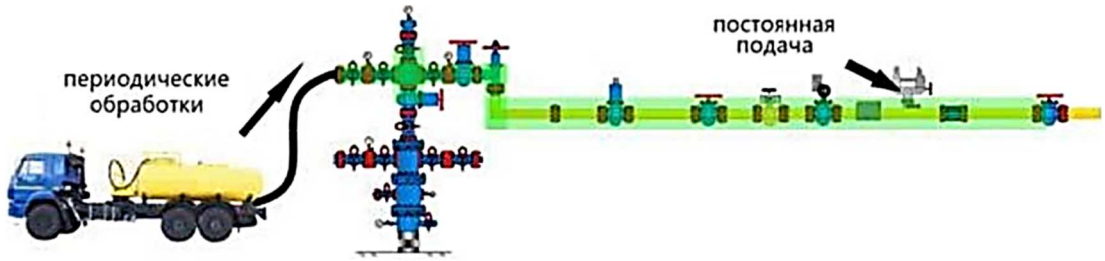

Рисунок 4 – Схема ударной подачи раствора ингибитора коррозии через линию фонтанной арматуры

Следующий этап подразумевает проведение опытно-промышленных испытаний предлагаемой технологии ингибирования, в ходе которых будет оценена её эффективность и подобрана оптимальная периодичность прокачек гравиметрического методом измерения скорости коррозии образца свидетеля коррозии за 1 месяц.

Объектом опытно-промышленных испытаний ингибитора коррозии служит фонтанная арматура и нефтесборная трубопроводная обвязка.

Для определения наиболее подходящей периодичности прокачек разработана специальная схема. Начальные гравиметрические испытания проводились через каждые 5 дней, в то время как последующие – раз в неделю, раз в 10 дней, раз в 2 недели, раз в 3 недели и, наконец, раз в 5 недель. В течение трёх лет собран значительный объём данных. Результаты оценки эффективности периодической технологии ингибиторной защиты представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Сводная таблица остаточной скорости коррозии при различной периодичности обработок

Фоновая скорость коррозии	Средняя скорость коррозии (мм/год) при периодичности обработок: 1 раз					
	в 5 дней	в неделю	в 10 дней	в 2 недели	в 3 недели	в 5 недель
менее 0,1 мм/год	не требуются обработки					
0,1–0,5 мм/год	0,032	0,045	0,038	0,041	0,198	0,234
более 0,5 мм/год	0,060	0,065	0,124	0,127	–	–

Заключение

Для коррозионностойкого исполнения элементов выкидной линии и фонтанной арматуры требуется сталь марки 309L в связи с дешевизной и схожими коррозионностойкими характеристиками с Inconel 625.

Постоянная подача ингибитора коррозии показала свою эффективность при проведении опытно-промышленных испытаний при концентрации 21 г/1000 м^3 газа, также выполнены требования СТО Газпром 9.3-028-2014. Остаточная скорость коррозии не превышает 0,1 мм/год, а защитная эффективность остаётся не менее 85 %.

Периодичная обработка растворами ингибиторов коррозии не менее 20 % имеет высокую эффективность, для каждой скважины периодичность подбирается индивидуально в соответствии с условиями и скоростью коррозии. Также выявлено, что для скважин с фоновой коррозией до 0,5 мм/год периодичность составляет 2 раза в месяц, а при скорости коррозии выше 0,5 мм/год периодичность обработок составляет 4 раза в месяц.

Литература

1. Александров В.В. Коррозионное состояние оборудования и трубопроводов второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / В.В. Александров, И.В. Колинченко, А.Д. Юсупов // Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред: материалы XI Международной научно-технической конференции (15–18 ноября 2016 года, г. Оренбург.). – М. : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2017. – С. 117–120.
2. Организация коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / В.Ю. Артеменков [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. – № S2(754). – С. 74–79.
3. Вагапов Р.К. Опыт защиты от внутренней коррозии объектов добычи газа в условиях воздействия коррозионно-агрессивных сред // Инженерная практика. – 2017. – № 10. – С. 36–40.
4. Внутренняя коррозия шлейфов добывающих скважин / Н.И. Васильев [и др.] // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 19–22.
5. Горпинченко А.Н. Обзор и анализ современных ингибиторов, применяемых на месторождениях в условиях повышенной коррозионной активности // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 4. – С. 296–309.
6. Горпинченко А.Н. Оценка методов борьбы с коррозией в системе сбора и подготовки нефти и газа в условиях разработки месторождений Западной Сибири // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 119–134.
7. Анализ результатов коррозионного мониторинга Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Н. Горпинченко [и др.]; Под ред. Р.В. Агиней // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ – 2023: материалы XXIV Международной молодёжной научной конференции (30–31 марта 2023 года, г. Ухта). – Ухта : Издательство «Ухтинский государственный технический университет», 2023. – С. 352–359.
8. Горпинченко А.Н. Анализ проблем на начальном этапе разработки 2 участка Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Технические и технологические системы: материалы XIII Международной научной конференции «ТТС – 23» (22–24 ноября 2023 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2023. – С. 229–241.
9. Горпинченко А.Н. Расчёт скорости углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования по различным методикам / А.Н. Горпинченко, А.А. Мельникова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2024. – № 1. – С. 133–146.
10. Горпинченко А.Н. Оценка эффективности технологии ингибирования газовых и газоконденсатных скважин в условиях углекислотной коррозии / А.Н. Горпинченко, Л.В. Поварова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 1. – С. 147–161.
11. Горпинченко А.Н. Анализ коррозионного мониторинга на одном из участков Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Н. Горпинченко, Л.В. Поварова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 2. – С. 237–252.
12. Ивановский В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от неё // Инженерная практика. – 2011. – № 3. – С. 18–25.
13. Классификация коррозионных процессов / Г.И. Кореновский [и др.] // REFERATOTECH: материалы II Международной научно-практической конференции (23 октября 2021 года, г. Краснодар) : в 2 томах. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2022. – Т. 2. – С. 17–22.
14. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования / А.Ю. Корякин [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. – № 12. – С. 84–89.
15. Разработка системы коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / А.Ю. Корякин [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 5(65). – С. 63–67.
16. Опыт подбора ингибиторов коррозии для защиты от углекислотной коррозии объектов второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения /

А.Ю. Корякин [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 6. – С. 48–55. DOI: 10.30713/1999-6934-2018-6-48-55
17. Поварова Л.В. Коррозия трубопроводов и нефтегазового оборудования / Л.В. Поварова, В.С. Мунтян, А.С. Скиба // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 130–135.
18. Лабораторные испытания по оценке коррозионной агрессивности сред в условиях присутствия CO_2 / В.В. Полников [и др.] // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 368–371.
19. Савенок О.В. Особенности эксплуатации нефтяных и газовых скважин в условиях высокой коррозионной агрессии / О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 155–170.
20. Савенок О.В. Анализ коррозионно-механических разрушений конструкционных материалов нефтегазопромыслового оборудования / О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко, П.П. Порывкин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 133–147.
21. Методический подход к выбору водных сред газовых месторождений в условиях присутствия CO_2 для оценки их коррозионной агрессивности / А.И. Федотова [и др.] // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2018. – № 4. – С. 59–65. DOI: 10.30713/2411-7013-2018-4-59-65
22. Разработка технического решения по предупреждению углекислотной коррозии / А.В. Шептухин [и др.] // Рассохинские чтения: материалы Международной конференции / под редакцией Р.В. Агиней (02–03 февраля 2023 года, г. Ухта). – Ухта : Издательство «Ухтинский государственный технический университет», 2023. – С. 119–126.
23. Состояние изученности проблемы углекислотной коррозии на примере Уренгойского месторождения / А.В. Шептухин [и др.] // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 307–315.
24. Gorpinchenko A.N. Selection of a corrosion inhibitor taking into account the properties of the produced fluid / A.N. Gorpinchenko, L.V. Povarova, P.P. Poryvkin // Bulatov Readings. – 2025. – Vol. 1. – P. 150–153.
25. Дозировочное устройство трубопровода / А.Е. Верисокин [и др.]. Патент на изобретение RU 2833743 C1, 28.01.2025 г. Заявка № 2024109879 от 11.04.2024 г.

References

1. Aleksandrov V.V. Corrosion condition of equipment and pipelines of the second section of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field / V.V. Aleksandrov, I.V. Kolinchenko, A.D. Yusupov // Diagnostics of equipment and pipelines exposed to hydrogen sulfide-containing environments: Proceedings of the XI International scientific and technical conference (November 15-18, 2016, Orenburg). – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2017. – P. 117–120.
2. Artemenkov V.Yu. Organization of corrosion monitoring at the facilities of the second section of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field / V.Yu. Artemenkov [et al.] // Gas industry. – 2017. – Special issue № 2(754). – P. 74–79.
3. Vagapov R.K. Experience of protection against internal corrosion of gas production facilities exposed to corrosive environments // Engineering practice. – 2017. – № 10. – P. 36–40.
4. Internal corrosion loops of oil wells / N.I. Vasilyev [et al.] // Readings of A.I. Bulatov. – 2017. – Vol. 4. – P. 19–22.
5. Gorpinchenko A.N. Review and analysis of modern inhibitors used on fields in conditions of increased corrosion activity // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2022. – № 4. – P. 296–309.
6. Gorpinchenko A.N. Assessment of methods for combating corrosion in the oil and gas collection and treatment system in the conditions of field development in Western Siberia // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2023. – № 3. – P. 119–134.
7. Analysis of the results of corrosion monitoring of the Urengoy oil and gas condensate field / A.N. Gorpinchenko [et al.]; Edited by R.V. Aginei // SEVERGEOECOTECH – 2023: Proceedings of the XXIV International youth scientific conference (March 30–31, 2023, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2023. – P. 352–359.
8. Gorpinchenko A.N. Analysis of problems at the initial stage of development of the second section of the Urengoy oil and gas condensate field // Technical and technological systems: materials of the XIII International scientific conference «TTS – 23» (November 22–24, 2023, Krasnodar). – Krasnodar : «Publishing House – South» JSC, 2023. – P. 229–241.
9. Gorpinchenko A.N. Calculation of the rate of carbon dioxide corrosion of downhole equipment using various methods / A.N. Gorpinchenko, A.A. Melnikova // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2024. – № 1. – P. 133–146.

10. Gorpinchenko A.N. Evaluation of the efficiency of inhibition technology for gas and gas condensate wells under conditions of carbon dioxide corrosion / A.N. Gorpinchenko, L.V. Povarova // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2025. – № 1. – P. 147–161.
11. Gorpinchenko A.N. Analysis of corrosion monitoring in one of the sections of the Urengoy oil and gas condensate field / A.N. Gorpinchenko, L.V. Povarova // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2025. – № 2. – P. 237–252.
12. Ivanovsky V.N. Corrosion of downhole equipment and methods of protection against it // Engineering practice. – 2011. – № 3. – P. 18–25.
13. Classification of corrosion processes / G.I. Korenovskiy [et al.] // REFERATOTECH: Proceedings of the II International scientific and practical conference (October 23, 2021, Krasnodar) : in 2 volumes. – Krasnodar : «Publishing House – South» LLC, 2022. – Vol. 1. – P. 17–22.
14. Conditions of the carbon dioxide corrosion on the production facilities of Achimov deposits, methods of monitoring and forecasting / A.Yu. Koryakin [et al.] // Gas industry. – 2017. – № 12. – P. 84–89.
15. Development of a corrosion monitoring system at the facilities of the second area of the Achimov deposits of the Urengoy oil, gas and condensate field / A.Yu. Koryakin [et al.] // Oil and Gas Exhibition. – 2018. – № 5(65). – P. 63–67.
16. Experience of corrosion inhibitors selection to protect the objects of the second site of Achimov deposits of Urengoy oil and gas-condensate field from carbon acid corrosion / A.Yu. Koryakin [et al.] // Equipment and technologies for the oil and gas industry. – 2018. – № 6. – P. 48–55. DOI: 10.30713/1999-6934-2018-6-48-55
17. Povarova L.V. Corrosion of pipelines and oil and gas equipment / L.V. Povarova, V.S. Muntian, A.S. Skiba // Readings of A.I. Bulatov. – 2020. – Vol. 4. – P. 130–135.
18. Laboratory tests to assess the corrosivity of media under conditions of CO2 presence / V.V. Polnikov [et al.] // Readings of A.I. Bulatov. – 2020. – Vol. 2. – P. 368–371.
19. Savenok O.V. Features of operation of oil and gas wells under high corrosion aggression / O.V. Savenok, A.N. Gorpinchenko // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2022. – № 2. – P. 155–170.
20. Savenok O.V. Analysis of corrosion-mechanical fault of structural materials of oil and gas production equipment / O.V. Savenok, A.N. Gorpinchenko, P.P. Poryvkin // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2022. – № 3. – P. 133–147.
21. Choice of gas fields water media in conditions of CO_2 presence to assess their corrosion agressiveness / A.I. Fedotova [et. al] // Environmental protection in the oil and gas industry. – 2018. – № 4. – P. 59–65. DOI: 10.30713/2411-7013-2018-4-59-65
22. Development of a technical solution for the prevention of carbon dioxide corrosion / A.V. Sheptukhin [et al.] // Readings of G.V. Rassokhin readings: materials of the International conference (February 2-3, 2023, Ukhta). – Ukhta: Ukhta State Technical University, 2023. – P. 119–126.
23. State of study of the problem of carbon dioxide corrosion on the example of the Urengoyskoye field / A.V. Sheptukhin [et al.] // Readings of A.I. Bulatov. – 2023. – Vol. 1. – P. 307–315.
24. Gorpinchenko A.N. Selection of a corrosion inhibitor taking into account the properties of the produced fluid / A.N. Gorpinchenko, L.V. Povarova, P.P. Poryvkin // Readings of A.I. Bulatov. – 2025. – Vol. 1. – P. 150–153.
25. Pipeline dosing device / A.E. Verisokin [et al.]. Patent for invention RU 2833743 C1, 28.01.2025. Application № 2024109879 dated 11.04.2024.