УДК 620.193.4

АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ КОРРОЗИИ СКВАЖИННОГО И ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

♦♦♦♦♦

ANALYSIS OF THE MAIN CAUSES OF CORROSION IN DOWNHOLE AND FIELD EQUIPMENT

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

Аннотация. В статье выполнено описание коррозии нефтегазового оборудования как физического явления и обзор применяемых методов борьбы с коррозией. В результате анализа установлена корреляция между концентрацией сероводорода и углекислого газа в добываемой продукции. Сделан вывод о том, что разрушение металлов в результате коррозионных процессов протекает по химическому или электрохимическому механизму. Одним из эффективных методом борьбы с коррозией является применение коррозионностойких материалов, но зачастую они обладают неподходящими прочностными характеристиками либо их стоимость превышает установленные пределы.

Ключевые слова: коррозия скважинного и промыслового оборудования; основные причины возникновения коррозии; общие понятия о коррозионных процессах; основные виды коррозии; описание природы коррозионных процессов; виды проявления коррозии глубинного оборудования; виды проявления коррозии трубопроводов системы сбора скважинной продукции.

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

Annotation. This article describes the corrosion of oil and gas equipment as a physical phenomenon and reviews the methods used to combat it. Analysis reveals a correlation between the concentrations of hydrogen sulfide and carbon dioxide in the produced fluids. It is concluded that metal degradation resulting from corrosion processes proceeds via chemical or electrochemical mechanisms. While the use of corrosion-resistant materials is an effective mitigation strategy, these materials often lack suitable strength characteristics or exceed cost limits.

Keywords: corrosion of downhole and field equipment; primary causes of corrosion; general concepts of corrosion processes; main types of corrosion; description of the nature of corrosion processes; manifestations of corrosion in downhole equipment; manifestations of corrosion in well-stream gathering system pipelines.

Общие понятия о коррозионных процессах

Под коррозией понимается самопроизвольное нарушение строения кристаллической решётки металлов или их сплавов в результате внешнего воздействия (химического, физико-химического, электрохимического) окружающей среды. Основной причиной возникновения коррозии является термодинамическая нестабильность данного конструкционного материала по отношению к взаимодействующим с ним веществам.

Стоит отметить, что естественное механическое разрушение конструкции не описывается в полной мере коррозией или воздействием внешних сил, а содержит в себе усталостные нарушения целостности и сплошности металла. В работе рассматриваются комплексные разрушения, вызванные одновременным воздействием химически агрессивных веществ и динамических нагрузок.

Наличие сероводорода в перекачиваемой среде само по себе не приводит к разрушению сосуда. К нарушению его целостности приводит перекачка среды, содержащей сероводород, в течение длительного времени при переменных значениях расхода. Коррозионные факторы, как правило, действуют комплексно.

Коррозионные свойства перекачиваемой продукции определяются, главным образом, химическими характеристиками – компонентным составом. Он может меняться в зависимости от природных и техногенных условий конкретного промыслового объекта. Например, в случае с месторождением углеводорода такими параметрами могут являться условия и глубины залегания флюидов, текущие темпы отбора продукции, параметры применяемой технологии добычи.

Коррозионные факторы могут проявляться на каждом из этапов разработки и эксплуатации месторождения. Например, даже при бурении и строительстве скважин воздействию агрессивных сред будут подвергаться все узлы буровой установки, поскольку они образуют замкнутую циркуляционную систему. Кроме того, при освоении и эксплуатации скважин подача химически активных компонентов в систему сбора и подготовки приводит к значительному сокращению их ресурса. Особенно явно коррозионно-активные вещества проявляются на заключительных этапах разработки месторождения.

Наиболее широко распространёнными веществами, вызывающими коррозию, являются диоксид углерода (CO_2), сероводород (H_2S), а также кислород (O). Коррозия, связанная с действием сероводорода, наблюдается примерно в 20 % всех случаев коррозии.

Скорость протекания коррозии зависит от ряда факторов, главным образом, от состава и режима жидкости (турбулентности потока). Факторами, усиливающими проявление коррозии, являются высокие значения давления и температуры.

Дополнительным негативным фактором, вызывающим коррозию, является продолжительный простой скважины. Часто остановка в работе не является плановой, а происходит по причине выхода из строя глубинного оборудования. В такой ситуации на забое скважины происходит накапливание воды. Если скважинная продукция содержит большое количество агрессивных компонентов, то происходит контактная коррозия клапанных пар, приводящая к их дальнейшему заклиниванию и осложнению при дальнейших ремонтах. Данный процесс объясняется электрохимической природой протекания реакции (в присутствии электролита).

Несмотря на различные паспортные сроки эксплуатации подземного и наземного оборудования, коррозии они подвергаются примерно в равной степени. На подземное оборудование в целом оказывается более агрессивное воздействие: химически активные вещества, механические примеси, высокие температуры и динамические нагрузки часто приводят к выходу из строя ещё в первый год эксплуатации.

Коррозии в большей степени подвержены корпуса двигателя (ПЭД). Дефекты этой части оборудования приводят к выходу из строя всего комплекса – это наиболее часто встречающийся дефект (до 70 %). Схема глубинно-насосного оборудования показана на рисунке 1.

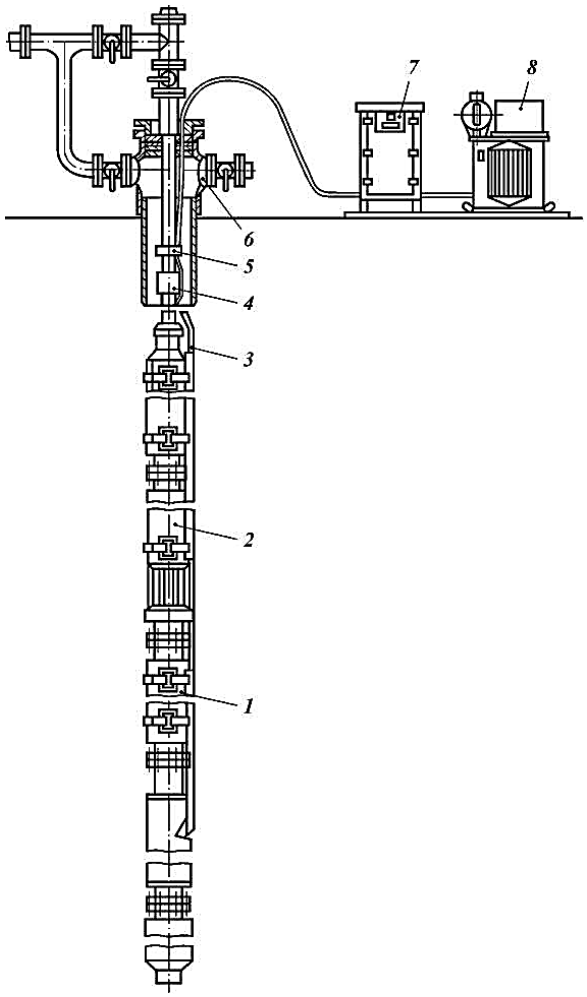


Рисунок 1 – Устройство и компоненты электроцентробежного насоса:
1 – корпус гидрозащиты; 2 – тело насоса; 3 – кабельная линия;
4 – насосно-компрессорные трубы; 5 – пояс; 6 – устьевая обвязка скважины;
7 – станция управления; 8 – трансформаторное устройство

Наиболее часто коррозия наблюдается на поверхности корпуса погружного электродвигателя, элементах проектора и газосепараторе. Основной причиной этого является интенсивное движение пластовой жидкости, содержащей химически активные элементы.

При постоянном контакте пластовой продукции и подземного оборудования возникают следующие виды коррозии:

а) неравномерная (общая);

б) местная (локальная).

Данные виды коррозии приведены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Основные виды коррозии

Зачастую эти два вида коррозии протекают на одной и той же поверхности, но на разных её участках. Это связано с различными механизмами реологии флюида и может быть описано моделированием течения жидкости внутри корпуса.

Скорость общей коррозии составляет порядка 0,7 мм/год. Для неё характерно воздействие по всей площади в целом, в связи с чем происходит утончение значительных участков поверхности. С учётом значительных динамических нагрузок такое утончение приводит к нарушению прочностных характеристик и появлению разрывов на поверхности. В целом данный вид коррозии является весьма предсказуемым ввиду своей равномерности, поэтому не оказывает значительного вклада в разрушение материалов.

Значительно сильнее на прочностные характеристики влияет локальная коррозия. Её скорость может достигать 10 мм/год при толщине некоторых элементов оборудования 6 мм. За весьма короткий срок такая коррозия может превратиться в сквозную. При этом на соседних участках оборудования коррозия может отсутствовать, а толщина стенки будет равняться номинальной. Различные виды коррозии приведены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Виды коррозии

При эксплуатации подземного оборудования чаще всего встречается коррозия в виде канавок, мейза-коррозия и коррозионное растрескивание. Это обусловлено наличием микродефектов внутренних стенок трубопровода и динамическими нагрузками, которые создают по поверхности тела наиболее уязвимые участки.

Наименее существенным видом коррозии является коррозия пятнами, поскольку площадь такого нарушения значительно превышает глубину проникновения. Скорость коррозии при этом составляет порядка 0,6 мм/год. Поэтому этот вид разрушения представляет сравнительно меньшую опасность, чем другие виды локальной коррозии.

Коррозия называется питтинговой (язвенной), когда в теле металла образуются полости (каверны). Образование таких полостей часто начинается с формирования канавки, которая затем углубляется, минуя более устойчивую поверхность. Такой вид коррозии способен быстро сформировать сквозные отверстия и полностью разрушить стенки корпуса. Инструментальные замеры оборудования, подвергшегося сквозной коррозии, показали, что средняя скорость протекания составляет 4–5 мм/год.

При воздействии на поверхность металла электрического напряжения возникают коррозионные нарушения в виде плато овальной рельефной формы. На границе перехода между корродированным металлом и неповреждённым наблюдаются значительные язвенные повреждения. Средняя скорость разрушений этого вида составляет 1–2 мм/год. Одной из характерных причин такого явления могут стать утечки тока при нарушении целостности кабеля, питающего ЭЦН. Данные утечки характерны для ситуации, когда расстояние между корпусом погружного электродвигателя и внутренней стенкой обсадной колонны составляют менее 1 мм. Ввиду сложного описания законов течения тока внутри корпуса, данный вопрос требует дополнительного изучения.

При одновременном протекании коррозии по поверхности и в глубину наблюдается так называемая мейза-коррозия. Скорость распространения коррозии варьируется в широких пределах. Распространение по поверхности может достигать до 50 мм^2/год, при этом в глубину скорость примерно соответствует питтинговой и достигает 5 мм/год. Проявление мейза-коррозии характерно для сред с относительно высоким содержанием углекислого газа (CO_2), а в местах наиболее активного давления этого компонента наблюдаются очаги возникновения. Поверхность металла приобретает характерный для данного вида коррозии облик: ступенчатые ребристые борозды, язвы могут развиваться одна внутри другой.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что коррозионное поражение стальных элементов оборудования вызывается химической агрессивностью транспортируемых жидкостей (флюидов). Степень этого поражения можно оценить по количественному значению концентраций тех или иных компонентов. Первостепенную роль в формировании очагов коррозии играет сероводород, следствием наличия которого является водородное охрупчивание металла. Дополнительный негативный аспект влияния на нефтегазовое оборудование – применение агрессивных сред при проведении кислотных обработок (для очистки забоя от солей, парафинов).

Совокупность этих факторов приводит к сокращению времени полезного использования подземного оборудования, дорогостоящим ремонтным работам и, как следствие, убыткам недропользователя.

Поскольку перекачка ведётся под избыточным давлением, оборудование испытывает растягивающие напряжения. При совместном воздействии химически агрессивных веществ и избыточного давления наблюдается такое явление, как коррозионное растрескивание под напряжением.

Одним из эффективных методов защиты оборудования от коррозии является создание защитной плёнки на поверхности контакта перекачиваемой среды и стенки оборудования. Для создания такой плёнки необходимо введение специальных химических веществ – ингибиторов коррозии. При этом никакое вещество не сможет полностью защитить поверхность от коррозии, но сможет значительно замедлить этот процесс.

Существуют различные способы создания подобной защитной плёнки на поверхности. Самым эффективным является применение катодных способов, поскольку в этом случае достигается создание наиболее плотной плёнки. К другим способам относятся:

1) непосредственное нанесение на поверхность;
2) непрерывная подача раствора на присоединительном узле трубопровода;
3) применение автоматизированных дозировочных устройств.

Описание природы коррозионных процессов

Для решения задачи о повышении эффективности эксплуатации оборудования в присутствии сероводородных сред необходимо иметь представление о механизмах, возникающих при разных видах коррозионного растрескивания. После анализа пред-

посылок к возникновению коррозии возможно изучение существующих методов её предупреждения и замедления.

Основным международным документом, содержащим в себе типовую классификацию различных видов сероводородной коррозии, является ISO 15156-2001. Базовые термины, утверждённые этим документом, рассмотрены NACE (National Association of Corrosion Engineers, USA) с последующим созданием свода NACE MR0175.

На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 53679-2009 «Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа». В нём, в частности, выделяются следующие механизмы проявления коррозии:

1) сероводородное растрескивание под напряжением (SSC);
2) водородное растрескивание (HIC);
3) водородное растрескивание, ориентированное по напряжению (SOHIC);
4) растрескивание мягких зон (SZC);
5) ступенчатое растрескивание (SWC);
6) коррозионное растрескивание под напряжением (SCC).

Возникновение сероводородного растрескивания под напряжением возможно при наличии коррозионной активности и растягивающих напряжений. Данный вид коррозии протекает только в присутствии воды или сероводорода.

Аналогичный механизм характерен для водородного растрескивания, но в данном случае растягивающие напряжения отсутствуют, они возникают за счёт давления скопившегося водорода.

Водородное растрескивание, ориентированное по напряжению, является промежуточным положением между сероводородным растрескиванием под напряжением и водородным растрескиванием.

Растрескивание мягких зон возникает при наличии в составе конструкции локальной зоны, характеризующейся более низким пределом текучести в сравнении с остальными участками.

При ступенчатом растрескивании происходит соединение водородных трещин, расположенных в соседних плоскостях в составе структуры. Данный вид растрескивания характерен для конструкций, выполненных из толстолистовой стали.

Сероводородное растрескивание под напряжением характерно для оборудования, работающего под давлением, например, газопроводы высокого давления, магистрали систем теплоснабжения (котлы).

Коррозия, характерная для оборудования нефтегазового сектора, в целом подразделяется на *внешнюю* и *внутреннюю*. Внутренняя характерна для поверхности стенок насосно-компрессорных труб, обсадной колонны, внутренней поверхности устьевой арматуры и трубопроводов. Внешняя коррозия характерна для участков контакта обсадной колонны с горными породами и пластовыми флюидами, либо водоносными пропластками.

Скорость проявления коррозии также зависит от термобарических условий. Например, даже значительные концентрации сероводорода или углекислого газа при низком давлении вызывают коррозию, аналогичную более низким значениям концентраций, но при больших давлениях. Как правило, наблюдается прямая корреляция между давлением среды и скоростью коррозии.

Известно о существовании связи между водородным показателем среды (pH) и видом коррозии. С ростом давления H_2S при низких значениях давления происходит процесс водородного охрупчивания, а не собственно сероводородная коррозия. Критическое значение парциального давления составляет порядка 0,3 кПа. Данное значение закреплено в ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003). Связь между типом коррозии и давлением при различных концентрациях сероводорода приведены на рисунке 4.

В соответствии с той или иной зоной агрессивности выбираются определённые характеристики сплавов. Для зоны 1 применяются стали твёрдости 70,6 HRN с минимальным пределом текучести 360 МПа. Для зоны 2 применяются стали группы прочности N80 (Q), C95 с пределом текучести 780 МПа. Для зоны 3 характерно применение сплавов типа ASTM A193 GrB7M с пределом текучести 580 МПа.

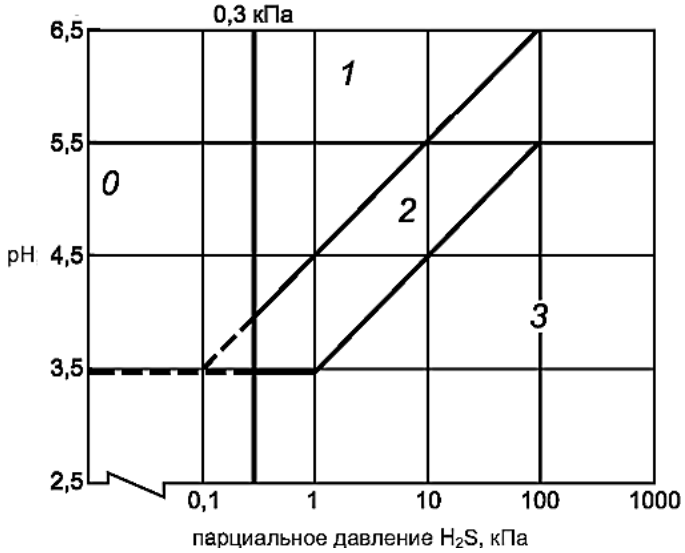


Рисунок 4 – Зоны агрессивности среды в отношении SSC углеродистых и низколегированных сталей

Вид и скорость коррозии также зависят от температуры. Известно, что при низких температурах наиболее типичными проявлениями являются общая и точечная коррозия. Это объясняется наличием защитной плёнки, состоящей из сульфида железа. При температурах порядка 105 °С данная плёнка теряет гладкость. Восприимчивость к SSC достигает наибольших значений в интервале температур 15–25 °С.

С точки зрения промысловых трубопроводов перекачка сред, содержащих сероводород, приводит не к увеличению скорости развития коррозии, а к явлению водородного охрупчивания стали, которое ведёт к растрескиванию (HIC). Для количественной оценки степени износа в условиях статических нагрузок применяется величина статической водородной усталости.

Локальный характер коррозии оказывает особенно сильное влияние на распределение напряжений в местах, близких к возникающим трещинам. Поблизости от трещины наблюдается рост концентрации водорода, своего максимума он достигает в местах концентрации напряжений. На данных участках, как правило, впоследствии возникает очаг растрескивания.

Водородному охрупчиванию в большей мере подвержены ферритные стали средней прочности и мартенситные стали высокой прочности. В присутствии сероводорода степень поглощения водорода поверхностью металла возрастает – это происходит по причине адсорбции серы.

Коррозионные процессы при водородном охрупчивании (HIC) распространяются вдоль оси трубы, направление трещины совпадает с направлением оси трубопровода. Данный вид коррозии отличается от сероводородного растрескивания направлением распространения трещины. Схема формирования продуктов коррозии приведена на рисунке 5.

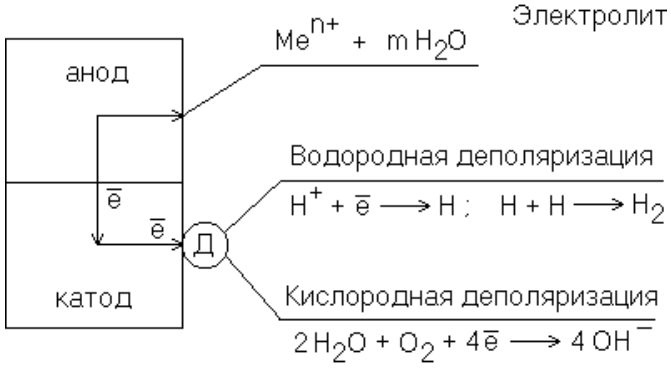


Рисунок 5 – Схема формирования продуктов коррозии и водородных радикалов

Оценка коррозионной активности среды

Ранее было показано, что коррозия внутренних поверхностей трубопроводов и скважинного оборудования происходит под действием химической активности атомов водорода в присутствии электролита.

В настоящее время надёжность нефтяного оборудования оценивают отдельно для каждого типа оборудования на основе результатов регулярных коррозионных испытаний. До недавнего времени оценка долговечности нефтяного оборудования сводилась к определению скорости равномерной коррозии, которой подвержены углеродистые стали. Однако равномерное разрушение металла по всей его поверхности в реальных условиях является маловероятным и не позволяет точно предсказать опасность эксплуатации металлоконструкций в средах, содержащих сероводород и нефть.

Путём использования статистического анализа данных, полученных в лабораторных условиях, приближённых к реальным эксплуатационным условиям нефтедобывающего оборудования, получены зависимости между степенью активности коррозии и водородным показателем среды. Проведённые исследования показали, что сероводород проявляется наиболее активно в слабокислых и нейтральных растворах.

Оксидная плёнка, образующаяся на поверхности металла с течением времени, истончается. Это приводит к образованию точечных деструктивных и энергетических нарушений в оксидной плёнке, атомные связи железа с кислородом в этих местах ослаблены или вообще отсутствуют до контакта стали с коррозионной средой. Воздействие ионов HS^- и Cl^- на эти точки приводит к изменению конфигурации оксидной плёнки за счёт возможного ослабления связей «металл – металл», локальной замены ионов кислорода на гидро- и сульфид-ионы, а также включения серы и металлических сульфидных образований в оксидную плёнку. В зависимости от химического состава поверхности оксидной плёнки (наличия включений) одна и та же добавка ингибирующего вещества может как ингибировать, так и стимулировать коррозию.

Локальная коррозия углеродистой стали в хлоридных и сульфидных средах может быть описана корреляционной зависимостью «возникновение локальных разрушений – кумулятивное увеличение глубины повреждения». Для описания коррозионного процесса (в случае формирования ручейка) применяется механическая модель изменения толщины стенки.

В результате анализа данной модели получено уравнение величины изменения толщины стенки в зависимости от механического напряжения и химической активности среды:

$$h_i = v_0 \cdot K_{MX}(t_i) + \frac{k_\sigma \cdot \sigma_0}{b} \cdot \left(e^{b \cdot v_0 \cdot K_{MX}(t_i)} - 1\right), \quad (1)$$

где v_0 – скорость коррозии материала трубы в присутствии эмульсии, мм/год; K_{MX} – коэффициент механохимической повреждаемости, ед.; k_σ – коэффициент, учитывающий влияние механических напряжений, ед.; σ_0 – начальное значение напряжений, МПа; t_i – время эксплуатации трубопровода, лет; b – коэффициент, учитывающий диаметр трубопровода, МПа · мм$^{-1}$.

Механохимический параметр напряжений может быть вычислен по формуле:

$$k_\sigma = \frac{1}{3} \cdot \frac{V \cdot \left(1 + \sigma_{пр} \cdot \sigma_{кц}^{-1}\right)}{R \cdot T \cdot \left[1 - \sigma_{пр} \cdot \sigma_{кц}^{-1} + \left(\sigma_{пр} \cdot \sigma_{кц}^{-1}\right)^2\right]}, \quad (2)$$

где V – моляльный объём стали, м^3; R – универсальная газовая постоянная, Дж/(°К · моль); $\sigma_{пр}$ – продольные напряжения, МПа; $\sigma_{кц}$ – поперечные напряжения, МПа.

В случае, когда деформации при работе трубопровода описываются упругим законом, зависимость глубины коррозионного поражения может быть описана линейной и нелинейной моделью. Данные зависимости приведены на рисунке 6.

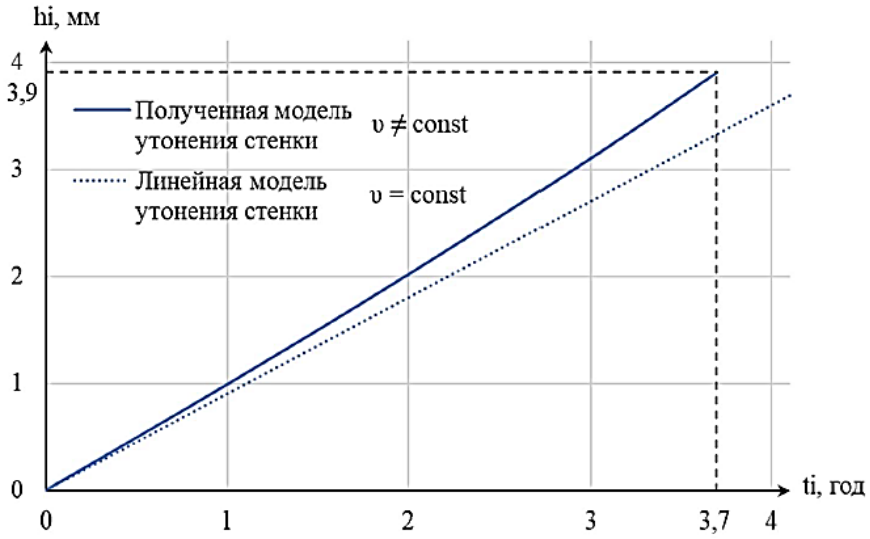


Рисунок 6 – Зависимость глубины коррозионного поражения при коррозии нефтепромыслового трубопровода от времени (упругая зона)

Выводы

В статье следующие положения:

1) общие определения теории коррозии скважинного и промыслового оборудования;

2) основные причины возникновения коррозии;

3) виды проявления коррозии глубинного оборудования и трубопроводов системы сбора скважинной продукции.

Одним из самых эффективных способов борьбы с коррозией является применение катодных способов, поскольку в этом случае достигается создание наиболее плотной плёнки. К другим способам относятся:

- непосредственное нанесение на поверхность;
- непрерывная подача раствора на присоединительном узле трубопровода;
- применение автоматизированных дозировочных устройств.

Установлено, что коррозионное поражение стальных элементов оборудования вызывается химической агрессивностью транспортируемых жидкостей (флюидов). Степень этого поражения оценивается по количественному значению концентраций тех или иных компонентов. Первостепенную роль в формировании очагов коррозии играет сероводород, следствием наличия которого является водородное охрупчивание металла. Дополнительный негативный аспект влияния на нефтегазовое оборудование – применение агрессивных сред при проведении кислотных обработок (для очистки забоя от солей, парафинов).

Совокупность этих факторов приводит к сокращению времени полезного использования подземного оборудования, дорогостоящим ремонтным работам и, как следствие, убыткам недропользователя.

Литература

1. Эффективная защита сооружений от коррозии, новые методы / Н.А. Безрученко [и др.] // Приоритеты мировой науки. Новые горизонты: материалы I Международной научно-практической конференции (26 марта 2025 года, г. Краснодар). – Краснодар : Издательство: ИП Алзидан, 2025. – С. 50–55.
2. 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: тезисы докладов (15–16 ноября 2022 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – 45 с.

3. Анализ результатов коррозионного мониторинга Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Н. Горпинченко [и др.] // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2023: материалы XXIV Международной молодёжной научной конференции (30–31 марта 2023 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2023. – С. 352–359.
4. 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.
5. 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.
6. 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.
7. Горпинченко А.Н. Подбор ингибитора коррозии с учетом свойств добываемой жидкости / А.Н. Горпинченко, Л.В. Поварова, П.П. Порывкин // Булатовские чтения. – 2025. – Т. 1. – С. 150–153.
8. 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.
9. Горпинченко А.Н. Анализ методов борьбы с коррозионной агрессией в условиях ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Н. Горпинченко, Л.В. Поварова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 3. – С. 101–113.
10. Горпинченко А.Н. Анализ типов коррозии нефтегазопромыслового оборудования // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 4. – С. 142–148.
11. 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. 2.– С. 17–22.
12. Поварова Л.В. Анализ современных методов защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии / Л.В. Поварова, В.С. Мунтян, А.С. Скиба // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 125–129.
13. 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.
14. 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.
15. 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.
16. 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.
17. Разработка технического решения по предупреждению углекислотной коррозии / А.В. Шептухин [и др.] // Рассохинские чтения: материалы международной конференции (02–03 февраля 2023 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2023. – С. 119–126.
18. Состояние изученности проблемы углекислотной коррозии на примере Уренгойского месторождения / А.В. Шептухин [и др.] // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 307–315.

References

1. Effective Corrosion Protection for Structures: New Methods / N.A. Bezruchenko [et al.] // Priorities of Global Science. New Horizons: Proceedings of the 1st International Scientific and Practical Conference (March 26, 2025, Krasnodar). – Krasnodar : IP Alzidan, 2025. – P. 50–55.
2. Gorpinchenko A.N. Research on Corrosion Rate Measurement in the Gas Gathering System of the Pestsovoye Field (Urengoy Oil, Gas, and Condensate Field) / A.N. Gorpinchenko, N.Kh. Zharikova, M.I. Samoylov // Breakthrough Technologies in the Exploration, Development, and Production of Hydrocarbon Resources: Abstracts (November 15–16, 2022, Saint Petersburg). – SPb. : Saint Petersburg Mining University, 2022. – 45 p.
3. Analysis of Corrosion Monitoring Results at the Urengoy Oil, Gas, and Condensate Field / A.N. Gorpinchenko [et al.] // SEVERGEOEKOTEKH-2023: Proceedings of the XXIV International Youth Scientific Conference (March 30–31, 2023, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2023. – P. 352–359.

4. Gorpinchenko A.N. Evaluation of Corrosion Control Methods in Oil and Gas Gathering and Treatment Systems During Field Development in Western Siberia // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2023. – № 3. – P. 119–134.
5. Gorpinchenko A.N. Calculation of Carbon Dioxide Corrosion Rates for Downhole Equipment Using Various Methodologies / A.N. Gorpinchenko, A.A. Melnikova // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2024. – № 1. – P. 133–146.
6. Gorpinchenko A.N. Evaluating the Effectiveness of Inhibition Technology for Gas and Gas-Condensate Wells Under Conditions of Carbon Dioxide Corrosion / A.N. Gorpinchenko, L.V. Povarova // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2025. – № 1. – P. 147–161.
7. 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.
8. Gorpinchenko A.N. Analysis of corrosion monitoring in one of the sectors of the Urengoy oil, gas, and condensate field / A.N. Gorpinchenko, L.V. Povarova // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2025. – № 2. – P. 237–252.
9. Gorpinchenko A.N. Analysis of methods for combating corrosive aggression in the Achimov deposits of the Urengoy oil, gas, and condensate field / A.N. Gorpinchenko, L.V. Povarova // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2025. – № 3. – P. 101–113.
10. Gorpinchenko A.N. Analysis of Corrosion Types in Oil and Gas Field Equipment // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2025. – № 4. – P. 142–148.
11. Classification of Corrosion Processes / G.I. Korenovsky [et al.] // REFERATOTECH: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (October 23, 2021, Krasnodar) : in 2 vols. – Krasnodar : Publishing House «Yug» LLC, 2022. – Vol. 2. – p. 17–22.
12. Povarova L.V. Analysis of Modern Methods for Protecting Oilfield Equipment from Corrosion / L.V. Povarova, V.S. Muntyan, A.S. Skiba // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 4. – P. 125–129.
13. Povarova L.V. Corrosion of Pipelines and Oil and Gas Equipment / L.V. Povarova, V.S. Muntyan, A.S. Skiba // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 4. – P. 130–135.
14. Povarova L.V. Causes of Corrosion in Oilfield Pipelines and Methods for Their Protection / L.V. Povarova, M.A. Samarin, R.A. Taranik // Bulatov Readings. – 2021. – Vol. 2. – P. 32–39.
15. Savenok O.V. Specifics of Operating Oil and Gas Wells Under Highly Corrosive Conditions / O.V. Savenok, A.N. Gorpinchenko // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 2. – P. 155–170.
16. Savenok O.V. Analysis of Corrosion-Mechanical Failures of Structural Materials Used in Oil and Gas Field Equipment / O.V. Savenok, A.N. Gorpinchenko, P.P. Poryvkin // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 3. – P. 133–147.
17. Development of a Technical Solution for the Prevention of Carbon Dioxide Corrosion / A.V. Sheptukhin [et al.] // Rassokhin Readings: Proceedings of the International Conference (February 2–3, 2023, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2023. – P. 119–126.
18. Current State of Research on the Problem of Carbon Dioxide Corrosion: A Case Study of the Urengoy Field / A.V. Sheptukhin [et al.] // Bulatov Readings. – 2023. – Vol. 1. – P. 307–315.