

Н. И. Мукагдисов, А. Р. Фархутдинова, А. А. Елпидинский

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ И ПРЕИМУЩЕСТВА ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Ключевые слова: коррозия, защита, ингибитор.

В статье рассмотрены наиболее распространенные методы коррозионной защиты. Установлено, что ингибиторная защита является наиболее эффективной и имеет ряд преимуществ перед другими методами.

Keywords: corrosion, protection, inhibitor.

In the article were considered the most common methods of corrosion protection. It is established that inhibitory protection is the most effective and has a number of advantages over other methods.

Одним из существенных факторов, влияющих на целостность и работоспособность нефтепромыслового оборудования, является внутренняя коррозия. Это явление представляет собой процесс самопроизвольного разрушения металла вследствие его взаимодействия с агрессивной средой.

В подавляющем большинстве случаев коррозия промыслового оборудования протекает по электрохимическому механизму при контакте металла с водной минерализованной средой. Процесс электрохимической коррозии схематически изображен на рисунке 1 [1].

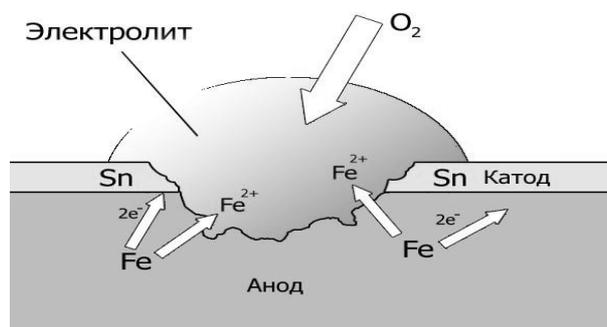


Рис. 1 – Электрохимическая коррозия

Коррозия оборудования связана с воздействием сразу нескольких факторов – высокой обводненностью продукции скважин, увеличением выноса солей и механических примесей, повышением скорости движения пластовой жидкости, увеличением токов и напряжений в кабельных линиях [2]. Существуют и другие факторы риска коррозии трубопроводов – режим транспортирования, температура, состояние поверхности металла трубопровода и т.д. Эти факторы могут оказывать влияние на скорость коррозии – в некоторых случаях они могут снижать или повышать ее. Но независимо от этого, принципиальная возможность и опасность коррозии промышленных трубопроводов определяется наличием в составе транспортируемых по ним сред водной фазы.

Данный процесс является причиной возникновения частых отказов и аварий, приносящих наиболее значительные потери и

негативно влияющих на экологическую обстановку в зоне функционирования нефтепромысловых объектов. Так, например, по причине коррозии доля отказов установок электроприводных центробежных насосов (УЭЦН), которые обеспечивают основную часть добычи нефти, возрастает с увеличением срока работы оборудования. Распределение причин отказов УЭЦН приведено на рисунке 2 [2].

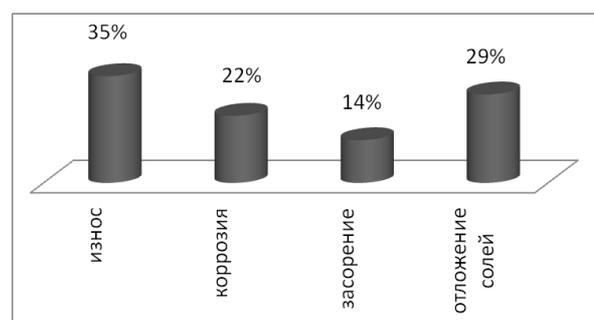


Рис. 2 - Распределение причин отказов УЭЦН при наработке до отказа свыше 300 суток

Общий ущерб, причиняемый коррозией, зависит от прямых потерь, к которым относятся стоимость изготовления и замены оборудования, вышедшего из строя, расходы на мероприятия по защите от коррозии, но еще больший ущерб могут составить косвенные затраты.

К косвенным расходам относятся экономические потери из-за простоя оборудования и потери его мощности, затраты на ликвидацию аварий, нарушения в системе разработки месторождения и снижение качества продукции по причине коррозии. Косвенные затраты могут превышать прямые в несколько раз [3].

Для обеспечения мероприятий по ликвидации последствий аварий требуются существенные экономические вложения. Обработка экспертных оценок показала, что экономический ущерб от коррозии составляет не менее 5 % от ВВП. В пределах 2–4 % ВВП находится этот показатель и в других странах [4].

Согласно исследованиям Э.З. Ягубова, более 50 % трубопроводов, по которым транспортируют агрессивные среды, имеют срок службы от одного месяца до двух лет [5]. При средней стоимости трубной стали 35 тыс. р/т

затраты нефтегазодобывающих предприятий только на замену стальных трубопроводов составляют порядка 12 млрд. р. в год [6].

Большую долю расходов составляют экологические штрафы. В среднем по РФ экологический штраф за одну тонну разлитой нефти составляет 250 тыс. р. [6].

Необходимость антикоррозионных мероприятий определяется экономической стратегией сокращения миллиардных убытков, вызываемых коррозией нефтепромыслового оборудования.

Защитные мероприятия должны обеспечивать высокую эффективность, а также доступность и простоту в технологическом исполнении. Наиболее распространенные методы борьбы с коррозией представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Методы защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии

Наименование метода	Способ антикоррозионной защиты
Технологический	Ограничение доступа кислорода
	Снижение скорости потока
	Понижение температуры жидкости
	Уменьшение водопритока в скважине
	Применение реагентов и технологических растворов с низкой коррозионной активностью
	Предупреждение смешивания коррозионно-активной среды с продукцией
	Исключение применения пластовой воды, зараженной сульфатвосстанавливающими бактериями
	Применение технологии внутритрубной очистки
Физический	Анодная защита
	Применение защитных покрытий
	Использование коррозионно-стойких материалов
Химический	Применение ингибиторов коррозии

1. Технологические методы направлены на улучшение качества управления и контроля процесса коррозии нефтепромыслового оборудования с целью увеличения их срока службы и снижения прямых и косвенных затрат. Они могут включать мероприятия, направленные на водоизоляционные работы, снижение скорости потока, которые эффективны при грамотном подходе их проведения.

Тем не менее, эти методы несут в себе высокие риски отрицательного эффекта и имеют

относительно недолгий временной отрезок положительного результата.

2. Применение активных способов электрохимической защиты, относящихся к физическим методам, основано на нанесении протекторного покрытия (алюминий, цинк, магний, их сплавы), имеющего электродный потенциал более отрицательный, чем потенциал металлического покрытия основного материала корпуса и трубы.

Протектор, растворяясь в окружающей среде, защищает от разрушения основную конструкцию. После полного растворения протектора его необходимо заменить.

Протектор работает эффективно, если переходное сопротивление между ним и окружающей средой невелико. Действие протектора ограничивается определенным расстоянием, которое называется радиусом защитного действия протектора [2, 7].

Использование противокоррозионных покрытий основано на нанесении на наружные поверхности корпусных деталей и узлов металлических покрытий на основе железа с добавлением легирующих элементов (хрома, никеля, кремния, молибдена, бора и углерода), которые имеют более положительный электродный потенциал, чем потенциал основного металла корпуса.

Данные компоненты являются хорошей защитой от коррозии, но лишь до тех пор, пока в покрытии отсутствуют механические повреждения. В случае же каких-либо повреждений металлического защитного покрытия при монтаже, спуско-подъемных операциях образуется гальваническая пара: металлическое покрытие становится катодом по отношению к корпусу. В процессе электрохимической коррозии основной материал корпуса окисляется, распадаясь на положительно заряженные ионы. Происходит процесс окисления, корпус растворяется [2].

Также возможно применение лакокрасочных покрытий, которые сочетают в себе такие антикоррозионные свойства, как водоотталкивание, низкая степень проницаемости газа и пара, затрудняющая поступление кислорода и воды к металлическим поверхностям. Довольно успешно применяются диффузионно-цинковые, силикатно-эмалевые и полимерные покрытия, которые, однако, имеют ряд особенностей и ограничений по их применению.

Применение композитных труб обосновано работами по проектированию и созданию металлоконструкционных материалов с увеличенной устойчивостью к коррозии. Она обеспечивается методами вытеснения из сплава или металла примесей, которые ускоряют процесс коррозии, или же внедрением компонентов (медь, хром, марганец и никель), повышающих коррозионную устойчивость [7]. Легирование стали такими элементами существенно повышает химическую стойкость материала и практически полностью устраняет отказы промышленного

оборудования за счет коррозии. Однако следует отметить фактор стоимости коррозионно-стойких материалов, который существенно возрастает при увеличении их индекса стойкости.

Наблюдается тенденция применения стеклопластиковых труб (СПТ), которые имеют ряд достоинств: высокая стойкость к любым типам коррозии, меньший собственный вес подвески. Существенные недостатки данного типа труб - ограничения по температуре (не ниже -30 °С) и глубине спуска (до 2000 м), низкая стойкость к механическим повреждениям, особые условия хранения (без воздействия солнечного света). Для работы с СПТ необходимы специальный инструмент и переводники для монтажа-демонтажа [2]. Применение СПТ требует больших денежных вложений в сравнении со стоимостью стальной трубы.

3. Химический метод защиты от коррозии путем введения в среду ингибиторов, защитное действие которых основано на способности адсорбироваться и образовывать на поверхности металла защитную пленку. Ингибиторная защита является одним из наиболее удобных и экономичных средств борьбы с коррозией в этих условиях [8].

В настоящее время нефтепромысловые трубопроводы изготавливаются из стали, что объясняется их доступностью и высокой скоростью монтажа. Однако аварийность данных трубопроводов в 2 раза выше, чем конструкций в коррозионно-стойком исполнении [9]. В свою очередь применение последних в большинстве случаев не дает экономического эффекта. Это связано с тем, что применение антикоррозионных покрытий приводит к росту продолжительности строительства и удорожанию работ на 5 % [6]. Так же происходящие при монтажных работах повреждения могут стать причиной возникновения процесса электрохимической коррозии между покрытием и металлом корпуса.

Использование композитных труб экономически целесообразно при длительном сроке эксплуатации месторождения, однако средняя продолжительность эксплуатации месторождений в России не превышает 30 лет [10].

Учитывая недостатки приведенных методов и многолетний опыт применения химической ингибиторной защиты, можно справедливо полагать, что данный вид антикоррозионной защиты является одним из наиболее эффективных, экономически целесообразных и технологически доступных методов борьбы с коррозией промышленного оборудования.

Преимущества от применения ингибиторной защиты приведены ниже:

- использование наиболее доступных конструкционных материалов;
- управляемость процесса снижения скорости коррозии и возможность гибкого реагирования на изменение коррозионной ситуации;
- стабилизация процесса эксплуатации нефтепромыслового оборудования;

- возможность одновременной защиты практически всех типов промышленного оборудования: трубопроводов, оборудования объектов подготовки нефти и воды;

- сокращение простоев, связанных с ремонтом оборудования;

- возможность замедлять коррозионное разрушение трубопроводов бывших в эксплуатации;

- предупреждение экологических бедствий в районе эксплуатации оборудования и трубопроводной системы [11].

К ингибиторам предъявляются определенные требования по технологическим и защитным свойствам. Ингибиторы должны иметь высокие защитные свойства: в сероводородсодержащих водной и паровой фазах не менее 85% от общей коррозии и не менее 70% от водородного охрупчивания. Они не должны оказывать отрицательного влияния на технологические процессы [8].

Следует отметить, что ингибиторная защита является необходимым, но недостаточным условием для достижения требуемых результатов. Исследование различных классов химических соединений, которые часто используются в качестве основы для ингибиторов, показали, что среди них нет такого, который мог бы быть эффективным реагентом для защиты от коррозии в модели пластовой воды с минерализацией 66 г/л [8]. Необходимо учитывать все факторы для успешного ведения технологии ингибирования трубопроводов, а также рассмотреть возможность реализации комплексной программы антикоррозионной защиты. Так, например, согласно исследованиям Д.В. Федина, наиболее эффективным методом является применение ингибиторной защиты от коррозии при сроке эксплуатации трубопровода до 20 лет и при условии, что совместно с данной технологией будет применяться внутритрубная очистка трубопроводов [6]. Избранные данные исследования приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Суммарная стоимость эксплуатации трубопроводов, тыс. р

Ставка дисконтирования, %	Срок эксплуатации, лет				
	10	15	20	25	30
Применение стальных труб					
10	101	67	142	114	95
15	136	90	281	225	187
Применение коррозионностойкой стали					
10	40	30	23	195	163
15	40	215	162	129	108
Ингибиторная защита трубопроводов					
10	40	27	142	114	95
15	40	27	305	244	203
Внутритрубная очистка и ингибирование					
10	35	24	124	100	83
15	47	32	167	135	112

Проводя сравнение антикоррозионных методов по экономическим и технологическим показателям, следует отметить, что ингибиторная технология вызывает большой интерес в кругу лиц, занимающихся проблемой коррозии нефтепромышленного оборудования. Имеются много направлений и возможностей для совершенствования методов защиты от коррозии путем использования различных видов и комбинаций реагентов, а также перспективными являются комплексные мероприятия по предупреждению данной проблемы.

Литература

1. Козлов В.А. Основы коррозии и защиты металлов: учебное пособие / В.А. Козлов, М.О. Месник – Иваново, 2011. – 177 с.
2. Ивановский В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от неё / В.Н. Ивановский // Коррозия «Территория НЕФТЕГАЗ». – 2011. - №1. – С. 18-25.
3. Азаренов Н.А. Коррозия и защита металлов. Часть I. Химическая коррозия металлов: учебное пособие / Н.А. Азаренов, С.В. Литовченко, И.М. Неклюдов, П.И. Стоев – Харьков: ХНУ, 2007. – 187 с.
4. Фархутдинова А.Р. Составы ингибиторов коррозии для различных сред / А.Р. Фархутдинова, Н.И. Мукатдисов, А.А. Елпидинский, А.А. Гречухина // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. - №4. – С. 272-276.
5. Вайншток С.М. Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 621 с.
6. Федин Д.В. Сравнительный анализ экономической эффективности методов повышения эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов / Д.В. Федин, А.Ф. Бархатов, А.А. Вазим // Известия Томского политехнического университета. – 2012. - № 6. – С. 32-35.
7. Мустафин Ф.М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями / Ф.М. Мустафин // Нефтегазовое дело [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Mustafin/Mustafin_3.pdf, свободный.
8. Кузнецов Ю.Н. Возможности защиты ингибиторами коррозии оборудования и трубопроводов в нефтегазовой промышленности / Ю.Н. Кузнецов, Р.К. Вагапов, Р.В. Игошин // Коррозия «Территория НЕФТЕГАЗ». – 2010. - № 1. – С. 38-41.
9. Тимонин В.А. Техничко-экономические аспекты проблемы коррозии / В.А. Тимонин // Антикорт-Гальваносервис: Труды Междунар. Научно-практ. конф. – М., 2007. – С. 54-57.
10. Гребенькова Г.Л. Анализ работоспособности коррозионно-стойких трубопроводов / Г.Л. Гребенькова, Е.Н. Сафонов, Р.Р. Терегулов, В.И. Агапчев // Нефтегазовое дело [Электронный ресурс]. – http://www.ogbus.ru/authors/Grebenkova/Grebenkova_1.pdf, свободный.
11. Мукатдисов Н.И. Исследование неклассических катионных ПАВ как компонентов ингибитора коррозии / Н.И. Мукатдисов, А.Р. Фархутдинова, А.А. Елпидинский // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – №14. – С. 212-215.

© **Н. И. Мукатдисов** – магистр каф. химической технологии переработки нефти и газа КНИТУ, NiMif@list.ru; **А. Р. Фархутдинова** – асп. той же кафедры, alfa105@mail.ru; **А. А. Елпидинский** – канд. техн. наук, доц. той же кафедры, sinant@yandex.ru.