

УДК 628.147.22

**ОЦЕНКА МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ
В СИСТЕМЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА
В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**



**ASSESSMENT OF METHODS FOR COMBATING CORROSION
IN THE OIL AND GAS COLLECTION AND TREATMENT SYSTEM
IN THE CONDITIONS OF FIELD DEVELOPMENT IN WESTERN SIBERIA**

Горпинченко Алексей Николаевич

заместитель генерального директора по общим вопросам,
ООО «Газпром персонал» проект «Ачим Девелопмент»
swengorr@yandex.ru

Gorpinchenko Alexey Nikolaevich

Deputy Chief Executive Officer
for General Affairs,
LLC «Gazprom Personnel»
Project «Achim Development»
swengorr@yandex.ru

Аннотация. В настоящее время большинство нефтяных месторождений в Российской Федерации находятся на поздних стадиях разработки, и это связано с добычей нефти в условиях высокой обводнённости. Сегодня около 42 % всех аварий на газопроводах и нефтепроводах России вызваны коррозией, поэтому от эффективности защиты от коррозии во многом зависит надёжность трубопровода. Выбор типа защиты происходит исходя из технических и экономических соображений.

Annotation. Currently, most oil fields in the Russian Federation are in the late stages of development, and this is due to oil production in conditions of high water cut. Today, about 42 % of all accidents on gas and oil pipelines in Russia are caused by corrosion, so the reliability of the pipeline largely depends on the effectiveness of corrosion protection. The choice of type of protection is based on technical and economic considerations.

Ключевые слова: анализ процессов и способов борьбы с коррозией в системе трубопроводов; проблемы эксплуатации трубопроводов в системе сбора; анализ факторов, влияющих на скорость коррозии трубопроводных сталей; метод оценки скорости коррозии трубопроводов систем сбора нефти и газа; виды коррозионных разрушений трубопроводов; методы снижения коррозии металла в системе сбора и подготовки нефти; совмещение процессов борьбы деэмульсации с коррозией.

Keywords: analysis of processes and methods of combating corrosion in the pipeline system; problems with the operation of pipelines in the collection system; analysis of factors influencing the corrosion rate of pipeline steels; a method for assessing the corrosion rate of pipelines in oil and gas gathering systems; types of corrosion damage to pipelines; methods for reducing metal corrosion in the oil collection and treatment system; combining the processes of combating demulsification with corrosion.

Коррозия – это разрушение металлов и некоторых других твёрдых тел, вызываемое химическими и электрохимическими окислительно-восстановительными процессами при взаимодействии с окружающей средой, возникающее по причине неустойчивости термодинамической системы «металл – компоненты окружающей среды». Металлы переходят в окисленную форму и теряют свои свойства, что приводит в негодность металлические материалы. Этот процесс развивается в основном на поверхности металла. Однако не исключено, что коррозия может проникнуть и вглубь металла. Главными причинами снижения ресурса практически всех видов нефтепромышленного оборудования являются коррозионные повреждения и эрозионно-механический износ.

Проблемы эксплуатации трубопроводов в системе сбора

Наиболее частыми причинами выхода нефтепромышленного трубопровода из строя могут быть несоблюдение выполняемых работ, вибрация трубопровода, импульсы давления, внутренняя и внешняя коррозия, деформация трубопровода при эксплуатации, проседание грунта и т.д.

Схема сбора и подготовки нефти, газа и воды состоит из следующих основных участков (рис. 1).

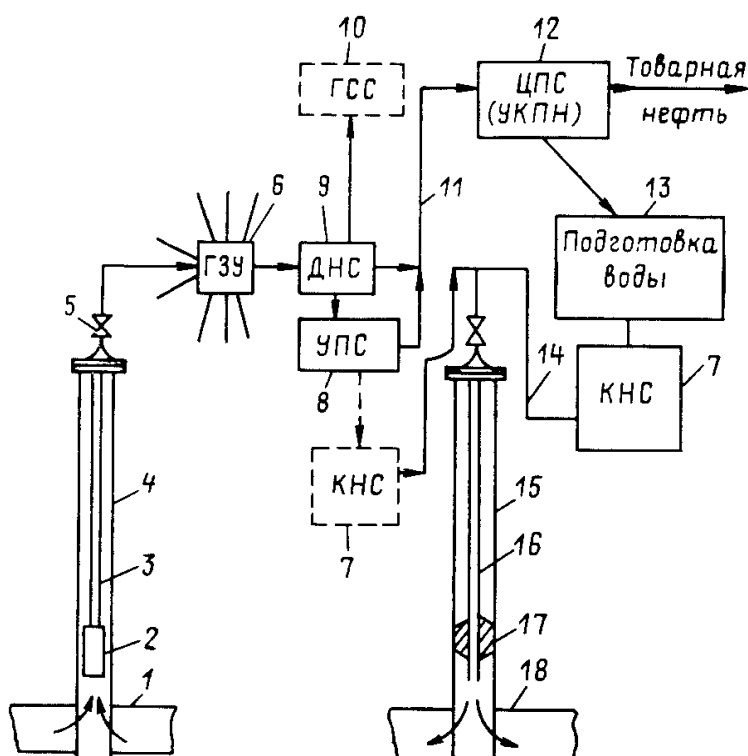


Рисунок 1 – Схема сбора и подготовки продукции на промысле

- трубопроводного потока от устьев скважин до ГЗУ, в которой трёхфазная смесь (нефть, газ и вода) по отдельным трубопроводам перекачивается в узел учёта продукции (трубы подземной канализации прокладываются на глубине 0,8–1,0 м и работают при давлении 1–6 МПа;
- от ГЗУ до дожимных насосных станций (ДНС), где продукция скважин разделяется на жидкую и газовую фазы (первая ступень сепарации);
- от ДНС до газосборной сети (ГСС), где нефтяной газ из первой ступени сепарации отбирается в газосборную сеть под давлением узла сепарации;
- от ДНС до установки комплексной подготовки нефти (УКПН);
- от ДНС до установки предварительного сброса воды (УПСВ);
- участок от УПСВ до кустовой насосной станции (КНС), по которому отделившаяся вода из УПСВ насосами подаётся на КНС для нагнетания в пласт;
- от УКПН до установки подготовки воды.

Коррозия – это разрушение металлов и некоторых других твёрдых тел, вызываемое химическими и электрохимическими окислительно-восстановительными процессами при взаимодействии с окружающей средой, возникающее по причине неустойчивости термодинамической системы «металл – компоненты окружающей среды».

В промысловых условиях при эксплуатации скважин на месторождениях особенно большому коррозионному воздействию подвергаются подземное оборудование:

- эксплуатационная колонна, трубы;
 - погружной электродвигатель (ПЭД);
 - кабельная продукция,
- а также наземное оборудование:
- задвижки;
 - фонтанные арматуры и обвязки скважин, выкидные и нагнетательные линии, нефтесборный, газовый коллекторы;
 - камеры сгорания и поршни силовых установок, на трубопроводах смонтированы УКК, счётчики газа и другого оборудования.

Анализ факторов, влияющих на скорость коррозии трубопроводных сталей

На рисунке 2 перечислены основные факторы, которые могут повлиять на коррозионную стойкость трубопровода. Наиболее важные из этих факторов будут рассмотрены ниже.

Коррозия нефтепроводов чаще встречается на долгосрочных месторождениях Западной Сибири. Из-за небольшой добычи нефть характеризуется повышенной обводнённостью (более 80 %) и низкой скоростью закачки.

Ниже приведена экспериментальная зависимость, на основании которой можно оценить скорость потока. При достижении критического значения металл трубопровода может подвергнуться коррозии:

$$v_{крит} = \frac{1,22 \cdot C}{\sqrt{\rho}},$$

где $v_{кр}$ – критическая скорость потока, м/с; ρ – плотность среды, кг/м³; C – эмпирическая константа, которая принимается в зависимости от состава среды (меньшее значение для минерализованной воды, большее – для пресной).

С увеличением содержания воды в добыче нефтяных скважин эмульсия нефти и воды будет рассортирована, и вода появится как отдельная фаза.

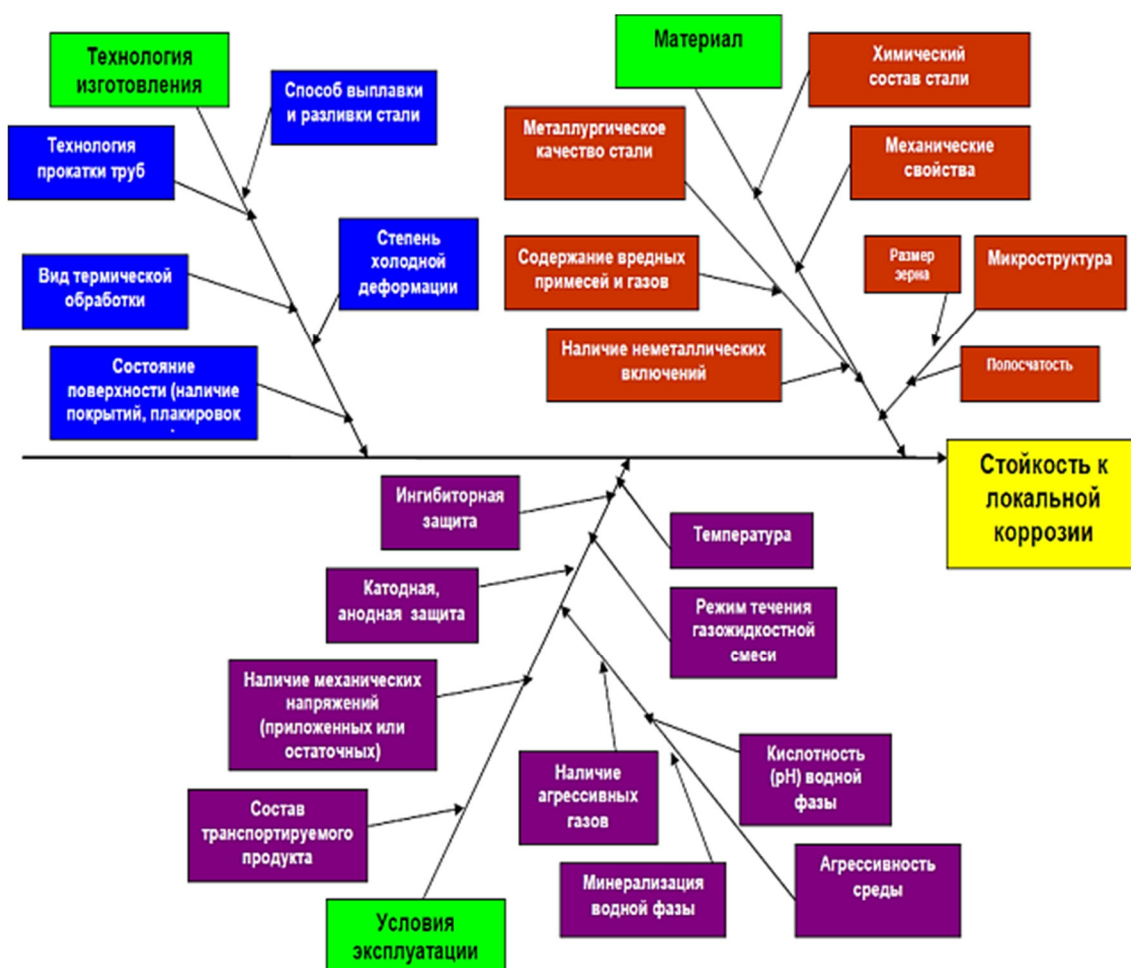


Рисунок 2 – Диаграмма влияния различных факторов на коррозионную стойкость трубопроводов

Образование водного слоя на металле активирует процесс коррозии, а сила коррозионного процесса зависит не только от минерализации воды, но также от наличия или отсутствия смеси таких компонентов, как сероводород, диоксид углерода, кислород, сульфид железа и др.

Такие высокообводнённые скважины с содержанием воды в продукции более 75–80 % составляют в настоящее время большую часть действующего фонда нефтяных скважин.

Сточные воды, содержащие сероводород, являются наиболее агрессивными. Увеличение обводнённости способствует увеличению скорости сероводородной коррозии. Сульфид железа является катодом по отношению к стали и образует с ней электрическую пару. Это приводит к дальнейшей активации электрохимического процесса по разрушению минерала скважинного оборудования.

Немалое влияние на скорость сероводородной коррозии насосных штанг и НКТ оказывает давление среды. В сероводородсодержащих скважинах одним из видов разрушения НКТ и штанг является сульфидное растрескивание в сочетании с различными видами механического воздействия на внутрискважинное оборудование.

При эксплуатации скважин с помощью СШНУ совместное воздействие на оборудование повторно-переменных нагрузок и электрохимической коррозии вызывает коррозионно-циклическое усталостное разрушение металла оборудования.

По данным замера скорость коррозии в выкидных линиях скважин не превышает 0,1 мм/год, однако фактическая скорость питинговой коррозии металла в скважинном оборудовании значительно выше. Например, на отдельных скважинах, где подаётся ингибитор коррозии, разгерметизация по причине коррозии НКТ скважин, оборудованных УЭЦН, происходила на месторождении за 6–8 месяцев.

Если не принимать меры защиты оборудования от коррозии, то в скважинах за качки сточной воды в результате двухстороннего воздействия агрессивной среды появляются сквозные отверстия в НКТ в течение одного года и менее.

Характер коррозионного разрушения НКТ в нагнетательных и поглощающих скважинах показан на рисунке 3.



Рисунок 3 – Коррозия НКТ в нагнетательной скважине сточной воды произошла снаружи и изнутри



Рисунок 4 – Наружная коррозия нефтепровода под землёй на месте пересечения его с воздушной линией электропередач

Одной из причин интенсивной коррозии скважинного оборудования является наличие в добываемой попутной и закачиваемой сточной воде растворённого кислорода. Чтобы коррозия была незначительной, требуется не превышение содержания кислорода в воде 0,025 мг/литр, а фактически на месторождениях, где ППД производится пресной водой, содержание кислорода в 10 и более раз больше.

Кислород попадает в скважинную жидкость не только при ППД, но и при технологических обработках. Исследования, проведенный по оценке влияния жидкости для удаления АСПО, состоящей из подогретой пресной воды и моющих веществ, содержание кислорода в этой жидкости составляет 4,9 мг/литр, а скорость коррозии металлических образцов достигает 0,55 мм/год. Это очень высокий уровень коррозии.

Необходимо заметить, что вышеуказанных обработок делают сотни в месяц, а коррозионно-агрессивная жидкость воздействует не только на скважинное оборудование, но и на нефтесборную систему. Поэтому имеется необходимость снижения коррозионной активности промывочных жидкостей.

Одним из серьезных осложнений в добыче нефти является коррозия ПЭД УЭЦН. Причём выходят из строя из-за коррозии преимущественно ПЭД высокопроизводительных УЭЦН при обводнённости продукции 75 % и выше.

Применение погружных двигателей антикоррозионного исполнения продлевает срок службы УЭЦН, но не снимают проблему. Причиной интенсивной коррозии ПЭД является сочетание высокоагрессивной среды с высокой температурой корпуса двигателя, при котором электрохимическая коррозия металла имеет максимальную величину (3–5 мм/год в питингах). Характер коррозионного повреждения ПЭД показан на рисунке 5.



Рисунок 5 – Характер коррозионного повреждения корпуса погружного электродвигателя УЭЦН

Как видно из рисунка, коррозия корпуса носит очаговый и интенсивный характер в результате воздействия многих отрицательных факторов, воздействующих на металл корпуса ПЭД.

Насос же находится выше ПЭД и с наружной поверхности омывается чистой нефтью, в связи с чем корпус насоса сильной коррозии не подвергается.

Стальная конструкция влияет на коррозионную стойкость стали. К внешним факторам относятся состав газовой среды, давление, температура, высокотемпературные условия и другие факторы.

Жаропрочностью называют способность материала сохранять при высоких температурах достаточно высокие прочностные свойства. Обычно считается, что материал может работать до такой температуры, при которой кратковременная прочность составляет не менее 0,6 св (предела прочности) при комнатной температуре.

Большинство металлов (исключая благородные) термодинамически неустойчивы на воздухе и в атмосфере других газов при обычных условиях. С повышением температуры степень термодинамической неустойчивости несколько снижается, скорость реакции взаимодействия в различной степени возрастает. В отличие от электрохимической коррозии при химическом взаимодействии металла с газовой средой продукты коррозии образуются непосредственно в зоне реакции.

Процессы газовой коррозии – это многоступенчатые гетерогенные процессы, которые протекают на границе раздела «металл – газ». Плёнки на металле, возникающие во время коррозии, т.е. продукты реакции металла и окислительной среды, могут предотвратить или замедлить процесс коррозии.

Метод оценки скорости коррозии трубопроводов систем сбора нефти и газа

Данные химического состава воды из трубопровода систем сбора нефти и газа (ТССН) могут быть использованы для первой приблизительной оценки, чтобы предсказать природу и скорость эрозии CO_2 . Внутренняя коррозия отложений ТССН в Западной Сибири продолжалась по механизму CO_2 , но наблюдались существенные различия в характере коррозии, средней скорости потери качества поверхности металла и глубине проникновения локальной коррозии (рис. 6).

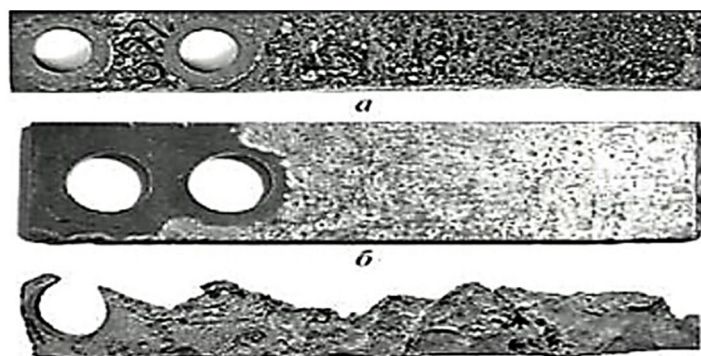


Рисунок 6 – Коррозия образцов контроля коррозии весовым методом в ТССН месторождений Западной Сибири:
а – Самотлорское; б – Варьёганское; в – Северо-Покурское

Установим взаимосвязь между измеряемым свойством (в исследовательском примере измеряемой характеристикой является CO_2 -коррозия, средний коэффициент потерь качества поверхности металла и глубина проникновения локальной коррозии в ТССН). Если химический состав воды БТС из разных отложений отличается, то можно предположить, что измеряемые свойства зависят от химического состава воды, то есть предположение является достоверным.

Для всех трёх отложений концентрация SO_4^{2-} в воде не ясна: $< 3 \text{ мг/дм}^3$ (предел 2). Значение pH воды, измеренное в лаборатории, отличается от значения pH воды в трубопроводе, что является результатом выброса проб воды (выбросы углекислого газа) во время транспортировки и носит ознакомительный характер.

Для анализа минералов используют оптический микроскоп Epihot 200 (рис. 7) с увеличением 200–500 раз. Используют цифровую камеру Nikon, установленную на микроскопе, подключённую к компьютеру, и базовую программу поиска Nis-Elements, чтобы получить изображения.



Рисунок 7 – Инвертированный металлургический микроскоп NIKON Epihot 200

Характеристики микроскопа:

- увеличение 15–1000 крат;
- мощность лампы 100 Вт;
- цифровая CCD-камера (5 мегапикселей, сенсор 2/3" , 6 кадров в секунду при разрешении 2560 × 1920 точек).

Светлое, тёмное поле; поляризованный свет; дифференциально-интерференционный контраст (призма Номарского). Назначение – наблюдение и съёмка макро- и микроструктуры сплавов в светлом, тёмном поле, поляризованном свете и дифференциально-интерференционном контрасте.

Виды коррозионных разрушений трубопроводов

Процесс коррозии начинается с поверхности металла и проникает внутрь материала. В результате происходят изменения минерала: на его поверхности происходят химические процессы, образующие углубления (пятна, свищи, язвы), которые заполнены продуктами коррозии, в основном Fe_2O_3 . На рисунке 8 представлена классификация по характеру коррозионного повреждения металла.



Рисунок 8 – Характер коррозионных разрушений

Выделяют следующие виды коррозии:

- сплошную – это окисление металла по всей поверхности конструкции, находящейся под воздействием агрессивной среды;
- местную – это окисление металла на определенных участках поверхности конструкции.

Все виды эрозионных процессов можно разделить на две основные группы по месту расположения: коррозия внутренней поверхности резервуаров, оборудования и трубопроводов от контакта с рабочей насосной средой.

По мере развития местной эрозии она иногда переходит от одного вида к другому. Например, эрозионная точечная коррозия может быть начальной стадией развития точечной или межкристаллитной эрозии или некоторых коррозионных повреждений в процессе эрозионного напряжения или процесса коррозии под напряжением.

Статистическое исследование, проведенное Dupont, показано на рисунке 9, а

типы коррозии были разделены следующим образом. Эти статистические данные чётко очерчивают важность определённых типов процессов коррозии. Однако на практике во многих случаях коррозионное разрушение имеет черты, характерные для двух и более типов коррозии.



Рисунок 9 – Статистика видов коррозии

Методы снижения коррозии металла в системе сбора, подготовки нефти

В установках для подготовки нефти используют оборудование различного назначения: теплообменники, насосы, дегидраторы, резервуары и др. Среди них наиболее металлоёмкие и весьма ответственные резервуары, предназначенные для предварительного отстоя обводнённой нефти, сбора и отстоя сточной воды, сбора и хранения товарной нефти и нефтепродуктов. Исходя из условий эксплуатации резервуаров, к конструкционному материалу предъявляют сложный комплекс требований: он должен обладать высокой прочностью при достаточно высокой пластичности и вязкости, минимальной склонностью к хрупкому разрушению, хладноломкости и старению, низкой чувствительностью к надрезам, хорошей свариваемостью, высокой коррозионной стойкостью к воздействию атмосферы, грунтовых вод, хранимых нефти и нефтепродуктов. Основным конструкционным материалом для изготовления резервуаров – сталь различных марок. В последние годы получают всё большее распространение алюминиевые сплавы для изготовления отдельных узлов резервуаров крыш и верхних поясов вертикальных цилиндрических резервуаров.

При увеличении обводнённости в добывающих скважинах на металле образуется водный слой, что приводит к активизации процесса коррозии (рис. 10), интенсивность которого зависит не только от солёности воды, но также от наличия смеси компонентов, таких как сероводород, диоксид углерода, кислород и сульфид железа и т.д.

Такая высокообводнённая продукция скважин с содержанием воды 75–80 % и выше является причиной более 65 % порывов в нефтесборной сети.



Рисунок 10 – Характер питтинговой коррозии нефтесборного трубопровода

Защита от коррозии нефтепромыслового оборудования на месторождениях должна организоваться по всей технологической цепочке – начиная от забоя добывающей скважины (включая выкидные линии, ГЗУ, нефтесборную систему, ДНС, напорные трубопроводы, УПН, КНС, нагнетательные трубопроводы) и заканчивая забоем нагнетательной скважины.

При высокой обводнённости продукции скважин необходима ингибиторная и бактерицидная защита оборудования от коррозии, контроль скорости коррозии, контроль концентрации сероводорода, кислорода и других агрессивных веществ

На большинстве предприятий по добыче нефти мониторинг коррозии трубопроводов и оборудования практически ведётся только в рамках работы с механизированным фондом скважин, а целевая работа по определению скорости коррозии, по определению динамики агрессивности добываемой жидкости, влияния ОПЗ и технологических обработок на интенсивность коррозионных процессов в скважине и системе сбора не ведётся.

Следует заметить также, что оборудование установок подготовки нефти (УПН) тоже редко охватывается мониторингом, хотя технологическая система УПН периодически подвергается бактерицидной обработке.

На УПН требуется контроль качества антикоррозионного покрытия РВС, определение срока эффективной службы покрытия, определение скорости коррозии в разных точках технологической цепочки и интенсивности развития сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ), динамика изменения концентрации сероводорода и др.

Такие пробелы мониторинга коррозии в технологической цепочке «добыча – нефтесбор – подготовка нефти и воды – закачка воды в пласт» значительно ухудшают качество и эффективность борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования, не способствуют снижению порывов трубопроводов и охране окружающей среды.

Поэтому в предприятиях рекомендуется создавать специальные службы по борьбе с коррозией. Надо подчеркнуть особо: если на промысле существует значительная постоянная технологическая проблема – надо создавать постоянное структурное подразделение (отдел, служба, лаборатория, группа и т.д.) по борьбе и нейтрализации негативного влияния осложняющих факторов. Решение путём привлечения разовых услуг специализированных организаций к успеху не приводит.

Химическая защита трубопроводов от коррозии

В настоящее время основным методом защиты от коррозии в нефтедобывающих предприятиях является химический метод защиты.

В рамках химических методов применяются:

- закачка ингибиторов коррозии (бактерицидов) дозировочными насосами в начале трубопровода (или в затруб скважины) из расчёта 25–35 г на 1 м³ добываемой воды;
- заливка ингибиторов коррозии (бактерицидов) в затруб скважины через метанольницы через 7–15 дней (данная технология защищает также выкидные линии и нефтесборные трубопроводы);
- закачка растворов ингибиторов коррозии (бактерицидов) агрегатами в начале трубопровода (или в затруб скважины) через регламентированный период передвижными насосными агрегатами.

Кроме того, производятся бактерицидные обработки системы нагнетания ППД ударными дозами (10–20 кратные нормы дозировки) с помощью насосных агрегатов.

В большинстве случаев в систему ППД подаётся с помощью блоков реагента БР-25 в постоянном режиме ингибитор-бактерицид с дозировкой 25–35 г/м³.

При ПРС в жидкость глушения добавляются поглотители сероводорода типа Сонцид 8102, СНПХ-1100 (Дисульфид) и другие химреагенты. Это снижает коррозию не только в скважине, но и снижает агрессивность жидкости в нефтесборной системе.

В порядке совершенствования технологии защиты скважинного оборудования от коррозии можно предложить следующее:

- подачу деэмульсатора в трубопровод или в затруб скважины при содержании воды в продукции скважин 50 % и более производить только вместе с совместимыми ингибиторами коррозии;

- подачу ингибиторов парафиноотложений в затруб скважины можно совместить с подачей ингибитора коррозии при их хорошей совместимости на основе лабораторных опытов (совместная подача этих реагентов рекомендуется при обводнённости продукции более 55 %; результат – экономия дозаторов и синергетический эффект этих реагентов);

- подавляющее большинство ингибиторов солеотложений являются коррозионно-агрессивными жидкостями, поэтому обработку против солеотложений необходимо производить с обязательным добавлением в ингибитор солеотложений оптимального количества совместимого ингибитора коррозии;

- при технологических обработках против АСПО (термохимические обработки (ТХО)) жидкостями на водной основе требуется обязательное добавление ингибитора коррозии необходимой дозировки.

Внутренняя футеровка трубопроводов антикоррозионными материалами

Такой метод борьбы с коррозией наиболее эффективен при эксплуатации нефтепроводов с высокообводнённой продукцией и водоводов при закачке сточных вод в систему ППД. Впервые внутреннюю футеровку трубопроводов для закачки сточных вод полиэтиленовыми «чулками» начали применять в Татарстане ещё в конце 70-х годов прошлого столетия. В дальнейшем эта технология закрепилась и совершенствовалась.

На рисунке 12 показан технологический процесс монтажа трубопроводов в условиях Западной Сибири.



Рисунок 12 – Стыковка футерованных трубопроводов методом обжима в полевых условиях

Также были внедрены полиуретановые покрытия и эпоксидные покрытия на основе материалов с высокой вязкостью (рис. 13).

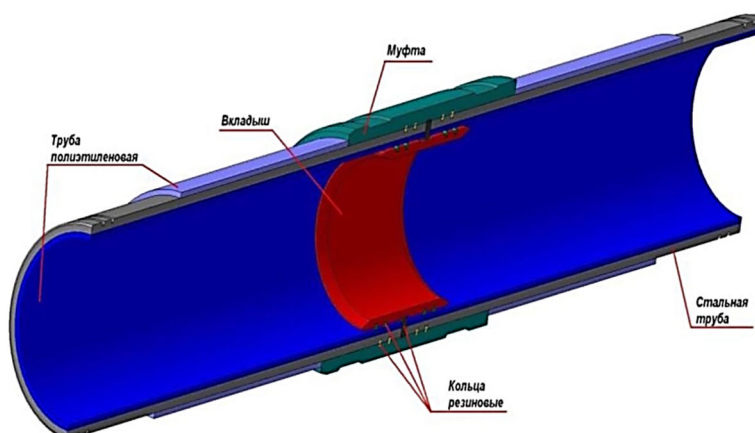


Рисунок 13 – Неразъёмное муфтовое соединение в разрезе

Внутреннее антикоррозионное покрытие трубопроводов может выполняться различными материалами. Кроме полиэтилена специальных марок широко применяются различные эмали и эпоксидные смолы, адаптированные к условиям эксплуатации трубопроводов. На рисунке 13 показаны катушки труб, покрытых снаружи полиэтиленом, внутри – эпоксидной смолой. Эпоксидная смола, эмаль не только предохраняют трубу от коррозии, но и снижают гидравлические потери при перекачке жидкости, снижают интенсивность осадкообразования.

К недостаткам этих покрытий относится низкая термоустойчивость, особенно полиэтилена. При нагреве до 90–100 °С и в последующем остывании полиэтиленовое покрытие даёт усадку, т.е. практически выходит из строя. Большинство сортов полиэтилена тоже даёт усадку при воздействии соляной кислоты. Поэтому при эксплуатации футерованных полиэтиленом трубопроводов такие свойства являются существенным их недостатком, поскольку не рекомендуется нагрев перекачиваемой жидкости выше 80 °С.

Катодная защита трубопроводов и оборудования от коррозии

Электрохимзащита трубопроводов (ЭХЗ) – один из эффективных методов защиты трубопроводов от коррозии и широко применяется на практике. Поскольку этот метод имеет свою специфику, промышленные работники не всегда хорошо представляют работу ЭХЗ. В связи с этим следует более подробно описать принципы работы ЭХЗ.

Для защиты подземных трубопроводов от коррозии вдоль их пути сооружаются станции катодной защиты (СКЗ). В комплект СКЗ входят источник постоянного тока (защитная арматура), анодное заземление, точки контроля и измерения, а также соединительные провода и кабели. В зависимости от условий могут работать 0,4 защитные устройства переменного тока; 6 или 10 кВ или от независимых источников.

Из схемы подключения (рис. 14) видно, что изменённый ток от источника питания «+» 1 попадает в заземляющий анод 2, затем проходит через землю в трубопровод 3, выполняет свою защитную функцию, а затем возвращается в источник питания. Для подключения кабеля 5 используется соединительное устройство 4 с разъёмным соединением.

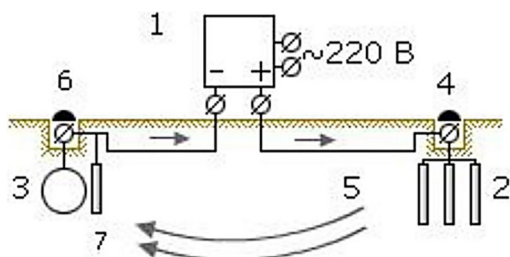


Рисунок 14 – Схема соединений катодной станции

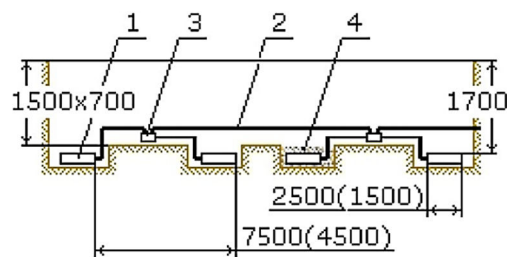


Рисунок 15 – Горизонтальный анодный заземлитель на примере графитопластовых электродов типа ЭГТ-2500 (1500)

На рисунке 15 показана самая простая и дешёвая конструкция системы заземляющих электродов. Заземлённый анодный стержень 1 помещается в траншею на глубину, превышающую глубину промерзания грунта. В этом случае стержень должен иметь слой порошкообразного коксового порошка. Все электроды электрически соединены контактными зажимами 3, тщательно изолированы от земли общим кабелем 2 и соединены с контактным устройством общим кабелем 2 для вращения анода. Иногда целесообразно расположить анодное заземление вертикально, но здесь уже используются другая технология – бурение скважин (шурфов).

На рисунке 16 показан более сложный заземляющий электрод – глубокий электрод, сделанный из тех же электродов типа ЭГТ. Электроды с глубоким заземлением (обычно длиной менее 100 метров) используются в стеснённых условиях или по ряду других причин.

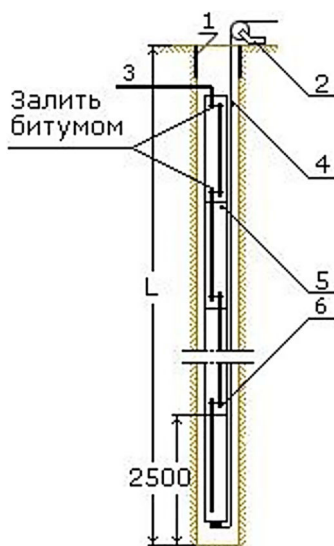


Рисунок 16 – Глубинное анодное заземление из электродов типа ЭГТ-2500

Для устройства анодных заземлений в скальных и высокоомных (глубоко промерзающих, засушливых и пустынных) грунтах, а также в речной и морской среде хорошо зарекомендовали себя протяжённые электроды из электропроводных эластомеров серии ЭР. Такие электроды могут укладываться как горизонтально рядом с трубопроводом, так и вертикально в качестве глубинных анодных заземлителей. Кроме того, электроды серии ЭР могут использоваться для защиты технологических резервуаров не только наружных, но и внутренних поверхностей.

На практике в промышленных условиях катодная защита применяется только для защиты основных трубопроводов – напорных и магистральных нефтепроводов, водоводов большой длины и протяжённых разводящих водоводов системы нагнетания.

На участке газопровода, где проектируют устройство защиты, вначале подключают одну протекторную установку, измеряют потенциал «труба – земля газопровода» (шагом 5–20 м) и строят графики естественного потенциала и общего потенциала с подключённой протекторной установкой.

Совмещение процессов борьбы деэмульсации с коррозией

Ингибитор коррозии, вводимый в нефть в составе деэмульгатора, автоматически нейтрализует коррозионное воздействие пластовой воды на стенки технологического оборудования на всём пути добычи скважины до тех пор, пока вода не будет закачана в продуктивный пласт или абсорбционный слой.

Все эти процессы являются органически совместимыми, так как для их эффективного осуществления и протекания практически во всём температурном диапазоне требуется движение потока в чётко заметном турбулентном режиме, что практически происходит как в присутствии, так и без газовой фазы. Таким образом, один технологический процесс – введение деэмульгирующего реагента с ингибитором коррозии в полевые системы сбора – решает проблему деэмульгирования нефти, депарафинизации оборудования и защиты его от коррозии.

В современной промышленности выпускают реагенты на основе алкилбензолсульфоната кальция и алканов сульфоната натрия.

Наибольшую популярность получила теория взаимодействия, созданная академиком Б. Ребиндер. Критерием эффективности деэмульгирования является обеспечение максимального отделения попутной воды за определённый период времени с минимальным расходом реагента.

ПАВ в растворах делятся на основные группы: анионные, катионные и неионные. Анионные и катионные поверхностно-активные вещества разлагаются на ионы в водных растворах, в отличие от неионных растворов.

Реагенты деэмульгатора, используемые в нефтяной промышленности, делятся на ионные и неионные. Ионные деэмульгаторы подразделяются на анионные и катионные.

Ионы конденсируются на поверхности капли воды, удаляя защитную оболочку, создавая ещё одну более слабую оболочку с противоположным первоначальным зарядом.

Современные реагенты и деэмульгаторы разрабатываются для подготовки нефти с повышенной вязкостью, как правило, путем создания новых композиционных составов для эмульгирования. Использование деэмульгаторов показывает, что использование составных формул в несколько раз эффективнее, чем использование соединения в чистом виде.

Оценка методов борьбы с коррозией в системе сбора и подготовки нефти и газа в условиях разработки месторождений Западной Сибири

Учитывая коррозионную агрессивность добываемой продукции и вынос из скважин породы пласта, который в условиях недостаточной скорости транспорта продукции откладывается на нижней стенке трубопровода (приводящий впоследствии к развитию «ручейковой» коррозии), при выборе типоразмера трубы следует учесть необходимость обеспечения скорости течения транспортируемой жидкости, при которой осуществляется вынос воды и механических примесей из застойных зон (обеспечение турбулентного движения).

С целью обеспечения защиты нефтепромыслового оборудования от коррозионного разрушения проектом необходимо рассмотреть оборудование для выполнения работ по ингибиторной защите нефтепромыслового оборудования, включающие в себя блоки дозирования химреагентов, и оборудование мониторинга коррозионных процессов.

Блоки дозирования ингибиторов коррозии, удовлетворяющие условиям применения и требованиям эксплуатирующей организации, выпускают заводы (например, ОАО «ОЗНА» г. Октябрьский типа БДР-2,5 и БДР-10 и ОАО «Нефтемаш» г. Тюмень типа УДХ или их аналоги).

Средства мониторинга коррозионных процессов представляют собой первичные датчики, предназначенные для замеров скоростей коррозии и отбора проб жидкости непосредственно из трубопроводов. Исходя из опыта применения на месторождениях Западной Сибири, к применению можно рекомендовать узлы контроля производства ГУП «ИПТЕР» г. Уфа, «Соргол» Великобритания или ЗАО ПКФ «ПромХимСфера».

Выбор мест установки средств мониторинга на трубопроводе необходимо согласовывать с эксплуатирующей организацией в процессе строительства объектов. Место установки узлов контроля скорости коррозии необходимо обустроить площадкой для обслуживания и проведения замеров, а также при необходимости гидроизолированными колодцами.

Коррозионный мониторинг является одной из составляющих процесса обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов, увеличения срока службы и снижения эксплуатационных затрат на их обслуживание.

Информация, получаемая с системы коррозионного мониторинга по коррозионной агрессивности рабочих сред и остаточному содержанию ингибиторов коррозии, позволяет оценить текущее коррозионное состояние трубопроводного фонда, тенденции изменения агрессивности рабочих сред, а также определить эффективность проводимых противокоррозионных мероприятий и необходимость их корректировки.

Литература

1. Артеменков В.Ю. Организация коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / В.Ю. Артеменков, А.Ю. Корякин, Д.В. Дикамов // Газовая промышленность. – 2017. – Спецвып. № 2. – С. 74–78.
2. Голдобина Л.А. Анализ причин коррозионных разрушений подземных трубопроводов и новые решения повышения стойкости стали к коррозии / Л.А. Голдобина, Р. Орлов // Записки Горного института. – 2016. – Т. 219. – С. 459–464.
3. Горпинченко А.Н. Анализ проблем на начальном этапе разработки 2 участка Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Н. Горпинченко, О.В. Савенок, П.П. Порывкин // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: материалы Международной научно-практической конференции (15–17 ноября 2022 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Санкт-Петербургский горный университет, 2022.

4. Горпинченко А.Н. Проведение исследований по измерению скорости коррозии в системе сбора газа Песцовой площади Уренгойского НГКМ / А.Н. Горпинченко, Н.Х. Жарикова, М.И. Самойлов // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: материалы Международной научно-практической конференции (15–17 ноября 2022 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Санкт-Петербургский горный университет, 2022.
5. Горпинченко А.Н. К вопросу о механизме формирования зон аномальных разрезов ачимовских отложений Западно-Сибирского региона / А.Н. Горпинченко, Н.Х. Жарикова, Д.И. Галимов // Инженер-нефтяник. – 2022. – № 2. – С. 15–26.
6. 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.
7. Горпинченко А.Н. Анализ промыслово-геофизических исследований в работающей эксплуатационной газовой скважине участка 1а ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (Политехнический вестник). – 2023. – № 1. – С. 153–170.
8. Метод оценки скорости углекислотной коррозии трубопроводов систем сбора нефти / В.О. Доманский [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 11. – С. 51–54.
9. Ерехинский Б.А. К вопросу о причинах коррозионного разрушения элементов фонтанной арматуры на скважине № 2114 УКПГ-22 ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / Б.А. Ерехинский, А.Н. Исаев, Г.Н. Осипова // Коррозия. Территория Нефтегаз. – 2016. – № 1. – С. 32–34.
10. Ивановский В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от неё // Коррозия. Территория Нефтегаз. – 2011. – № 1(18). – С. 18–25.
11. Исмаилов О.Д. оглы. Разработка универсального ингибитора коррозии / О.Д. Исмаилов оглы // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 234–237.
12. Кантюков Р.Р. Анализ применения и воздействия углекислотных сред на коррозионное состояние нефтегазовых объектов / Р.Р. Кантюков, Д.Н. Запечалов, Р.К. Вагапов // Записки Горного института. – 2021. – Т. 250. – С. 578–586.
13. Кашковский Р.В. Некоторые аспекты углекислотной коррозии стального оборудования и трубопроводов нефтегазовых промыслов / Р.В. Кашковский, К.А. Ибатуллин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 3. – С. 71–91.
14. Классификация коррозионных процессов / Г.И. Кореновский [и др.] // Referatotech: материалы II Международной научно-практической конференции (23 октября 2021 года, г. Краснодар) : в 2 т. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2022. – Т. 1. – С. 17–22.
15. Любчик А.Н. Прогнозирование технического состояния магистральных трубопроводов на основе анализа аварийных ситуаций / А.Н. Любчик, Е.И. Крапивский, О.М. Большунова // Записки Горного института. – 2011. – Т. 192. – С. 153–156.
16. Поварова Л.В. Влияние коррозии нефтегазового оборудования и сверхнормативной кривизны скважин на продуктивность нефтедобычи / Л.В. Поварова, Д.Е. Беденко, Д.Ю. Кирилкин // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 174–178.
17. Поварова Л.В. Причины коррозии нефтепромысловых трубопроводов и способы их защиты / Л.В. Поварова, М.А. Самарин, Р.А. Тараник // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 2. – С. 32–39.
18. Лабораторные испытания по оценке коррозионной агрессивности сред в условиях присутствия CO₂ / В.В. Полников [и др.] // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 368–371.
19. Пономарёв А.И. Оценка влияния касательного напряжения на стенке технологических трубопроводов газоконденсатного месторождения на интенсивность углекислотной коррозии / А.И. Пономарёв, А.Д. Юсупов // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 439–447.
20. Рогачёв М.К. Исследование влияния магнитного поля на скорость коррозии металла насосно-компрессорных труб и реологические свойства скважинной продукции / М.К. Рогачёв, М.И. Кузьмин, Н.К. Кондрашева // Записки Горного института. – 2012. – Т. 199. – С. 379–383.
21. Савенок О.В., Горпинченко А.Н. Особенности эксплуатации нефтяных и газовых скважин в условиях высокой коррозионной агрессии // Наука. Техника. Технологии (Политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 155–170.
22. 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.
23. Анализ результатов коррозионного мониторинга Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / О.В. Савенок [и др.] // Севергеоэкотех – 2023: материалы XXIV Международной молодёжной научной конференции (30–31 марта 2023 года, г. Ухта) / под редакцией Р.В. Агинеи. Секция № 11 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторожде-

- ний». – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2023. – С. 349–356.
24. Автоклавное моделирование коррозионных процессов, происходящих в газопроводе при транспортировке неподготовленной многофазной среды, содержащей CO₂ / Н.О. Шапошников [и др.] // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 915–923.
 25. Разработка технического решения по предупреждению углекислотной коррозии / А.В. Шептухин [и др.]; Под ред. Р.В. Агиней // Рассохинские чтения: материалы Международной конференции / (02–03 февраля 2023 года, г. Ухта). – Ухта : Издательство «Ухтинский государственный технический университет», 2023. – С. 119–126.
 26. Состояние изученности проблемы углекислотной коррозии на примере Уренгойского месторождения / А.В. Шептухин [и др.] // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 307–315.

References

1. 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, A.Yu. Koryakin, D.V. Dikamov // Gas industry. – 2017. – Special issue. № 2. – P. 74–78.
2. Goldobina L.A. Analysis of the causes of corrosion damage to underground pipelines and new solutions for increasing the corrosion resistance of steel / L.A. Goldobina, R. Orlov // Notes of the Mining Institute. – 2016. – Vol. 219. – P. 459–464.
3. Gorpichenko A.N. Analysis of problems at the initial stage of development of section 2 of the Urengoy oil and gas condensate field / A.N. Gorpichenko, O.V. Savenok, P.P. Poryvkin // Breakthrough technologies in exploration, development and production of hydrocarbon raw materials: materials of the International Scientific and Practical Conference (November 15–17, 2022, St. Petersburg). – SPb. : St. Petersburg Mining University, 2022.
4. Gorpichenko A.N. Conducting research to measure the corrosion rate in the gas collection system of the Pestsovaya area of the Urengoy oil and gas condensate field / A.N. Gorpichenko, N.Kh. Zharikova, M.I. Samoilov // Breakthrough technologies in exploration, development and production of hydrocarbon raw materials: materials of the International Scientific and Practical Conference (November 15–17, 2022, St. Petersburg). – SPb. : St. Petersburg Mining University, 2022.
5. Gorpichenko A.N. On the question of the mechanism of formation of zones of anomalous sections of Achimov deposits in the West Siberian region / A.N. Gorpichenko, N.Kh. Zharikova, D.I. Galimov // Petroleum engineer. – 2022. – № 2. – P. 15–26.
6. Gorpichenko A.N. Review and analysis of modern inhibitors used in fields under conditions of increased corrosion activity // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 4. – P. 296–309.
7. Gorpichenko A.N. Analysis of field geophysical studies in a working production gas well of section 1a of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2023. – № 1. – P. 153–170.
8. Method for assessing the rate of carbon dioxide corrosion of pipelines in oil collection systems / V.O. Domansky [et al.] // Oilfield business. – 2016. – № 11. – P. 51–54.
9. Erekhinsky B.A. On the issue of the causes of corrosion destruction of Christmas tree elements at well № 2114 UKPG-22 of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field / B.A. Erekhinsky, A.N. Isaev, G.N. Osipova // Corrosion. Neftegaz territory. – 2016. – № 1. – P. 32–34.
10. Ivanovsky V.N. Corrosion of well equipment and methods of protection against it // Corrosion. Neftegaz territory. – 2011. – № 1(18). – P. 18–25.
11. Ismailov O.D. ogly. Development of a universal corrosion inhibitor // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 234–237.
12. Kantyukov R.R. Analysis of the use and impact of carbon dioxide media on the corrosion state of oil and gas facilities / R.R. Kantyukov, D.N. Zapevalov, R.K. Vagapov // Notes of the Mining Institute. – 2021. – Т. 250. – P. 578–586.
13. Kashkovsky R.V. Some aspects of carbon dioxide corrosion of steel equipment and oil and gas pipelines / R.V. Kashkovsky, K.A. Ibatullin // Science and technology in the gas industry. – 2016. – № 3. – P. 71–91.
14. Classification of corrosion processes / G.I. Korenovsky [et al.] // Referatotech: materials of the II International Scientific and Practical Conference (October 23, 2021, Krasnodar) : in 2 vol. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2022. – Vol. 1. – P. 17–22.
15. Lyubchik A.N. Forecasting the technical condition of main pipelines based on the analysis of emergency situations / A.N. Lyubchik, E.I. Krapivsky, O.M. Bolshunova // Notes of the Mining Institute. – 2011. – Vol. 192. – P. 153–156.
16. Povarova L.V. The influence of corrosion of oil and gas equipment and excess well curvature on oil production productivity / L.V. Povarova, D.E. Bedenko, D.Yu. Kirilkin // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 174–178.

17. Povarova L.V. Causes of corrosion of oilfield pipelines and methods of their protection / L.V. Povarova, M.A. Samarin, R.A. Taranik // Bulatov readings. – 2021. – Vol. 2. – P. 32–39.
18. Polnikov V.V. Laboratory tests to assess the corrosiveness of environments in the presence of CO₂ / V.V. Polnikov, A.R. Khafizov, V.V. Chebotarev, A.A. Mugatabarova // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 368–371.
19. Ponomarev A.I. Assessing the influence of tangential stress on the wall of technological pipelines of a gas condensate field on the intensity of carbon dioxide corrosion / A.I. Ponomarev, A.D. Yusupov // Notes of the Mining Institute. – 2020. – Vol. 244. – P. 439–447.
20. Rogachev M.K. Study of the influence of a magnetic field on the corrosion rate of metal of pump-compressor pipes and the rheological properties of well products / M.K. Rogachev, M.I. Kuzmin, N.K. Kondrasheva // Notes of the Mining Institute. – 2012. – Vol. 199. – P. 379–383.
21. Savenok O.V., Gorpichenko A.N. Features of the operation of oil and gas wells in conditions of high corrosive aggression // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 2. – P. 155–170.
22. Savenok O.V. Analysis of corrosion-mechanical destruction of structural materials of oil and gas field equipment / O.V. Savenok, A.N. Gorpichenko, P.P. Poryvkin // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 3. – P. 133–147.
23. Analysis of the results of corrosion monitoring of the Urengoy oil, gas and condensate field / O.V. Savenok [et al.] // Severgeocotekh – 2023: materials of the XXIV International Youth Scientific Conference (March 30–31, 2023, Ukhta) / edited by R.V. Aginea. Section № 11 «Development and operation of oil and gas fields». – Ukhta : Publishing house of Ukhta State Technical University, 2023. – P. 349–356.
24. Autoclave modeling of corrosion processes occurring in a gas pipeline during transportation of an unprepared multiphase medium containing CO₂ / N.O. Shaposhnikov [et al.] // Notes of the Mining Institute. – 2022. – Vol. 258. – P. 915–923.
25. Development of a technical solution to prevent carbon dioxide corrosion / A.V. Sheptukhin [et al.] // Rassokhin readings: materials of the International conference / (February 02–03, 2023, Ukhta). – Ukhta : Publishing house «Ukhta State Technical University», 2023. – P. 119–126.
26. State of knowledge of the problem of carbon dioxide corrosion using the example of the Urengoy deposit / A.V. Sheptukhin [et al.] // Bulatov readings. – 2023. – Vol. 1. – P. 307–315.