

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Казанский национальный исследовательский  
технологический университет

# ИНГИБИТОРЫ КОРРОЗИИ

Учебное пособие

Казань  
Издательство КНИТУ  
2023

УДК 620.197.3(075)  
ББК 34.662я7  
И59

*Печатается по решению редакционно-издательского совета  
Казанского национального исследовательского технологического университета*

*Рецензенты:  
канд. хим. наук Е. В. Миронова  
канд. техн. наук С. И. Васюков*

**Авторы: А. Е. Лестев, Я. В. Ившин, А. Ф. Дресвянников,  
Ж. В. Межевич**

**И59** Ингибиторы коррозии : учебное пособие / А. Е. Лестев, Я. В. Ившин, А. Ф. Дресвянников, Ж. В. Межевич; Минобрнауки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань : Изд-во КНИТУ, 2023. – 96 с.

ISBN 978-5-7882-3407-6

Рассмотрены классификации ингибиторов коррозии, их физико-химические и технологические свойства, технико-экономические показатели, определяющие выбор ингибиторов, а также вопросы коррозионного менеджмента, мониторинга коррозии и ингибирования.

Предназначено для бакалавров направления 18.03.01 «Химическая технология» (профили «Технологии электрохимических производств» и «Технологии защиты от коррозии»), а также для магистров направления 18.04.01 «Химическая технология» (программы «Коррозия и защита металлов», «Перспективные электрохимические технологии»).

Подготовлено на кафедре технологии электрохимических производств.

**УДК 620.197.3(075)  
ББК 34.662я7**

ISBN 978-5-7882-3407-6 © Лестев А. Е., Ившин Я. В., Дресвянников А. Ф.,  
Межевич Ж. В., 2023  
© Казанский национальный исследовательский  
технологический университет, 2023

# СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. КЛАССИФИКАЦИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ .....	6
1.1. Неорганические ингибиторы коррозии .....	8
1.2. Органические ингибиторы коррозии.....	9
1.3. Классификация органических ингибиторов коррозии на основе активных функциональных групп.....	14
1.4. Классификация ингибиторов коррозии на основе электродного процесса.....	15
1.4.1. Анодные ингибиторы коррозии.....	15
1.4.2. Катодные ингибиторы коррозии.....	16
1.4.3. Смешанные ингибиторы коррозии.....	18
1.5. Классификация ингибиторов коррозии по способу защиты.....	18
1.6. Механизм ингибирования коррозии .....	21
1.7. Растворимость ингибиторов коррозии .....	23
Примеры решения задач .....	24
Вопросы для самостоятельной работы.....	26
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ.....	29
2.1. Методика определения внешнего вида ингибиторов коррозии.....	33
2.2. Измерение плотности ингибиторов коррозии .....	33
2.3. Измерение вязкости ингибиторов коррозии .....	34
2.4. Определение температуры застывания ингибиторов коррозии .....	35
2.5. Определение температуры вспышки ингибиторов коррозии .....	36
2.6. Исследование растворимости (диспергируемости) ингибиторов коррозии.....	37
2.7. Исследование влияния ингибиторов коррозии на вспенивание абсорбентов.....	38
2.8. Определение концентрации водородных ионов (рН) ингибиторов коррозии .....	39
2.9. Исследование защитных свойств ингибиторов коррозии в лабораторных условиях.....	39
2.10. Испытание ингибиторов коррозии и контроль за эффективностью их применения в промышленных условиях.....	40
2.11. Экспертиза документации ингибиторов коррозии.....	43

2.12. Количественные оценки эффективности действия ингибиторов коррозии .....	45
Примеры решения задач .....	49
Задачи для самостоятельного решения .....	51
<b>3. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ</b>	
<b>КОРРОЗИИ .....</b>	<b>58</b>
3.1. Оценка экономической эффективности защиты трубопроводов (выкидных линий, коллекторов, водоводов, нефтепроводов) ингибиторами коррозии .....	62
3.2. Пример оценки экономической эффективности применения ингибиторов коррозии.....	63
3.3. Принятие решения о применении ингибиторной защиты.....	65
3.4. Пример расчета экономической эффективности защиты оборудования и выкидных линий нефтяных скважин ингибитором коррозии И-1-А.....	66
3.5. Расчет показателей экономической эффективности ингибиторов коррозии .....	68
<b>4. КОРРОЗИОННЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ .....</b>	<b>73</b>
4.1. Система управления коррозией.....	76
4.2. Проектирование, планирование и внедрение системы управления коррозией ...	76
4.3. Мониторинг коррозии .....	78
4.4. Мониторинг ингибирования коррозии .....	80
4.5. Эффективность ингибиторной защиты .....	81
4.5.1. Система мониторинга ингибирования коррозии трубопроводов .....	81
4.5.2. Группы параметров для оценки эффективности ингибирования.....	81
4.6. Определение основных параметров ингибирования .....	84
4.6.1. Постоянное дозирование .....	84
4.6.2. Периодическое дозирование .....	85
4.7. Понятие качества ингибитора коррозии .....	86
4.8. Транспортирование и хранение ингибиторов коррозии.....	87
Примеры решения задач .....	88
Задачи для самостоятельного решения .....	89
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>92</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>92</b>

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время существуют различные технологии для борьбы с коррозией: проектные технологические решения, применение коррозионно-стойких материалов или покрытий и ингибирование. Тем не менее эффективность защиты от коррозии с помощью ингибиторов порой еще недооценивают – ее отсутствие не воспринимается как непосредственный риск для целостности трубопроводов и другого оборудования, вследствие чего этим способом пренебрегают, отдавая приоритет другим экономическим и техническим потребностям.

Для предприятий нефтегазохимического комплекса России актуальной является проблема оптимизации эксплуатационных расходов за счет снижения производственных затрат на техническое обслуживание и ремонты, сокращение потерь от аварий и простоев, внедрение новых технологий и методов контроля. Оперативность получения информации о техническом состоянии объектов контроля, ее полнота и достоверность, своевременность и качество управленческих решений по обеспечению надежности работы оборудования и эффективности процесса управления являются определяющими условиями для достижения положительного эффекта от реализуемых мероприятий.

Предлагаемое пособие содержит всю необходимую информацию о ингибиторах коррозии, их свойствах, принципах выбора и промышленном применении. Оценка эффективности защиты ингибиторами базируется на методах мониторинга коррозии, представляющих самостоятельную область деятельности. С этой целью авторами рассмотрены принципы мониторинга, лабораторная оценка эффективности, процесс контроля качества и механизм защитного действия ингибиторов коррозии, а также их типичные структуры, свойства и товарные формы. Теоретические сведения дополнены примерами расчетов характеристик эффективности ингибиторной защиты, а также перечнем задач для самостоятельного решения.

# 1. КЛАССИФИКАЦИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ

*Коррозия* – это естественный процесс, обусловленный расходом энергии. Ингибирование является превентивной мерой против коррозионного воздействия на металлические материалы.

*Ингибитор коррозии* – это химическое вещество, которое, находясь в системе защиты от коррозии в малой, но достаточной концентрации, уменьшает скорость коррозии без заметного изменения концентрации какого-либо коррозионного реагента. Ингибитор коррозии достаточно эффективен в небольших концентрациях, они варьируются от 0,0001 до 1,5 % мас.

Ингибиторы наиболее пригодны для использования в закрытых системах окружающей среды, имеющих хорошую циркуляцию для обеспечения необходимой и контролируемой их концентрации, например в системах рециркуляции охлаждающей воды, при добыче газа и нефти, переработке нефти, а также в химическом производстве и при кислотной обработке изделий из стали. Одним из наиболее известных применений ингибиторов является антифриз для автомобильных радиаторов.

До недавнего времени ключевым фактором при выборе ингибитора была его эффективность, а проблема его возможного воздействия на окружающую среду не рассматривалась. Представления об ингибиторах коррозии начали меняться в середине 1980-х гг., когда их использование перешло от чисто экономических аспектов к более эффективным концепциям. Одна из них (так называемая ЕЗ – эффективность, экономия и экология) была разработана в 1994 г. Р. Калманом. Но на практике оказалось, что наиболее эффективные ингибиторы представляют опасность для экологии – правда, хотя термин «экология» и является общепринятым, в данном случае правильнее было бы говорить о безвредности для окружающей среды.

Сегодня научное сообщество прилагает огромные усилия для поиска и производства ингибиторов, которые сочетали бы низкую токсичность с высокой эффективностью ингибирования. Ингибиторы коррозии этого типа известны как экологически приемлемые, «зеленые», или экологически чистые.

Ингибиторы обычно просты в применении и обеспечивают преимущество нанесения непосредственно на месте, не вызывая каких-либо существенных нарушений технологического процесса.

Ингибиторы замедляют коррозионные процессы за счет:

- а) ограничения перемещения или диффузии ионов к металлической поверхности;
- б) повышения электрического сопротивления цепи при образовании продуктов растворения металлической поверхности.

В результате действия ингибиторов наблюдается увеличение характеристик анодной или катодной поляризации (наклоны Тафеля).

Ингибиторы коррозии могут находиться в любых состояниях (твердые вещества, жидкости и газы).

Для того чтобы снизить коррозию металлических конструкций, ингибиторам необходимо соответствовать следующим требованиям:

- ингибиторы должны обеспечивать надежную защиту от коррозии при использовании их в малой концентрации;
- ингибиторы должны сохранять эффективность в сложных условиях эксплуатации (высокие температуры, скорость);
- скорость коррозии не должна резко возрастать при недостаточном или превышенном количестве ингибиторов;
- ингибиторы коррозии или продукты реакции не должны быть источниками формирования каких-либо отложений на поверхности металла, особенно на тех участках, где имеет место теплопередача;
- ингибиторы должны тормозить как равномерную, так и локальную коррозию;
- ингибиторы должны сохранять эффективность на значительном расстоянии.

Ингибиторы коррозии можно систематизировать на классы или группы по нескольким показателям:

1) *Природа химическая* (компонентный состав ингибиторов). Ингибиторы могут быть органическими и неорганическими, а также масло-, спирто-, нефте- и водорастворимыми.

2) *Механизм защитного функционирования ингибиторов*. Ингибиторы могут уменьшать площадь активной поверхности металла за счет адсорбции или формирования с ионами металла труднорастворимых соединений, образующих на поверхности пленки, которые значительно тоньше наносимых защитных покрытий.

Ингибиторы коррозии также могут изменять энергию активации электрохимических реакций, лимитирующих сложный коррозионный процесс. Какой бы реакции ни препятствовал ингибитор коррозии, он будет взаимодействовать на границе раздела «металл – раствор», образуя пленку, которая может быть трех разных типов:

- а) пассивирующей;
- б) осажденной;
- в) адсорбционной.

3) *Механизм электродного процесса* – в зависимости от торможения той или иной стадии коррозионного электрохимического процесса различают ингибиторы анодные, катодные, а также смешанного действия.

4) *Состав коррозионной среды, в которой функционирует конструкция*. Среда могут быть нейтральными, кислыми коррозионными и специфическими (нефтедержащими, щелочными, сероводородными, в виде пленки влаги в атмосферных условиях).

Многообразие видов и способов защитного действия ингибиторов обуславливают сложность их классификации. Однако на сегодняшний день наиболее популярная система классификации заключается в их ранжировании по функциональному назначению:

- ингибитор анодной коррозии;
- ингибитор катодной коррозии;
- органический ингибитор коррозии;
- осадительный ингибитор коррозии;
- летучий ингибитор коррозии.

## **1.1. Неорганические ингибиторы коррозии**

Большинство неорганических веществ обладают способностью замедлять коррозию металлов. Силикаты, нитриты, молибдаты, фосфаты, соли цинка и церия широко используются в качестве неорганических ингибиторов. Неорганические катодные ингибиторы увеличивают катодное перенапряжение или уменьшают поверхность катода, тем самым снижая скорость коррозии. На поверхности катода ингибиторы формируют защитные экранирующие осадки, состоящие из нерастворимых соединений. Например,  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$  как самый дешевый катодный экранирующий ингибитор применяется для защиты системы водоснабжения. При повышении pH воды гидрокарбонат кальция превращается в нерастворимый карбонат кальция  $\text{CaCO}_3$ , который создает на поверхности металла слой, изолирующий металл от электролита.

Если процесс коррозии протекает с водородной деполяризацией, то катодные ингибиторы увеличивают перенапряжение катодной



реакции. Такими ингибиторами являются соли некоторых тяжелых металлов, которые, контактно осаждаясь на поверхности стальных электродов, заметно повышают перенапряжение выделения водорода.

Анодные неорганические ингибиторы, к которым относятся пленкообразователи и окислители, образуют на поверхности металла тонкие ( $\approx 10$  нм) пленки, замедляющие переход ионов металла в раствор. Такие ингибиторы называют еще пассиваторами. Они формируют на металлической поверхности фазовые или адсорбционные пленки, тормозят анодную реакцию – растворение металла за счет образования оксидов. К таким ингибиторам можно отнести фосфаты и карбонаты.

Но пассиваторы могут быть и опасными при неправильно выбранной концентрации или в присутствии хлорид-ионов. Тогда они из ингибиторов коррозии превращаются в катализаторы коррозии, могут вызвать чрезвычайно опасную точечную коррозию.

## **1.2. Органические ингибиторы коррозии**

Органические ингибиторы коррозии широко используются в промышленности из-за их эффективности в широком диапазоне температур, совместимости с защищаемыми материалами, хорошей растворимости и относительно низкой токсичности. Эти соединения действуют как катодные и анодные ингибиторы. Катодные ингибиторы коррозии снижают потенциал коррозии до более низких значений и ингибируют или задерживают реакции, происходящие на катоде (восстановление кислорода и выделение водорода). А анодные ингибиторы коррозии взаимодействуют с катионами металла, образуя нерастворимые гидроксиды, блокирующие активные участки на поверхности металла. В результате этого потенциал коррозии смещается в более положительную сторону, и, как следствие, растворение металла замедляется, а скорость коррозии падает. Необходимо контролировать и использовать правильную дозировку ингибитора, поскольку заниженная концентрация может привести к локальной коррозии, которую достаточно сложно обнаружить.

Большой интерес вызывают смешанные ингибиторы, поскольку они влияют и на катодный, и на анодный процессы, обеспечивая эффективную защиту.

На рис. 1.1 представлена схема механизма действия органических ингибиторов, в основе которого лежит адсорбция на поверхности металла и образование защитного слоя. Защитный слой вытесняет воду с поверхности металла, защищая его тем самым от дальнейшего разрушения. Этот процесс нельзя отнести ни к физической адсорбции, ни к химической. Известно, что в основе физической адсорбции лежит электростатическое взаимодействие между заряженными металлической поверхностью и молекулой ингибитора. Химическая же адсорбция связана с донорно-акцепторным взаимодействием между парами свободных электронов и вакантной d-орбиталью металла.

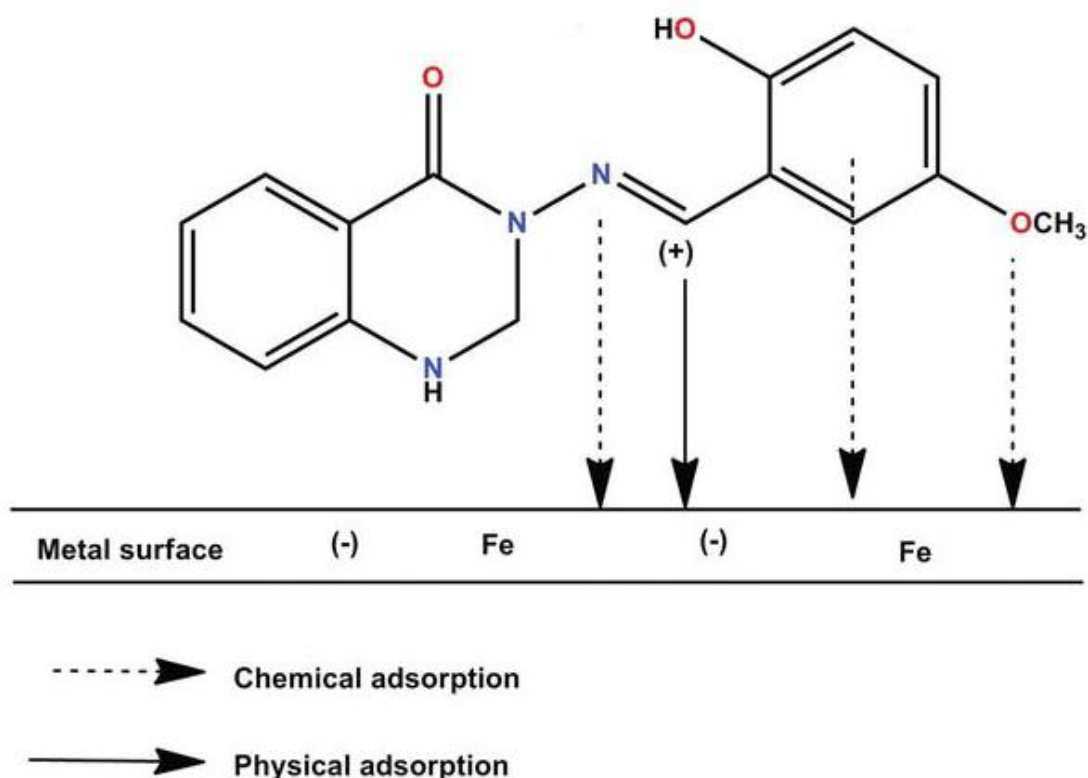


Рис. 1.1. Схема процесса адсорбции органических ингибиторов

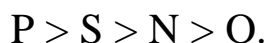
*Адсорбция* – это процесс, который определяется химической природой и структурой органических ингибиторов, природой поверхностного заряда, распределением заряда в молекуле, а также видом коррозионной среды и степенью ее агрессивности.

Органические ингибиторы, которые проявляют высокую эффективность, как правило, содержат гетероатомы – серу, азот, кислород, фосфор с фрагментами с  $\pi$ -электронами (это ароматические кольца и соединения с двойными и тройными связями), которые способны коммуницировать со свободными орбиталями d-элементов, содействуя процессу адсорбции.

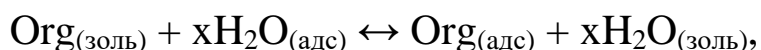
Известно, что по значению стандартной свободной энергии адсорбции ( $\Delta G^\circ_{\text{ads}}$ ) можно получить информацию о ее механизме. Если значения  $\Delta G^\circ_{\text{ads}}$  до  $-20$  кДж/моль, говорят о физической адсорбции, а значения ниже  $-40$  кДж/моль свидетельствуют о химической адсорбции. На то, что процессы протекают самопроизвольно, указывают также отрицательные значения свободной энергии. Полезную информацию о механизме ингибирования коррозии можно получить по величинам стандартной энтальпии адсорбции. Так, при  $\Delta H^\circ_{\text{ads}} > 0$  можно говорить об эндотермической адсорбции, протекающей по химическому механизму, а при  $\Delta H^\circ_{\text{ads}} < 0$  – о экзотермической адсорбции, связанной с физическим или физико-химическим процессом адсорбции.

Усилению адсорбции способствуют гетероатомы (азот, сера, кислород), имеющие единственную пару электронов, и  $\pi$ -электроны ароматических колец или двойных и тройных связей.

Сила ингибирования убывает в ряду



Кислотность среды оказывает влияние на взаимодействие между поверхностью металла и ингибитором. Это связано с протонированием гетероатомов в кислой среде. Таким образом, адсорбцию органических ингибиторов на корродирующем металле можно представить как реакцию замещения органического соединения молекулами воды, адсорбированными на поверхности металла:



где  $\text{Org}_{(\text{золь})}$  и  $\text{Org}_{(\text{адс})}$  – органические соединения, растворенные в водном растворе и адсорбированные на металлической поверхности соответственно;  $\text{H}_2\text{O}_{(\text{адс})}$  и  $\text{H}_2\text{O}_{(\text{золь})}$  – молекулы воды, адсорбированные на поверхности металла и находящиеся в объемном растворе соответственно;  $x$  – число молекул воды, замещенных одним органическим адсорбированным атомом.

Алифатическая цепь оказывает влияние на защиту от коррозии из-за отталкивания неполярной гидрофобной части ингибитора и полярной среды. Гидрофобные цепи образуют защитный слой на границе раздела «металл – вода». Размер и молекулярная масса органического ингибитора также влияют на эффективность ингибирования. Чем больше молекула, тем выше эффективность ингибирования:



где R – углеводородная цепь.

Эффективность ингибитора зависит от его концентрации. С ростом концентрации ингибиторов имеет место уменьшение скорости коррозии, так как в этом случае адсорбция ингибитора увеличивается.

Можно представить еще одну классификацию органических ингибиторов, например по группам с конкретным элементом:

1) *Соединения, содержащие атом азота*: амины, производные пиридина, соли четвертичного аммония, производные триазола, аминокислоты, индазол и основание Шиффа (N-замещенные имины). Благодаря наличию положительно заряженного атома азота и амфифильной (рис. 1.2) структуре (амфифильные поверхностно-активные вещества состоят из гидрофильной (голова) и гидрофобной (хвост) частей), соли четвертичного аммония представляют особый интерес для их использования в качестве высокоэффективных ингибиторов коррозии.

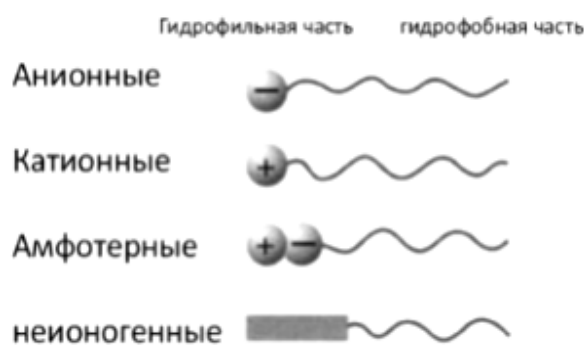


Рис. 1.2. Схематичное строение амфифильных поверхностно-активных веществ

2) *Соединения, содержащие азот и серу*: производные имидазола, тиадиазола и тиазола. Имидазолины являются наиболее распространенными активными основаниями ингибиторов коррозии, они представляют собой пятичленный гетероцикл, содержащий два атома азота (рис. 1.3).

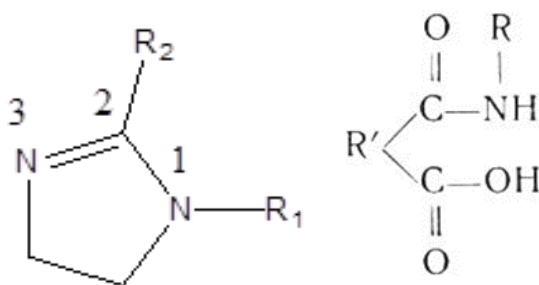


Рис. 1.3. Структурная формула молекулы имидазолинового соединения

3) *Соединения, содержащие серу*: производные тиомочевины и сульфонаты.

4) *Соединения, содержащие азот и кислород*: производные оксазола, фталимиды и растительные (натуральные) экстракты.

Интересны с точки зрения защиты от коррозии полимеры. Они могут быть и защитными покрытиями, и ингибиторами коррозии. Например, природный полимер хитозан применяется в качестве ингибитора коррозии меди в соляной кислоте.

Эффективность ингибирования зависит не только от количества положительно заряженных атомов азота, но и от длины алкильной цепи – чем она длиннее, тем выше эффективность ингибирования.

Увеличение количества гетероатомов также влияет на эффективность ингибирования.

Рассмотрим еще один тип классификации органических ингибиторов (рис. 1.4).

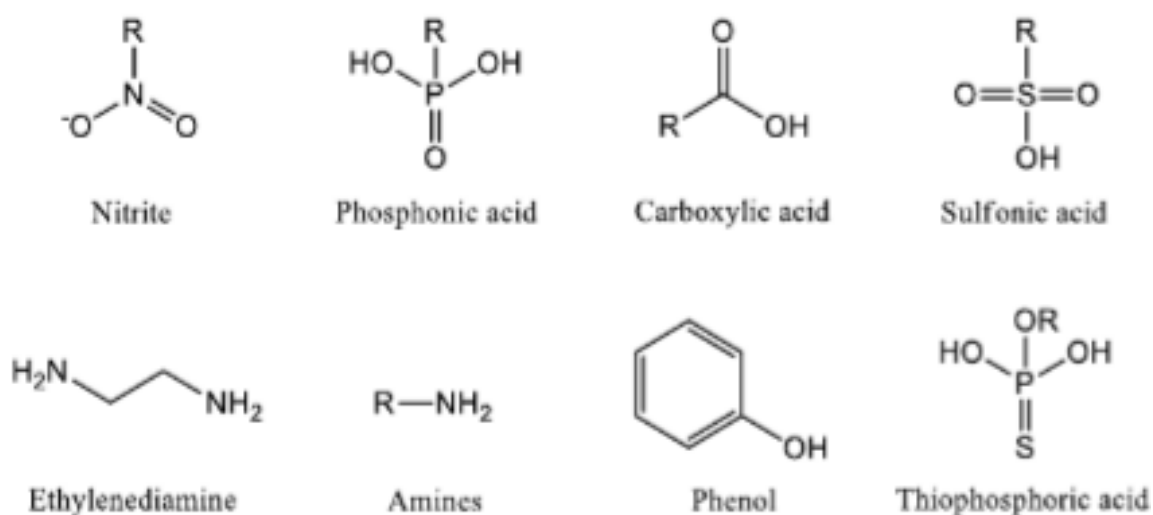


Рис. 1.4. Структурные формулы соединений – основы органических ингибиторов

1) *Ингибиторы на основе нитритов* – содержат нитрит-ионы в качестве активного ингредиента и обычно используются в системах охлаждения воды и котлах.

2) *Ингибиторы на основе фосфоновой кислоты* – содержат фосфоновую кислоту или ее производные и эффективны для предотвращения коррозии при высокой температуре или в системах, работающих под высоким давлением.

3) *Ингибиторы на основе карбоновых кислот* – в промышленности используются бензойная, салициловая и уксусная кислоты.

4) *Ингибиторы на основе сульфокислот* – содержат сульфоновую кислоту и ее производные, широко используются в промышленности.

5) *Ингибиторы на основе тиофосфорной кислоты* – фосфор- и сероорганические соединения; производные тиофосфорной кислоты, эффективные при предотвращении коррозии в высокотемпературных системах.

6) *Ингибиторы на основе этилендиамина* – содержат этилендиамин в качестве основного активного ингредиента, используются в различных областях промышленности.

7) *Ингибиторы на основе аминов* – содержат аминсоединения в качестве активного ингредиента, используются при очистке воды и на нефтяных месторождениях.

8) *Ингибиторы на основе фенола* – содержат фенол или его производные в качестве активного вещества, широко используются в промышленности.

9) *Ингибиторы на основе тиомочевины* – это серосодержащие соединения, причем ингибирующим действием обладают продукты взаимодействия серосодержащих с азотсодержащими соединениями с длинными углеводородными цепями; общая формула  $(RNH_2)_2CS$ .

### **1.3. Классификация органических ингибиторов коррозии на основе активных функциональных групп**

Решающую роль в эффективности органических ингибиторов коррозии играют активные функциональные группы, которые взаимодействуют с поверхностью металла и образуют защитный слой, предотвращающий дальнейшую коррозию. Поэтому существует еще одна классификация органических ингибиторов коррозии по виду функциональных групп. Перечислим лишь некоторые из наиболее часто используемых активных функциональных групп:

1) Азотсодержащие: амины, имиды и гуанидины. Содержащиеся в них атомы азота могут образовывать хелатообразующие соединения с ионами металлов.

2) Кислородсодержащие: эти функциональные группы содержат атомы кислорода, которые могут образовывать защитную пленку на

поверхности металла, препятствуя дальнейшей коррозии. Некоторые из наиболее распространенных кислородсодержащих функциональных групп включают карбоновые кислоты, сложные эфиры.

3) Серосодержащие: некоторые из наиболее часто используемых серосодержащих функциональных групп включают сульфоновые кислоты и тиолы.

4) Фосфорсодержащие: фосфоновые кислоты и фосфаты.

5) Галогенсодержащие: галогены хлор, фтор и бром.

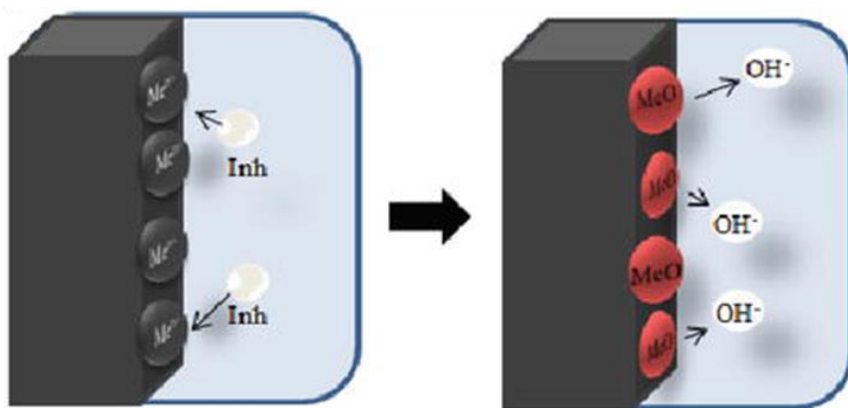
## **1.4. Классификация ингибиторов коррозии на основе электродного процесса**

Защита от коррозии достигается с помощью различных механизмов, таких как физическая адсорбция, хемосорбция, барьерная защита, образование тонких пленок и электрохимические процессы. Ингибиторы классифицируются как ингибиторы катодного, анодного или смешанного типа. В основе этой классификации лежат активные молекулы ингибитора, замедляющие процесс коррозии.

### ***1.4.1. Анодные ингибиторы коррозии***

Механизм действия анодного ингибитора коррозии заключается в повышении анодной поляризации за счет смещения потенциала в катодную область, поэтому его характеризуют как пассивирующий ингибитор, который подавляет реакцию коррозии. Анодные ингибиторы, адсорбируясь на поверхности металла, образуют защитный барьер и значительно уменьшают скорость коррозии. В качестве примеров таких ингибиторов можно привести силикаты, фосфаты, хроматы и др.

Механизм действия анодного ингибитора коррозии показан на рис. 1.5. В результате гидролиза ингибиторов образуются  $\text{OH}^-$ -ионы. При достаточно высокой концентрации ингибитора плотность катодного тока при потенциале первичной пассивации становится выше критической плотности анодного тока, что приводит к смещению потенциала в более благородную область, и металл пассивируется.



*Рис. 1.5. Схема механизма анодного ингибирования коррозии*

К анодным ингибиторам можно отнести некоторые неорганические ингибиторы (ортофосфаты, силикаты и др.). Однако, несмотря на высокую эффективность и распространенность анодных ингибиторов, некоторые из них не лишены недостатков, например, при использовании достаточно малых концентраций они способны провоцировать точечную коррозию.

Пассивирующие ингибиторы можно условно разделить на два типа:

а) окисляющие анионы, пассивирующие сталь в отсутствие кислорода (например, хроматы, нитриты и нитраты);

б) неокисляющие ионы, которым для пассивации стали требуется присутствие кислорода (например, фосфаты, вольфраматы и молибдаты).

Но при этом следует учесть, что ингибиторы пассивации при использовании их с концентрациями ниже минимальных пределов могут стать причиной образования язв, и, как следствие, резкого возрастания скорости коррозии. Поэтому контроль концентрации ингибитора – это важнейшая операция при его использовании.

### **1.4.2. Катодные ингибиторы коррозии**

Механизм действия катодных ингибиторов заключается в блокировании участков катода за счет осаждения малорастворимых соединений, что в значительной степени уменьшает коррозию. Эффективность катодных ингибиторов оценивается по степени замедления катодной реакции. Данную реакцию можно замедлить, удалив кислород из коррозионной среды, что можно сделать при помощи:



- поглотителей кислорода – гидразина или сульфита натрия, которые способны вступать в реакцию с кислородом, что приводит к удалению его из раствора;
- вакуумной деаэрации;
- кипячения – для уменьшения концентрации растворенного кислорода.

Механизм действия катодных ингибиторов заключается в смещении потенциала коррозии в анодном направлении, в результате чего катионы движутся к катодным участкам, где они осаждаются химическим или электрохимическим способом, блокируя эти поверхности. Можно выделить три механизма ингибирующего действия катодных ингибиторов:

1) *поглотители кислорода* – эти соединения реагируют с кислородом, который присутствует в системе, образует продукт и уменьшает коррозию, например,  $As^{3+}$  и  $Sb^{3+}$  при растворении Fe в кислотах;

2) *катодные осадки* – эти соединения оседают на поверхности металла, формируя защитный слой, который выполняет функцию барьера; это характерно для оксидов кальция, магния;

3) *катодные яды* – это вещества, которые сдерживают реакцию катодного восстановления за счет подавления рекомбинации водорода и режима разряда ионов, но в то же время это может повысить склонность металла к образованию трещин, обусловленных водородом.

Катодные ингибиторы, формируя барьер из нерастворимых осадков на поверхности металла, ограничивают его контакт с окружающей средой, даже если он полностью погружен, предотвращая возникновение коррозионного процесса. Вследствие этого катодные ингибиторы не зависят от концентрации, они значительно более безопасны, чем анодные ингибиторы. Механизм действия катодных ингибиторов представлен на рис. 1.6.

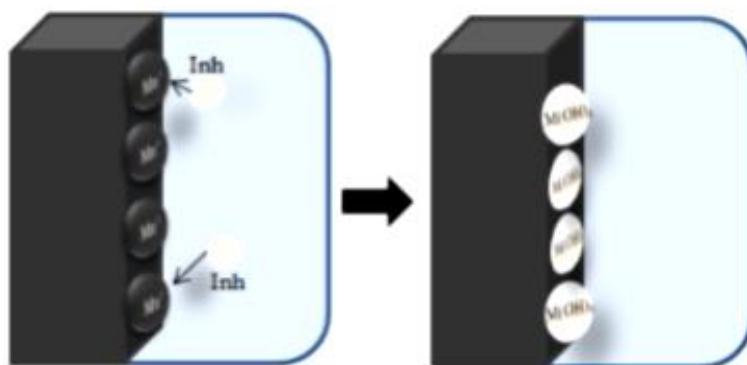


Рис. 1.6. Схема механизма катодного ингибирования коррозии

В качестве примеров неорганических катодных ингибиторов можно назвать ионы металлов магния, цинка и никеля. Они вступают в реакцию с гидроксил-ионами  $\text{OH}^-$ , образуют нерастворимые гидроксиды  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ ,  $\text{Zn}(\text{OH})_2$ ,  $\text{Ni}(\text{OH})_2$ , а они, в свою очередь, осаждаются на катодных участках металла.

### **1.4.3. Смешанные ингибиторы коррозии**

Смешанные ингибиторы тормозят, и анодный, и катодный процессы, поэтому и получили такое название. Обычно это пленкообразующие соединения, способные образовывать осадки на металлической поверхности, косвенно блокируя как анодные, так и катодные участки. Причем если катодные ингибиторы, как правило, безопасны, то анодные, как уже говорилось, представляют опасность при использовании их в малых концентрациях. Смешанные же ингибиторы вызывают меньшие опасения, чем анодные, поскольку не повышают интенсивность коррозии. Наиболее распространенными смешанными ингибиторами являются силикаты и фосфаты.

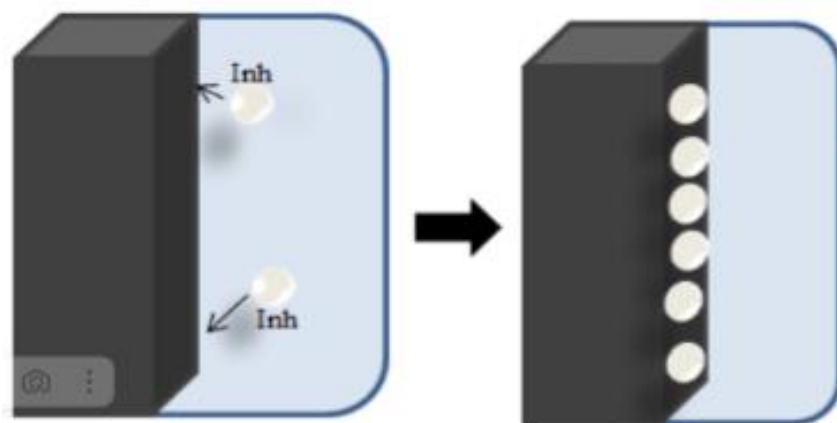
Смешанные ингибиторы имеют существенное преимущество, поскольку синхронно контролируют катодные и анодные реакции процессов коррозии.

## **1.5. Классификация ингибиторов коррозии по способу защиты**

Рассмотрим следующие типы ингибиторов:

1) *Химические пассиваторы* – вещества, обладающие достаточно высоким равновесным потенциалом (окислительно-восстановительным или электродным) и невысоким избыточным потенциалом, они уменьшают скорость коррозии, когда достигается состояния пассивности (например, молибдат цинка в качестве ингибирующего пигмента лакокрасочного покрытия или хроматы, применяемые как ингибиторы при рециркуляции охлаждающей воды).

2) *Ингибиторы адсорбции* – наиболее распространенный тип ингибиторов. Чаще всего это органические соединения, способные адсорбироваться на металлической поверхности и создающие условия для формирования по всей поверхности защитного слоя, который является эффективным и на анодных, и на катодных участках. К таким относятся соединения с атомами, имеющими свободные пары электронов (например, атомы серы в тиосоединениях, атомы азота в аминах, хинолинах, атомы кислорода в альдегидах). Считается, что они в равной степени воздействуют на катодную и анодную реакции, тем не менее в отдельных случаях результат может быть неравноценным. В качестве примера можно привести ингибитор кислотного травления горячекатаного проката при удалении прокатной окалины, известный как ингибитор травления. На рис. 1.7 представлен механизм приведения в действие органического ингибитора, когда он адсорбируется на поверхности металла, образуя защитную пленку.



*Рис. 1.7. Схема механизма действия органического ингибитора при адсорбции на поверхности металла*

3) *Ингибиторы пленкообразования* – отличаются от ингибиторов адсорбции тем, что формируют адсорбированную пленку из ингибирующих ингредиентов, которые препятствуют процессу коррозии за счет образования блокирующей или барьерной пленки из материала, отличающегося от материала ингибирующих веществ. Причем для катода и для анода используют, как правило, различные материалы. Например, если говорить о солях цинка и кальция, то они представляют собой ингибиторы катодного пленкообразования, а например, бензоат натрия является ингибитором анодного пленкообразования, который противодействует коррозии в процессе движения коррозионной среды.

4) *Ингибиторы паровой фазы* – летучие ингибиторы, с помощью которых можно исключить атмосферную коррозию металлов в закрытых помещениях, во время хранения и транспортировки продукции. Представляют собой вещества со значительным давлением пара. Пар вступает в контакт с поверхностью металла, в результате чего имеет место адсорбция ингибитора. Затем влага гидролизуется и высвобождает защитные ионы, обладающие свойствами ингибирования коррозии (например, фенилтиомочевина используется для защиты латуни).

5) *Летучие ингибиторы* – вещества, которые перемещаются в закрытой среде к месту коррозии (рис. 1.8). Если продукт коррозии является летучим, он сразу рассеивается после образования, в результате чего металлическая поверхность остается открытой и не защищенной для последующего воздействия. Это способствует стремительной и непрекращающейся коррозии. Например, оксид молибдена ( $\text{MoO}_3$ ) представляет собой летучий продукт окислительной коррозии молибдена. Гексаметиленамин является твердым летучим ингибитором.

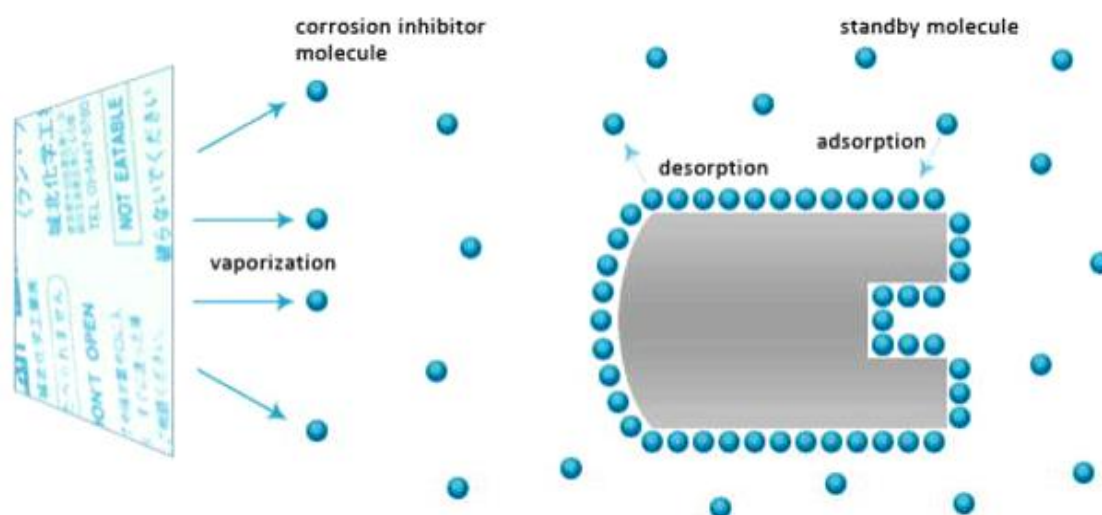


Рис. 1.8. Схема действия летучих ингибиторов

6) *Синергетические ингибиторы* – являются своего рода комбинацией анодных и катодных ингибиторов, дающей превосходный защитный эффект (цинк-дубильные вещества, хромато-фосфаты, полифосфат-силикаты).

7) *Осадкообразующие ингибиторы* – вещества, образующие на поверхности металла защитную пленку (например, фосфаты и силикаты).

8) *Экологически чистые ингибиторы коррозии* – экстракты некоторых достаточно распространенных растений и их продуктов (эфирные масла, танины, пигменты, стероиды, терпены, флавоны и флавоноиды).

Они изучаются в качестве ингибиторов коррозии для большого количества металлов и сплавов в различных условиях окружающей среды благодаря таким своим ценным качествам, как способность к биологическому разложению, нетоксичность, безопасность, низкая стоимость, доступность. Ведь при отсутствии четкого и общепризнанного определения «экологически чистых» («зеленых») ингибиторов коррозии в настоящее время в ходе практической деятельности стараются ориентироваться на соображения здоровья и безопасности человека.

## 1.6. Механизм ингибирования коррозии

Механизм ингибирования с помощью рассматриваемых ингибиторов коррозии в основном обусловлен адсорбцией. На явление адсорбции оказывают влияние природа и поверхностный заряд металла, а также химическая структура ингибиторов. Поверхностный заряд металла обусловлен электрическим полем, которое возникает на границе раздела при его погружении в электролит.

Ингибирование обычно является результатом одного или нескольких механизмов:

1) *Адсорбция ингибиторов коррозии на металлах.* Эффективность ингибирования обычно зависит от доли поверхности  $\theta$ , покрытой адсорбированным ингибитором. При малой доле покрытия поверхности ( $\theta < 0,1$ ) эффективность адсорбированных ингибиторов в замедлении коррозии может быть выше, чем при высокой доле покрытия поверхности.

2) *Наличие поверхностного заряда на металле.* В данном случае адсорбция ингибитора может быть вызвана диполями адсорбированных частиц или электростатической силой притяжения между ионными зарядами и электрическим зарядом на металле на границе раздела «металл – раствор».

3) *Влияние функциональной группы и структуры.* Обычно, когда металл содержит свободные электронные орбитали низкой энергии, такие как переходные металлы, ингибиторы также могут связываться с металлическими поверхностями путем переноса электронов в металл с образованием связи координатного типа. Переносу электронов от адсорбированных частиц способствует присутствие относительно слабо

связанных электронов, например, анионы и нейтральные органические молекулы, содержащие одиночную пару электронов или электронные системы, связанные множественными связями, особенно тройными связями или ароматическими кольцами. Электронная плотность в функциональной группе прямо пропорциональна эффективности ингибирования в ряде родственных соединений.

4) *Взаимодействие ингибитора и молекул воды.* Адсорбированные молекулы воды удаляются с поверхности металла за счет вытеснения адсорбированных молекул ингибитора и увеличения размера углеводородной части ингибитора, что приводит к снижению растворимости и повышению адсорбционной способности. Это согласуется с возрастающей ингибирующей эффективностью, наблюдаемой при постоянных концентрациях с увеличением размера молекул в ряде родственных соединений.

5) *Взаимодействие между сорбированными частицами ингибиторов.* Боковое взаимодействие между адсорбированными молекулами ингибитора может значительно увеличить покрытие поверхности. Это взаимодействие может быть либо притягивающим, либо отталкивающим.

6) *Реакция с адсорбированными ингибиторами.* Обычно адсорбированный ингибитор коррозии может вступать в реакцию путем химического или электрохимического восстановления с образованием продукта, который может проявлять ингибирующее действие. Процесс добавления небольшого количества вещества называется первичным ингибированием, а процесс, связанный с продуктом реакции, – вторичным ингибированием. В последнем случае эффективность ингибирования может увеличиваться или уменьшаться со временем в зависимости от того, насколько вторичное ингибирование более эффективно, чем первичное. Например, сульфоксиды могут быть восстановлены до сульфидов, которые являются более эффективными ингибиторами.

7) *Формирование диффузионного барьера.* Адсорбированные молекулы ингибитора могут образовывать поверхностный слой, который действует как физический барьер для диффузии ионов или молекул к поверхности металла или от нее и, следовательно, замедляет скорость коррозионных реакций.

8) *Блокировка участков поверхности.* Она уменьшает количество атомов металла, при котором могут происходить коррозионные реакции. При этом механизмы реакций не затрагиваются, а наклоны поляризованных кривых (по Тафелю) остаются неизменными.

9) *Электродные реакции.* Реакции коррозии включают образование адсорбированных промежуточных молекул с поверхностными атомами металла. Адсорбированные ингибиторы будут препятствовать образованию этих адсорбированных промежуточных продуктов, но электродные процессы могут протекать альтернативными путями через промежуточные продукты, содержащие ингибитор. В этом процессе ингибитор действует как катализатор, оставаясь неизменным. Такие реакции ингибитора характеризуются увеличением тафельских коэффициентов при анодном растворении металла. Ингибиторы могут также замедлять скорость выделения водорода на металлах, влияя на механизм реакции: этот эффект наблюдался на железе в присутствии различных ингибиторов: фенилтиомочевина, солей пиридиния, производных анилина и бензальдегида.

10) *Изменение структуры двойного электрического слоя.* Адсорбция ионов или частиц, которые могут образовывать ионы на металлических поверхностях, изменит двойной электрический слой на границе раздела «металл – раствор», что повлияет на скорость электрохимических реакций. Адсорбция катионов, таких как ионы четвертичного аммония и протонированные амины, делает потенциал более положительным в плоскости наибольшего приближения к ионам металлов из раствора. Этот сдвиг потенциала в сторону положительных значений препятствует выделению положительно заряженных ионов водорода (гидроксония).

## **1.7. Растворимость ингибиторов коррозии**

Растворимость ингибиторов коррозии в рабочих средах (воде и углеводородах) является одной из важнейших характеристик, поскольку определяет возможность переноса ингибитора коррозии по защищаемой системе, а также доставки к поверхностям, требующим защиты.

Ингибиторы коррозии делят на водорастворимые, водомаслорастворимые и маслорастворимые.

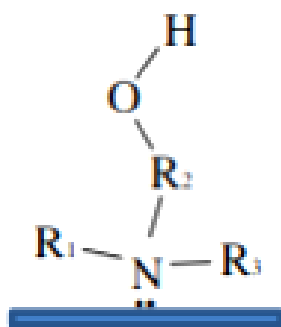
Водорастворимые ингибиторы коррозии предназначены для антикоррозийной защиты конструкционных металлов нефтепромыслового оборудования и трубопроводов систем сбора и транспорта обводненной нефти, утилизации сточных вод и систем поддержания пластового

давления. Этот тип ингибиторов обладает высоким сродством к водной фазе, обеспечивая надежную защиту поверхности металла в широком интервале обводненности транспортируемой жидкости.

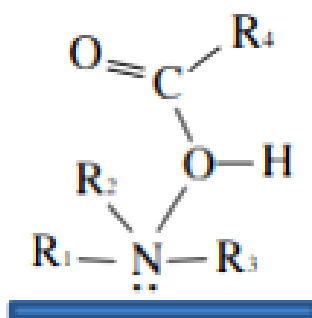
Водо- и маслорастворимые ингибиторы коррозии могут влиять на электрохимическую коррозию металла путем избирательного торможения анодного или катодного процессов.

## Примеры решения задач

**Задача 1.** Адсорбция ингибиторов имеет место благодаря функциональной группе. Представленные изображения иллюстрируют адсорбцию органических ингибиторов – аминоспирта и аминкарбоксилата:



аминоспирт



аминокарбоксилат

Определите, какое из приведенных веществ проявляет большие защитные свойства.

**Решение.** Аминоспирты отличаются от аминкарбоксилатов своей концевой группой. Приведенные структурные формулы показывают, что аминоспирты содержат на конце концевую  $\text{OH}^-$ -группу, тогда как аминкарбоксилаты не имеют такой гидрофильной концевой группы. Открытая  $\text{OH}^-$ -группа в аминоспиртах делает ее доступной для взаимодействия с электролитом на водной основе. Это означает, что пленка аминоспирта может легче десорбироваться с поверхности металла по сравнению с карбоксилатом амина и позволяют агрессивным веществам (например, хлоридам) воздействовать на металл. Неполлярные или гидрофобные цепи ориентированы перпендикулярно поверхности металла. Гидрофобные цепи не только отталкивают



водные агрессивные жидкости, но и взаимодействуют друг с другом с образованием агрегатов, тем самым способствуя появлению плотной пленки на поверхности металла. Поэтому при использовании аминоспиртов наблюдается небольшое увеличение времени до начала коррозии, а при использовании аминокарбоксилата – удвоение или утроение этого времени. После начала коррозии ее скорость снижается в 5–15 раз по сравнению с процессом, протекающим без применения ингибитора.

**Задача 2.** Каких эффектов можно достичь при использовании комбинации ингибиторов?

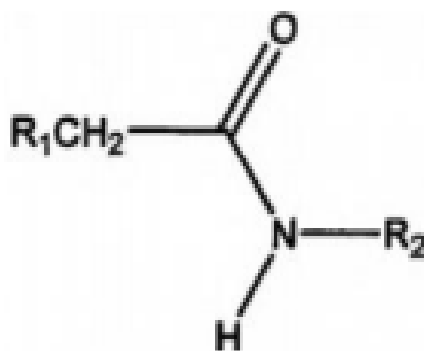
*Решение.* Для лучшей защиты металлов от коррозии используют композиции ингибиторов. При этом достигаются:

- аддитивность действия, когда ингибирующий эффект компонентов суммируется;
- антагонизм, когда одни компоненты ослабляют ингибирующий эффект других;
- синергизм, когда одни компоненты усиливают ингибирующий эффект других.

**Задача 3.** Приведите молекулярные структуры основных классов органических соединений на основе азота, наиболее часто используемых для ингибиторной защиты от коррозии оборудования на нефтяных месторождениях.

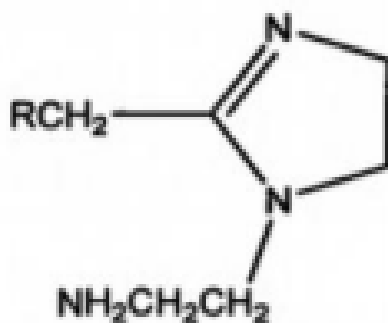
*Решение.* Молекулярные структуры основных классов органических азотсодержащих соединений, наиболее часто используемых на нефтяных месторождениях, представлены ниже:

- амиды:

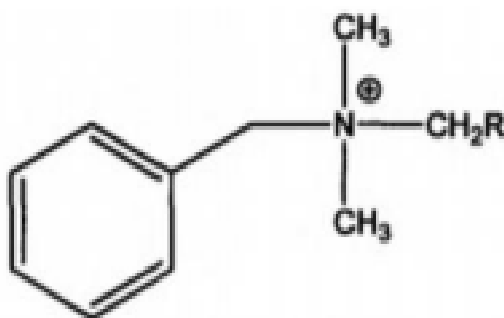


- первичные амины: RCH<sub>2</sub>NH<sub>2</sub>;

– имидазолины:



– четвертичные аммониевые основания:



**Задача 4.** Классифицируйте ингибиторы коррозии по значению коэффициента распределения  $L$ : 46; 5; 93.

**Решение.** Коэффициент распределения является постоянной величиной, не зависящей от концентраций вещества в обеих жидкостях – нефти ( $C_H$ ) и воде ( $C_B$ ). Концентрации могут изменяться, но их отношение при равновесии остается постоянным:  $L$  определяется природой растворителей, растворенного вещества и температурой. Ингибиторы коррозии с  $L$  (при комнатной температуре) от 1 до 10 можно отнести к водорастворимым, от 10 до 90 – к вододиспергируемым, а при  $L > 90$  реагент следует считать нефтерастворимым.

### Вопросы для самостоятельной работы

1. Какие из данных ингибиторов не являются анодными?
  - а) щелочи;
  - б) молибдаты;
  - в) фосфаты;
  - г) дициклогексиламмонийнитрил.

2. Выберите определение, соответствующее понятию ингибитора коррозии:

- а) вещество, воздействующее на кинетику коррозионных процессов;
- б) вещество, которое при введении в ионный проводник входит в состав электрода за счет адсорбции, модифицирует его и замедляет скорость электродной реакции;
- в) вещество, изменяющее термодинамическую возможность коррозии;
- г) вещество, снижающее скорость общей коррозии.

3. Перечислите три вида ингибиторов коррозии в зависимости от их растворимости:

- а) диспергируемые;
- б) водорастворимые;
- в) вододиспергируемые (коллоидно-растворимые в воде);
- г) нефтерастворимые.

4. Какие классификации (типы) ингибиторов существуют?

5. Разделите ионы и соединения на органические и неорганические ингибиторы:  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ ,  $\text{As}^{3+}$ ,  $\text{CrO}_4^{2-}$ ,  $\text{Bi}^{3+}$ ,  $\text{NO}_2^-$ ,  $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$ ,  $\text{SiO}_3^{2-}$ ,  $\text{PO}_4^{3-}$ .

6. Дайте определение анодным ингибиторам коррозии. В чем заключается механизм их действия?

7. За счет каких процессов, протекающих на поверхности металла, ингибиторы могут замедлять процессы коррозии?

8. Ингибитор коррозии образует на поверхности металла пленки трех различных типов, назовите их. Чем они отличаются?

9. Какие области промышленности являются основными потребителями ингибиторов коррозии? В какой области техники ингибиторы являются единственно возможным средством защиты от коррозии?

10. Ингибирующее действие катодных ингибиторов осуществляется по трем механизмам, назовите их.

11. Существует два типа пассивирующих ингибиторов коррозии. Назовите их и объясните, в чем их принципиальное отличие друг от друга.

12. Какое значение имеет концентрация ингибитора коррозии при его использовании и почему?

13. Приведите классификацию ингибиторов по типу коррозионной среды.

14. Можно ли назвать ингибитором любое вещество, снижающее скорость коррозии?

15. Почему защитные концентрации ингибиторов малы?

16. Для защиты от коррозии внутренней поверхности балластных танков судов используют водорастворимые ингибиторы коррозии. Почему такие ингибиторы должны быть дешевыми, нетоксичными и взрывопожаробезопасными?

17. В чем состоят преимущества и недостатки применения ингибиторов перед другими методами и средствами защиты от коррозии?

18. Водопроводная система подвержена попеременному воздействию мягкой и жесткой воды. Какой из этих типов воды содержит природный ингибитор, помогающий данной воде стать менее коррозионно-агрессивной?

## 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ИНГИБИТОРОВ

Как правило, промышленные ингибиторы коррозии представляют собой не конкретное вещество, а целый набор композиций, которые наносят на защищаемые от коррозии участки металла или применяют в качестве профилактического средства. Ассортимент химических веществ, снижающих скорость коррозии, в настоящее время достаточно широк, однако универсальные ингибиторы коррозии до сих пор не найдены. В каждом конкретном случае наибольший эффект оказывает весьма ограниченное число веществ. Определяющее значение для выбора ингибитора и оценки его эффективности имеют природа металла и состав коррозионной среды. Среди них выделяют два типа: ингибиторы коррозии для черных металлов и цветных.

Коррозионные среды могут представлять собой:

- растворы кислот;
- щелочные растворы;
- нейтральные среды и воду;
- окружающую среду (атмосферная коррозия);
- нефть (разведка нефти, добыча, хранение и транспортировка);
- нефтепродукты;
- органические среды.

Нефть – это коррозионная среда, однако применение специальных ингибиторов требуется абсолютно для всех стадий добычи, транспортировки, хранения и переработки. Главным требованием, предъявляемым к ингибиторам коррозии, является достижение эффективной защиты от коррозии. Однако на окончательный выбор ингибитора для различных целей применения влияет совокупность его технологических свойств.

Промышленными компаниями и институтами стандартов разработаны методические указания, касающиеся определения защитных и технологических свойств в лабораторных условиях, методов стендовых и опытно-промышленных испытаний с целью всестороннего исследования ингибиторов коррозии и сведения к минимуму неудачи их промышленного внедрения.

Стадия лабораторных испытаний ингибиторов коррозии включает в себя два направления:

- 1) *Определение физико-химических и технологических характеристик ингибитора.*

2) *Определение защитных свойств ингибитора коррозии.* Химическая ингибиторная защита является одним из наиболее эффективных, технологически доступных и экономически целесообразных методов борьбы с внутренней коррозией промысловых трубопроводов, обеспечивает эффективную и надежную защиту оборудования, позволяет стабилизировать процесс его эксплуатации и увеличить время межремонтного периода работы скважин, и, кроме того, не требует изменения технологических схем.

К ингибиторам коррозии предъявляются определенные требования, причем в различных промышленных компаниях набор контролируемых и регламентируемых свойств реагентов отличается. Это обусловлено, в первую очередь, географическим расположением объектов разработки, а также технологией закачки ингибиторов. Анализ стандартов крупных нефтяных компаний (ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть», ПАО АНК «Башнефть») позволил сформировать перечень контролируемых параметров и общие требования, которым должны соответствовать физико-химические и технологические характеристики разрабатываемых реагентов (табл. 2.1).

Таблица 2.1

**Перечень контролируемых параметров и обобщенные требования к физико-химическим и технологическим свойствам жидких ингибиторов**

№ п/п	Свойства	
1	2	3
Физико-химические свойства		
1	Внешний вид	Однородная жидкость без взвешенных и оседающих частиц
2	Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	Для водорастворимых ингибиторов не менее 0,95 г/см <sup>3</sup> ; для нефтерастворимых не нормируется
3	Кинематическая вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	Не более 20 мм <sup>2</sup> /с
4	Термостабильность при пластовой температуре	Не допускается появления в объеме осадка и расслоения
5	Температура застывания при –50 °С	Не допускается появления в объеме осадка и расслоения: не выше –50 °С для Западно-Сибирского региона

Окончание табл. 2.1

1	2	3
6	Водородный показатель (рН), ед. рН	Не нормируется
7	Водородный показатель (рН) при 20 °С, ед. рН	Не нормируется
8	Аминное число несвязанных аминов при 20 °С, мг НСl/г	Не нормируется
<b>Технологические свойства</b>		
9	Совместимость с моделью пластовой воды	Не допускается появления в объеме осадка, расслоения и образования геля
10	Совместимость с водными растворами жидкостей глушения скважин	Не допускается появления в объеме осадка, расслоения и образования геля
<b>Защитные свойства</b>		
11	Эффективность предотвращения солевых отложений при пластовой температуре 83 °С	Не более 90 %
12	Эффективность предотвращения ускоренной коррозии при пластовой температуре 83 °С	Не более 90 %

В табл. 2.2 приведены требования к физико-химическим и технологическим свойствам комплексных ингибиторов коррозии, разработанные в ПАО «НК «Роснефть».

Таблица 2.2

**Требования к физико-химическим и технологическим свойствам ингибиторов коррозии**

Наименование показателя	Единицы измерения	Требования к показателю при декларировании в разрешительной документации	Метод тестирования и обязательность декларирования
1	2	3	4
<b>Физико-химические свойства</b>			
Срок хранения	Год	Не менее 1 года с момента изготовления партии химического реагента	Наличие показателя в ТУ обязательно
Внешний вид	–	ИК должен быть однородным, не расслаивающимся на фазы, без взвешенных и оседающих частиц	Наличие показателя в ТУ обязательно

Продолжение табл. 2.2

1	2	3	4
Температура застывания	°С	Не допускается появления в объеме ИК расслоения или осадка, допускается помутнение при выдерживании не менее суток товарной формы ИК не выше: –50 °С для Сибирского региона; –40 °С для Урало-Поволжского региона; –30 °С для Южного региона	Согласно ГОСТ 20287
Кинематическая вязкость	мм <sup>2</sup> /с	При 20 °С не более 20 мм <sup>2</sup> /с; а при –40 °С не более 500 мм <sup>2</sup> /с	Согласно ГОСТ 33
Плотность при 20 °С	г/см <sup>3</sup>	Для водорастворимых ингибиторов не менее 0,95 г/см <sup>3</sup> (только для фонда скважин, для остальных не нормируется), для нефтерастворимых – не нормируется. Допуск для всех типов ингибиторов ±5 % от задекларированного значения	Согласно ГОСТ Р ИСО 3675, ГОСТ 18995.1
Наличие методики определения остаточного содержания ингибитора коррозии в обрабатываемой жидкости	Да/нет	Да	Согласно ГОСТ Р ИСО 3675, ГОСТ 18995.1
Массовая доля активных веществ	%	Числовое значение не нормируется. Допуск для всех направлений ±10 % от задекларированного значения	Согласно ТУ
Класс опасности	–	Не менее третьего	Указано в паспорте безопасности реагента
Технологические свойства			
Растворимость и диспергируемость в минерализованной воде/нефти	–	Не нормируется	–



1	2	3	4
Эффективная дозировка	мг/дм <sup>3</sup>	Эффективная дозировка должна обеспечивать скорость коррозии защищаемой среды не более 0,10 мм/год и отсутствие очагов локальной коррозии	ГОСТ 9.506, ГОСТ Р 9.905, ГОСТ 9.514
Коррозионная агрессивность товарной формы	г/(м <sup>2</sup> ·ч)	Скорость коррозии Ст. 3 при 20 °С в течение 24 ч, не более: – 0,089 для фонда скважин; – 0,125 для остальных направлений	ГОСТ Р 9.905

### 2.1. Методика определения внешнего вида ингибиторов коррозии

Внешний вид ингибитора определялся визуально в пробирке из бесцветного прозрачного стекла на белом фоне. Согласно предъявляемым требованиям, образец ингибитора должен быть однородным, без взвешенных и оседающих частиц.

### 2.2. Измерение плотности ингибиторов коррозии

Плотность является важным параметром ингибитора, используемым для количественных расчетов при составлении рабочих растворов. Этот показатель зависит от температуры, поэтому измерения проводят при 20 °С.

Для определения плотности ингибиторов могут быть рекомендованы методики, основанные на положениях ГОСТ 3900 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности».

## 2.3. Измерение вязкости ингибиторов коррозии

Вязкость характеризует свойство данной жидкости оказывать сопротивление при перемещении одной ее части относительно другой. Различают вязкость кинематическую и динамическую. Обе они представляют собой взаимосвязанные характеристики.

*Кинематическая вязкость* ( $\nu$ ) – отношение динамической вязкости жидкости к плотности при той же температуре. Это мера сопротивления жидкости течению под влиянием гравитационных сил. Единицей кинематической вязкости, используемой на практике, является мм<sup>2</sup>/с или сантистокс (сСт = мм<sup>2</sup>/с).

Значение кинематической вязкости определяется по формуле

$$\nu = \frac{g}{9,807} \cdot T \cdot K,$$

где  $g$  – ускорение свободного падения в месте измерения, м<sup>2</sup>/с;  $T$  – время истечения, с;  $K$  – постоянная вискозиметра, мм<sup>2</sup>/с<sup>2</sup>.

*Динамическая вязкость* ( $\eta$ ) – отношение действующего касательного напряжения к градиенту скорости. Она представляет собой меру сопротивления жидкости течению. Единицей динамической вязкости на практике является миллипаскаль-сек (мПа·с) или сантипуаз (сП = мП·с). Динамическую вязкость вычисляют как произведение кинематической вязкости и ее плотности при той же температуре.

Исходя из общей близости физико-химических характеристик ингибиторов и нефтепродуктов и предположения, что ингибиторы так же, как и нефтепродукты, являются ньютоновскими жидкостями, кинематическую вязкость можно определять по методике, описанной в ГОСТ 33-66 «Нефтепродукты. Метод определения кинематической вязкости». В данном случае вязкость ингибиторов определяется с помощью простых стеклянных вискозиметров (по ГОСТ 10028-81). В ГОСТ 33-66 также дано определение ньютоновской жидкости.

Однако ингибиторы могут не соответствовать определению «ньютоновская жидкость». К таковым, в частности, относятся ингибиторы коллоидного типа, а также разного рода рабочие коллоидные растворы, в которые введены ингибиторы, особенно при пониженных температурах. Для коллоидных систем внутреннее трение является аномальным, и его называют структурной вязкостью.

Вязкость жидкостей, имеющих признаки коллоидной структуры, можно измерять с помощью ротационных вискозиметров, например, способами, регламентированными ГОСТ 1929-87. Так же, как и плотность, вязкость зависит от температуры. Поэтому величина вязкости без указания температуры, при которой она измерена, – это ни о чем не говорящая цифра. Важно помнить, что вязкость не является аддитивным свойством, вязкость смеси нельзя вычислить, как среднее арифметическое. Это следует учитывать при составлении смесей (комбинаций) ингибиторов, и их рабочих растворов.

Величина вязкости ингибитора может быть различной в зависимости от объекта и условий использования и должна отвечать соответствующим требованиям. Так, ингибиторы коррозии должны быть достаточно подвижными жидкостями при введении их в рабочую среду для обеспечения эффективного доступа к защищаемой поверхности. В других случаях, например, при защите трубопроводов большого диаметра или емкостей методом нанесения ингибиторной пленки, желательна повышенная вязкость с тем, чтобы ингибитор (или рабочий раствор) не стекал с поверхности.

#### **2.4. Определение температуры застывания ингибиторов коррозии**

Температура застывания является параметром, имеющим важное практическое значение, особенно в районах с низкой температурой окружающего воздуха, оказывающим непосредственное влияние на энергетические затраты при приготовлении рабочих растворов и удобство ввода ингибитора в защищаемые объекты. Исходя из непрерывности эксплуатации оборудования в круглогодичном периоде, требования к температуре застывания ингибитора могут основываться на наиболее низкой годовой температуре, характерной для региона, в котором ингибитор будет использоваться. Однако требование очень низкой температуры застывания может оказаться не всегда практичным. Часто температуру застывания снижают путем введения в рецептуру низкотемпературных растворителей. В этом случае снижается количество эффективной составляющей ингибитора, и транспортировать приходится не столько ингибитор, сколько растворитель.

Застывание различных жидкостей происходит по-разному. Например, вода или глицерин могут переходить из жидкого состояния в твердое. Этот переход характеризуется определенной температурной точкой. Такое поведение характерно для индивидуальных химических соединений.

Ингибиторы, как и нефтепродукты, обычно представляют собой смеси разнообразных соединений, и их застывание, как правило, протекает постепенно в некотором температурном диапазоне. Из-за резкого увеличения вязкости при понижении температуры они лишаются подвижности. Следовательно, термин «температура застывания» в данном случае является чисто условным. Поэтому важна унификация метода определения температуры застывания. Исходя из изложенного, температуру застывания следует определять в соответствии с требованиями ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания». Сущность метода заключается в предварительном нагревании образца ингибитора с последующим охлаждением его с заданной скоростью до максимальной температуры, при которой образец остается неподвижным.

На практике всегда приходится хранить некоторое количество ингибитора (или его рабочего раствора). Для обеспечения сохранности свойств продукта на определенном уровне следует периодически контролировать этот параметр, обращая внимание на постоянство его значений в течение гарантийного срока (1–2 года).

## **2.5. Определение температуры вспышки ингибиторов коррозии**

*Температурой вспышки* называется минимальная температура, при которой продукт, нагреваемый в строго определенных условиях, выделяет такое количество паров, которое образует с окружающим воздухом смесь, вспыхивающую при контакте с пламенем.

Многие ингибиторы относятся к легко воспламеняющимся и горючим веществам. Поэтому температура вспышки ингибитора определяет отношение к нему с противопожарной точки зрения, и ее необходимо учитывать при хранении и эксплуатации ингибиторов и их рабочих растворов.

Температура вспышки непосредственно связана с другими термическими характеристиками продукта, такими, как температура кипения, давление паров и испаряемость. Например, чем выше температура кипения, тем выше и температура вспышки. Из внешних факторов на температуру вспышки оказывает влияние величина атмосферного давления  $P$ . В практических целях для вычисления температурной поправки на атмосферное давление ( $\Delta t$ ) можно воспользоваться формулой

$$\Delta t = 0,0362 (760 - P),$$

где 0,0362 – изменение температуры вспышки при изменении атмосферного давления на 1 мм рт. ст.

Температура вспышки, как и вязкость, не подчиняется закону аддитивности. Поэтому для ингибиторов и ингибирующих рабочих растворов, являющихся, как правило, смесями, температуру вспышки нельзя определить по температурам вспышки индивидуальных компонентов. Различие между экспериментально определенной и вычисленной величинами при этом будет тем больше, чем значительнее различаются температуры вспышки смешиваемых веществ. Это связано с тем, что температура вспышки смеси будет в основном зависеть от упругости пара более легкой примеси.

Из практики известно, что температура вспышки зависит от устройства измерительного прибора и метода определения. Существуют две основных разновидности приборов: открытого и закрытого типа. Разница значений температуры вспышки, полученная на приборах этих типов, может составлять от 3 до 50° С для различных веществ. При этом в закрытом тигле она меньше, так как в нем испарение испытуемого вещества происходит быстрее. Поэтому для ингибиторов рекомендуется определять температуру вспышки в закрытом тигле в аппарате ТВЗ по ГОСТ 6356-75 «Нефтепродукты. Продукты химические органические. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле».

## **2.6. Исследование растворимости (диспергируемости) ингибиторов коррозии**

Для эффективной защиты оборудования ингибитор должен равномерно доставляться ко всей его поверхности. Основным подводящим агентом при непрерывном ингибировании объектов является не-

посредственно среда (продукт нефтедобычи). Это подразумевает растворимость или хорошую диспергируемость в ней ингибитора, которая является одним из наиболее важных свойств ингибитора. Поскольку растворимость ингибитора может быть полной или частичной, то для практики имеют значение как качественные, так и количественные показатели. Перечень сред, в которых устанавливаются эти характеристики, зависит от объекта использования, условий его эксплуатации, экономических факторов, предполагаемой технологии ингибирования. В наиболее распространенный перечень растворителей входят: вода (включая реальные водные растворы и их иммитанты), углеводороды (керосин, бензин, очищенные конденсат или нефть), спирты (метанол, этанол), гликоли и др.

Испытания для определения растворимости и диспергируемости проводят в стеклянной прозрачной химической посуде с пробкой при комнатной температуре. Признаком растворимости испытуемого количества ингибитора в выбранном растворителе является отсутствие после тщательного перемешивания расслоения или осадкообразования и сохранение раствора прозрачным в течение 7 сут. Использование эмульсий с меньшей устойчивостью во времени подойдет для вариантов периодического ингибирования трубопроводов и емкостного оборудования.

Устойчивость ингибиторов, ингибиторных растворов и эмульсий в процессе их приготовления, хранения и использования определяется визуально при температуре от  $-30$  до  $+30$  °С.

## **2.7. Исследование влияния ингибиторов коррозии на вспенивание абсорбентов**

Оценку вспенивающих свойств ингибиторов производят в соответствии с методическим руководством ВНИИГАЗ Р51-00158623-11-95 «Абсорбенты для очистки природных газов от  $H_2S$  и  $CO_2$ . Определение пенных характеристик».

К пенным характеристикам относят высоту пены и стабильность пены (время жизни пены). Склонность к пенообразованию имеет существенное значение при выборе ингибитора для защиты трубопроводов, подводящих к перерабатывающему заводу газ, с которым ингибитор

может попасть на установки очистки. И хотя ингибитор с повышенными пенными характеристиками не следует рекомендовать для защиты подобных газопроводов, однако повышенные пенные характеристики не являются поводом для отбраковки всех ингибиторов по данному показателю. Такие ингибиторы весьма успешно могут быть использованы, в частности, для защиты скважинного и другого добывающего оборудования.

Следует отметить такую особенность применения смесей ингибиторов с одинаковыми или похожими физико-химическими свойствами, как проявление эффекта антагонизма или синергизма. При достижении синергизма увеличивается эффективность действия ингибирующей смеси, что приведет к улучшению защитного эффекта в сравнении с отдельным применением ингибиторов. Подобного эффекта можно достигнуть при меньшей суммарной концентрации ингибиторов в смеси по сравнению с концентрацией препаратов по отдельности. На практике данный способ позволяет заменить дорогостоящий ингибитор смесью более дешевых с сохранением показателей защиты.

## **2.8. Определение концентрации водородных ионов (рН) ингибиторов коррозии**

Для определения рН используется рН-метр или иономер универсальный ЭВ-74 со стеклянным и хлорсеребряным электродами. Растворы буферные для рН-метрии готовят по ГОСТ 4919.2-77. Определение рН проводят либо у товарной формы реагента, либо у его рабочего раствора определенной концентрации.

## **2.9. Исследование защитных свойств ингибиторов коррозии в лабораторных условиях**

Сложность и многофакторность коррозионных процессов определяет и сложность всего цикла исследований и испытаний, связанных с разработкой и внедрением ингибиторов. Нет ингибиторов, подходящих для всех случаев. На практике обычно в каждом конкретном случае

требуется применение специального ингибитора, разработанного специально для данных специфических условий. Поэтому целью лабораторных исследований является всестороннее изучение свойств ингибиторов коррозии применительно к заданным условиям и выявление с помощью экспресс-методов наиболее эффективных из них для последующих автоклавных и опытно-промышленных испытаний.

Стадия лабораторных исследований включает ряд последовательных этапов, включающих, в частности:

- определение эффективности защитного действия электрохимическими методами;

- измерение скорости коррозии и эффективности действия ингибиторов гравиметрическим или аналитическим методами;

- определение влияния ингибиторов на водородопроницаемость стали;

- оценку влияния ингибиторов коррозии на снижение агрессивности коррозионной среды, вызывающей охрупчивание.

Любой из этих этапов может включать использование одного или нескольких методов.

## **2.10. Испытание ингибиторов коррозии и контроль за эффективностью их применения в промышленных условиях**

Испытания ингибиторов в промышленных условиях могут быть частичными или полномасштабными.

*Полномасштабное испытание* проводится во всей цепочке технологического цикла и дает максимум информации, однако из-за своей дороговизны проводится крайне редко. С практической точки зрения более целесообразным является частичное испытание.

*Частичное испытание* проводится при ингибировании какой-либо части установки (например, скважины или емкости). Условия этих испытаний достаточно полно соответствуют реальным.

Разновидностью частичного испытания являются стендовые испытания, проводящиеся на специально сконструированном стенде,



подключенном к технологической нити. Условия стендовых испытаний в той или иной мере приближаются к реальным.

Целью испытаний в промышленных условиях является уточнение и окончательная отработка всех параметров процесса ингибирования, рекомендованных в результате предварительных испытаний.

При исследовании эффективности защитного действия ингибиторов коррозии в промышленных условиях определяются:

- механические (пластические) свойства металла;
- водородопроницаемость металла;
- вид и скорость коррозии оборудования;
- концентрация ингибитора коррозии;
- параметры, оказывающие влияние на технологический процесс (при необходимости).

В испытаниях отрабатывается также технология использования ингибитора.

Влияние ингибиторов на механические свойства металла определяются с использованием предварительно напряженных образцов-свидетелей, которые через специальные устройства вводятся в работающее оборудование или заранее устанавливаются и снимаются в периоды осмотра или ревизии оборудования.

Определение вероятности наводороживания металла производится с помощью специальных устройств (водородных зондов), имеющих различную конструкцию и средства измерения проникающего через стенки устройства водорода. Количество водорода, проникающего во внутреннюю полость зонда, фиксируется измерительными устройствами.

Характер коррозии определяется с помощью визуального осмотра поверхности оборудования и/или образцов. Оценивается степень неравномерности коррозионных проявлений по площади и глубине проникновения. Наличие язв и питтингов даже при небольшой величине скорости общей коррозии говорит о недостаточности противокоррозионной защиты.

Для определения скорости общей коррозии используется несколько методов (по отдельности или одновременно, последнее предпочтительнее):

1) *Гравиметрический метод* является наиболее распространенным. Для его реализации используются образцы-свидетели коррозии, которые вводятся в рабочую среду так же, как и образцы для коррозионно-механических испытаний. Метод показывает усредненную

скорость коррозии образцов за время испытаний в предположении, что она является равномерной.

2) *Метод поляризационного сопротивления* определяет мгновенную скорость коррозии и при установлении адекватности показаний прибора виду коррозионных процессов может характеризовать изменение степени агрессивности среды в разные периоды эксплуатации. При сопоставлении показаний во времени данный метод помогает быстро оценить эффективность ингибирования.

3) *Метод измерения электросопротивления образца* позволяет прослеживать непрерывно изменение скорости коррозии, не вынимая образец (зонд). Другим его преимуществом (в отличие от метода поляризационного сопротивления) является возможность измерений в слабо- и неэлектропроводной среде, например, в газе.

К недостаткам метода относятся невозможность его использования в сильно электропроводных электролитах и трудности, связанные с переносом полученных результатов непосредственно на коррозию оборудования, учитывая различия в форме и материале зонда и контролируемого объекта.

4) Использование *метода химического анализа на содержание железа в жидкой фазе* основано на определении количества образовавшихся продуктов коррозии, которые в той или иной форме переходят в коррозионную среду и выносятся с потоком жидкости. В промышленных условиях этот метод является приближенным, так как значительное количество продуктов коррозии сохраняется на поверхности металла, а также в застойных зонах и не может быть учтено.

5) *Метод ультразвуковой толщинометрии* эффективен в случае большой чувствительности применяемого прибора, а также при относительно длительном периоде испытаний (эксплуатации). Измерения толщины стенок оборудования следует производить в наиболее опасных местах (наибольшие скорости потока, высокие температуры, изгибы трубопроводов и т. п.) до и после испытаний по заранее подготовленной карте.

6) Применение *зондов предупреждения* также, как в ультразвуковой толщинометрии, наиболее эффективно при коррозионном контроле за состоянием оборудования в процессе эксплуатации. Однако при больших скоростях коррозии их использование может быть полезным уже на подготовительных и испытательных этапах, учитывая накопительный характер коррозионных проявлений.

К зондам предупреждения относятся устройства, стенка которых разрушается в результате воздействия коррозионной среды раньше, чем стенка оборудования (момент разрушения фиксируется прибором). Зонды предупреждения могут конструироваться в расчете как на общую коррозию, так и на коррозию под напряжением.

Аналитический контроль рабочей концентрации ингибитора в жидкой фазе является важным методом определения действительной эффективности ингибирования. Он позволяет сравнивать действие реальной и рекомендованной защитной концентраций ингибитора в среде, а также производить необходимые корректировки количества вводимого ингибитора и поддерживать рабочую концентрацию на заданном уровне или своевременно изменять ее в случае колебания количества жидкой фазы и агрессивности среды.

Применение комплекса различных методов контроля позволяет надежно следить за эффективностью ингибирования при испытаниях, а на стадии промышленного использования оперативно вносить коррективы в технологию ингибиторной защиты, в том числе и в случаях изменения технологического режима или условий работы оборудования на всей производственной цепочке – от скважины до газоперерабатывающего завода.

### **2.11. Экспертиза документации ингибиторов коррозии**

Каждый химический реагент-ингибитор, применяемый в промышленности, должен иметь обязательный комплект документов. Экспертиза документации заключается в проверке комплектности представленных документов на химические реагенты. Применение реагентов возможно только при наличии следующего минимального комплекта сопроводительной документации:

- технические условия (ТУ);
- сертификат соответствия;
- санитарно-эпидемиологическое заключение;
- паспорт качества на партию;
- лабораторное заключение о влиянии реагента на подготовку нефти.

Технические условия должны содержать:

- описание физико-химических свойств продуктов;
- сведения о назначении, области и условиях применения;
- перечень требований к маркировке, упаковке, транспортированию и хранению;
- характеристику продукции по пожаро- и взрывобезопасности;
- перечень требований безопасности при производстве и применении;
- перечень мер по оказанию первой помощи при отравлении;
- перечень мер по охране окружающей среды, способах утилизации (обезвреживания) продукции;
- описание правил приемки и хранения;
- описание методов испытаний при контроле качества;
- гарантии изготовителя, срок годности продукта.

Физико-химические характеристики ингибитора, приведенные в ТУ должны содержать набор параметров, определяющих технологические и противокоррозионные свойства ингибитора. Минимальный набор параметров из ТУ выглядит следующим образом:

- внешний вид;
- вязкость;
- плотность;
- температура замерзания;
- растворимость в воде и углеводородах (качественная или количественная оценка);
- доля активной основы;
- химический параметр, характеризующий концентрацию активного вещества (аминное число, процентное содержание фосфора и др.).

Без предоставления ТУ невозможна организация процессов приемки, испытания, хранения и применения реагента по назначению.

При изменении технических условий продукт должен повторно пройти процедуру получения разрешения на применение в нефтяной промышленности, получение гигиенического сертификата, процедуру лабораторного тестирования и опытно-промышленных испытаний. Это необходимо для того, чтобы исключить возможные последствия, связанные с изменением состава реагентов.

Технологические характеристики (плотность, вязкость, температура замерзания и некоторые другие) определяются в соответствии с общепринятыми стандартизованными методиками, которые должны быть изложены в ТУ на реагент.

## 2.12. Количественные оценки эффективности действия ингибиторов коррозии

Эффективность действия ингибиторов коррозии можно оценить по двум показателям: степени защиты  $Z$  (%) и коэффициенту торможения коррозии  $\gamma$  (защитный эффект ингибитора).

Защитный эффект ингибирования определяется по уравнению

$$z_{\text{ИК}} = \frac{V_0 - V_1}{V_0} \cdot 100\% ,$$

где  $z_{\text{ИК}}$  – защитный эффект ингибирования;  $V_0$  – скорость локальной коррозии в среде без ингибитора коррозии;  $V_1$  – скорость локальной коррозии после введения ингибитора коррозии в среду.

Скорость коррозии выражается на основе потерь массы в единицу времени. Скорость, с которой происходит разрушение, имеет первостепенное значение и обычно выражается одним из двух способов:

- а) потеря массы на единицу площади за единицу времени,  $\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ ;
- б) уменьшение толщины в единицу времени, то есть скорости проникновения или потерянной толщины металла,  $\text{мм}/\text{год}$ .

Скорость коррозии рассчитывается по формуле

$$V_k = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \tau} ,$$

где  $m_1$  и  $m_2$  – масса тестируемого образца соответственно до испытаний и после них, г;  $S$  – площадь поверхности тестируемого образца,  $\text{м}^2$ ,  $\tau$  – продолжительность испытаний, ч.

Для перевода полученного значения общей скорости коррозии в единицы измерения ( $\text{мм}/\text{год}$ ) используют формулу

$$V_{\text{кгод}} = V_k \cdot 1,12 ,$$

где 1,12 – коэффициент для перевода единиц измерения  $\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$  в  $\text{мм}/\text{год}$ .

Эффективность защитного действия ингибитора считается удовлетворительной, если ингибитор коррозии обеспечивает скорость общей коррозии защищаемой среды не более 0,1  $\text{мм}/\text{год}$  и отсутствие очагов локальной коррозии.

Скорость локальной коррозии рассчитывается по формуле

$$V_r = \frac{(R_a - R) \cdot 8760}{t \cdot 1000} ;$$

где  $V_r$  – скорость локальной коррозии, мм/год;  $R$  и  $R_a$  – шероховатость образца соответственно до и после испытания, мкм; 8760 (365·24) – количество часов в году, ч;  $t$  – время экспонирования при гравиметрическом испытании.

Эффективность защиты можно определить, используя токи коррозии:

$$z_{\text{ИК}} = \frac{I_0 - I_{\text{И}}}{I_0} \cdot 100\%,$$

где  $I_0$  – анодный ток, соответствующий максимальной скорости локальной коррозии в среде без ингибитора коррозии, А/м<sup>2</sup>;  $I_{\text{И}}$  – анодный ток после введения ингибитора коррозии, А/м<sup>2</sup>.

Иногда скорость коррозии удобнее представлять не через потерю массы, а через ток коррозии  $i_{\text{кор}}$ :

$$V_k = \frac{i_{\text{кор}} \cdot A}{n \cdot F},$$

где  $V_k$  – скорость коррозии, г/м<sup>2</sup>·ч;  $A$  – атомная масса металла (например, для железа она равна 55,85);  $n$  – количество электронов, которые принимают участие в окислительно-восстановительной реакции (два для железа);  $F$  – постоянная Фарадея, А·ч/г-экв.

Эффективность ингибирования локальной коррозии (%) определяется по формуле

$$Z_{\text{ЛОК}} = \frac{(V_r - V_{r_{\text{инг}}})}{V_r} \cdot 100\%,$$

где  $V_r$  – скорость локальной поррозии при холостом опыте (мм/год);  $V_{r_{\text{инг}}}$  – скорость коррозии при испытании ингибитора (мм/год).

Сравнение величин тока коррозии в присутствии ингибитора ( $i_{\text{кор}}^{\text{И}}$ ) и без него ( $i_{\text{кор}}$ ) дает возможность рассчитать защитный эффект  $Z$  (%) и коэффициент защиты  $\gamma$ :

$$Z = \frac{i_{\text{кор}} - i_{\text{кор}}^{\text{И}}}{i_{\text{кор}}} \cdot 100.$$

$$\gamma = \frac{i_{\text{кор}}}{i_{\text{кор}}^{\text{И}}}.$$

Коэффициент защиты  $\gamma$  определяется как отношение скорости коррозии без ингибитора к скорости коррозии в присутствии ингибитора:

$$\gamma = \frac{V_0}{V_1}.$$

Коэффициент защиты показывает, во сколько раз под действием ингибитора уменьшается скорость коррозии.

Защитный эффект  $Z$  связан с коэффициентом защиты  $\gamma$  соотношением

$$Z = \left(1 - \frac{1}{\gamma}\right) \cdot 100 \%$$

или

$$\gamma = \left(\frac{100}{100 - Z}\right).$$

В процессе коррозии происходит проникновение водорода через поверхность металлического образца. Суммарное количество проникшего водорода в присутствии ингибитора более, чем на порядок, ниже его количества для случая коррозии без ингибитора. Водородопроницаемость рассчитывается, исходя из количества проникшего водорода  $\Delta V_H$  (см<sup>3</sup>) за определенное время ( $\tau$ , ч), по формуле

$$П = \frac{\Delta V \cdot \delta}{S \cdot \tau},$$

где  $S$  – поверхность мембраны, см<sup>2</sup>;  $\delta$  – толщина мембраны, мм.

Оценка эффективности ингибитора коррозии производится путем сравнения количества проникшего через металлический образец водорода без ингибитора и с ингибитором. Расчет производится по формуле

$$Z = \frac{П - П_{и}}{П} \cdot 100,$$

где  $Z$  – степень защиты от наводороживания, %;  $П$  и  $П_{и}$  – водородопроницаемость при коррозии в среде без ингибитора и с ингибитором соответственно.

Оценка эффективности ингибиторной защиты путем сравнения времени до растрескивания образцов в коррозионной среде в отсутствие и в присутствии ингибитора производится по формуле

$$\gamma = \frac{\tau_{\text{и}}}{\tau},$$

где  $\gamma$  – защитное действие;  $\tau$  и  $\tau_{\text{и}}$  – время до разрушения образцов в агрессивной среде соответственно без ингибитора и с ингибитором, ч.

При использовании данного метода следует учитывать, что для полученных с его помощью результатов характерен значительный разброс. В связи с этим рекомендуемое количество образцов на каждую точку должно составлять 5–7 или более.

Можно оценить степень охрупчивания  $N$  образцов (%) по формулам

$$N = \frac{n_0 - n}{n_0} \cdot 100,$$

$$N_{\text{и}} = \frac{n_0 - n_{\text{и}}}{n_0} \cdot 100,$$

а степень защиты  $Z$  (%) от охрупчивания металла испытываемым ингибитором рассчитывается по формуле

$$Z = \frac{n_{\text{и}} - n}{n_0 - n} \cdot 100,$$

где  $n_0$  – среднеарифметическое число перегибов до разрушения исходных образцов;  $n$  и  $n_{\text{и}}$  – среднеарифметическое число перегибов до разрушения образцов, испытанных в агрессивной среде без ингибитора и в его присутствии, соответственно.

В нефтепромысловых системах присутствуют две несмешивающиеся между собой жидкие фазы – водная и углеводородная, поэтому ингибиторы коррозии распределяются между ними в определенном количественном соотношении. Это соотношение зависит от физико-химических свойств ингибиторов, нефти и воды, а также от температуры. Ингибиторы коррозии удобно классифицировать и по их растворимости в воде. Распределение ингибитора между нефтью ( $C_{\text{Н}}$ ) и водой ( $C_{\text{В}}$ ) характеризуется коэффициентом распределения  $L$ :

$$C_{\text{Н}}/C_{\text{В}} = L = \text{const.}$$

Зная коэффициент распределения  $L$ , рассчитывают концентрацию ингибитора в воде:

$$C_{\text{В}} = \frac{100 \cdot C_{\text{Общ}}}{n + 100 \cdot L - n \cdot L},$$

где  $C_{\text{Общ}}$  – дозировка ингибитора на общий объем жидкости (нефть + вода);  $n$  – обводненность, % об.



## Примеры решения задач

**Задача 1.** Для условного пересчета коррозионного расхода в скорость коррозии, мм/год («условного», потому что «не условно» можно пересчитывать только в том случае, когда нет локальной коррозии и происходит одинаковая потеря массы металла на всей поверхности) используют следующие соотношения:

$$1 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч}) = 1,12 \text{ мм}/\text{год};$$

$$1 \text{ мм}/\text{год} = 0,89 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч}).$$

Требуется определить, сколько металла (стали) по толщине будет удалено за 1 ч (мм).

**Решение.** Приведенные коэффициенты берутся из расчета, что коррозионный расход  $KP = 1 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ , то есть с  $1 \text{ м}^2$  поверхности за 1 ч «удаляется» 1 г металла. Для решения задачи нужно знать плотность металла. Плотность углеродистой стали  $7800 \text{ кг}/\text{м}^3$ . Предположим, что 1 г (0,001 кг) металла на площади  $1 \text{ м}^2$  имеет толщину  $X$ , тогда объем металла будет равен:  $1 (\text{м}^2) \cdot X (\text{м})$ . Масса этого объема металла составит:  $1 (\text{м}^2) \cdot X (\text{м}) \cdot 7800 (\text{кг}/\text{м}^3)$ . Однако масса металла равна 1 г или 0,001 кг, следовательно,

$$X = 0,001/7800 = 0,000000128 \text{ м} = 0,000128 \text{ мм}.$$

Такая толщина металла в результате коррозии переходит в раствор за 1 ч. Тогда за год потеря толщины составит

$$0,000128 \cdot 365 \cdot 24 = 1,12 \text{ мм}.$$

Таким образом, скорость коррозии будет равна 1,12 мм/год.

**Задача 2.** При лабораторных испытаниях в воде (без добавления природной или синтетической нефти) водорастворимый ингибитор коррозии проявил высокий защитный эффект при дозировке  $C_B = 50 \text{ мг}/\text{дм}^3$ . Известно, что коэффициент распределения  $L$  этого ингибитора равен 8. Рассчитать дозировку ингибитора на полный объем (нефть + вода), если обводненность  $n = 90 \%$ .

**Решение.** Общую дозировку ингибитора коррозии определяют по формуле

$$C_B = \frac{100 \cdot C_{\text{ОБЩ}}}{n + 100 \cdot L - n \cdot L'}$$

откуда

$$C_{\text{ОБЩ}} = \frac{C_B \cdot (n + 100 \cdot L - n \cdot L')}{100} = \frac{50 \cdot (90 + 100 \cdot 8 - 90 \cdot 8)}{100} = 85 \text{ мг/дм}^3.$$

Дозировка ингибитора на общий объем жидкости составит 85 мг/дм<sup>3</sup>.

**Задача 3.** Рассчитать массу ингибитора коррозии для нагнетания в призабойной зоне продуктивного пласта (ПЗП) для скважин X и Y, если известно, что концентрация ингибитора коррозии в водной фазе для скважины X равна 30 мг/л, а для скважины Y – 45 мг/л. Дебиты скважин по жидкости составляли: X – 180 м<sup>3</sup>/сут, Y – 145 м<sup>3</sup>/сут. Время выноса ингибитора из пласта 90 сут.

**Решение.** Расчет массы ингибитора коррозии для нагнетания в ПЗП производят по формуле

$$M = 3 \cdot C_{\text{ИК}} \cdot Q_{\text{сж}} \cdot t_{\text{в}} \cdot 1000^{-1},$$

где M – масса ингибитора коррозии для нагнетания в ПЗП, кг; C<sub>ИК</sub> – концентрация ингибитора коррозии в водной фазе скважины, мг/л или г/т; t<sub>в</sub> – планируемое время выноса ингибитора из пласта, сут (обычно не более 90 сут); 1000<sup>-1</sup> – множитель для перевода одной единицы измерения (г) в другую (кг); 3 – коэффициент правила «одной третьей».

При расчете массы ингибитора для нагнетания в ПЗП учитывают эмпирическое правило «одной третьей»: третья часть закачанного в ПЗП ингибитора коррозии необратимо адсорбируется на породе пласта, третья часть закачанного в ПЗП ингибитора коррозии выносится за первые несколько суток (от 3 до 15) после начала работы скважины, и только оставшаяся треть закачанного в ПЗП ингибитора коррозии выносится длительное время:

$$M_X = \frac{3 \cdot 30 \cdot 180 \cdot 90}{1000} = 1458 \text{ кг.}$$

$$M_Y = \frac{3 \cdot 45 \cdot 145 \cdot 90}{1000} = 1761 \text{ кг.}$$

## Задачи для самостоятельного решения

1. Назовите единицы измерения коррозионного расхода (массового показателя коррозии), определяемого по потере массы:

- а)  $\text{А}/\text{м}^2$ ;
- б)  $\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ ;
- в)  $\text{мм}/\text{год}$ ;
- г)  $\text{см}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ .

2. Назовите единицы измерения скорости локальной коррозии (глубинного показателя коррозии), определяемого по глубине коррозионного поражения:

- а)  $\text{А}/\text{м}^2$ ;
- б)  $\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ ;
- в)  $\text{мм}/\text{год}$ ;
- г)  $\text{см}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ .

3. Скорость коррозии стали марки Ст.3 в среде соляной кислоты, ингибированной ингибитором коррозии, равна  $0,365 \text{ г}/\text{м}^2 \cdot \text{ч}$ , а скорость коррозии стали марки Ст.3кп в той же среде –  $0,113 \text{ г}/\text{м}^2 \cdot \text{ч}$ . Проанализируйте данные результаты и объясните, насколько различны скорости коррозии сталей разных марок. Чем отличаются марки стали Ст.3 и Ст.3кп?

4. Рассчитайте эффективность ингибитора коррозии, если скорость коррозии стали в неингибированной среде составила  $0,35 \text{ г}/\text{м}^2 \cdot \text{ч}$ , в ингибированной среде  $0,08 \text{ г}/\text{м}^2 \cdot \text{ч}$ .

5. Оцените результаты опытно-промышленных испытаний ингибитора коррозии по значениям показателей коррозии (таблица) при установленном предельном значении коррозионного расхода (в условном пересчете на скорость коррозии)  $0,1 \text{ мм}/\text{год}$  и контроле очагов локальной коррозии на ее отсутствие:

а) испытания не являются успешными, ингибитор при испытанной дозировке применять недопустимо;

б) испытания успешные по контролю коррозионного расхода, ингибитор можно применять;

в) решение принимается технологом по результатам статистики отказов на объекте;

г) необходимы повторные испытания при текущей дозировке ингибитора.

Направление	Время экспозиции, сут	КР (в условном пересчете на скорость коррозии), мм/год	Локальная коррозия
1-я линия: выход воды сепаратора 2-й ступени	30	0,0684	Обнаружена, более 1,2 мм/год

6. Рассчитайте скорость коррозии стали в испытываемой среде без ингибитора коррозии в течение 24 ч, если масса образца до испытаний составила 21,47990 г, после испытаний 21,47575 г. Площадь образца равна 0,002814 м<sup>2</sup>.

7. Для каких сред по степени коррозионности («агрессивности») необходимо применять ингибиторную защиту?

- а) среднеагрессивные среды;
- б) неагрессивные среды;
- в) слабоагрессивные среды;
- г) сильноагрессивные среды.

8. Рассчитайте защитный эффект ингибирования скорости коррозии (мм/год) при скорости локальной коррозии 1,5 и 0,1 мм/год до и после введения ингибитора, соответственно:

- а) 83 %;
- б) 93 %;
- в) 73 %;
- г) 63 %.

9. Испытания по определению скорости коррозии проводили параллельно на трех стальных пластинках, достигнуты результаты:

Масса пластины	Пластины		
	1	2	3
До испытаний ( $m_0$ ), г	12,62776	12,43770	12,51525
После испытаний ( $m_1$ ), г	12,62084	12,43050	12,50805

Время испытаний 24 ч, площадь пластин одинакова и составляет 0,002814 м<sup>2</sup>. Рассчитайте скорость коррозии, если за окончательный результат принимается среднее арифметическое трех параллельных определений.

10. Рассчитайте защитный эффект ингибирования по отношению к коррозионному расходу (КР) при КР, равном 0,965 и 0,085 г/(м<sup>2</sup>·ч) – до и после введения ингибитора соответственно:

- а) 67 %;
- б) 71 %;
- в) 81 %;
- г) 91 %.

11. Рассчитайте эффективность ингибитора коррозии, если скорость коррозии стали составила: в неингибированной среде 0,86 г/м<sup>2</sup>·ч, в ингибированной среде – 0,12 г/м<sup>2</sup>·ч.

12. Рассчитайте глубинный показатель коррозии (мм/год) алюминия в коррозионной среде без ингибитора коррозии в течение 48 ч, если масса образца до испытаний составила 15,678 г, после испытаний 15,672 г. Площадь образца равна 0,003215 м<sup>2</sup>.

13. Скорость коррозии оборудования в неингибированной среде составляет 0,284 мм/год. Эффективность ингибитора коррозии по результатам лабораторных испытаний достигла 96 %. Рассчитайте ожидаемую скорость коррозии оборудования после начала применения ингибитора.

14. Назовите три основных способа подачи ингибитора коррозии в защищаемые трубопроводы:

- а) непрерывная (постоянная) подача реагента;
- б) периодическая подача реагента;
- в) рассредоточенная подача реагента;
- г) закачка реагента через затрубное пространство.

15. Рассчитайте скорость коррозии стали в испытываемой среде без ингибитора коррозии в течение 48 ч, если масса образца до испытаний составила 22,1550 г, после испытаний 21,47575 г. Площадь образца равна 0,005628 м<sup>2</sup>.

16. Рассчитайте коррозионный расход для образца контроля коррозии соответственно при начальной (11,7063 г) и конечной (11,6426 г) массе, с рабочей поверхностью 22 см<sup>2</sup> и продолжительностью экспозиции 20 сут:

- а) 0,060 г/ (м<sup>2</sup>·ч);
- б) 0,069 г/ (м<sup>2</sup>·ч);
- в) 0,082 г/ (м<sup>2</sup>·ч);
- г) 0,073 г/ (м<sup>2</sup>·ч).

17. Скорость коррозии оборудования в неингибированной среде составляет 0,361 мм/год. Эффективность ингибитора коррозии по результатам лабораторных испытаний составила 93 %. Рассчитайте ожидаемую скорость коррозии оборудования после начала применения ингибитора.

18. Испытания по определению скорости коррозии проводились параллельно на трех стальных пластинках, в результате были получены следующие результаты:

Масса пластины	Пластины		
	1	2	3
До испытаний ( $m_0$ ), г	15,6284	15,5282	15,4185
После испытаний ( $m_1$ ), г	15,6188	15,5185	15,4080

Время испытаний 48 ч, площадь пластин одинакова и составляет 0,001428 м<sup>2</sup>. Рассчитайте скорость коррозии, если за результат принимается среднее арифметическое трех параллельных определений.

19. Выполните условный пересчет значения коррозионного расхода 0,069 г/(м<sup>2</sup>·ч) в глубинный показатель коррозии (мм/год) для образца контроля коррозии из углеродистой низколегированной стали:

- а) 0,08 мм/год;
- б) 0,10 мм/год;
- в) 0,15 мм/год;
- г) 0,09 мм/год.

20. Рассчитайте скорость локальной коррозии, если время испытаний составляет 24 ч, шероховатость поверхности до испытаний равна 0,05 мкм, а после испытаний 0,8 мкм.

21. Скорость коррозии оборудования в неингибированной среде составляет 0,329 мм/год. Эффективность ингибитора коррозии по результатам лабораторных испытаний составила 91 %. Рассчитайте ожидаемую скорость коррозии оборудования после применения ингибитора.

22. В лабораторных испытаниях, проводимых в промышленной воде (без добавления нефти), водорастворимый ингибитор коррозии при дозировке  $C_B = 55 \text{ мг/дм}^3$  проявил высокий защитный эффект. Рассчитать дозировку ингибитора на полный объем (нефть + вода), если обводненность  $n = 70 \%$ , а коэффициент распределения ингибитора  $L$  равен 7.

23. Скорость коррозии стали марки Ст.3 в растворе соляной кислоты с введенным ингибитором коррозии составила  $0,865 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$ , а стали марки Ст.3кп в той же среде –  $0,213 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$ . Проанализируйте данные результаты: насколько отличаются скорости коррозии разных сталей? Чем отличаются марки стали Ст.3 и Ст.3кп?

24. Два образца размером  $40 \times 20 \times 1 \text{ мм}$  подвергли испытаниям на коррозионную стойкость в течение 5 сут. Убыль массы образцов составила соответственно 30 и 15 % от первоначального значения ( $m_1 = 0,01185 \text{ кг}$ ,  $m_2 = 0,01091 \text{ кг}$ ). При добавлении ингибитора коррозии скорость коррозии уменьшилась в 1,5 раза. Определите скорость общей коррозии для указанных образцов, а также степень защиты ингибитором, если оба образца изготовлены из Ст.3.

25. Испытания по определению скорости коррозии проводились параллельно на трех стальных пластинках, получились результаты:

Масса пластины	Пластины		
	1	2	3
До испытаний ( $m_0$ ), г	15,6374	15,5182	15,4175
После испытаний ( $m_1$ ), г	15,6187	15,5179	15,4070

Время испытаний 48 ч, площадь пластин одинакова и составляет  $0,001431 \text{ м}^2$ . Рассчитайте скорость коррозии, если за результат принимается среднее арифметическое трех параллельных определений.

26. Известно, что для защиты трубопровода с  $n = 85 \%$  общая дозировка водорастворимого ингибитора составляет  $150 \text{ мг/дм}^3$ , а его дозировка в воде –  $88 \text{ мг/дм}^3$ . Определить коэффициент распределения ингибитора  $L$ .

27. Рассчитайте скорость коррозии стали в испытываемой среде без ингибитора коррозии в течение 12 ч, если масса образца до испытаний составила 31,4008 г, после испытаний 31,3512 г, а площадь образца равна  $0,00315 \text{ м}^2$ .

28. При эксплуатации трубопровода на одном из его участков в течение года были получены следующие результаты: средний коррозионный расход без подачи ингибитора коррозии составил  $0,40 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ , средний коррозионный расход при подаче ингибитора –  $0,03 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ . Определить эффективность защиты от коррозии  $Z$ .

29. Два образца размером  $50 \times 20 \times 1$  мм подвергли испытаниям на коррозионную стойкость в течении 2 сут. Убыль массы составила соответственно 20 и 15 % от первоначального значения ( $m_1 = 0,00785 \text{ кг}$ ,  $m_2 = 0,00891 \text{ кг}$ ). При введении ингибитора коррозии скорость коррозии уменьшилась в два раза. Определите скорость общей коррозии указанных образцов, а также степень защиты ингибитора, если первый образец изготовлен из Ст.3, а второй – из меди.

30. При проведении испытания на коррозионную стойкость использовали ингибитор со степенью защиты 95 %. Определите скорость локальной коррозии в среде с ингибитором, зная, что шероховатость образца до испытания составляла 0,8 мкм в среде без ингибитора, а после изменилась на 35 %. Время экспонирования 1 сут.

31. Рассчитайте скорость локальной коррозии, если время испытаний составляет 1 ч, шероховатость до испытаний была равна 0,05 мкм, а после них – 0,4 мкм.

32. В сероводороде 100 % относительной влажности скорость коррозии образцов Ст.3 была равна  $0,3 \text{ г}/\text{м}^2 \cdot \text{ч}$ , а после введения ингибитора уменьшилась до  $0,06 \text{ г}/\text{м}^2 \cdot \text{ч}$ . Определите защитный эффект  $\gamma$  ингибитора.

33. Исходные данные приведены в таблице:

Показатель	Значение
Площадь образца-свидетеля $S$ , $\text{м}^2$	0,15
Масса о испытания $m_1$ , г	350
Масса после испытания при постоянной дозировке $m_2$ , г	349,915
Масса после испытания при периодической дозировке $m_2'$ , г	349,920
Продолжительность испытаний при постоянной дозировке $\tau$ , сут	7
Продолжительность испытаний при периодической дозировке $\tau'$ , сут	5
Уменьшение массы образца-свидетеля без ввода ингибитора, %, сут	0,007



Определите скорость коррозии образцов без ввода ингибитора и скорость коррозии образцов: при постоянной дозировке после 7 сут и при периодической дозировке после 5 сут испытаний.

34. Рассчитайте глубинный показатель коррозии (мм/год) алюминия в среде ингибитора коррозии в течение 24 ч, если масса образца до испытаний составила 17,47990 г, после испытаний 17,47568 г. Площадь образца равна 0,002814 м<sup>2</sup>.

35. Определите эффективность ингибитора (Z), %, если скорость коррозии до вспрыскивания ингибитора составляла 400 мкм/год, а после введения ингибитора – 60 мкм/год.

36. При проведении испытания на коррозионную стойкость использовали ингибитор, степень защиты которого равна 95 %. Определите шероховатость образца после испытания, если скорость локальной коррозии с ингибитором составляет 0,01452 мм/год, а шероховатость образца до достигала 0,8 мкм в среде без ингибитора. Время экспонирования – 1 сут.

37. Определите эффективность ингибитора коррозии на основе результатов испытаний, если скорость коррозии меди в неингибированной среде составила 0,025 г/м<sup>2</sup>·ч, а в ингибированной среде – 0,008 г/м<sup>2</sup>·ч.

38. При длительном хранении стальных деталей за счет применения смазки, содержащей ингибитор, обеспечивается степень защиты от коррозии 95 %. Рассчитайте коэффициент торможения скорости коррозии.

39. Для снятия продуктов коррозии с прошедших коррозионные испытания образцов их поместили в соляную кислоту, содержащую ингибитор. Соотношение скоростей коррозии в кислоте с добавкой и без добавки ингибитора составляет 0,02. Рассчитайте степень защиты от коррозии и коэффициент торможения ее скорости.

### 3. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ

Коррозия оказывает большее влияние на безопасную, безотказную и эффективную работу оборудования и конструкций, чем простая потеря массы металла. Поломки всех видов механизмов и необходимость дорогостоящей замены деталей и узлов могут возникать даже при том, что количество разрушенного металла невелико.

Ингибиторы используются в качестве экономически эффективного средства борьбы с коррозией сталей и сплавов, покрытий и неметаллических композитов в трубопроводах и емкостях из углеродистой стали, и их можно вводить без нарушения технологического процесса. Однако при выборе ингибитора необходимо учитывать ряд характеризующих его факторов:

- токсичность;
- доступность;
- экологическая безвредность;
- стоимость;
- экономическая целесообразность.

Решение о целесообразности создания и внедрения новых ингибиторов для борьбы с коррозией принимают на основе расчета экономического эффекта.

Экономический эффект определяют за весь срок службы средств труда после защиты их ингибитором. На основе этого эффекта производят выбор варианта применения ингибитора, решают вопрос о его поставке на серийное производство, а также рассчитывают возможный размер вознаграждения за создание и внедрение новых средств защиты от коррозии.

Исчисление стоимости единицы ингибиторной защиты производят по приведенным затратам в соответствии с формулой

$$З = С + E_n \cdot K,$$

где  $Z$  – приведенные затраты на изготовление единицы продукции, руб.;  $C$  – себестоимость единицы продукции, руб.;  $K$  – удельные капитальные вложения в производственные фонды, связанные с изготовлением ингибитора коррозии, руб.;  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (0,15).

Если величина приведенных затрат приводится на единицу средств противокоррозионной защиты, в расчетах экономической эффективности допускается использование преysкурантной или расчетной цены.

Фактор времени в расчетах текущих затрат и капитальных вложений учитывают в тех случаях, когда капитальные вложения и текущие издержки существенно изменяются по годам. Учет фактора времени осуществляют путем приведения к единому моменту времени (началу расчетного года) единовременных и текущих затрат на создание и внедрение новых и базовых ингибиторов коррозии. Такое приведение выполняется умножением (делением) текущих затрат и результатов внедрения соответствующего года на коэффициент приведения, определяемый по формуле

$$\alpha_t = (1 + E)^t,$$

где  $E$  – норматив приведения (0,1);  $t$  – число лет, отделяющее затраты и результаты данного года от начала расчетного года.

Текущие затраты и результаты внедрения новых средств до начала расчетного года умножают на коэффициент приведения, а после начала расчетного года делят на этот коэффициент.

При определении эффекта новых средств борьбы с коррозией учитывают предпроизводственные затраты, в том числе затраты на научно-исследовательские (НИР) и опытно-конструкторские работы (ОКР), включая доработку опытного образца, за весь период разработки с учетом приведения всех затрат к расчетному году по фактору времени. Затраты по НИОКР на единицу противокоррозионной защиты определяют как частное от деления всей суммы затрат на объем производства в расчетном году с учетом нормативного коэффициента эффективности капитальных вложений (0,15). При расчете годового экономического эффекта нефтедобывающего предприятия от внедрения новых ингибиторов затраты на НИОКР не учитываются.

При определении экономической эффективности учитывают все экономические преимущества новых средств борьбы с коррозией:

- повышение долговечности оборудования и коммуникаций;
- снижение частоты ремонтов скважин и оборудования;
- уменьшение транспортных издержек;
- экономия материалов и электроэнергии;
- уменьшение отложений в трубах и т. п.

Расчет экономической эффективности средств противокоррозионной защиты осуществляют на основе фактических или проектируемых сроков службы оборудования, эксплуатирующегося в определенных коррозионных средах и климатических условиях.

Сроки службы оборудования по базовому и новому вариантам рассчитывают по фактическим данным (от даты ввода в эксплуатацию до даты списания оборудования, вышедшего из строя вследствие коррозии).

При отсутствии фактических данных о сроке службы оборудования, для защиты которого были использованы новые средства, долговечность оборудования рассчитывают по прогнозным данным или по результатам лабораторных, опытно-промышленных или промышленных испытаний по формуле

$$t_2 = t_1 \cdot \alpha_p,$$

где  $t_1$  и  $t_2$  – сроки службы оборудования соответственно до и после применения ингибиторов, лет;  $\alpha_p$  – коэффициент изменения годового числа ремонтов или числа порывов коммуникаций после применения ингибиторов, который рассчитывается по формуле

$$\alpha_p = \frac{n_1}{n_2},$$

где  $n_1$  и  $n_2$  – годовое число ремонтов (порывов) соответственно до и после применения ингибиторов.

Если же сроки службы оборудования и коммуникаций, защищаемых с помощью новых ингибиторов с улучшенными свойствами, неизвестны, долговечность оборудования рассчитывают по формуле

$$t_2 = \frac{t_1}{\alpha_3},$$

где  $t_1$  и  $t_2$  – сроки службы оборудования  $i$ -го вида соответственно до и после применения нового ингибитора, лет;  $\alpha_3$  – коэффициент изменения средней скорости коррозии, определяемый по формуле

$$\alpha_3 = \frac{v_2}{v_1},$$

где  $v_1$  и  $v_2$  – средние скорости коррозии соответственно до и после применения нового ингибитора,  $\text{г} \cdot \text{м}^2/\text{ч}$ .

Срок службы оборудования определяют с учетом условий его работы и влияния таких факторов, как коррозия, механическое трение, кавитация, абразивность перекачиваемых сред, усталость и т. п. Применение средств противокоррозионной защиты при прочих равных условиях снижает или исключает влияние коррозионного фактора, что приводит к повышению долговечности оборудования и снижению затрат на эксплуатацию, а выявленная экономия по своему значению и экономическому содержанию близка или равнозначна величине предотвращенного ущерба (потерь) от коррозии.

Увеличение сроков службы средств труда, связанное с применением ингибиторов коррозии, должно быть подтверждено соответствующими актами о проведении опытно-промышленных (ОПИ) и промышленных испытаний, а также фактическими статистическими данными.

Благодаря использованию ингибиторов коррозии увеличиваются сроки службы нефтепромыслового оборудования в движущихся коррозионных средах и, как следствие, снижаются затраты на производство средств труда, уменьшаются текущие издержки потребителя на эксплуатацию и замену вышедшего из строя оборудования новым. В связи с этим приемы расчета эффективности ингибиторной защиты идентичны приемам расчета эффективности новых средств труда долговременного применения. Это целесообразно также из-за необходимости выбора лучшего из нескольких вариантов противокоррозионной защиты, таких, как применение новых ингибиторов, использование оборудования и труб из коррозионностойких сталей, а также труб с полимерным или металлическим антикоррозионным покрытием, применение средств электрохимической защиты, обеспечивающих получение наибольшего экономического эффекта.

Расчеты экономической эффективности ингибиторной защиты должны производиться по конкретным районам внедрения и видам объектов. Обязательным условием обеспечения эффективности (результативности) использования ингибиторов коррозии является строгое соблюдение технологии закачки ингибиторов.

Как уже упоминалось, в расчетах экономической эффективности используется единый нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений  $E_n$ , равный 0,15.

### 3.1. Оценка экономической эффективности защиты трубопроводов (выкидных линий, коллекторов, водоводов, нефтепроводов) ингибиторами коррозии

При защите, например, трубопроводов ингибиторами коррозии годовой народно-хозяйственный эффект рассчитывают с учетом затрат на ингибитор по формуле

$$\Xi = \left( Z_1 \frac{P_1 + E_H}{P_2 + E_H} + \frac{U'_1 - U'_2}{P_2 + E_H} - Z_2 \right) \cdot A_2,$$

где  $Z_1$  и  $Z_2$  – стоимость сооружения 1 км трубопровода соответственно по базовому и новому вариантам, руб.;  $P_1$  и  $P_2$  – реновация трубопровода соответственно по базовому и новому вариантам;  $U'_1$  и  $U'_2$  – годовые текущие издержки на 1 км трубопровода соответственно по базовому и новому вариантам, руб.;  $A_2$  – годовой объем внедрения трубопроводов с использованием ингибиторов, км.

Суммарные затраты на ингибитор рассчитывают за срок службы 1 км трубопровода по формуле

$$Z_{и} = \sum_1^t \frac{(U'_{и1} - U'_{и2}) - E_H (K'_{и2} - K'_{и1})}{(1+E)^t},$$

где  $U'_{и1}$  и  $U'_{и2}$  – годовые текущие издержки на ингибиторную защиту соответственно по базовому и новому вариантам, руб.;  $K'_{и1}$  и  $K'_{и2}$  – капитальные вложения в ингибиторную защиту соответственно по базовому и новому вариантам, руб.;  $t$  – срок службы средства труда после внедрения новых ингибиторов, лет.

Текущие издержки на ингибиторную защиту 1 км трубопровода определяют по формуле

$$U'_{и} = \frac{(Q_{и} \cdot C_{и} + Q_{н} \cdot C_{н} + A_{и} + Z_p)}{L_2},$$

где  $Q_{и}$  – годовой расход ингибитора, т;  $C_{и}$  – цена 1 т ингибитора, руб.;  $Q_{н}$  – годовой расход нефти в случае, если используются углеводородорастворимые ингибиторы, т;  $C_{н}$  – цена 1 т нефти, руб.;  $A_{и}$  – амортизация оборудования установки для закачки ингибитора, руб.;  $Z_p$  – годовой фонд зарплаты (с начислениями) операторов, обслуживающих установку, руб.;  $L_2$  – длина защищаемого ингибитором трубопровода, км.

Капитальные вложения в ингибиторную защиту 1 км трубопровода определяют по формуле

$$K'_и = [\Pi_{иу} + \frac{(Q_и + Q_н) \cdot t_a}{T_k \cdot g_a \cdot R_a} \cdot \Pi_a] / L_2,$$

где  $\Pi_{иу}$  – стоимость установки для закачки ингибитора, руб.;  $\frac{(Q_и + Q_н) \cdot t_a}{T_k \cdot g_a \cdot R_a}$  – количество автоцистерн, необходимое для транспортировки годового объема ингибитора и нефти (если используются углеводородорастворимые ингибиторы) к пункту закачки;  $\Pi_a$  – стоимость автоцистерн, руб.;  $Q_и$  и  $Q_н$  – годовой расход соответственно ингибитора и нефти, т;  $g_a$  – емкость автоцистерны т;  $t_a$  – продолжительность одной поездки с учетом подготовительно вспомогательных работ, ч;  $R_a$  – коэффициент использования автоцистерны;  $T_k$  – календарное время пребывания автоцистерны в хозяйстве в течение года, ч;  $L_2$  – протяженность защищаемого трубопровода, км.

Годовой экономический эффект от внедрения трубопроводов, защищаемых ингибитором, по нефтедобывающему предприятию определяют по формуле

$$\Xi = \{[(U'_1 + Z_1 \cdot P_1) + E_n \cdot Z_1] \cdot [(U'_2 + Z_2 \cdot P_2) + E_n \cdot Z_2]\} \cdot A_2.$$

### **3.2. Пример оценки экономической эффективности применения ингибиторов коррозии**

Нормативный амортизационный срок службы нефтепроводов составляет 15 лет. Однако в реальных условиях работоспособность нефтепроводов сохраняется в среднем 5,5, а водоводов – 3,5 лет.

Эффективность применения ингибиторов определяется соотношением ущерба от коррозии оборудования в неингибированных и ингибированных средах.

В стоимость выражения ущерба от коррозии  $У$  входят затраты, связанные с коррозией СЗК и косвенными потерями от коррозии ПК:

$$У = СЗК + ПК.$$

Приведем пример расчета годовой экономической эффективности от применения ингибитора сероводородной коррозии. Предлагается применить упрощенную методику расчета, в соответствии с которой учитываются затраты на ликвидацию порывов водоводов из-за коррозии, рекультивацию земли и ингибирование. Это связано с тем, что косвенные потери от коррозии в стоимостном выражении, как правило, значительно ниже.

Прямые затраты:

$$СЗК = СЗК_1 \cdot n,$$

где  $СЗК_1$  – затраты на ликвидацию одного порыва, рекультивацию земли, руб.;  $n$  – количество порывов 100 км трубопровода, шт.

$$СЗК = 3500 \cdot 50 = 175000 \text{ руб.}$$

Затраты на ингибитор коррозии:

$$ЗИ = ЦИ \cdot КИ \cdot УИ \cdot \rho,$$

где  $ЦИ$  – цена 1 т ингибитора, руб.;  $КИ$  – дозировка ингибитора, кг/м<sup>3</sup>;  $УИ$  – годовой объем перекачки воды, м<sup>3</sup>;  $\rho$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>.

$$ЗИ = 6,0 \cdot 0,03 \cdot 125000 \cdot 1,1 = 24750 \text{ руб.}$$

Затраты на амортизацию дозирочных установок:

$$ЗА = АД \cdot КД \cdot L,$$

где  $АД$  – средняя балансовая стоимость одной установки, руб.;  $КД$  – количество дозирочных установок на 100 км трубопровода, шт.;  $L$  – срок службы одной НДУ, лет.

$$ЗА = 15000 \cdot 3 \cdot 5 = 225000 \text{ руб.}$$

Заработная плата персонала дозирочных установок:

$$\Phi = \PhiДУ \cdot КД,$$

где  $\PhiДУ$  – фонд заработной платы по обслуживанию одной дозирочной установки, руб.

$$\Phi = 1200 \cdot 3 = 3600 \text{ руб.}$$



Годовые затраты и издержки, связанные с применением ингибитора:

$$И = ЗИ + АД + ФДУ,$$

где ЗИ – затраты на ингибитор, руб.

$$И = 24750 + 15000 + 1200 = 40950 \text{ руб.}$$

Годовой ущерб от коррозии:

$$У_2 = (СЗК + ПК) \cdot n_1/n + И,$$

где  $n_1$  – количество порывов на 100 км водовода при применении ингибитора, шт.;  $n$  – количество порывов на 100 км водовода, шт.; И – годовые затраты и издержки, связанные с применением ингибитора, руб.; ПК – косвенные затраты от коррозии, руб.

$$У_2 = (175000 + 0) \cdot 12/50 + 40950 = 82950 \text{ руб.}$$

Годовой экономический эффект:

$$Э = У_1 - У_2,$$

где  $У_1$  – годовой ущерб от коррозии в отсутствии ингибитора, руб.;  $У_2$  – годовой ущерб от коррозии в присутствии ингибитора, руб.

$$Э = 175000 - 82950 = 92050 \text{ руб.}$$

### **3.3. Принятие решения о применении ингибиторной защиты**

Перед принятием решения о внедрении ингибирования необходимо рассмотреть альтернативные методы антикоррозионной защиты. Применительно к промышленным трубопроводам альтернативой ингибированию являются внутренние защитные покрытия и применение труб в коррозионно-стойком исполнении. В ряде случаев данные методы позволяют значительно снизить риски аварий, но в отличие от ингибиторной защиты они требуют значительных капитальных затрат.

Поэтому выбор методов антикоррозионной защиты должен быть обоснован с экономической точки зрения. Методология выбора метода антикоррозионной защиты, основанная на экономических показателях, описана в методическом документе ОАО «Газпром нефть» от 31.12.2009 № 179р «М-01.04.04-01. Методические указания по формированию и исполнению программ надежности промысловых трубопроводов».

### **3.4. Пример расчета экономической эффективности защиты оборудования и выкидных линий нефтяных скважин ингибитором коррозии И-1-А**

Оборудование и выкидные линии нефтяных скважин подвергаются воздействию высокоагрессивных коррозионных сред, содержащих сероводород и углекислый газ. В попутных газах содержится до 0,7 % сероводорода и 0,8 % углекислого газа. Пластовая вода представляет собой высокоминерализованный рассол с удельным весом 1,17. Внедрение ингибитора И-1-А (новый вариант) позволит в несколько раз снизить скорость коррозии выкидных линий и оборудования, повысить его долговечность, а также сократить число подземных ремонтов скважин и капитальных ремонтов оборудования, благодаря чему противокоррозионная защита является экономически выгодным мероприятием.

Затраты по базе сравнения (базовому варианту) рассчитаны по фактическим технико-экономическим показателям работы нефтепромыслового оборудования в агрессивной коррозионной среде без применения каких-либо средств защиты от коррозии. Расчет затрат по новому варианту (использование ингибитора коррозии И-1-А) основан на проектных данных, полученных в результате лабораторных и опытно-промышленных испытаний ингибиторов. Ингибитор внедряется на скважинах с обводненностью 80 % и более. Закачка ингибитора И-1-А производится два раза в год продавочным агрегатом ЦА-320. Скважины эксплуатируются с помощью погружных центробежных электронасосов.

В табл. 3.1 приведены исходные данные для расчетов.

Таблица 3.1

## Исходные данные для расчетов по базе сравнения

Показатели	Варианты	
	Базовый	Новый
1	2	3
Годовой объем внедрения скважин, на которых будет применена защита ингибитором коррозии	34	34
Обводненность нефти, добываемой из скважин, %	80–99	80–99
Стоимость колонны НКТ длиной 1000 м, руб.	30800	30800
Срок службы НКТ, лет	2,7	6,0
Стоимость подземного ремонта скважины из-за отказа НКТ, руб.	8000	8000
Стоимость транспортировки колонны НКТ к скважине, руб.	660	660
Масса колонны НКТ, т	14	14
Число подземных ремонтов по скважине из-за отказа НКТ за весь срок их службы	1	1
Годовое число подземных и капитальных ремонтов из-за отказа погружного электродвигателя	2,9	1,5
Стоимость погружного электродвигателя, руб.	18610	18610
Стоимость проведения подземного ремонта по замене погружного электродвигателя, руб.	6020	6020
Продолжительность подземного ремонта скважины по замене НКТ, ч	22	22
Продолжительность подземного ремонта скважины по замене погружного центробежного насоса, ч	48	48
Стоимость проведения капитального ремонта погружного электродвигателя, руб.	10890	10890
Срок службы погружного электродвигателя, лет	3,6	6,0
Стоимость погружного центробежного электронасоса, руб.	25930	25930
Стоимость проведения капитального ремонта погружного центробежного электронасоса, руб.	7630	7630
Срок службы погружного центробежного электронасоса, лет	3,3	6,0
Годовое число подземных ремонтов на скважину из-за отказа погружного насоса	3,1	1,5
Стоимость электрокабеля, руб.	35000	35000
Срок службы электрокабеля, лет	3,4	6,0
Стоимость сооружения выкидной линии, руб.	15780	15780
Масса труб выкидной линии длиной 500 м, т	10	10
Годовое число порывов выкидной линии скважины	3	1

1	2	3
Стоимость ликвидации порыва выкидной линии, руб.	440	440
Срок службы выходной линии, лет	3	6
Среднегодовое число обработок скважины ингибитором И-1-А		2
Расход ингибитора на одну обработку скважины, т		1,2
Стоимость работы 1 машино-часа спецтранспорта, руб.		150
Численность работников, обслуживающих установку для закачки ингибитора, чел.		1
Продолжительность закачки ингибитора в скважину, ч		8
Цена 1 т ингибитора, руб.		3000
Зарплата операторов на скважино-операцию, руб.		120
Стоимость емкости, руб.		8280
Стоимость ЦА-320, руб.		92000
Стоимость продавочного агрегата, руб.		118500
Коэффициент использования спецтранспорта		0,7
Численность рабочих, занятых одновременно при подземном ремонте, чел.		4

### 3.5. Расчет показателей экономической эффективности ингибиторов коррозии

Годовые эксплуатационные издержки на одну скважину по видам оборудования определяем в соответствии с приведенными формулами, руб.:

– насосно-компрессорные трубы:

$$U'_T = \frac{\Sigma P_T}{t_T};$$

– глубинные насосы:

$$U'_{нг} = \frac{U_{нг} + P_{нг}}{t_{нг}};$$

– насосные штанги:

$$U'_{шт} = \frac{P_{шт}}{t_{шт}};$$

– выкидная линия:

$$U'_{\text{вл}} = P_{\text{вл}} \cdot n_{\text{вл}};$$

– электропогружные установки:

$$U'_{\text{э}} = P_{\text{эп}} + P_{\text{эк}},$$

где  $P_{\text{T}}$  – стоимость проведения подземных ремонтов по скважине из-за отказа НКТ за срок их службы, руб.;  $U'_{\text{нг}}$  – стоимость глубинного насоса, руб.;  $P_{\text{нг}}$  – стоимость проведения подземных ремонтов из-за отказа глубинных насосов, руб.;  $n_{\text{вл}}$  – годовое число порывов выкидной линии скважины;  $P_{\text{шт}}$  – стоимость подземных ремонтов в скважине из-за отказа штанг за срок их службы, руб.;  $P_{\text{вл}}$  – стоимость ремонта по ликвидации порыва выкидной линии;  $P_{\text{эп}}$  – годовая стоимость подземных ремонтов по скважине из-за отказа погружной установки или отдельных ее узлов (насоса электродвигателя, электрокабеля), руб.;  $P_{\text{эк}}$  – годовая стоимость капитальных ремонтов погружных установок по скважине, руб.;  $t_{\text{T}}$  – срок службы НКТ, лет;  $t_{\text{нг}}$  – срок службы глубинного насоса, лет;  $t_{\text{шт}}$  – срок службы насосных штанг, лет.

В табл. 3.2 приведены годовые эксплуатационные издержки на одну скважину по видам оборудования.

Таблица 3.2

**Годовые эксплуатационные издержки на одну скважину по видам оборудования**

Оборудование, руб.	Базовый вариант	Новый вариант
Насосно-компрессорные трубы	$8000 : 2,7 = 2962$	$8000 : 6 = 1333$
Погружной электродвигатель	$(6020 + 10890) \cdot 2,9 = 49039$	$(6020 + 10890) \cdot 1,5 = 25365$
Погружной центробежный электронасос	$7630 \cdot 3,1 = 23653$	$7630 \cdot 1,5 = 11445$
Выкидная линия	$440 \cdot 3 = 1320$	$440 \cdot 1 = 440$

Используя исходные данные и значения текущих издержек, рассчитываем по формуле экономию затрат по видам оборудования (руб.):

$$\mathcal{E} = \left[ \sum_{i=1}^n 3_i \cdot \frac{P_{i1} + E_H}{P_{i2} + E_H} + \frac{U'_{i1} - U'_{i2}}{P_{i2} + E_H} - (3_i - 3_u) \right] \cdot A_2,$$

где  $P_{i1}$  и  $P_{i2}$  – реновация оборудования  $i$ -го вида, входящего в систему «нефтяная скважина – выкидная линия», соответственно до и после применения ингибитора;  $U'_{i1}$  и  $U'_{i2}$  – годовые текущие издержки на скважину по содержанию и эксплуатации оборудования  $i$ -го вида, работающего в агрессивной коррозионной среде, соответственно до и после применения ингибитора, руб.;  $Z_i$  – стоимость оборудования  $i$ -го вида, защищаемого ингибитором, руб.;  $Z_u$  – суммарные затраты на ингибиторную защиту, руб.;  $A_2$  – годовой объем внедрения скважин, в которых применяются ингибиторы коррозии.

В табл. 3.3 представлены расчеты экономии затрат по видам оборудования.

Таблица 3.3

**Экономия затрат по видам оборудования**

Оборудование	Экономия затрат на одну скважину по видам оборудования, обусловленная применением ингибиторов коррозии, руб.
Насосно-компрессорные трубы	$(30800 + 660) \cdot \frac{1:2,7+0,15}{1:6+0,15} + \frac{2962-1333}{1:6+0,15} - (30800 + 66) = 25276$
Погружной электродвигатель	$18610 \cdot \frac{1:3,6+0,15}{1:6+0,15} + \frac{49039-25365}{1:6+0,15} - 18610 = 81197$
Погружной центробежный электронасос	$25930 \cdot \frac{1:3,3+0,15}{1:6+0,15} + \frac{23653-11445}{1:6+0,15} - 25930 = 49635$
Электрокабель	$35000 \cdot \frac{1:3,4+0,15}{1:6+0,15} - 35000 = 14035$
Выкидная линия	$15780 \cdot \frac{1:3+0,15}{1:6+0,15} + \frac{1320-440}{1:6+0,15} - 15780 = 11056$

Годовые текущие издержки на ингибиторную защиту определяем по формуле

$$U'_u = m \cdot (Q_u \cdot C_u + C_a \cdot t_{on} + Z_p) + A_p,$$

где  $m$  – годовое число скважино-операций по закачке ингибитора в скважину;  $Q_u$  – расход ингибитора на одну закачку, т;  $C_u$  – цена 1 т ингибитора, руб.;  $C_a$  – стоимость одного машино-часа работы спецагрегатов по закачке и продавке ингибитора в скважину, руб.;  $t_{on}$  – продолжительность одной скважино-операции по закачке ингибитора, ч;  $Z_p$  – зарплата оператора, обслуживающего установку по закачке ингибитора, на скважино-операцию, руб.;  $A_p$  – годовая сумма амортизации

резервуаров и емкостей, используемых для хранения и приготовления раствора ингибитора, руб.

$$U'_u = [2(1,2 \cdot 3000 + 150 \cdot 8 + 120) + 20] = 9860 \text{ руб.}$$

Капитальные вложения в ингибиторную защиту по одной скважине рассчитываем по формуле

$$K'_u = \frac{t_{on} \cdot m}{T_k \cdot R_u} C_a + \frac{C_p}{A_z},$$

где  $C_a$  – стоимость агрегата для закачки и нагнетания ингибитора в скважину, руб.;  $t_{on}$  – продолжительность одной скважино-операции по закачке и нагнетанию ингибитора, ч;  $m$  – годовое число операций по закачке ингибитора в скважину;  $T_k$  – календарное время пребывания агрегата в хозяйстве в течение года, ч;  $R_u$  – коэффициент использования агрегата в течение года;  $C_p$  – цена резервуаров и емкостей для хранения и приготовления раствора ингибитора, руб.;  $A_z$  – годовой объем внедрения скважин, на которых применена ингибиторная защита.

$$K'_u = \left( \frac{8 \cdot 2}{8 \cdot 365 \cdot 0,7} \cdot \frac{251500}{34} + \frac{8280}{34} \right) = 301 \text{ руб.}$$

Суммарные затраты на ингибиторную защиту нефтяной скважины за срок службы определяем по формуле

$$Z_u = \sum_1^t \frac{(U'_{u1} - U'_{u2}) - E_H (K'_{U2} - K'_{U1})}{(1 + E)^t},$$

где  $U'_{u1}$  и  $U'_{u2}$  – годовые текущие издержки на ингибиторную защиту соответственно по базовому и новому вариантам, руб.;  $K'_{U1}$  и  $K'_{U2}$  – капитальные вложения в ингибиторную защиту соответственно по базовому и новому вариантам, руб.;  $t$  – срок службы средства труда после внедрения новых ингибиторов, лет;  $E$  – норматив приведения (0,1);  $E_H$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (0,15).

$$Z_u = \left[ \sum_1^6 \frac{(9860 - 0) + 0,15 \cdot 300}{(1 + 0,1)^6} \right] = 33576 \text{ руб.}$$

Годовой народнохозяйственный эффект от защиты нефтяных скважин ингибитором коррозии определяем по формуле

$$\Theta = \left[ \sum_{i=1}^n Z_i \cdot \frac{P_{i1} + E_H}{P_{i2} + E_H} + \frac{U'_{i1} - U'_{i2}}{P_{i2} + E_H} - (Z_i - Z_u) \right] \cdot A_r,$$

где  $P_{i1}$  и  $P_{i2}$  – реновация оборудования  $i$ -го вида, входящего в систему «нефтяная скважина – выкидная линия», соответственно до и после применения ингибитора;  $U'_{i1}$  и  $U'_{i2}$  – годовые текущие издержки на скважину по содержанию и эксплуатации оборудования  $i$ -го вида, работающего в агрессивной коррозионной среде, соответственно до и после применения ингибитора, руб.;  $Z_i$  – стоимость оборудования  $i$ -го вида, защищаемого ингибитором, руб.;  $Z_u$  – суммарные затраты на ингибиторную защиту, руб.;  $A_r$  – годовой объем внедрения скважин, на которых применяются ингибиторы коррозии.

$$\Theta = [(25450 + 81470 + 49860 + 14180 + 11060 - 43700)] \cdot 34 = 4702880 \text{ руб.}$$



## 4. КОРРОЗИОННЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

Наука о предотвращении коррозии и контроле коррозионных процессов чрезвычайно сложна и усугубляется различными видами коррозии и ее зависимостью от многочисленных факторов, среди которых:

- удельное сопротивление почвы;
- влажность и воздействие солесодержащей воды на различные типы материалов;
- тип продукта, подлежащего обработке, обращению или транспортировке;
- требуемый срок службы конструкции или компонента;
- близость к явлениям, вызывающим коррозию (например, блуждающий ток от рельсового транспорта).

Трубопроводы представляют собой сложную среду с постоянно меняющимися внутренними и внешними условиями, которые приводят к многогранным процессам коррозии со многими переменными. Ни большое количество лабораторных и промышленных испытаний, ни тестирование образцов и установок не могут полностью имитировать реальную среду трубопровода. В этих реальных условиях множество факторов, таких как процессы коррозии на металлах конструкций большой протяженности, интерференционные эффекты, экранирование, гальванические различия и непредсказуемые изменения окружающей среды, может одновременно влиять на скорость коррозии и ее местоположение. Эти комбинированные эффекты, как правило, неизвестны или еще детально не изучены из-за большого количества возможных комбинаций факторов.

Управление коррозией является ключевой задачей для всех нефтегазовых активов. В основном это связано с характером добываемых и закачиваемых жидкостей на протяжении всего жизненного цикла активов, независимо от возраста и типов активов, а также уровня коррозионных агентов, присутствующих в потоке, будь то  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , вода или хлорид-ионы. Продление срока службы стареющих активов, которые часто подвергаются коррозии, является серьезной проблемой, с которой в настоящее время сталкиваются все нефтегазодобывающие и перерабатывающие компании. В то же время при разработке новых месторождений углеводородов компании, добывающие углеводороды с нуля, часто имеют дело с высокоагрессивными коррозионными

загрязнителями, поскольку в основном эксплуатируются низколежащие, легкие скважины.

Достижения в методах контроля и технологиях смягчения коррозии изменили восприятие коррозии в промышленных условиях с неизбежного на то, чем можно и должно управлять. Однако, даже самые эффективные средства для предотвращения коррозии и контроля не могут полностью устранить серьезную угрозу, которую коррозия представляет для труб, резервуаров и других металлических конструкций по всему миру. Когда дело доходит до критически важной инфраструктуры, передовые технологии смягчения коррозии по-прежнему требуют активной системы управления коррозией для увеличения жизненного цикла актива, безопасности для человека и окружающей среды, снижения рисков и обеспечения надежности критически важных процессов.

Программа управления коррозией, иногда называемая системой управления коррозией (CMS – Corrosion Management System), представляет собой документированный набор процессов и процедур, необходимых для планирования, выполнения и постоянного улучшения способности организации управлять риском коррозии существующих и будущих активов и систем активов. Обычно она включает:

- 1) оптимизацию действий и минимизацию затрат на борьбу с коррозией в течение жизненного цикла изделия или конструкции;
- 2) достижение целей в области безопасности и охраны окружающей среды.

Технология контроля и мониторинга коррозии – это:

- хорошо зарекомендовавшая себя сфера деятельности с проверенной технологической базой и передовыми отраслевыми практиками;
- комплексные усилия по созданию техники и метода решения проблем коррозии, основанных на управлении коррозией и анализе управления рисками с внедрением оптимальной и эффективной технологии.

Оценка промышленных рисков – это тщательное изучение потенциальных опасностей, которые могут повлиять на функционирование бизнеса, в том числе:

- риски, связанные с безопасностью и целостностью физических активов;
- риски для окружающей среды;
- финансовые риски, связанные с различными решениями;
- риски, связанные с коррозией.

Отказы оборудования, связанные с коррозией, являются основным источником риска и жизненно важной проблемой для безопасности нефтегазовой промышленности. Ключевыми элементами управления коррозией являются политика, организация, планирование и внедрение, измерение эффективности, анализ эффективности и аудит.

Практические средства достижения поставленных целей (минимальная утечка и время простоя) требуют разработки:

- 1) руководящих принципов, кодексов и стандартов для спецификации работ (тактика);
- 2) систем управления (стратегические средства).

Увязка стратегии и тактики как часть оценки коррозионного риска важна, поскольку ответственность за повседневное управление коррозией может быть распределена между группами или отдельными лицами, следовательно, должны быть предусмотрены процедуры, гарантирующие, что общий контроль и ответственность поддаются измерению и эффективны. Слабые места в системах управления, как правило, выявляются не на начальных этапах процесса, таких как стратегии, политика, планирование, сбор данных, обзор, а на более поздних его этапах (рекомендации или действия).

Управление коррозией – это относительно новая концепция и процесс менеджмента, которая берет начало в морской нефтегазовой промышленности Великобритании, где в свое время пришли к выводу, что дисциплина коррозионной инженерии сама по себе не может эффективно контролировать и смягчать коррозию, и что крайне необходим иной инструмент или процесс для дополнения существующих антикоррозионных инженерных мер. Так зародилось управление коррозией (коррозионный менеджмент).

С начала XXI в. активизация усилий по развитию комплексного подхода к управлению целостностью активов привела к появлению двух международно признанных моделей управления коррозией активов:

- 1) Британская модель управления коррозией HSE (The Health and Safety Executive).
- 2) Модель управления коррозией Моршеда – MCMM (Multi-corner multi-mode).

Концепция управления коррозией может быть определена как процесс рассмотрения требуемых мер по обеспечению целостности, регулярный мониторинг их выполнения и оценка их эффективности после ввода в эксплуатацию. И хотя нефтегазовая отрасль считается

родоначальником этой концепции, тем не менее она в равной степени применима и в любой другой отрасли народного хозяйства, где коррозия представляет собой серьезную угрозу целостности оборудования.

#### **4.1. Система управления коррозией**

Система управления коррозией помогает улучшить способность организации управлять и снижать угрозы коррозии текущих и будущих активов. Она представляет собой документированный набор процедур для планирования, внедрения и мониторинга целостности активов с акцентом на упреждающее предотвращение ремонта с повышенной реактивностью на коррозию.

Эффективная система CMS должна включать:

- план желаемого срока службы актива;
- процедуры и лучшие практики по предотвращению коррозии;
- инспекция и мониторинг существующих активов;
- корпоративные стратегии и цели;
- активное управление системой CMS с ключевыми показателями производительности.

#### **4.2. Проектирование, планирование и внедрение системы управления коррозией**

Успешное внедрение CMS требует полного участия всех уровней предприятия или организации – от команд, проводящих инспекции, до руководителей, осуществляющих корпоративную политику. Полное устранение коррозии невозможно, однако первостепенное значение должно иметь предотвращение катастрофических утечек и неожиданных отключений из-за коррозии.

В табл. 4.1 представлены рекомендации по внедрению системы CMS.

### Рекомендации по внедрению системы CMS

Строительные блоки успешной CMS	Советы по внедрению
1	2
Реалистичные планы срока службы активов	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Планируйте свою стратегию с учетом ожидаемого срока службы вашего оборудования или актива на вашем предприятии.</li> <li>2) Наметьте краткосрочные и долгосрочные этапы для оценки эффективности систем предотвращения коррозии.</li> <li>3) Определите реалистичный срок службы и частоту проверок при внедрении новых систем управления коррозией.</li> <li>4) Проанализируйте имеющиеся системы управления коррозией и определите текущее состояние ваших активов, чтобы спланировать необходимое техническое обслуживание и определить, обеспечат ли ремонт или замена определенных активов наилучшую отдачу от предстоящих инвестиций</li> </ol>
Внедрение передовых методов предотвращения коррозии	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Обеспечьте понимание различных решений для нанесения покрытий, доступных для ваших конкретных требований к обслуживанию.</li> <li>2) Составьте надежный план технического обслуживания/мониторинга ваших покрытий и (или) катодной защиты для того, чтобы определить, насколько хорошо защищены ваши активы, и оценить эффективность различных технологий, используемых в вашей системе.</li> <li>3) Определите области, подверженные коррозии, и увеличьте частоту проверок (желательно с участием специалиста по коррозии, имеющего определенный опыт работы в вашей отрасли)</li> </ol>
Инспекция и мониторинг	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Создавайте контрольные точки и обеспечивайте связь между подразделениями организации, чтобы распространять передовой опыт и не повторять прежних ошибок.</li> <li>2) Изучайте риски потенциального коррозионного разрушения, а также ожидаемую скорость и вероятность коррозии для того, чтобы определить частоту проверок каждого актива. Протокол упреждающего контроля имеет решающее значение для большинства отраслей промышленности, так что сбои в технологиях смягчения коррозии могут быть устранены до того, как начнется значительная коррозия</li> </ol>

1	2
Важнейшие корпоративные стратегии и политики	1) Уделяйте (по возможности) особое внимание превентивным мерам повышенной реактивности при ремонте. 2) Сделайте приоритетным направлением долгосрочное снижение риска посредством активного предотвращения мониторинга коррозии по сравнению с краткосрочными бюджетными целями
Ключевые показатели эффективности	1) Измеримые показатели имеют решающее значение для управления любой программой. Ключевые показатели эффективности должны быть продуманными, устанавливаться таким образом, чтобы они иллюстрировали долгосрочную финансовую ценность CMS. 2) Ключевые показатели эффективности могут стать отличным способом постоянного совершенствования вашей системы CMS. Отслеживая, когда и как происходят сбои, можно получить лучшее представление о коррозии в вашем процессе

Преимущества применения CMS:

1. Улучшенная целостность активов, повышенный срок службы активов и оборудования.
2. Повышение безопасности персонала (на объекте) и защита окружающей среды.
3. Улучшенная командная работа, коммуникация и отчетность.
4. Повышенная способность к предотвращению коррозионных повреждений во всей организации.
5. Оптимизированные затраты на коррозию.
6. Увеличение времени производства и эксплуатации и сокращение числа незапланированных остановок.

### 4.3. Мониторинг коррозии

Мониторинг коррозии в управлении коррозией является важнейшей составляющей корпоративной стратегии и политики. Коррозия, как результат взаимодействия материала и среды, приводит к изменению параметров технического состояния (повреждению, деградации)

материала оборудования и определяется достаточно широким рядом факторов и условий, влияющих на характер (природу) и кинетику этого взаимодействия.

В зависимости от того, что именно контролируется, следует различать виды контроля коррозии при мониторинге:

1) *Контроль параметров коррозионной ситуации* – прямой контроль первичных внешних факторов коррозии (состав и показатели коррозионной активности технологических сред, температура, давление, скорость потоков и др.). Контролируются параметры, которые можно замерить мгновенно или в течение короткого интервала времени, что позволяет в режиме on-line в максимально сжатые сроки или с любой необходимой периодичностью выявлять неблагоприятные изменения в условиях возникновения и протекания коррозии и реагировать на них. Малое время отклика на управляющие воздействия позволяет оперативно их отрегулировать (оптимизировать) и вернуть коррозионную ситуацию в штатные рамки.

2) *Контроль показателей коррозионного состояния оборудования* – прямой контроль степени и скорости коррозионного повреждения оборудования (состояния, толщины стенки) в репрезентативных точках, позволяющий получать объективные сведения о коррозионном состоянии оборудования и его изменении во времени. Основное достоинство этого вида мониторинга – чувствительность к любой, в том числе непрогнозируемой, коррозии, условия возникновения и факторы развития которой заранее невозможно определить и проконтролировать.

3) *Косвенный контроль коррозионной активности сред и скорости коррозии* посредством различных средств, позволяющих сократить задержку по времени реагирования, например: образцов-свидетелей, датчиков, показания которых косвенно отображают скорость коррозионного процесса. Общий признак методов косвенного контроля – измеряются параметр или величина, связанная с интенсивностью коррозионного процесса, но не сама непосредственно скорость коррозии материала оборудования.

4) *Контроль вторичных факторов коррозии* – наличия и количества осадков, отложений солей, содержания взвешенных частиц и других обстоятельств и факторов, возникающих в результате эксплуатации оборудования и влияющих на развитие коррозии. Этот вид контроля дополняет первые три его вида.

Системы коррозионного мониторинга можно комбинировать, сочетая разные виды контроля.

По характеру реагирования на получаемые данные можно различать:

а) активный коррозионный мониторинг, обеспечивающий автоматическое реагирование (например, подача реагентов и ингибиторов для защиты от коррозии);

б) пассивный (информационный, исследовательский) коррозионный мониторинг, выдающий значения показаний датчиков и сигнализирующий о выходе контролируемых параметров за допустимые пределы; реагирование на отклонения в этом случае осуществляется персоналом в «ручном режиме» в соответствии с технологическими инструкциями.

#### **4.4. Мониторинг ингибирования коррозии**

*Мониторинг ингибирования* – это отслеживание и контроль ряда параметров, необходимых для эффективного снижения скорости коррозии трубопроводов, емкостей, оборудования при ее ингибировании.

Специалистами ОАО «Газпромнефть» были разработаны «Методические указания по организации и исполнению ингибирования коррозии промысловых трубопроводов» (М-01.04.04-02), где пошагово описана организация защиты от коррозии ингибиторами и программа ее исполнения. Ингибиторная защита часто бывает недооцененной, а ее отсутствие не воспринимается как непосредственный риск для целостности трубопроводов и другого оборудования. Ингибиторная защита обладает следующими достоинствами:

- управляемость процесса снижения скорости коррозии и возможность гибкого реагирования на изменение коррозионной ситуации;
- возможность замедления коррозионного разрушения трубопроводов в процессе эксплуатации;
- сравнительно невысокие капитальные затраты;
- возможность одновременной защиты практически всех типов промышленного оборудования: трубопроводов, оборудования объектов подготовки нефти и воды.

Цели ингибирования зависят от текущего состояния защищаемых трубопроводных систем:

- для новых трубопроводов – обеспечение их безаварийной эксплуатации в течение всего срока службы;



- для бывших в эксплуатации безаварийных трубопроводов – продление срока службы до даты вывода из эксплуатации;
- для аварийных трубопроводов – снижение аварийности или стабилизация ее на приемлемом уровне.

## **4.5. Эффективность ингибиторной защиты**

### **4.5.1. Система мониторинга ингибирования коррозии трубопроводов**

Промысловые трубопроводы характеризуются нестабильностью технологических характеристик. В процессе их эксплуатации может происходить изменение состава транспортируемой продукции, режимов течения и т. д. Следствием этого является постоянное изменение коррозионных факторов и скорости коррозии. Кроме технологических, существуют и другие факторы, влияющие на эффективность ингибирования – организационный, человеческий и т. п. Многие из этих факторов имеют непредсказуемый характер, спрогнозировать их воздействие на эффективность ингибирования достаточно сложно. Поэтому возникает необходимость в системе мониторинга, которая позволяет отслеживать влияние различных неблагоприятных факторов и своевременно корректировать технологию ингибирования при помощи:

- а) контроля закачки ингибитора;
- б) контроля качества ингибиторов коррозии;
- в) мониторинга скорости коррозии.

### **4.5.2. Группы параметров для оценки эффективности ингибирования**

Эффективность ингибирования оценивается по результатам и качеству исполнения основных операций по защите. В качестве целевого параметра используется эффективность снижения скорости коррозии.

Наибольшую практическую ценность для оперативной оценки эффективности ингибирования имеет совокупность данных по скорости коррозии и остаточному содержанию ингибитора. Это позволяет удостовериться в том, что ингибитор находится в системе в нужной концентрации, его присутствие постоянно и обеспечивает требуемое снижение скорости коррозии.

Рассмотрим принципы организации ингибиторной защиты.

Разработка схемы ингибирования включает следующие стадии:

- 1) проектирование;
- 2) эксплуатация;
- 3) управление.

В процессе проектирования разрабатывается технология ингибирования, определяются основные мероприятия и операции, которые необходимо выполнять для достижения эффективного снижения скорости коррозии. Определяются основные параметры, которые контролируются в процессе ингибирования, задается периодичность их контроля. Результатом данной стадии является регламент ингибиторной защиты.

В процессе эксплуатации происходит исполнение запланированных мероприятий и систематизация полученных результатов.

В процессе управления определяется эффективность достижения целевых параметров, объем и полнота исполнения основных мероприятий и операций, по результатам этого вносятся коррективы в схему ингибиторной защиты и организацию работ при ингибировании.

Проектирование включает в себя следующие этапы:

- анализ технологических характеристик трубопроводных систем;
- определение механизмов коррозии и критических участков трубопроводных систем;
- оценка технической возможности ингибирования;
- определение количества и размещения точек ввода ингибитора;
- определение технологических приемов ингибирования;
- определение периодичности проведения мероприятий и операций по ингибированию;
- определение количества, исполнения и размещения точек контроля коррозии;
- разработка системы документооборота и информационного обеспечения.

Результатом проектирования является разработка схемы ингибиторной защиты – документа, в котором отражены результаты всех ранее перечисленных этапов.

На рис. 4.1 приведена схема ингибирования коррозии.

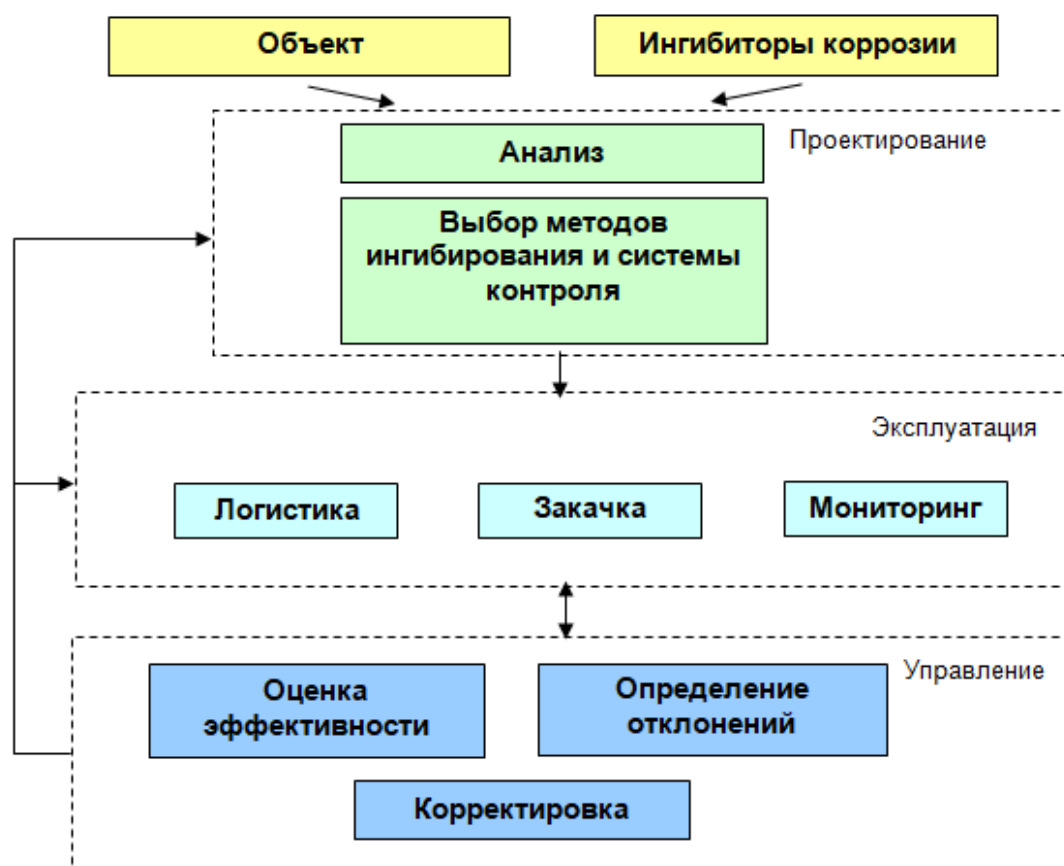


Рис. 4.1. Общая схема процесса ингибирования коррозии

Перейдем к анализу характеристик трубопроводных систем. На данном этапе ставятся задачи определения:

- механизма коррозии;
- критических участков трубопроводов;
- требуемого индекса подачи ингибитора.

*Механизм коррозии* – это совокупность факторов, имеющих химическую природу (углекислотная, сероводородная, смешанная и т. д.) и связанных с технологическими особенностями.

*Критические участки трубопроводов* – это участки с повышенной скоростью коррозии.

Необходимо учесть индекс подачи ингибитора. Этот индекс является одной из характеристик, предопределяющих эффективность ингибирования. С ростом его значения увеличиваются и затраты на ингибирование, что необходимо учитывать при проектировании ингибиторной защиты.

Целевые значения индекса подачи ингибитора для трубопроводов принимаются в пределах от 0,80 до 0,95 и зависят от рисков при эксплуатации.

Индекс подачи ингибитора ИП при постоянном дозировании находится по формуле

$$\text{ИП} = \frac{T - \sum \Delta T}{T},$$

где  $T$  – отчетный период;  $\Delta T$  – время, в течение которого дозировка была меньше заданной;  $\sum \Delta T$  – суммарное время, при котором дозировка была ниже заданной.

Индекс подачи ингибитора при периодическом дозировании (для одного периода между обработками) определяется по формуле

$$\text{ИП} = \frac{T_{\text{план}}}{T_{\text{факт}}},$$

где  $T_{\text{план}}$  – запланированный период между обработками;  $T_{\text{факт}}$  – фактический период между обработками.

## **4.6. Определение основных параметров ингибирования**

### **4.6.1. Постоянное дозирование**

Основным параметром, который задается при технологии постоянного дозирования, является дозировка ингибитора. Требуемая рабочая дозировка предварительно определяется по результатам опытно-промышленных испытаний (ОПИ). Окончательно для конкретного объекта дозировка определяется в начальном периоде применения ингибитора. В дальнейшем по результатам мониторинга эффективности ингибирования происходит постоянная коррекция рабочей дозировки.

## 4.6.2. Периодическое дозирование

Основные параметры технологии периодического дозирования – периодичность подачи ингибитора в систему и его единовременно закачиваемое количество.

При расчете требуемого количества ингибитора принимается допущение, что ингибитор должен образовать на всей поверхности металла защищаемого трубопровода защитную «пленку» определенной толщины. Тогда количество ингибитора определяется как произведение толщины «пленки» на общую площадь защищаемого металла (обычно это 0,06–0,4 мм).

Объем единовременно закачиваемого ингибитора должен уточняться по результатам ОПИ или в процессе оптимизации технологии ингибирования.

Рекомендуемая расчетная формула, л:

$$V_{инг} = 3,67 \cdot 10^{-3} \cdot D \cdot L \cdot \delta,$$

где  $D$  – внутренний диаметр трубопровода, мм;  $L$  – протяженность защищаемого участка, м;  $\delta$  – толщина «пленки» ингибитора, мм.

При периодическом дозировании обычно используются растворы ингибитора в нефти, дизельном топливе или другом недорогом растворителе. Объемы раствора должны быть такими, чтобы при проведении операции обеспечить контакт «пробки» ингибитора с поверхностью металла длительностью не менее 15–30 с. Рекомендуемая концентрация ингибитора составляет 10–15 % об. Минимально необходимый объем раствора ингибитора (л) для единовременной закачки рассчитывается по формуле

$$V_{раств} = 0,78 \cdot 10^{-3} \cdot D^2 \cdot v \cdot t,$$

где  $v$  – скорость потока, м/с;  $t$  – время контакта «пробки» ингибитора с поверхностью металла, с.

При периодическом дозировании ингибитора в затрубное пространство добывающих скважин необходимо произвести ориентировочный расчет требуемого количества ингибитора (кг) в товарной форме для одной скважинной обработки. Он выполняется по формуле

$$M_{инг} = 1,5 \cdot D \cdot T \cdot Q \cdot 10^{-3},$$

где  $D$  – минимальная концентрация ингибитора, необходимая для эффективного снижения скорости коррозии, г/м<sup>3</sup>;  $T$  – периодичность обработок, сут;  $Q$  – расход жидкости по защищаемому трубопроводу, м<sup>3</sup>/сут.

Для дозирования ингибиторов коррозии обычно применяются плунжерные дозирочные насосы. Максимальная скорость подачи ингибиторов такими насосами – от 2,5 до 100 л/ч.

Требуемая производительность дозирочного насоса (л/ч) определяется как

$$q = (Q \cdot D)/24000 \cdot \rho,$$

где  $Q$  – расход жидкости, м<sup>3</sup>/сут;  $D$  – дозировка, г/м<sup>3</sup>;  $\rho$  – плотность ингибитора, г/см<sup>3</sup>.

Расчет дозировок ингибитора коррозии производится по формуле

$$Q = (Q_{скв} \cdot D)/1000,$$

где  $Q$  – количество реагента для закачки в сутки, кг;  $Q_{скв}$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут;  $D$  – дозировка ингибитора коррозии, г/м<sup>3</sup>.

Необходимый объем раствора реагента  $V_{раств}$  рассчитывается по формуле

$$V_{раств} = \frac{Q/\rho \cdot 100}{b},$$

где  $V_{раств}$  – необходимый объем раствора реагента, л;  $Q$  – количество реагента для закачки в сутки, кг;  $b$  – разведение ингибитора в водном растворе (при закачке чистого реагента равен 100), %.

#### 4.7. Понятие качества ингибитора коррозии

*Качество ингибитора* – совокупность свойств, делающих его применение эффективным и безопасным, и способность сохранять эти свойства в течение установленного времени.

Важнейшим условием достижения требуемой эффективности ингибиторной защиты является постоянство следующих свойств и характеристик, определяющих качество ингибиторов:

- технологические свойства;
- защитные (противокоррозионные) свойства;
- санитарно-гигиенические характеристики;
- характеристики вредного воздействия на окружающую среду;
- характеристики воздействия на процессы добычи, транспортировки и подготовки нефти.

#### **4.8. Транспортирование и хранение ингибиторов коррозии**

Перевозка и хранение ингибиторов коррозии разрешается лишь в герметичных емкостях и бойлерах.

Хранить ингибиторы можно как на отапливаемых, так и на неотапливаемых складах. При хранении и транспортировке изделия должны быть защищены от прямого попадания влаги в виде дождя, снега, тумана.

Ингибиторы коррозии перевозятся всеми видами транспорта. Расчет массы реагента при его транспортировке в цистернах, кубах и бочках производится по формулам

$$m_{\text{брутто}} = m_{\text{химреагента}} + m_{\text{тары}},$$

$$m_{\text{химреагента}} = V \cdot \rho,$$

где  $V$  – объем тары, л;  $\rho$  – плотность химреагента, кг/м<sup>3</sup>.

Некоторыми химическими реагентами не рекомендуется заполнять весь объем тары. В этом случае фактическая масса химического реагента зависит от коэффициента заполнения тары и рассчитывается по формуле

$$m_{\text{химреагента}} = V \cdot \rho \cdot k,$$

где  $V$  – объем тары, л;  $\rho$  – плотность химреагента, кг/м<sup>3</sup>;  $k$  – коэффициент заполнения, %.

## Примеры решения задач

**Задача 1.** Трубопровод предназначен для работы в течение двух лет. При этом в общей сложности 24 дня подача ингибитора осуществлялась в дозировке, которая была меньше заданной. Определите индекс подачи ингибитора.

**Решение.** Важнейшей характеристикой эффективности ингибиторной защиты является индекс подачи ингибитора, который при постоянном дозировании рассчитывают по формуле

$$ИП = \frac{T - \sum \Delta T}{T},$$

где  $T$  – отчетный период;  $\Delta T$  – время, в течение которого дозировка была меньше заданной;  $\sum \Delta T$  – суммарное время, при котором дозировка была ниже заданной.

Складываем количество дней за два года (сут), подставляем в уравнение и рассчитываем индекс подачи ингибитора:

$$ИП = \frac{730 - 24}{730} = 97 \text{ \%}.$$

**Задача 2.** Рассчитайте массу нетто и брутто ингибитора коррозии в стальной бочке объемом 100 л, если известно, что коэффициент заполнения бочки равен 98 %, масса бочки 10 кг, плотность ингибитора коррозии 0,92 г/см<sup>3</sup>.

**Решение.** Некоторыми химическими реагентами не рекомендуется заполнять весь объем тары. Фактическая масса химического реагента будет зависеть от коэффициента заполнения тары и рассчитывается по формуле

$$m_{\text{хим.реаг.}} = V \cdot \rho \cdot k.$$

Подставив численные значения, получаем

$$m_{\text{хим.реаг.}} = 100 \text{ л} \cdot 0,92 \cdot 92 = 8464 \text{ кг}.$$

Масса брутто (масса бочки и ингибитора) определяется по формуле

$$m_{\text{брутто}} = m_{\text{хим.реаг.}} + m_{\text{тары}}.$$

Подставив численные значения, получаем

$$m_{\text{брутто}} = 8464 + 10 = 8474 \text{ кг}.$$



## Задачи для самостоятельного решения

1. Рассчитайте массу нетто ингибитора коррозии в стальной бочке объемом 200 л, если известно, что плотность ингибитора составляет  $950 \text{ кг/м}^3$ .

2. Рассчитайте массу нетто и брутто ингибитора коррозии в стальной бочке объемом 200 л, если известно, что коэффициент заполнения бочки равен 98 %, масса бочки 20 кг, плотность ингибитора  $0,92 \text{ г/см}^3$ .

3. Рассчитайте массу нетто и брутто ингибитора коррозии в стальной бочке объемом 100 л, если известно, что коэффициент заполнения бочки составляет 98 %, масса бочки 10 кг, плотность ингибитора  $0,92 \text{ г/см}^3$ .

4. Рекомендуемая дозировка ингибитора коррозии составляет 30 г/т, а его ударная дозировка – 150 г/т. Представьте указанные дозировки в процентном выражении.

5. Рассчитайте массу нетто и брутто ингибитора коррозии в стальной бочке объемом 216 л, если известно, что коэффициент заполнения бочки равен 97 %, масса бочки 14,5 кг, плотность ингибитора  $0,732 \text{ г/см}^3$ .

6. Рассчитайте массу нетто ингибитора коррозии в баке объемом 1000 л, если известно, что плотность ингибитора составляет  $1,1 \text{ г/см}^3$ .

7. Рекомендуемая дозировка ингибитора коррозии составляет 15 г/т, а его ударная дозировка – 300 г/т. Представьте указанные дозировки в процентном выражении.

8. Для моделирования процесса ингибиторной защиты и расчета скорости коррозии взяли 100 мл водонефтяной эмульсии. Рассчитайте массу ингибитора коррозии, которую необходимо добавить в эмульсию, если известно, что дозировка реагента в промышленных условиях составляет 35 г/т.

9. Дебит нефтяной скважины составляет 1200 т/сут, плотность нефти  $750 \text{ кг/м}^3$ . Подобранная по результатам опытно-промысловых испытаний эффективная дозировка ингибитора коррозии равна 30 г/т, а его плотность –  $0,96 \text{ г/см}^3$ . Рассчитайте количество реагента для закачки в сутки и объем раствора реагента, если известно, что ингибитор коррозии применяется в виде 20 % раствора.

10. Рассчитайте необходимое количество ингибитора коррозии для защиты металлической конструкции площадью  $50 \text{ м}^2$ , если его рекомендуемая дозировка составляет  $0,5 \text{ кг/м}^2$ .

11. Для моделирования процесса ингибиторной защиты и расчета скорости коррозии взяли 270 мл водонефтяной эмульсии. Рассчитайте массу ингибитора коррозии, которую необходимо добавить в эмульсию, если известно, что дозировка реагента в промысловых условиях составляет 24 г/т.

12. Рассчитайте эффективность ингибитора коррозии, если ожидаемая скорость коррозии оборудования после начала применения ингибитора составляет  $0,01136 \text{ мм/год}$ , а скорость коррозии оборудования в неингибированной среде достигает  $0,284 \text{ мм/год}$ .

13. Рассчитайте массу нетто ингибитора коррозии в стальной бочке объемом 216 л, если известно, что плотность ингибитора составляет  $760 \text{ кг/м}^3$ .

14. Рекомендуемая дозировка ингибитора коррозии составляет 20 г/т, а его ударная дозировка – 140 г/т. Представьте указанные дозировки в процентном выражении.

15. Для моделирования процесса ингибиторной защиты и расчета скорости коррозии взяли 250 мл водонефтяной эмульсии. Рассчитайте массу ингибитора коррозии, которую необходимо добавить в эмульсию, если известно, что дозировка реагента в промысловых условиях составляет 27 г/т.

16. Рассчитайте необходимое количество ингибитора коррозии для защиты металлической конструкции площадью  $25 \text{ м}^2$ , если рекомендуемая дозировка ингибитора составляет  $40 \text{ г/м}^2$ .

17. Дебит нефтяной скважины составляет  $350 \text{ м}^3/\text{сут}$ , плотность нефти  $0,7 \text{ г}/\text{см}^3$ . Подобранный по результатам опытно-промысловых испытаний эффективная дозировка ингибитора коррозии составляет  $70 \text{ г}/\text{т}$ , а его плотность –  $0,923 \text{ г}/\text{см}^3$ . Рассчитайте количество реагента для закачки в сутки.

18. Для моделирования процесса ингибиторной защиты и расчета скорости коррозии взяли  $250 \text{ мл}$  водонефтяной эмульсии. Рассчитайте массу ингибитора коррозии, которую необходимо добавить в эмульсию, если известно, что дозировка реагента в промысловых условиях составляет  $56 \text{ г}/\text{т}$ .

19. Дебит нефтяной скважины составляет  $100 \text{ т}/\text{сут}$ ., плотность нефти  $0,7 \text{ г}/\text{см}^3$ . Подобранный по результатам опытно-промысловых испытаний эффективная дозировка ингибитора коррозии равна  $50 \text{ г}/\text{т}$ , плотность ингибитора коррозии  $950 \text{ кг}/\text{м}^3$ . Рассчитайте количество реагента для закачки в сутки и объем раствора реагента, если известно, что ингибитор коррозии применяется в товарной форме.

20. Для моделирования процесса ингибиторной защиты и расчета скорости коррозии взяли  $3,5 \text{ г}$  ингибитора коррозии. Рассчитайте объем водонефтяной эмульсии, в который необходимо добавить ингибитор коррозии, если известно, что дозировка реагента в промысловых условиях составляет  $35 \text{ г}/\text{т}$ .

21. Рассчитайте массу ингибитора коррозии, если известно, что дебит скважины составляет  $250 \text{ м}^3/\text{сут}$ , концентрация ингибитора коррозии для нагнетания в ПЗП  $30 \text{ мг}/\text{л}$ , время выноса ингибитора из пласта  $18 \text{ сут}$ .

22. Рассчитайте скорость коррозии стали в испытываемой среде без ингибитора коррозии в течение  $10 \text{ ч}$ , если масса образца до испытаний составляла  $32,5006 \text{ г}$ , а после испытаний –  $31,4512 \text{ г}$ . Площадь образца равна  $0,00325 \text{ м}^2$ .

23. Трубопровод рассчитан для работы в течение трех лет. При этом в общей сложности  $42 \text{ дня}$  подача ингибитора осуществлялась в дозировке, которая была меньше заданной. Определите индекс подачи ингибитора.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблеме защита от коррозии с помощью ингибиторов, к сожалению, обычно не уделяют того пристального внимания, которого она заслуживает. На практике зачастую этим перспективным способом защиты пренебрегают, отдавая приоритет другим экономическим и техническим потребностям. Однако для предприятий нефтегазохимического комплекса проблема оптимизации эксплуатационных расходов за счет снижения производственных затрат на техническое обслуживание и ремонты оборудования, сооружений и трубопроводов, а также сокращения потерь от аварий, внедрения новых технологий и методов контроля является на редкость актуальной.

Своевременность и качество управленческих решений по обеспечению надежности работы оборудования и эффективности процесса управления являются определяющими условиями для достижения положительного эффекта от реализуемых мероприятий. Поскольку оценка эффективности защиты ингибиторами базируется на методах мониторинга коррозии, в настоящем пособии рассмотрены их основополагающие принципы, описаны приемы лабораторной оценки эффективности ингибиторов коррозии, их товарные формы, свойства и механизмы защитного действия.

Охарактеризованы показатели качества, требования к отбору проб в процессе контроля качества ингибиторов коррозии, дана информация об их промышленном применении и оценке их экономической эффективности.

Представлена информация о принципах коррозионного менеджмента, позволяющего управлять риском коррозии существующих и будущих активов и обеспечивающего оптимизацию действий по борьбе с коррозией и минимизацию затрат на потери от нее в течение жизненного цикла оборудования и конструкций, а также достижение целей в сфере производственной безопасности.

Кроме теоретических сведений, пособие содержит примеры расчетов базовых технических и экономических характеристик ингибиторов коррозии, а также задачи и вопросы для самостоятельной работы обучающихся.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Колотыркин, Я. М. Металл и коррозия / Я. М. Колотыркин. – Москва: Металлургия, 1987. – 88 с.
2. Маркин, А. Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / А. Н. Маркин, Р. Э. Низамов, С. В. Суховерхов. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
3. Маркин, А. Н. Выбор реагентов для ингибирования углекислотной коррозии стали в условиях образования осадков солей / А. Н. Маркин // Защита металлов. – 1994. – Т. 30. – № 1. – С. 51–58.
4. СТО Газпром 9.0-001-2009. Защита от коррозии. Основные положения. – Москва: ОАО «Газпром», 2009. – 13 с.
5. Ангал, Р. Коррозия и защита от коррозии / Р. Ангал. – Долгопрудный: Интеллект, 2013. – 344 с.
6. Система комплексного коррозионного мониторинга установки первичной переработки нефти / А. Н. Монахов, П. Н. Трофимов, А. Л. Алякритский, С. В. Елизаров // Совр. технологии автоматизации. – 2006. – № 2. – С. 38–42.
7. Методические указания по организации и исполнению ингибирования коррозии промысловых трубопроводов: М-01.04.04-02: утв. Распоряжением ОАО «Газпром нефть» от 31.12.2009 № 179р [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.studmed.ru/m-01-04-04-02-metodicheskie-ukazaniya-po-organizacii-i-ispolneniyu-ingibirovaniya-korrozii-promyslovyh-truboprovodov>, свободный.
8. Ингибиторы коррозии: обзор / Л. С. Казлова, С. В. Сибилева, Д. В. Чесноков, А. Е. Кутырев // Авиационные материалы и технологии. – 2015. – № 2. – С. 67–75.
9. ГОСТ 9.502-82. Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний. – Введ. 01.01.1984. – Москва: Госкомитет СССР по стандартам, 1983. – 17 с.
10. Вигдорович, В. И. Критерии оценки защитной эффективности ингибиторов коррозии / В. И. Вигдорович, К. О. Стрельникова // Конденсированные среды и межфазные границы. – 2011. – Т. 13. – № 1. – С. 24–28.
11. Вагапов, Р. К. Об ингибиторной защите оборудования добывающих нефтяных скважин / Р.К. Вагапов // Коррозия: материалы, защита. – 2007. – № 10. – С. 9–13.
12. Летучие ингибиторы атмосферной коррозии для защиты легких сплавов / О. А. Гончарова, Т. В. Александрова, В. Н. Ивонин, Ю. И. Кузнецов // Технология легких сплавов. – 2012. – № 4. – С. 110–114.
13. Синявский, В. С. Новые направления в науке о коррозии / В. С. Синявский // Технология легких сплавов. – 2014. – № 1. – С. 113–117.

14. Семихина, Л. П. Повышение эффективности ингибиторов коррозии / Л. П. Семихина, А. Г. Перекупка, Д. В. Семихин // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 1. – С. 62–65.
15. Исследование поверхностно-активных и функциональных свойств неионогенных ПАВ / М. Г. Щербань, М. Д. Плотникова, Н. А. Медведева, М. С. Котелев // Вестник Пермского ун-та. – 2011. – № 3. – С. 66–76.
16. Трусов, В. И. Консервационный состав для оборудования хранения и переработки нефти / В. И. Трусов, Р. С. Крымская // Естественные и технические науки. – 2012. – № 1(57). – С. 229–233.
17. Алцыбеева, А. И. Ингибиторы коррозии металлов: справочник / А. И. Алцыбеева, С. З. Левин; под ред. Л. И. Антропова. – Москва: Химия. – 1968. – 264 с.
18. Методические указания по определению экономической эффективности средств борьбы с коррозией в добыче нефти: РД 39-3-130-78: утв. М-вом нефт. пром-сти 28.12.1978: введ. 01.02.79. – Куйбышев: Изд-во ВНИИТнефть, 1979.
19. Bhat, S. Corrosion inhibition of mild steel in 3.5 % NaCl solution by polysaccharide extracted from marine algae *Padina tetrastrum* / S. Bhat, U. Nayak // Int. J. Biol. Macromol. – 2019. – № 129. – P. 852–858.
20. Adewuyi, A. Corrosion inhibition of mild steel in hydrochloric acid solution by crude extracts of *Vernonia amygdalina* and *Mangifera indica* leaves / A. Adewuyi, M. Daramola, J. Babalola // J. Mol. Liq. – 2016. – № 215. – P. 506–514.
21. Corrosion Inhibition of Mild Steel in 1 M HCl Solution by Synthetic and Natural Inhibitors / L. Mekidiche, S. Chibani, Y. Harek, B. Hammouti // J. Mater. Environ. Sci. – 2018. – № 9. – P. 2849–2860.
22. Zhang, L. Progress in Surface Science Research for Corrosion Inhibition / L. Zhang, X. Lu, X. Li // Prog. Org. Coat. – 2014. – № 77. – P. 548–555.
23. Ituen, E. Evaluation of Performance of Corrosion Inhibitors Using Adsorption Isotherm Models: An Overview / E. Ituen, O. Akaranta, A. James // Chem. Sci. Int. J. – 2017. – № 18. – P. 1–34.
24. Recent Developments in Organic Corrosion Inhibitors for Mild Steel in Different Environments: A Review / T. Shivaraj, R. Karthick, M. S. Jeyakumar, S. Anandan // J. Ind. Eng. Chem. – 2014. – № 20. – P. 424–438.
25. Chen, S. Advances in research on organic corrosion inhibitors: A review / S. Chen, D. Zhang, G. Zhou // J. Mol. Liq. – 2014. – № 192. – P. 97–109.
26. ПК-16.00-01. Политика в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.
27. М-01.04.04-01. Методические указания по формированию и исполнению программ надежности промысловых трубопроводов.
28. М-01.04.04-03. Методические указания по организации и исполнению программ мониторинга коррозии промысловых трубопроводов.
29. М-01.04.04-05. Методические указания по оценке рисков промысловых трубопроводов для формирования программ надежности.

30. КТ-004. Термины и сокращения: метод. документ.
31. Morshed, A. An Introduction to Asset Corrosion Management in the Oil and Gas Industry / A. Morshed. – Houston: NACE. – 2011. – 106 p.
32. Разработка новых ингибиторов коррозии на основе производных пиперидина / Т. К. Искакова, Н. М. Жунусбеков, С. Н. Манапова [и др.] // Инновационные технологии – ключ к успешному решению фундаментальных и прикладных задач в рудном и нефтегазовом секторах экономики РК. Алматы. – 2019. – Т. II. – С. 484–487.
33. Palanisamy, G. Corrosion Inhibitors [Электронный ресурс] / G. Palanisamy. – Режим доступа: <https://Sci-Hub|Corrosion Inhibitors. Corrosion Inhibitors|10.5772/intechopen.80542>, свободный.
34. Обзоры ингибиторов коррозии: краткий обзор / П. Б. Раджа, М. Исмаил, С. Горейшиамири [и др.] // Хим. инженер. коммуникации. – 2016. – Т. 203 (9). – С. 1145–1156.
35. ISO 8044:2015. Коррозия металлов и сплавов. Основные термины и определения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://new.gostinfo.ru>, свободный.
36. McCafferty, E. Introduction to corrosion science / E. McCafferty. – New York: Springer, 2010. – 575 p.
37. Абд Эль-Латиф, Х. М. Эмпирические и квантово-химические исследования эффективности ингибирования коррозии некоторыми новыми синтезированными катионными поверхностно-активными веществами gemini на трубопроводах из углеродистой стали в процессах кислотного травления / Х. М. Абд Эль-Латиф, М. А. Або-Рия, А. Х. Тантауи // Наука о коррозии. – 2016. – Т. 108. – Р. 94–110.
38. Чжао, Дж. Синергетический эффект ингибирования коррозии четвертичной аммониевой соли хинолина и поверхностно-активного вещества Gemini в насыщенном солевом растворе H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub> // Дж. Чжао, Х. Дуань, Р. Цзян // Наука о коррозии. – 2015. – Т. 91. – С. 108–119.
39. Богданова, Т. И. Ингибированные нефтяные материалы для защиты от коррозии / Т. И. Богданова, Ю. Н. Шехтер. – Москва: Химия, 1984. – 248 с.
40. Вигдорович, В. И. Критерии оценки защитной способности ингибиторов коррозии / В. И. Вигдорович, К. О. Стрельникова // Конденсированные среды и межфазные границы. – 2011. – Т. 13. – № 1. – С. 24–28.
41. Иванов, Е. С. Ингибиторы коррозии металлов в кислых средах: справочник / Е. С. Иванов. – Москва: Недра, 1991. – 173 с.
42. Левашова, В. И. Разработка ингибиторов сероводородной коррозии нефтедобывающего оборудования / В. И. Левашова, В. А. Антипова // Нефтехимия. – 2003. – Т. 43. – № 1. – С. 60–64.
43. Ингибиторы коррозии нефтепромыслового, нефтехимического и химического оборудования: аналитический обзор. – Баку, 1984.

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

*Антон Евгеньевич Лестев  
Яков Васильевич Ившин  
Александр Федорович Дресвянников  
Жанна Витальевна Межевич*

## ИНГИБИТОРЫ КОРРОЗИИ

*Редактор Е. И. Шевченко  
Компьютерная верстка и макет – А. К. Рахманкулова*

Подписано в печать 28.12.2023

Бумага офсетная  
6,0 уч.-изд. л.

Печать цифровая  
Тираж 400 экз.

Формат 60×84 1/16  
5,58 усл. печ. л.  
Заказ 174/23

Издательство Казанского национального исследовательского  
технологического университета

Отпечатано в офсетной лаборатории Казанского национального  
исследовательского технологического университета

420015, Казань, К. Маркса, 68