Тема 4. Применение ингибиторов коррозии для защиты нефтегазопромыслового оборудования

Вопрос 4.1. Применение ингибиторов коррозии для защиты промыслового оборудования в коррозионно-агрессивных водных и двухфазных средах

Вопрос 4.2. Применение ингибированных покрытий для защиты оборудования от атмосферной коррозии

Вопрос 4.3. Современные способы ингибиторной защиты нефтегазопромыслового оборудования

4.3.1.Применение ингибиторов как наиболее эффективный метод защиты от коррозии

4.3.2.Механизм действия ингибиторов коррозии

4.3.3.Подбор ингибиторов коррозии

4.3.4.Ингибитор коррозии комплексного действия «Азимут-14»

4.3.5.Расчет экономического эффекта от внедрения ингибитора коррозии «Азимут-14» в системе поддержания пластового давления (ППД)

Вопрос 4.4. Влияние ингибиторов коррозии на технологический процесс добычи, подготовки и переработки нефти и газа

Тема 4.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ГАЗОНЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Ингибиторами коррозии называют вещества, введение которых в агрессивную среду тормозит процесс коррозионного разрушения и изменения механических свойств металлов и сплавов. В отличие от регуляторов среды, которые вводят в систему в относительно больших количествах, эффективные концентрации

ингибиторов обычно невелики и не должны заметно изменять ни свойства среды, ни ее состав,

Известно, что применение ингибиторов - один из универсальных, технологически и экономически целесообразных методов защиты металлов от коррозии. Отличительная черта метода защиты с помощью ингибиторов - возможность при небольших капитальных затратах замедлять коррозионное разрушение конструкций, даже если эти конструкции или оборудование длительное время находились в эксплуатации

Кроме того, введение ингибиторов в любой точке технологического процесса может оказать эффективное защитное действие и на оборудование последующих технологических стадий.

При электрохимической коррозии введение в среду ингибитора может сказываться на коррозионном потенциале металла (электрохимический эффект), структуре двойного электрического слоя (двойнослойный или адсорбционный эффект), на каталитических свойствах металла (исключение активных центров, изменение энергии адсорбции реагирующих частиц, вытеснение каталитических комплексов) и на относительной величине поверхности металла, контактирующей с коррозионной средой (блокировочный эффект).

Основываясь на том, что, изменяя скорость коррозионного процесса, ингибиторы должны влиять на кинетику электрохимических реакций, У. Р. Эванс классифицировал все ингибиторы на анодные, катодные и смешанные, имея в виду, что первые замедляют анодную реакцию, вторые - катодную, а третьи -обе реакции одновременно. Такое деление ингибиторов часто применяют к неорганическим соединениям в водных средах.

К анодным ингибиторам относится, например , класс окислителей типа МО' х (хроматы , ванадаты , вольфрамы , молибдаты , нитриты . перекисные соединения), воздействие которых оказывает непосредственное влияние на анодный процесс не только за счет изменения потенциала электрода , но и через поверхностную концентрацию анодно-активных частиц образующихся при восстановлении окислителя. Установлено что функционировать в качестве эффективных ингибиторов могут окислители, потенциал восстановления которых больше потенциала коррозии защищаемого металла Отношение числа (г* образующихся при катодном акте анодно-активных частиц к числуW реализованных электронов для окислителей ингибиторного типа, исходя из уравнения, описывающего суммарный процесс установившегося режима коррозии

Восстановление таких окислителей при само растворении металлов в результате несбалансированности электронов в сопряженных анодной и катодной реакциях сопровождается накоплением ОН~в двойном электрическом слое. Высокое химическое сродство металлов к ОН препятствует перемещению последних в объем раствора и приводит к заряжению двойного слоя нонами ОН" которое можно рассматривать как специфическую адсорбцию анионов

Возникновение избыточного по отношению к заряду металла и объемной концентрации анионов отрицательного заряда на поверхности металла приводит к электростатической адсорбции катионов и изменению знака ф1 -потенциала. На металле возникает ионный запирающий слой электрохимической природы, который

ограничивает проникновение анионов в зону реакции. При этом ингибитор тем эффективнее, чем больше отношение n m.

В растворе должно быть -минимальное содержание компонентов , которые могли бы связывать образующиеся на поверхности металла анодно-активные частицы и переводить их в индивидуальные химические соединения. Поэтому эффективность неорганических ингибиторов класса окислителей зависит от pH среды. Ингибирующие свойства окис.чтелей возрастают в нейтральных и щелочных средах, где скорость реакции (ОНадс +(-НзО^ -> 2 Н20 становится очень малой.

Наиболее эффективными ингибиторами коррозии являются те окислители, которые при восстановлении образуют стабильные и инертные в электрохимическом отношении твердые фазы оксидов или гидроксидовдов. Например, при восстановлении хроматов в широкой области pH от 4 до 14, протекающем по реакции СгО'"+4Н20-Зе->Сг(ОН)з-50ЬГ. образуется Сг(ОН)з, последующее восстановление которого затруднено даже при очень отрицательных потенциалах.

Анодные ингибиторы безопасны только в тех случаях, когда скорость коррозии контролируется всецело анодной реакцией. Если же процесс коррозии частично контролируется скоростью катодной реакции, а ингибитор подавляет анодную реакцию, уменьшая активную часть электрода, то интенсивность коррозионного разрушения металла может оказаться опасным, если концентрация его в растворе недостаточна или доступ его к отдельным частям оборудования затруднен. Преимуществом перед другими ингибиторами в этом отношении обладает метаванадат натрия, который не пассивирует частично электрод и не изменяет в широкой области концентрации соотношение между пассивной и активной частями электрода, а в связи с этим по мере увеличения содержание ингибитора в электролите скорость коррозии металла непрерывно уменьшается.

Катодные ингибиторы безопасны, так как при любых концентрациях они уменьшают скорость коррозии во всех случаях катодной деполяризации. Представители класса неорганических ингибиторов - это бикарбонат кальция, фосфат кальция, способные образовывать трудно растворимые гидраты, осадок которых, экранируя электрод, затрудняет доступ кислорода и замедляет катодный процесс [17]. катодные ингибиторы менее эффективны. чем анодные.

Смешанные ингибиторы при всех видах контроля скорости коррозионного процесса имеют преимущества перед анодными, так как они менее опасны и практически не приводят к росту интенсивности коррозии.

В настоящее время в нефтяной и газовой промышленности преимущественное применение находят высокомолекулярные органические ингибиторы. Благодаря им стала возможна эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. содержащих большое количество агрессивных кислых газов, с использованием оборудования и сооружения из углеродистых и низколегированных сталей.

Влияние органических ингибиторов коррозии на кинетику электрохимического растворения металла возможно лишь в условиях адсорбции этих веществ на корродирующей поверхности. В зависимости от степени заполнения частицами ингибитора поверхности металла, подвергающейся коррозии.

изменяется строение двойною слоя. а следовательно, и кинетика электрохимических реакции, т.е. может тормозиться стадия разряда или диф4)уши реагирующих частиц либо предшествующая разряду стадия проникновения этих частиц через

адсорбированный слой молекул ингибиторов. В связи с этим особое значение имеет потенциал нулевого заряда φн.з. . т.е. потенциал металла. измеренный но отношению к электроду сравнения в условиях, когда заряд металла равен нулю. При потенциалах вблизи потенциала нулевого заряда металл обладает наибольшей способностью адсорбировать растворенные в электролите вещества я хуже всего смачивается растворителем.

Если потенциал нулевого заряда больше стационарного потенциала металла в данном электролете (φн.з.> <рст., т.е. поверхность металла в условиях коррозии заряжена отр1щательно, то наиболее вероятна адсорбция ингибиторов капюн-ного типа или положительно заряженных коллоидных частиц. При сφн.з.< фст., т.е. когда поверхность металла заряжена положительно, наиболее вероятна адсорбция ингибиторов анионного типа нлп отрицательно заряженных коллоидных частиц [17]. Эта закономерность подтверждается тем. что для железа, алюминия. цинка, которые характеризуются отрицательными значениями потенциалов (φ-(рст.-φн.з., наиболее высокие защитные свойства обнаруживают ингибиторы катионного типа.

Усиление защитного действия ингибиторов может быть достигнуто при соответствующем подборе смесей двух или более веществ, различных по заряду нлп по природе функциональных групп, ответственных за адсорбцию. Весьма эффективно 1акже воздействие ингибиторов, когда при введении их в электролит проявляется синергетический эффект в присутствии агрессивных компонентов среды.

Наиболее простой способ обеспечения межмолекулярного синергинизма - это подбор смеси поверхностно-активных катионов и анионов. В этом случае, кроме сил отталкивания одинаково заряженных частиц, возникают силы притяжения между частицами противоположного заряда. В результате сопряжении адсорбции смеси таких ингибиторов растет степень блокировки различных энергетически неоднородных участков поверхности металла. В зависимости от относительной адсорбции каждого рода частиц максимум электрокапиллярной кривой может смещаться вправо или влево.

4.1. ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В КОРРО-ЗИОННО-АГРЕССИВНЫХ ВОДНЫХ И ДВУХФАЗНЫХ СРЕДАХ [1]

Считают установленным, что в кислых средах основной вклад в ингибирование коррозии поверхносто-активными катионами вносит двойнослойнный эффект, а экранирование поверхности играет меньшую роль, так как степень покрытия поверхности при этом обычно не превышает 0,5. Тем не менее и при относительно небольшом заполнении поверхности поверхностно-акктивные катионы способны заметно смешать максимум электрокапиллярной кривой в сторону положительных значений потенциала.

Действие поверхностно-активных ингибиторов анионного типа в кислых средах обусловлено тормозящим эффектом, вызванным в первую очередь блокировкой поверхности корродирующего металла, при которой а.дсорбция анионов нередко сопровождается установлением химической связь .и между ними и поверхностными атомами металла, хотя при этом смещение потенциала максимума электрокапиллярных кривых г, ограниченном направлении свидетельствует о таком

изменения структуры двойного электрического слоя. которое должно бы приводить к ускорению коррозионного процесса. Чтобы

значительно перекрыть отрицательное воздействие двойнослойного эф-фекта. необходимо гораздо большее заполнение поверхности металла ингибитором. В противном случае при введении таких ингибиторов общая коррозия может перейти в локальную.

Практика эксплуатации нефтяных и газоконденсатных месторождении с сероводородной н углекислотной коррозией показала, что углеводородорастворимые ингибиторы на таких месторождениях н в сопоставимых условиях являются более эффективными, чем водо-растворимые. Это связано с лучшими экранирующими свойствами и более резко выраженной способностью углеводорастворимых ингибиторов изменять условия избирательного смачивания металла в системе углеводород электролит.

По данным И. Л. Резенфельда [17]. в нефтяных скважинах, содержащих сероводород, сама нефть может ингибировать процесс наводороживания. В мало обводненных нефтяных скважинах даже при концентрации сероводорода 600мг л коррозионного растрескивания оборудования, вызванного сульфидным охрупчиванием, практически не наблюдается. Большая склонность углеродистых сталей к сульфидному растрескиванию наблюдается лишь в сильнообводненных скважинах. однако и в этом случае наводороживание металла меньше. чем при отсутствие нефти. Например, в двухфазной системе, содержащей 1 часть нефти на 15 частей 3%-ного водного раствора NaCL. количество поглощенного водорода на 100 г. стали марки Ст 3 составляет 3.5 см3 за то же время выдержки в аналогичной среде при полном отсутствии нефти.

Наиболее полная защита ингибиторами происходит при коррозии металла вследствие восстановления любого окислителя, содержащегося в коррозионной среде в малых концентрациях, протекает с диффузионными ограничениями и может быть достигнута лишь при полном экранировании поверхности металла ингибитором или продуктами ею превращения при взаимодействии со средой и металлом.

Однако, если существует возможность наводороживания металла в процессе коррозии, предпочтительнее использовать поверхностно-активные катодные ингибиторы, способные подавлять преимущественно реакцию выделения водорода. изменяя природу замедленной стадии в место ингибиторов, обеспечивающих блокировочный эффект, несмотря на их ВЫСОКУЮ эффективность.

Поэтому для выбора ингибитора необходимо знать УСЛОВИЯ добычи и транспортирования продукции, гак как ингибитор, имеющий высокие защитные свойства в одних условиях, может не проявлять их в других или даже оказаться стимулятором коррозии .

В нефтяной и газовой промышленности раньше применяли высокомолекулярные органические ингибиторы коррозии, характеристика которых приведена в табл.21

ингибитор	назначение	Дозировка, кг/м^3	Эффективность защитного действия, %

И-25-Д	Для защиты от коррозии газопромыслового оборудования в газожидкостных средах, содержащих сероводород. Смесь сероводорода с углекислым газом при гидратном режиме добычи газа	0,1-0,2	85-95
И-1-А	Для защиты от коррозии оборудования, контактирующего с нефтью, газом, сточными водами, содержащих сероводород	0,05-0,1	95-99
ТАЛ-2	Для защиты оборудования и сооружений системы утилизации сточных вод, содержащих сероводород.	0,05-0,2	85
ТАЛ-3	Для защиты оборудования и сооружений системы утилизации сточных вод, содержащих сероводород	0,05-0,1	95-99
АНПО	Для защиты нефтегазопромыслового оборудования в условиях превалирующего влияния сероводородной коррозии	0,2-0,4 0,015-0,04 на 1 млн.м^3 нефтяного газа	95-98

При бактериальном заражении использование традиционных методов защиты нефтепромыслового оборудования с помощью ингибиторов коррозии может быть недостаточно эффективным. В этом случае борьбу с коррозией целесообразно вести с использованием методов, подавляющих жизнедеятельность суль-фатвосстана

вливающих бактерий в не4ляном пласте и в воде системы поддержания пластового давления, а также с использованием реагентов для защиты оборудования от коррозии, вызываемой продуктами жизнедеятельности СВБ.

Так, при непрерывной дозировке 0.05-0.1 кг м"' ингибитора- бактерицида ДОН-52 в сточную воду с pH=6.75, содержащую 0.013 кг $м^3$ H2S. 0.0008 кг $м^3$ 02. 10^3 клеток мл СВБ и 10 клеток мл тионовых бактерий, эффективность защитного действия составляет 82-98%. Аналогичную эффективность защитного действия обеспечивает и иигибитор-бактерицид ДОН-2 при периодической дозировке в сточные коды 2кг/$м^3$ втчении 24 ч через 3-6 мес.

Установлено, что высоким бактерицидным действием обладает реагент АНП-2. применяемый в качестве флотореагента-деэмульгатора и ингибитора коррозии в сероводородсодержащих средах. По данным промышленных испытаний оптимальная концентрация АНП-2 для подавления жизнедеятельности СВБ составляет 0,4-0, 5 кг/ $м^3$ при забойной зоны пласта нагнетательных скважин с последующей постоянной дозировкой АНП-2 0,05-0.075 кг м" позволяет обеспечить эффективность защитного действия 90-95%.

Основное количество исследований разработки бактерицидов касается азот-содержащих соединений с длинной цепью их четвертичных солей. ")ти соединения обладают способностью уничтожай, бактерии и хорошей диснергируе-мостью. В настоящее время смеси различных четвертичных соединений не- . пользуются чаще. чем отдельные соединения, гак как одни из них действуют как замедлители роста бактерий, а другие как ингибиторы коррозии.

4.2. ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИРОВЛННЫХ Покрытий ДЛЯ ЗАЩИТЫ оборудования ОТ АТМОСФЕРНОЙ КОРРОЗИИ

Для защиты от атмосферной коррозии находят применение ингибированные покрытия. Такие покрытия классифицируются на снимаемые, не снимаемые. и смываемые. Кроме того, согласно существующим рекомендациям, они под-разделяются на различные типы в зависимости от пленкообразующей основы или основного компонента, способа применения, функциональных свойств консервационных средств, характеристики покрытия.

Основные компоненты ингнбированных композиций - жидкая основа, загус-тителя и ингибитор коррозии. В качестве жидкой фазы применяют различные минеральные, растительные и синтетические масла. Загусти гели это вещества, способные образовывать в дисперсионной среде стабильную структурированную систему. Ингибированные композиции на основе масел и смазок обладают хорошими адгезионными, герметизирующими и защитными свойствами от коррозии в условиях промышленной атмосферы. В связи с высокой проникающей способностью в пористые среды такие композиции обеспечивают достаточно высокую -эффективность защиты от коррозии даже при нанесении их на неочищенные от продуктов коррозии поверхности.

Как и жидкие консервационные масла, ингибированные тонкоі цепочные покрытия легко наносятся на металлические изделия кистью, окунанием. пульверизацией. Периодическая обработка ингибированными покрытиями металлических изделий обеспечивает создание защитных пленок, значительно уменьшая расход ингибитора.

Защитные свойства вязких ингибированных композиций связаны с их изоляционной способностью, препятствующей паро- и влагопроницаемости. которая, однако, не имеет решающего значения при оценке защиты от электрохимической коррозии пленками смазочного материала. В основном эффект защитного действия определяется поляризационной составляющей, т.е. торможением электрохимических реакций. Повысить защитную способность ингибирован-ных композиций можно введением в их состав ПАВ, способных вытеснять электролит с поверхности металла, образовывать на поверхности металла ад-сорбционно-хемосорбционные защитные пленки. Маслорастворимые ПАВ способны только физически вытеснять адсорбированную воду, наличие которой обусловливает развитие электрохимической коррозии. Химически связанная с поверхностью металла вода наряду с кислородом и водородом участвует в формировании хемосорбционно-адсорбционных пленок.

Ингибиторы адсорбционного типа вытесняют воду с поверхности за счет того, что энергия связи ПАВ и воды больше энергии связи воды с металлом (табл. 22).

Энергия связи хемосорбированной фазы с ювенильным металлом значительно выше энергии связи с ним адсорбированной фазы. При хемосорбции отсутствует процесс миграции молекул ПАВ по поверхности и наблюдается эффект последействия. Маслорастворимые ингибиторы хемосорбционного действия вытесняют воду в связи с тем. что энергия связи ПАВ и металла больше или равна связи металла и воды. При разрыве пленки воды происходит адсорбция ПАВ на металле. Процессы хемосорбции развиваются во времени. Применительно к пластическим смазкам и игибированным тонкопленочным покрытиям закономерности адгезии и когезии обусловлены кинетикой испарения летучих растворителей и явлениями, связанными с формированием защитной защитой пленки.

Таблица 22 Водовытесняющяя способность некоторых веществ и комплексных ингибиторов коррозии

Вещество	Водовытеснение, мм		
	D1	D2	D3
Дибутилфталат	55	44	27
Ланолин	102	102	102
Эфир пентаэритрита и жирных кислот С5-С9	75	75	75
Дифениловой эфир бензиляторной кислоты	21	17	17
Моноэтиловый эфир диэтиленгликоля	80	80	0

Триэтаноламиновое мыло олеиновых кислот (5% раствор в масле)	144	144	144
Миковоск	120	120	120
Соль СЭК и дициклогксиламина (5% раствор МСДА-2 в масле)	36	36	42
Соль сульфокислоты мочивины(ВМП)	150	150	150
октадициламин	85	8	0

В настоящее время разработаны ингибированные композиции. обеспечивающие защиту не только от коррозии. но к от наводороживанием конструкционных материалов в условиях промышленной атмосферы, содержащей кислые газы.

Использование таких защитных покрытий эффективно для защиты от корро-зи к сульфидного растрескивания стальных деталей, работающих в различных условиях нагружения. Применительно к крепежным изделиям. потребности в которых по нефтяной и газовой промышленности составляют десятки тысяч тонн в год. использование ингибированных покрытий предотвращает тауже и окислительное схватыватывание.

Так результаты испытаний показали, что относительное удлинение образцов из углеродистой стали после выдержки в течение 90 ч в водном растворе, содержащем 5% NaCL 0.5% CHзCOOH и насыщенном H2S (pH=3-5), в 5 раз ниже *по* сравнению с исходным, а число перегибов до разрушения снижается в 2.5 раза. Характеристики пластических свойств аналогичных стальных образцов. защищенных покрытием из ингибированной композиции ЛОМ, после выдержки в среде остались на уровне исходных образцов- Время до разрушения цилиндрических образцов без покрытия при напряжении, равном 0.8 от предела прочности на разрыв, составило 1.75 ч. а для образцов, покрытых ннгибирован-ной композицией. - 143 ч. При этом в 5.7 раза увеличивается время до разрушения цилиндрических образцов.

4.3. СОВРЕМЕННЫЕ Способы ингибиторной защиты нефтегазопромыслового ОБОРУДОВАНИЯ

Общеизвестно, что защита с помощью ингибиторов, в ряду традиционных методов защиты от коррозии, являются одной из эффективных и экономичных и в настоящее время альтернативы ей нет.

Но, тем не менее, как показывает практика негативные случаи использования ингибиторов не столь уж редки и проблема защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии, как выясняется, вызвана не столько дефицитом ингибиторов, сколько их низким качеством и трудностями подбора наиболее эффективных ингибиторов коррозии для конкретных условий применения . Одной из причин низкой или недостаточно высокой эффективности ингибиторов является то, что в условиях обостряющейся конкуренции фирмы – поставщики вынуждены идти на привлечения, в качестве сырья для получения ингибиторов, дешевых побочных продуктов, а то и вовсе отходов производств.

Стоимости ингибитора и поэтому использование же кондиционного сырья приводит к более чем существенному повышению практикуется довольно редко.

Ясно. что воспользоваться преимуществами ингибиторной защиты возможно только на пути отбраковки недостаточно эффективных ингибиторов на стадии входного контроля, квалифицированного анализа результатов применения ингибиторов на промыслах и совершенствования на •УГОН основе технологии применения ингибиторов при строгом следовании разумной ценовой стратегии при покупке ингибиторов коррозии.

Исходя из этого, целью настоящего раздела являются минимизация экономических затрат на защиту от коррозии промыслового оборудования и трубопроводов за счет совершенствования процедуры подбора ингибиторов, определения их

оптимальных дозировок, а так же наиболее полного выявления их потенциальных возможное ген в каждом конкретном случае с тем. чтобы не допустить неоправданного расширения ассортимента применяемых в процессе эксплуатации месторождений химреагентов и их перерасхода. Таким образом, основными задачами явились:

1. Анализ лабораторно-стендовых испытаний и практики применения опытных и промышленных ингибиторов.

2. Уточнение на основе изучения литературного материала и опыта применения ингибиторов основных требований к процедуре подбора ингибиторов коррозии для конкретных условии их применения.

3. Обоснование методов экспериментального изучения наиболее важных показателей ингибиторов, обобщение полученных результатов методами математической статистики с тем, чтобы на этой основе провести быстрый. оперативный и объективный подбор ингибиторов для конкретных условий применения

4. Отбор перспективного ингибитора для минимизации экономических затрат на защиту от коррозии внутри промыслового оборудования, трубопроводов я систем ППД.

В результате проведенной работы были уточнены требования к ингибиторам коррозии, из которых вытекают основные принципы подбора ингибиторов коррозии для конкретных условий применения, заключающиеся в том. что:

1 - при минимальных дозировках ингибитор должен обеспечивать высокую защитную эффективность как от общей, так и локальной коррозии так как в нефтепромысловых средах всегда присутствует хлор-ионы, т.е. активаторы питинговой коррозии;

обладать стабильностью защитной эффективности:

защищать металл от наводороживания и сульфидной хрупкости;

быть высокотехнологичным (сохранять стабильность своих физико-химических свойств при большом количестве циклов замораживания - спаивания;

сохранять текучесть при температурах не выше 40"С:

не расслаиваться при длительном хранении как в условиях резко континентального, так н влажного климата:

не влиять отрицательно на процессы добычи и переработки нефти и газа:

не оказывать отрицательного влияния на качество конечною продукта. например, авиационною топлива:

не затруднять процесс деэмульсации:

не вспенивать обрабатываемые технологические среды:

не влиять на стабильность циркулирующих в защищаемых системах рабочих сред. Для достижения наилучших результатов от применения ингибиторов:

ингибитор должен быть комплексною действия поскольку осложняющие добычу факторы проявляются одновременно;

не быть токсичным:

не обладать тяжелым, неприятным запахом:

обладать способностью растворяться в нефти и хорошо диспергироваться к воде.

2. Предложены процедуры для облегчения отбора лучшего из гаммы. обладающих примерно близкими защитными свойствами, ингибиторов коррозии. Одной из таких процедур является то. что результаты определения

•эффективности ингибиторов подвергаются обработке методами математической статистики на компьютере с тем, чтобы установить статистическую значимость полученных результатов и на этой основе существенно уменьшить субъективность при принятии окончательного решения в пользу того или иного ингибитора.

3. Предложены упрощенные, но обладающие достаточно высокой ин - формативностью. достоверностью, экспрессностью и оперативностью,

•экспериментальные методы анализа и аппаратура для их реализации.

Методы позволяют определять скорости общей и локальной коррозии в условиях, когда в рабочей среде присутствует сероводород, кислород, углекислый газ. Методы определения защитной эффективности ингибитора от наводороживания п сульфидного растрескивания.

4. Предложены браковочные признаки, по которым реагент, показывают, хотя и достаточно высокую защитную •эффективность по действующим правилам определения защитной эффективности, может отвергнуть по нестабильности защитной эффективности устанавливаемой по осцилля-циям тока коррозии при испытаниях электрохимимическим методом на «Моникоре-1» по большому разбросу значений защитной •эффективности при повторных испытаниях в идентичных условиях. Практической ценностью данной работы являются:

- принципы подбора ингибиторов коррозии для конкретных условий применения, обеспечивающие и ускоряющие это J процесс, а также существенно повышающие объективность полученного результата. обоснование экспериментальных и расчетных процедур проведения эффективного подбора ингибитора для конкретных условий применения.

4.3.1. Применение ингибиторов коррозии как наиболее эффективного МЕТОДА ЗАЩИТЫ от коррозии.

Ингибиторами или замедлителями коррозии называют вещества неорганическою или органического происхождения, которые вводят в небольших количествах в агрессивную среду для торможения коррозионного процесса. В зависимости от условий применения ингибиторов их делят на жидкофазные и паро-фазные. В свою очередь жидкофазные ингибиторы делятся на ингибиторы для нейтральных, кислых и щелочных сред. Ингибиторы условно делятся но механизму действия. по химическому составу, по назначению. По механизму дейст-вия все ингибиторы. независимо от вида агрессивной среды, назначения и химического сосстава, делят на две группы. Эго адсорбционные и пассивирующие. адсорбционные же ингибиторы по характеру торможения электродных процесовДелят на катодные, анодные и смешанные.

Нефтяная и газовая промышленность -по наиболее крупный объект для применения ингибиторов коррозии[7]. Это объясняется ТЕМ, что для добьет, сбора н транспорта огромных объемов жидких н газообразных продуктов используется

весьма значительная по протяженности и металлоемкости сеть трубопроводов. а также большое количество металлических емкостей.

Из существующих, многообразных средств защиты от коррозии применение ингибиторов по ряду причин здесь особенно эффективно. Во-первых, их можно применять на более поздней стадии разработки нефтяного месторождения (когда возрастает обводненность нефти), что является экономически выгодным. Во-вторых. ингибиторы могут быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи, подготовки и транспорта нефти. В-третьих, при введении ингибиторов в начальном пункте движения добываемой среды они вместе с нею проникают во все подлежащие защите места, включая магистральные нефтепродукты.

Характер технологических процессов при добыче нефти и газа гаков, что здесь создаются условия для применения почти всех типов ингибиторов.

4.3.2. Механизм действия ингибиторов коррозии.

По химическому составу ингибиторы для кислых сред можно разделить на индивидуальные вещества- комбинированные или смесевые ингибиторы на основе отходов и полупродуктов химической, нефтехимической, целлюлозно-бумажной и т.п. промышленности в той или иной степени модифицированные.

Ингибиторы кислотной коррозии являются основой ассортимента ингибиторов. применяемых при разработке нефтяных и 1азовых месторождений, в том числе и таких, в продукции которых присутствуют отдельно или в совокупности сероводород, углекислый газ и кислород.

Типичными ингибиторами кислотной коррозии являются органические соединения с функциональными группами, взаимодействие которых с поверхностью металла стабилизируем адсорбцию. И в качестве основных представителей кислотной коррозии можно рассматривать гетероциклические соединения с азотом, кислородом, серой, высокомолекулярные спирты и альдегиды, амины и амиды. четвертичные азотосодержащие соединения и т.п.

Механизм действия некоторых из, ингибиторов. проявляющих высокий защитный эффект в сероводородержащих кислых средах объясняют образованием соединений полимеризующихсяся на поверхности защищаемою металла. Многие органические соединения способны вступать в химическое взаимодействие с сероводородом, образуя на поверхности металла, представляющие своеобразный (разовый барьер, нерастворимые соединения. Эффективными ингибиторами могут быть соединения, которые не вступают в химическое взаимодействие с сероводородом, но они могут вытеснять молекулы и ионы сероводородов с поверхности металла.

Агрессивные сероводородсодержащие среды опасны не только тем, что ускоряют коррозионное разрушение металла, но в большей степени тем, что приводят к водородному охрупчиванию металла и коррозионному растрескиванию нефтепромыслового оборудования. (с коррозией можно бороться к свести до какого-то приемлемою минимума. Однако, по не достаточно, ибо уже небольшие скорости с водородной деполяризацией приводят часто в присутствии сероводорода к сильному охрупчиванию металла, выводя из строя оборудование. Скорость

проникновения водорода в металл, в присутствии H2S ускоряется до 5 раз с увеличением концентрации сероводорода в электролите, при некоторой концентрации достигается насыщение.

4.3.3. Подбор ингибиторов коррозии

Целью проведенных лабораторных, стендовых и опытно-промышленных испытаний является отбор из испытываемых ингибиторов наиболее эффективного, т.е. ингибитора проявившего в данных конкретных условиях испытания наиболее высокая защитное действие при минимальных дозировках и при этом обладающего способностью решать еще какую-то задачу, например, обладающего способностью деэмульгировать водонефтяные эмульсии, подавлять жизнедеятельность сульфатвостанавливающих бактерий, обладающего к тому же высокими технологическими свойствами. Поэтому по результатам предварительных технико-экономических анализов и применение упомянутых принципов отбора ингибиторов коррозии в течении 1999-2000 годов было отобрано 12 видов ингибиторов: СНПХ-6014, 6017МС, 1004, «Нефтехим-1,6», «ВИКОР 1А», Башик 17М, «ХПК-002,002В», ТХ 1153 и 22 новая модификация ингибитора коррозии серии Азимут.

Серьезную трудность при проведении такого рода испытаний представляет определение самого главного или основного свойства ингибиторов коррозии, а именно защитной эффективности. «Эффективность ингибитора» понятие комплексное и включает в себя минимум 2 составляющие, а именно защитную и экономическую эффективности, т.е. может состоять из 2-х, а то и более показателей или характеристик.

Понятие «эффективность» требует более подробного рассмотрения, а также расширительного толкования самого понятия эффективности ингибитора.

Разнообразие взаимодействия в таком сложном процессе, как коррозия трубопроводах и емкостях используемых в системе ППД еще более осложняют задачу подбора эффективных ингибиторов коррозии.

Защитные действия ингибитора зависит в первую очередь от его концентрации в среде с которой контактирует защищаемое оборудование, свойств этой среды, материала из которого сделана конструкция, скоростей потоком агрессивной среды. Зависимость защитной эффективности описывается S – образной кривой. Подобная кривая представлена на рис. 26

АЗИМУТ – 14

ОПИСАНИЕ	Композиция на основе азотосодержащих органических соединений :алкилимидазолинов изо строения, амидоаминов и органических растворителей
назначение	Ингибиторы серии Азимут предназначены для защиты нефтепромыслового оборудования и трубопроводов, работающих в сероводородсодержащих высокоминерализованных водных средах от коррозии и наводораживания. Может быть использован при транспортировке нефти и газа.
Рекомендации по применению	Ингибитор Азимут-14 технологичен,обладает достаточно широким (порядка 82,0-99,5%) защитным действием при дозировках15-35 мл/л . Для достижения максимального эффекта при применении следует использовать методы, позволяющие создать наилучшие условия переноса ингибитора к поверхности защищаемого металла. При этом используются два основных метода: периодическое дозирование и непрерывное дозирование. Может применяться сочетание двух методов, но наиболее предпочтительным является непрерывное дозирование ингибитора в защищаемые системы. Защитная концентрация ингибитора зависит от агрессивной среды, скорости потока и определяется на основе стендовых испытаний.
Технические требования ТУ 2415-187-0020312-98	Внешний вид-жидкость светло-коричневого или темно-коричневого цвета. Кислотное число, мг КОН на 1г пробы, не более 30 Аминное число мг СНІна 1г пробы не более 50 Массовая доля активной основы, % не более 15 Массовая доля воды %, не более 0,5 Температура застывания , ^{0}С , не более - 45 Защитное действие при концентрации Ингибитора 25 мг/л, %, не менее 90
поставка	ЖД цистерны 50 т.е нижним сливом, автоцистерны и тара потребителя. Допускается разлив продукта в стальные бочки.
Гарантийный срок хранения	1год со дня изготовления ингибитор должен храниться в герметично закрытой емкости.
Гигиенический сертификат	№ 02.БЦ. 01.241.П.00846.Т.98 от 29.09.99 ингибитор Азимут- малотаксичное и малоопасное вещество, относится к 4 классу опасности.

НЕФТЕХИМ

ИНГИБИТОР КОРРОЗИИ	
Описание	Водорастворимый ингибитор коррозии на основе продукта конденсации кислот легкого талового масла и полиэтиленполиамина в углеводородном растворителе

Назначение	Защита коммуникаций и наземного оборудования от коррозии внутренней поверхности, наводораживания и сульфидного коррозионного растрескивания, вызываемых воздействием сероводородсодержащих минерализованных водных сред		
Рекомендации по применению	Ингибитор НЕФТЕХИМ вводится непрерывно (25-50 ppm) или ударными дозами (100-200 ppm) в трубопроводе систем поддерживания пластового давления при содержании в минерализованной воде до 300ppm сероводорода или углекислого газа. Данная технология обеспечивает степень противокоррозионной защиты оборудования не менее 90% и применима в следующих условиях: Общее давление в системе ,Мпа, не более 20,0 Плотность воды , кг/м^3 , не более 1160 Содержание компонентов в воде , г/м^3 , не более : Сероводорода 300 Углекислого газа 300 Кислорода 3 Механических примесей 100 Скорость общей коррозии не превышает 0,05 мм/год		
Технические требования		Нефтефим 1 Для применения в зимнее время	Нефтехим 2 Для применения в летнее время
ТУ 2415-001-00157816-94	Внешний вид- подвижная масляная жидкость темно-коричневого цвета		
	Удельный вес, г/см^3 , не менее	0,810	0,830
	Защитное действие,%, не менее	94	90
	Температура застывания, ^{0}С, не выше	- 40	- 15
	Кислотное число ,мг КОН на 1г продукта	8-30	8-30

поставка	ЖД цистерны 50 т , автоцистерны и тара потребителя , допускается разлив продукта в стальные бочки
Гарантийный срок хранения	1 год со дня изготовления. Ингибитор должен хранится в герметично закрытой емкости.
Гигиенический сертификат	№ 02.БЦ.01.241.П.00393.М.98 от 14.05.98 по характеру воздействия НЕФТИХИМ относится к малотоксичным веществам 4 класса опасности

ВИКОР

Описание	Композиция на основе азотсодержщих органических соединений : аликимидазолинов изострония, органической кислоты, неиногенного поверхностно-активного вещества и растворителя		
назначение	Ингибиторы серии ВИКОР предназначены для защиты нефтепромыслового оборудования и трубопроводов, работающих в сероводородосодержащих высокоминерализаванных водных средах от коррозии наводораживания		
Рекомендации по применению	Ингибиторы серии ВИКОР технологичны, обладают достаточно широким защитным действием. Вводятся в систему утилизации сточных вод, содержащих сероводород или углекислый газ. Особо эффективны при дозировке в систему сбора обводненной нефти в связи с предпочтительным распределением в водной фазе. Рекомендуется использовать метод непрерывного дозирования при концентрации ингибитора в пределах 15-50 ppm. Ингибиторы улучшают деэмульсацию нефти и снижают гидравлические потери. Защитная концентрация ингибиторов зависит от агрессионой среды , скорости потока и определяется на основе стендовых промысловых испытаний.		
Технические требования ТУ 39-1313-88, изм. 1-4		Викор 1	Викор-1А
	Внешний вид- нерасслаивающаяся однородная жидкость от светлого до темно-коричневого цвета		
	Кислотное число ,мг КОН на 1 г продукта, не более	10	105
	Аминное число ,мг HCI на 1 г пробы	Н/м 35	Н\б 35
	Массовая доля активной основы,% не менее	33	15
	Плотность при 20^0 С, в пределах	0,85-0,95	
	Водный показатель 1% раствора,рН	8	
	Температура застывания ,^{0}С, не более	-40	
	Защитное действие при концентрации ингибитора 50 мг/ л,%, не менее	90	
поставка	ЖД цистерны до 43 т с нижним сливом , автоцистерны и тара потребителя. Допускается разлив продукта в стальные бочки .		
Гарантийный срок хранения	1 год со дня изготовления. Ингибитор должен храниться в герметично закрытой емкости.		

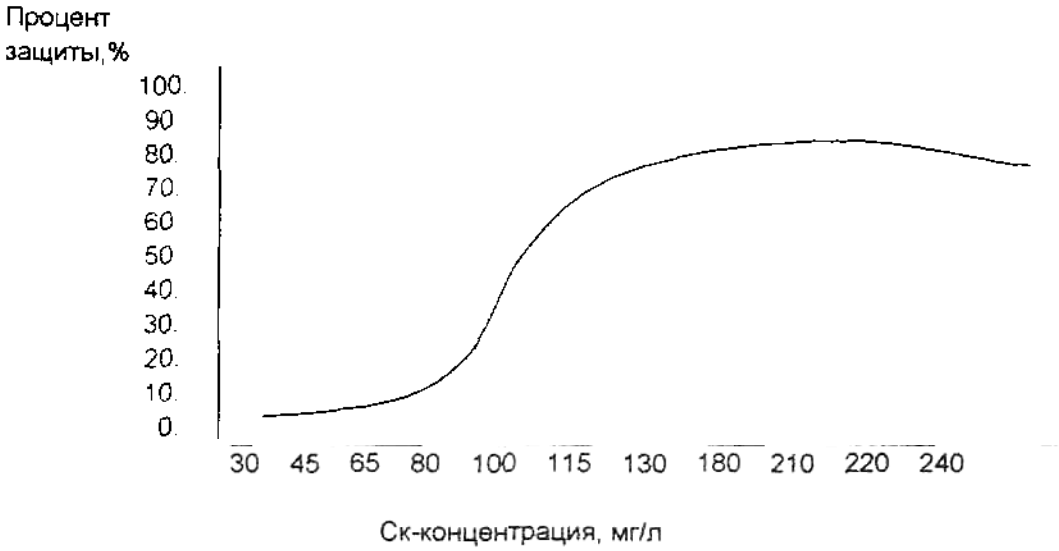


рис.26. Зависимость защитного действия ингибитора коррозии от его концентрации в агрессивной среде.

Из рис.26 видно, что на восходящем участке S-образной кривой защита не стабильна. На этом участке наблюдается наибольший разброс экспериментальных точек. Разброс точек на участке выположивания кривой защитной эффек-фективности после достижения критической концентрации ингибитора снижается (для каждого ингибитора свой гра4тк).

Под «эффективной защитной концентрацией» понимается концентрация, при которой достигается максимальное защитное действие ингибитора коррозии в данной агрессивной среде в данных условиях применения.

Однако корректно определить «эффективную защитную концентрацию» по таким кривым можно только в случае высоко агрессивных сред. Где фоновая скорость коррозии составляет от нескольких десятых до 1.0 мм год и выше. В то время как иследователям-коррозионистам в нефтедобывающей промышленности приходится иметь дело со средами, где исходный фоновый уровень коррозии может быть ниже 0.1мм год. Так, что типичными широко применяемыми методами контроля скорости коррозии, как например, гравиметрический метод, метод измерения поляризационного сопротивления и *т.п.* методами однозначно установить защитную эффективность ингибитора зачастую не удается. Очень часто полученное защитное действие имеет отрицательное значение. Тогда ингибитор выступает как стимулятор коррозии, что связано либо с тем. что в данном случае с погрешность измерения применяемых методов определения скоростей коррозии соизмеримы со значениями регистрируемых скоростей коррозии, чем нивелируется очень малое по абсолютной величине изменения скорости коррозии, обусловленное действием ингибитора, либо с тем. что защитное действие в ингибиторах в данных конкретных условиях очень и очень незначительно. Поэтому применение метода статистической обработки может в какой-то мере упростить задачу подбора ингибитора для конкретных условий применения в такой непростой ситуации, как за-щита систем ППД или систем сбора нефти.

4.3.4.Ингибитор комплексного действия «Азимут -14»

Ингибитор коррозии серии «Азимут-14» представляет собой продукты сложною синтеза па основе жирных азотсодержащих кислот в комплексном растворителе. Они предназначены для защиты оборудования и трубопроводов о) сероводородной, кислотной и углекислотой коррозии (табл. 23).

Защитная эффективность ингибиторов серии «Азимут» в кислотной среде (15% HCI в дистиллированной воде)

Таблица №23

Марка ингибитора	Концентрация ингибитора в мг/л	Защитная эффективность Z, в %
Азимут-14	100	93
Азимут-14Б	100	98
Азимут-14Д	100	97

Как видно,все три испытания ингибиторов показывают высокую защитную эффективность . учитывая то, что применение ингибитора кислотной коррозии при соляно-кислотных обработках скважин должен защищать не только от общей и локальной коррозии, но в первую очередь должен не допускать наводораживания металла внутрискважинного оборудования. Результаты испытаний приведены в таблице 24

Концентрация ингибитора	Защитный эффект	
	Коэффециент торможения, Gн	Степень защиты от наводораживания , в %
100	1,97	97
150	2,08	107
200	2,18	118

Из таблицы следует то, что ингибитор коррозии «Азимут - 14» обладает высокой защитной эффективностью, как и ингибитор наводораживания.

Для проведения испытаний по определению бактерицидных свойств был отобран промышленный образец ингибитора коррозии «Азимут - 14» и для сравнения были взяты ингибиторы : рекорд-608, Нефтихим- 6 и бактерицид СНХЗ-1.

Анализ биозараженности сочных вод ЗАО «Искож» производился в соответствии с методическими рекомендациями «ВНИИСПТнефть » по методике «Методика контроля микробиологической зараженности нефтепромысловых вод и оценка защитного и бактерицидного действия реагентов» (РД 39-3-973-83, Уфа). Результаты исследований представлены в таблице 25.

Таблица № 25

Точки отбора	Дата отбора	Количество клеток , на /мл					
ЗАО «Искож»	24.05.01	10^1	10^2	10^3	10^4	10^5	10^6
		+ +	++	++	++	++	++

Данные в таблице свидетельствуют о высокой бактериальной сраженное m сточно-промысловых вод ЗАО «Искож». Максимальное количество клеток СВБ без обработок достигло 10 кл/ мл.

Известно, что лишь небольшое количество СВБ обычно представлено свобод-ноплаваюищми клетками. Основное количество клеток СВБ ассоциировано с твердой поверхностью в виде биопленки.

Следовательно, высокая степень зараженности воды с объектов ЗАО «Искож» свидетельствует о наличии биослоя на внутренней поверхности водоводов.

Отсутствие мер по борьбе с биозараженностью может привести к дальнейшему росту численности СВБ и со всеми последующими последствиями.

При оценке бактерицидной активности ингибиторов использовались 2-х суточная культура с содержанием СВБ не менее 10^6 кл/мл и активности 100 единиц.

Как следует из анализа «Азимут - 14» при дозировке 50 мг/л. «Рекорд-608», «Нефтехим -6», при 100мг/л, «СНХЗ -1»при 600мг/л полностью подавляют развитие СВБ.

Промышленно применяемые ингибиторы коррозии кроме всего прочего должны быть совместимы с другими наиболее широко применяемыми ингибиторами коррозии, парафина и солеотложениями, а также деэмульгаторами. Ингибитор Азимут –14 совместим с применяемыми в настоящее время ингибиторами коррозии типа Нефтихим – 6, СНПХ- 1004, Рекорд- 608, а также деэмульгаторами.

4.3.5. Расчет экономического эффекта от внедрения ингибитора коррозии « Азимут - 14» в системе ППД.

Исходные данные

показатели	Ед. измерения	Базовый вариант с «Рекорд-608»	Новый вариант с «Азимут –14 »
Израсходовано ингибитора (при удельной норме расхода г/м^3)	т	84.3(27)	68.44(21.9)
Количество порывов	шт	5	3
Стоимость ликвидации одного порыва водовода	руб	2536	2536

Расчет экономического эффекта

затраты на ингибитор	тыс. руб	19.237x84,3=1621.6	19.052x68.44=1303.9
Затраты на ликвидацию порывов водоводов	Тыс.руб	2536x5=12.68	2536x3=7.608
Всего затрат	Тыс.руб	1634.2	1311.2

Экономический эффект от внедрения ингибиторов «Азимут - 14» составляет 322.7 тыс. руб/год.

4.4 Влияние ингибиторов коррозии на технологический процесс добычи, подготовки и переработки нефти и газа.

Одним из осложнений технологического процесса при использовании органических ингибиторов коррозии может быть вспенивание технологических жидкостей при очистке газа с помощью моноэтана димина или при сушки его ди этиленгликголем, а также стабилизация эмульсий, образованных водой и углеводородным конденсатом.

В зависимости от скорости газа, концентрация метанола и диэтиленгликоля, наличия в них углеводородного конденсата и др. факторов ингибитор И-1-А в различной степени стимулирует вспенивание этих жидкостей. Вспенивание метанола и диэтиленгликоля в присутствии И-1-А происходит тем быстрее, чем выше его содержание. При этом пена получается более устойчивой. Присутствие углеводородного конденсата уменьшает стимулирующее влияние ингибитора И-1-А на вспенивание водных растворов метанола и этиленгиколя. Наиболее вероятно возможность вспенивания диэтиленгликоля в генераторах.

По результатам сравнительных испытаний ингибиторов И-1-А, ВИСКО-904 и И-25-Д на установках комплексной подготовки газа Оренбургского

газоконденсатного месторождения было выявлено, что И-1-А и ВИСКО-904 в большей степени, чем И-25-Д, способствуют образованию эмульсий метанол-углеводородный конденсат (рис.27). при этом остаточное содержание метанола в газовом конденсате при содержании ингибиторов И-1-А и ВИСКО-904 250 мг/л возрастает соответственно на 0,05 и 0,11% по сравнению с ингибитором И-25-Д при продолжительности разделения смеси 30 мин. Ингибитор И-25-Д в меньшей степени способствует вспениванию водных растворов диэтаноломина, чем ингибиторы И-1-А и ВИСКО-904 (рис.28)

АЗИМУТ – 14

ОПИСАНИЕ	Композиция на основе азотосодержащих органических соединений :алкилимидазолинов изо строения, амидоаминов и органических растворителей
назначение	Ингибиторы серии Азимут предназначены для защиты нефтепромыслового оборудования и трубопроводов, работающих в сероводородсодержащих высокоминерализованных водных средах от коррозии и наводораживания. Может быть использован при транспортировке нефти и газа.
Рекомендации по применению	Ингибитор Азимут-14 технологичен,обладает достаточно широким (порядка 82,0-99,5%) защитным действием при дозировках15-35 мл/л . Для достижения максимального эффекта при применении следует использовать методы, позволяющие создать наилучшие условия переноса ингибитора к поверхности защищаемого металла. При этом используются два основных метода: периодическое дозирование и непрерывное дозирование. Может применяться сочетание двух методов, но наиболее предпочтительным является непрерывное дозирование ингибитора в защищаемые системы. Защитная концентрация ингибитора зависит от агрессивной среды, скорости потока и определяется на основе стендовых испытаний.
Технические требования ТУ 2415-187-0020312-98	Внешний вид-жидкость светло-коричневого или темно-коричневого цвета. Кислотное число, мг КОН на 1г пробы, не более 30 Аминное число мг СНІна 1г пробы не более 50 Массовая доля активной основы, % не более 15 Массовая доля воды %, не более 0,5 Температура застывания , ^{0}С , не более - 45 Защитное действие при концентрации Ингибитора 25 мг/л, %, не менее 90
поставка	ЖД цистерны 50 т.е нижним сливом, автоцистерны и тара потребителя. Допускается разлив продукта в стальные бочки.

Гарантийный срок хранения	1год со дня изготовления ингибитор должен храниться в герметично закрытой емкости.
Гигиенический сертификат	№ 02.БЦ. 01.241.П.00846.Т.98 от 29.09.99 ингибитор Азимут- малотаксичное и малоопасное вещество, относится к 4 классу опасности.

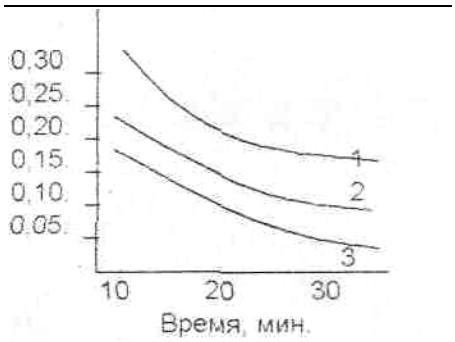
НЕФТЕХИМ

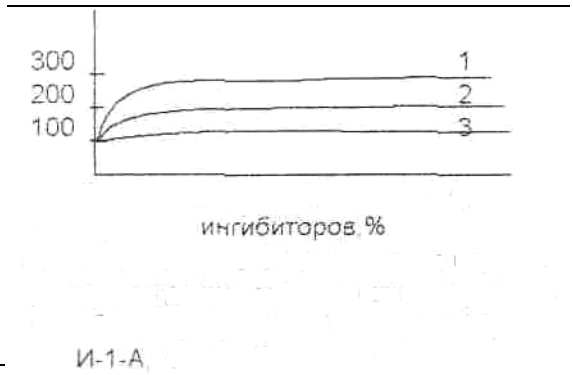
ИНГИБИТОР КОРРОЗИИ			
Описание	Водорастворимый ингибитор коррозии на основе продукта конденсации кислот легкого талового масла и полиэтиленполиамина в углеводородном растворителе		
Назначение	Защита коммуникаций и наземного оборудования от коррозии внутренней поверхности, наводораживания и сульфидного коррозионного растрескивания, вызываемых воздействием сероводородсодержащих минерализованных водных сред		
Рекомендации по применению	Ингибитор НЕФТЕХИМ вводится непрерывно (25-50 ppm) или ударными дозами (100-200 ppm) в трубопроводе систем поддерживания пластового давления при содержании в минерализованной воде до 300ppm сероводорода или углекислого газа. Данная технология обеспечивает степень противокоррозионной защиты оборудования не менее 90% и применима в следующих условиях: Общее давление в системе ,Мпа, не более 20,0 Плотность воды , кг/м^3 , не более 1160 Содержание компонентов в воде , г/м^3 , не более : Сероводорода 300 Углекислого газа 300 Кислорода 3 Механических примесей 100 Скорость общей коррозии не превышает 0,05 мм/год		
Технические требования		Нефтефим 1 Для применения в зимнее время	Нефтехим 2 Для применения в летнее время
ТУ 2415-001-00157816-94	Внешний вид- подвижная масляная жидкость темно-коричневого цвета		
	Удельный вес, г/см^3 , не менее	0,810	0,830
	Защитное действие,%, не менее	94	90
	Температура застывания, ^{0}С, не выше	- 40	- 15

	Кислотное число ,мг КОН на 1г продукта	8-30	8-30
поставка	ЖД цистерны 50 т , автоцистерны и тара потребителя , допускается разлив продукта в стальные бочки		
Гарантийный срок хранения	1 год со дня изготовления. Ингибитор должен хранится в герметично закрытой емкости.		
Гигиенический сертификат	№ 02.БЦ.01.241.П.00393.М.98 от 14.05.98 по характеру воздействия НЕФТИХИМ относится к малотоксичным веществам 4 класса опасности		

ВИКОР

Описание	Композиция на основе азотсодержщих органических соединений : аликимидазолинов изострония, органической кислоты, неиногенного поверхностно-активного вещества и растворителя		
назначение			
Рекомендации по применению	Ингибиторы серии ВИКОР технологичны, обладают достаточно широким защитным действием. Вводятся в систему утилизации сточных вод, содержащих сероводород или углекислый газ. Особо эффективны при дозировке в систему сбора обводненной нефти в связи с предпочтительным распределением в водной фазе. Рекомендуется использовать метод непрерывного дозирования при концентрации ингибитора в пределах 15-50 ppm. Ингибиторы улучшают деэмульсацию нефти и снижают гидравлические потери. Защитная концентрация ингибиторов зависит от агрессионой среды , скорости потока и определяется на основе стендовых промысловых испытаний.		
Технические требования ТУ 39-1313-88, изм. 1-4		Викор 1	Викор-1А
	Внешний вид- нерасслаивающаяся однородная жидкость от светлого до темно-коричневого цвета		
	Кислотное число ,мг КОН на 1 г продукта, не более	10	105
	Аминное число ,мг HCI на 1 г пробы	Н/м 35	Н\б 35
	Массовая доля активной основы,% не менее	33	15
	Плотность при 20^0 С, в пределах	0,85-0,95	
	Водный показатель 1% раствора,рН	8	
	Температура застывания ,^{0}С, не более	-40	
	Защитное действие при концентрации ингибитора 50 мг/ л,%, не менее	90	
поставка	ЖД цистерны до 43 т с нижним сливом , автоцистерны и тара потребителя. Допускается разлив продукта в стальные бочки .		
Гарантийный срок хранения	1 год со дня изготовления. Ингибитор должен храниться в герметично закрытой емкости.		





О 0,02 0,04 0,06 0,08 0,10

Содержание ингибиторов

Рис.28.Зависимость вспенивания водных растворов диэтанолэмина от содержания Ингибиторов коррозии:-ВИСКО-904, 2- И-1-А, И-25-Д

Другой недостаток органических ингибиторов коррозии - это повышенное содержание смол, которые в процессе переработки сырья оседают на внутренних поверхностях аппаратов, ухудшая теплопередачу, а иногда и нарушая работу контрольно-измерительных приборов. Сравнение результатов использования ингибиторов И-1-А, АНПО, ИКСГ, КО с результатами анализов углеводородных конденсатов, не содержащих ингибиторов, показало, например, что при ингибировании скважин суммарная содержание смол растет с 33 до 68 мг на 10 кг газоконденсата. При близком уровне эффективности защиты от коррозии теплообменных аппаратов ингибиторами И-1-А и АНПО и стоимости ингибитора АНПО, почти в 2 раза превышающей стоимость И-1-А, конечный выбор ингибитора АНПО и рекомендации по его промышленному применению были в значительной мере обусловлены его технологическими свойствами. Применение ингибитора АНПО в меньшей мере сказывается на качестве промышленной продукции газоперерабатывающего завода, в то время как использование в данных условиях ингибитора И-1-А влекло за собой резкое увеличение содержание смол в бензине и другой продукции. Причиной эксплуатационно- технических осложнений могут быть ограничения растворимость ингибиторов в 85- 95 %-ных водных растворах метанола относительно высокая температура застывания реагента определяет текучесть при низких температурах, а низкая вязкость обеспечивает оптимальные скорости потока и необходимую адсорбционную способность ингибитора.

В результате взаимодействия полярных групп неионогенных поверхностно-активных веществ различного технологического назначения с функциональными группами ингибиторов возможно снижение защитного действия ингибиторов, как это видно из таблицы 27.

ингибитор	Защитное действие ингибиторов, %, при содержании дисолвана, кг/м^3					
	0	20	50	100	300	500
ИКБ – 4	90	72	0	0	0	0
И-1-А	77	90	0	0	0	0

ИП-1	93	95	92	50	43	0

Полагая, что это связано с изменением объемно- коллоидных свойств таких ингибиторов вследствие адсорбции ПАВ на межфазовой поверхности раздела мицелл и микрокапелек углеводорода. Таким образом, происходят своеобразная блокировка адсорбционно-активных групп коллоидного ингибитора и снижение его способности экранировать поверхность металла от агрессивной среды.

Учитывая эти недостатки и некоторые другие особенности, к ингибиторам коррозии для нефтяной и газовой промышленности наряду с общими требованиями: высокой эффективностью защитного действия , экономической целесообразностью применения, не токсичностью, взрыво- и пожаробезопасностью, стабильностью сырьевой базы предъявляют специальные требования, связанные с особенностями технологических процессов добычи, подготовки, транспорта и переработки нефти и газа.

Ингибиторы для защиты о коррозии поземного оборудования добывающих скважин и оборудования систем утилизации нефтегазопромысловых сточных вод должны обладать высокими адсорбционными и десорбционными свойствами и не оказывать отрицательного влияния на продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин.

При эксплуатации обводняющихся скважин, наличие в скважине значительного количества пластовых вод ингибиторов должны быть хорошо растворимыми в высокоминерализованных водных растворах. Они не должны нарушать химического равновесия воды, способствовать выпадению солей и развитию сульфатвосстанавливающих бактерий как в защищаемой системе, так и призабойной нагнетательных скважин.

Необходимо, чтобы ингибиторы были совместимы с химическими реагентами, применяемыми в нефте- и газодобыче. Они должны ухудшать свои защитные свойства и действия поверхностно- активных веществ , применяемыми для интенсификации выноса из скважин жидкости и для предотвращения солеотложения. Ингибиторы должны сохранять свое защитное действие при наличии в воде деэмульгаторов, применяемых при подготовке нефти и частично переходящих в водную фазу, не должны повышать устойчивость эмульсий нефть – вода, способствовать образованию вторичных эмульсий, вызвать вспенивание эмульсии нефть- вода.

Ингибиторы для систем сбора и транспортирования сероводородосодеожащего газа должны обеспечивать защиту элементов трубопроводов и оборудования , контактирующих с трехфазной системой углеводороды-вода-газ, обладая для этого способностью испаряться при давлении и температуре перекачки газа.

Ингибиторы не должны вызывать повышение температуры застывания конденсата на установке низкотемпературной сепарации. Температура застывания ингибиторов, используемых в таких условиях, должна быть не выше 228-233 К.

В условиях дросселирования газа при значительных перепадах давления и температур ингибитор должен сохранять свои защитные качества. Ингибиторы не должны ухудшать антигидратные свойства метанола и осущающие свойства гликолей или тормозить процесс метанола и эмульсий, вспенивания самих эмульсий или отдельно водной и углеводородной фаз после их разделения .

При попадании ингибитора на установки газоперерабатывающего завода он не должен вызывать вспенивание и унос аминов.

Ингибиторы не должны сохранять свои защитные свойства при температуре 373-393 К, не образуя при этом нагара или смолистых отложений на стенках трубопроводов, аппаратов, контрольно-измерительных устройств.

Ингибиторы не должны ухудшать товарные качества нефти , газа и конденсата; сами ингибиторы и продукты их разложения не должны отравлять катализаторы, применяемые при переработке нефти и газа, ухудшать производственные показатели по вупуску продукции, втом числе качество нефтепродуктов и топлив.

По мере разработки и эксплуатации месторождения условия работы одних и тех же элементов оборудования могут изменяться. В связи с этим развитие процесса коррозии непостоянно, что также предопределяет выбор и применение ингибиторов коррозии.