



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Стандарт организации

Защита от коррозии

**ИНГИБИТОРНАЯ ЗАЩИТА
ОТ КОРРОЗИИ ПРОМЫСЛОВЫХ
ОБЪЕКТОВ И ТРУБОПРОВОДОВ
Основные требования**

СТО Газпром 9.3-011-2011

Москва 2011

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**ИНГИБИТОРНАЯ ЗАЩИТА
ОТ КОРРОЗИИ ПРОМЫСЛОВЫХ
ОБЪЕКТОВ И ТРУБОПРОВОДОВ**
Основные требования

СТО Газпром 9.3-011-2011

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

**Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов
и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»**

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром экспо»

Москва 2011

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН

Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»

2 ВНЕСЕН

Отделом защиты от коррозии Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром»

3 УТВЕРЖДЕН

распоряжением ОАО «Газпром» от 15 декабря 2010 г. № 494

И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Содержание

1 Область применения.....	1
2 Нормативные ссылки	2
3 Термины и определения	3
4 Общие положения.....	5
5 Определение степени агрессивного воздействия газопромысловых сред на оборудование и трубопроводы	5
6 Критерии необходимости применения ингибиторной защиты на конкретном объекте ОАО «Газпром».....	7
7 Требования к ингибиторной защите	8
8 Порядок организации работ по ингибиторной защите оборудования и трубопроводов на стадии проектирования и эксплуатации	10
9 Управление ингибированием производственной службой по защите от коррозии.....	13
10 Анализ коррозионного состояния оборудования при использовании ингибиторной защиты.....	15
11 Технологии, используемые для ингибиторной защиты промышленного оборудования и трубопроводных систем.....	20
12 Требования, предъявляемые к ингибиторам коррозии	24
13 Лабораторные испытания ингибиторов.....	25
14 Стендовые испытания.....	27
15 Эксплуатационные испытания.....	27
16 Контроль качества ингибиторов	29
17 Охрана труда, промышленная безопасность и охрана окружающей среды при работе с ингибиторами	29
Приложение А (обязательное) Шкала оценки коррозионной стойкости металлов и коррозионной активности системы по ГОСТ 9.502.....	31
Приложение Б (рекомендуемое) Форма записи данных по определению химичес- кого и физико-химического состава промысловых сред	32
Библиография	33

Введение

Настоящий стандарт разработан в соответствии с Перечнем приоритетных научно-технических проблем ОАО «Газпром» на 2006–2010 гг., утвержденным Председателем Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером 11 октября 2005 г. № 01-106, п. 3.2 «Создание методов и технологий для повышения эффективности разработки и безопасной эксплуатации месторождений» и Программой научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ ОАО «Газпром» на 2008 г., утвержденной Председателем Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером 14 февраля 2008 г. № 01-21.

Настоящий стандарт разработан в рамках договора № 1119-08-1 от 14 мая 2009 г. авторским коллективом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в составе: Вагапов Р.К., Запевалов Д.Н., Ибатуллин К.А., Мельситдинова Р.А., Кашковский Р.В., Коновалов В.А., Смирнова Т.Д.

СТАНДАРТ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

**ИНГИБИТОРНАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ
ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ И ТРУБОПРОВОДОВ
Основные требования**

Дата введения — 2011-08-26

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает основные требования к проектированию, организации и корректировке в период эксплуатации систем контроля коррозионного состояния и управления ингибиторной противокоррозионной защитой промышленных объектов и трубопроводов организаций, осуществляющих добычу, подготовку и транспорт газа, газового конденсата и нефти, а также их смесей (далее — организации).

1.2 В настоящем стандарте определены правила оценки коррозионной агрессивности сред и организации на основе результатов этой оценки ингибиторной защиты на промышленных объектах и трубопроводах и установлена процедура системного подхода к организации коррозионного мониторинга промышленного оборудования и трубопроводов для обеспечения безопасности и надежности их эксплуатации, проектированию и корректировке в процессе эксплуатации системы ингибиторной защиты.

1.3 Настоящий стандарт распространяется на противокоррозионную защиту внутренних поверхностей металлических конструкций промышленных объектов и трубопроводов (подземное эксплуатационное оборудование скважин, технологическое оборудование комплексной подготовки газа и промышленные трубопроводы), работающих:

- в газовых средах, содержащих пары воды, сероводород, углекислый газ, летучие кислоты и/или другие агрессивные компоненты;
- жидких водных и водно-углеводородных средах, содержащих растворенные сероводород, углекислый газ, соли и/или другие агрессивные компоненты;
- многофазных средах, представляющих смесь газовых и жидких сред в различном соотношении.

1.4 Настоящий стандарт распространяется как на проектируемые, так и на уже эксплуатируемые промышленные объекты и трубопроводы, которые подвергаются воздействию агрессивных сред.

1.5 Настоящий стандарт не распространяется на оборудование магистральных газопроводов и газоперерабатывающих заводов.

1.6 Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ОАО «Газпром», а также организациями, осуществляющими по соответствующим договорам работы по проектированию, исследованию состояния действующей ингибиторной защиты промышленного оборудования.

Примечание — Договоры со сторонними организациями должны в обязательном порядке содержать ссылку на настоящий стандарт.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 9.502-82 Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний

ГОСТ 9.905-2007 Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования

ГОСТ 12.0.004-90 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

ГОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. Основные положения

ГОСТ 31371.7-2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов

ГОСТ Р ИСО 9001-2008 Системы менеджмента качества. Требования

СТО Газпром 2-1.12-434-2010 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство зданий и сооружений ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-3.5-046-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Порядок экспертизы технических условий на оборудование и материалы, аттестации технологий и оценки готовности организаций к выполнению работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа ОАО «Газпром»

СТО Газпром 5.12-2008 Обеспечение единства измерений. Газ горючий природный. Методика определения серосодержащих соединений хроматографическим методом

СТО Газпром 9.0-001-2009 Защита от коррозии. Основные положения

СТО Газпром 9.3-004-2009 Защита от коррозии. Методика выполнения измерений массовой концентрации азотсодержащих ингибиторов коррозии в жидких углеводородах, пластовой воде и водометанольных растворах

СТО Газпром 9.3-007-2010 Защита от коррозии. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа

СТО Газпром 029-2007 Положение о допуске ингибиторов коррозии к применению в ОАО «Газпром»

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) стандартом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 ингибитор коррозии: Химическое вещество, которое, присутствуя в коррозионной системе в определенной концентрации, снижает скорость коррозии металла без существенного изменения других элементов коррозионной системы.

[СТО Газпром 9.0-001-2009, пункт 3.7]

Примечание – Другие элементы коррозионной системы – это химические и физико-химические параметры промышленных сред.

3.2 ингибиторная защита: Защита от коррозии, основанная на использовании ингибитора (ингибиторов) коррозии.

[СТО Газпром 9.0-001-2009, пункт 3.8]

3.3 испытания: Экспериментальное определение количественных и (или) качественных характеристик объекта испытаний при воздействии на него факторов(а), установленных(ого) задачами испытаний.

3.4 коррозионная стойкость: Способность металла сопротивляться коррозионному воздействию среды.

[ГОСТ 5272-68, пункт 8]

3.5 коррозионная хрупкость: Хрупкость, приобретенная металлом в результате коррозии.

[ГОСТ 5272-68, пункт 52]

3.6 коррозионный мониторинг: Периодический сбор, накопление и анализ данных о коррозионном состоянии защищаемых объектов и условиях коррозионного воздействия, в ходе которых возможна оценка интенсивности коррозионных процессов и возможных путей их развития (распространения).

3.7 коррозия металла: Самопроизвольное разрушение металла в результате химического или физико-химического взаимодействия с коррозионной средой.

3.8 лабораторные испытания: Испытания объекта, проводимые в лабораторных условиях.

[ГОСТ 16504-81, пункт 53]

3.9 противокоррозионная защита; ПКЗ: Совокупность методов и средств, применяемых для подавления коррозионных процессов в защищаемых объектах.

3.10 скорость коррозии: Коррозионные потери металла за единицу времени.

[СТО Газпром 9.0-001-2009, пункт 3.20]

3.11 стендовые испытания: Испытания объекта, проводимые на испытательном оборудовании.

[ГОСТ 16504-81, пункт 54]

3.12 узел контроля коррозии; УКК: Место установки технического устройства, предназначенного для измерения скорости коррозии и текущих значений параметров коррозионной среды, а также отбора проб для определения ее состава.

3.13 эксплуатационные испытания: Испытания объекта, проводимые в период его эксплуатации.

4 Общие положения

4.1 В целях повышения надежности и безопасности эксплуатации промышленных объектов и трубопроводов в проект разработки месторождения организации должен быть включен раздел, определяющий порядок организации ПКЗ, мероприятия по защите от коррозии или обоснование отказа от их проведения.

4.2 Организации обеспечивают соблюдение требований настоящего стандарта, в том числе и подрядными организациями, путем ознакомления с положениями настоящего стандарта исполнителей, занятых в работах по обеспечению ингибиторной защиты, и возложения обязанностей по их исполнению на должностных лиц при заключении договора на выполнение соответствующих видов работ, а также путем контроля за исполнением требований настоящего стандарта.

5 Определение степени агрессивного воздействия газопромысловых сред на оборудование и трубопроводы

5.1 Основным показателем агрессивности сред и устойчивости материалов к коррозии является скорость коррозии. В связи с чем величина скорости коррозии является одним из основных критериев при выборе конструкционных материалов.

На стадии проектирования объектов организации выбор конструкционных материалов осуществляется по опытным (фактическим) данным о скорости коррозии, если эти данные были определены для аналогичных смежных объектов этой же организации (проектирование отдельных объектов организации) или в ходе лабораторных и стендовых испытаний рассматриваемых объектов.

Для проектируемых объектов организации оценку агрессивности сред осуществляют путем сравнения химических и физико-химических показателей со значениями, приведенными в разделе 6.

Для эксплуатируемых объектов организации определение величины скорости коррозии должно производиться опытным путем только в том случае, если определение данного показателя опытным методом технически не реализуемо.

Выбор конструкционного материала на стадии проектирования или определение расчетной скорости коррозии на стадии эксплуатации должны производиться в соответствии с приложением А.

На основе этих данных производится выбор материалов, выполняются расчеты коррозионных допусков и методов ПКЗ на стадии проектирования.

Для более точной оценки степени агрессивного воздействия промышленных сред на технологическое оборудование и трубопроводы используется опытное определение скорости коррозии по аттестованным и согласованным с ОАО «Газпром» методикам с последующим выбором марки ингибитора или других методов ПКЗ.

Если невозможно провести оценку, определяемую опытным путем по скорости коррозии, то в разделе 6 приведены значения некоторых параметров агрессивных сред, по которым косвенно можно произвести подобного рода оценку.

5.2 В проект разработки месторождения должны закладываться материалы, коррозионные допуски и методы ПКЗ, которые способны обеспечить безаварийную эксплуатацию оборудования в течение всего периода действия проекта при средней скорости общей коррозии не более 0,1 мм/год.

5.3 Скорость коррозии, определенная теоретическим или опытным путем, в диапазоне от 0,01 до 0,10 мм/год позволяет не проводить противокоррозионных мероприятий, но при этом в проекте должен быть предусмотрен контроль за скоростью коррозии в следующих вариантах:

- периодический, в случае равномерной коррозии, при отсутствии водной фазы и осадков на поверхности металла;
- избирательный (выборочный), при локализации коррозионных процессов, в местах конденсации воды или ее скопления.

5.4 Если по результатам опытных определений скорости коррозии ее значение превышает 0,1 мм/год, а параметры коррозионной агрессивности среды соответствуют предельным значениям, указанным в разделе 6, то необходимо применение ингибиторной защиты, оценка эффективности использования которой должна производиться по данным коррозионного мониторинга.

5.5 Степень агрессивного воздействия промышленных сред на оборудование и трубопроводы определяется составом и давлением газовых сред, наличием и составом жидких сред, температурой, режимом течения и наличием механических примесей в движущихся средах и др.

5.6 Агрессивное воздействие жидких промышленных сред как наиболее коррозионно-опасных рассматривается отдельно и зависит:

- от природы жидкой фазы (вода или углеводород);
- соотношения углеводородной и водной фазы;
- примесей, влияющих на тип водно-углеводородной эмульсии (эмульгаторы, деэмульгаторы);
- содержания растворенных агрессивных газов (сероводород, уголекислота);

- содержания агрессивных ионов (хлорид, сульфат, ацетат и т.д.);
- водородного показателя водной фазы;
- скорости и режима движения.

Агрессивность безводной углеводородной фазы невысока и не требует проведения противокоррозионных мероприятий.

6 Критерии необходимости применения ингибиторной защиты на конкретном объекте ОАО «Газпром»

6.1 ПКЗ промышленного оборудования и трубопроводов ингибиторами коррозии организуется и реализуется службами защиты от коррозии организации в соответствии с разделом ПКЗ проектов обустройства и реконструкции, подготовленных на основании требований разделов 5, 7, 10 настоящего стандарта, данных диагностики, визуальных осмотров технологического оборудования и с учетом состава агрессивных сред.

6.2 Коррозионную агрессивность промышленных сред определяют в соответствии с СТО Газпром 9.0-001 по содержанию агрессивных газов по таблице 1.

Таблица 1 – Степени агрессивности газовых сред

Газ	Давление парциальное, МПа	Степень агрессивности	Противокоррозионные мероприятия
Сероводород	Менее 0,00015	Средняя	Коррозионный мониторинг
	Свыше 0,00015	Высокая	Коррозионный мониторинг, применение ингибиторов коррозии
Углекислота	Менее 0,05	Низкая	—
	От 0,05 до 0,2	Средняя	Коррозионный мониторинг
	0,2 и выше	Высокая	Коррозионный мониторинг, применение ингибиторов коррозии

При совместном присутствии в газовой фазе сероводорода и углекислоты оценку агрессивности повышают на одну степень. Присутствие механических примесей (песок, продукты коррозии, осадки), органических кислот (уксусной и др.) или при относительной влажности добываемого газа выше 60 % агрессивность газовой фазы повышают на одну степень.

6.3 Высокая степень коррозионной опасности возникает, если в технологических аппаратах присутствует водная фаза, наличие которой приводит к протеканию коррозионного процесса по электрохимическому механизму, при этом агрессивность водных фаз оценивают

не ниже средней степени по содержанию агрессивных компонентов в газовой фазе (см. таблицу 1), в равновесии с которой находятся жидкие фазы.

6.4 При минерализации водной фазы свыше 1000 мг/л или pH ниже 7 оценку степени агрессивности повышают на одну степень.

6.5 Если разные части промысловых объектов или трубопроводов подвержены действию многокомпонентных сред с различной степенью агрессивности, то степень агрессивного воздействия для всей конструкции принимают равной наиболее агрессивной.

6.6 При обводненности жидких фаз менее 5 % необходима организация ингибиторной защиты и коррозионного мониторинга. В остальных случаях (обводненность менее 5 %) достаточно проведения только коррозионного мониторинга с периодическим дренированием водной фазы в местах ее возможного скопления.

7 Требования к ингибиторной защите

7.1 При определении требований к ингибиторной защите учитывают:

- максимальные значения скорости коррозии;
- характер коррозионных повреждений;
- свойства ингибитора, планируемого к применению для реализации ПКЗ;
- расположение и доступность пунктов введения ингибитора;
- режим подачи ингибитора или ингибиторной обработки;
- другие особенности предполагаемой к применению технологии ПКЗ;
- методы контроля эффективности ингибиторной защиты;
- особенности влияния ингибитора коррозии на технологические процессы.

7.2 На основании перечисленных в 7.1 особенностей определяются требования:

- к технологии ингибиторной защиты;
- ингибиторам;
- оборудованию для закачки ингибитора или ингибиторной обработки;
- методам контроля эффективности ингибиторной защиты;
- оборудованию, контролирующему эффективность ингибиторной защиты.

7.2.1 Технология ингибиторной защиты должна быть:

- полной (т.е. защищать оборудование в запланированном объеме и на протяжении всего периода проведения ПКЗ);
- достаточной (обеспечивать требуемую степень защиты от коррозии или снижать скорость коррозии до запланированного уровня);

- надежной (обеспечивать минимально допустимые риски при отклонениях в технологическом процессе или отказе промыслового оборудования).

В наилучшем варианте ПКЗ должна реализовываться при помощи технологии постоянного дозирования ингибитора, которое обеспечивает надежную защиту, оперативность корректировочных мероприятий и определение эффективности ПКЗ любым методом контроля. Отказ от данного вида ингибиторной обработки должен быть обоснован невозможностью его применения или экономической нецелесообразностью.

7.2.2 Основные требования, предъявляемые к ингибиторам коррозии, степень защиты от общей коррозии стали и степень защиты от охрупчивания должны соответствовать СТО Газпром 029.

Применяемые ингибиторы коррозии не должны оказывать отрицательного влияния на технологические процессы добычи, подготовки и транспортировки углеводородов, определенные в СТО Газпром 029.

К ингибиторам могут предъявляться и другие дополнительные требования, согласованные с ОАО «Газпром», определяемые временными, производственными, рыночными и другими факторами.

7.2.3 В требованиях к оборудованию, применяемому для закачки ингибитора или ингибиторных обработок, должны быть прописаны:

- скорость подачи ингибитора;
- максимальное давление закачки (напор);
- объем емкости хранения;
- мобильность установки;
- периодичность и программирование работы установки;
- другие особенности исполнения, связанные с технологией закачки, простотой обслуживания, химической стойкостью и т.д.

7.2.4 Требования к организации и методам проведения коррозионного мониторинга и методам оценки эффективности ингибиторной защиты:

- получаемые данные должны в полной мере отражать коррозионную обстановку в технологическом аппарате;
- точность метода должна соответствовать требуемой точности измеряемых величин;
- скорость получения данных должна обеспечивать достаточную оперативность при контроле агрессивности сред и корректировке режимов ингибиторных обработок.

Данные требования определяются, исходя из выбранного контрольного параметра, по которому определяется агрессивность добываемых сред, и особенностей технологического процесса добычи, подготовки и транспортировки добываемых сред.

7.2.5 Требования к оборудованию для коррозионного мониторинга и контроля эффективности ингибиторной защиты:

- периодичность получения данных должна определяться выбранным методом и динамикой изменения контролируемых параметров;
- погрешность измерительного оборудования должна соответствовать методу контроля и техническим параметрам контрольного оборудования;
- измерительное оборудование должно быть аттестовано и иметь сертификат средств измерения установленной формы.

Данные требования определяются, исходя из технологических особенностей промышленного оборудования и технологии ингибиторной защиты.

8 Порядок организации работ по ингибиторной защите оборудования и трубопроводов на стадии проектирования и эксплуатации

8.1 Проектирование и эксплуатация систем ПКЗ в организации, а также контроль за исполнением проектных решений возлагаются на службы этой организации или сторонней организации, аккредитованной ОАО «Газпром», специализирующихся в области защиты от коррозии, при непосредственном надзоре государственных органов, осуществляющих надзорные функции в области защиты от коррозии.

8.2 Распределение обязанностей, назначение ответственных и проверяющих лиц, а также распределение обязанностей при проектировании, исполнении проектных решений и эксплуатации ингибиторной защиты производятся по приказу организации, реализующей ПКЗ.

8.3 Проектирование систем ПКЗ

8.3.1 Проектирование систем ПКЗ производится силами собственных подразделений по защите от коррозии организации или проектных организаций, согласованных с ОАО «Газпром».

8.3.2 Выбор технологии ПКЗ производится на основе всестороннего исследования объекта, планируемого к ингибиторной защите.

8.3.2.1 Исходными данными для выбора технологии являются:

- результаты лабораторных, стендовых и эксплуатационных испытаний по определению степени агрессивности сред, оформленные в виде протоколов испытаний, полученные в соответствии с СТО Газпром 9.3-007;
- результаты анализов химического и физико-химического состава промышленных сред (углеводородной и водной фаз), определяемые по ГОСТ 31371.7, СТО Газпром 5.12, Руководству [1], оформляемые в табличном виде по форме, приведенной в приложении Б, в соответствующих единицах измерения.

8.3.2.2 На основании перечисленных в 8.3.2.1 данных по разделу 6 определяется степень коррозионной агрессивности добываемых сред по отношению к оборудованию или его отдельным участкам.

Если для оборудования или его участка определена низкая степень агрессивности, то проведения мероприятий по ПКЗ не требуется.

При средней степени агрессивности необходимо предусмотреть систему коррозионного мониторинга для контроля за локальными изменениями степени агрессивности или изменениями, которые могут произойти с течением времени. В этом случае данный стандарт исполняется только в части, касающейся организации системы коррозионного мониторинга.

При определении высокой степени агрессивности предусматривается ПКЗ совместно с системой контроля эффективности ПКЗ. Система контроля эффективности ПКЗ является аналогом системы коррозионного мониторинга (см. раздел 10), дополнительно отслеживающей изменения степени агрессивности при проведении ПКЗ.

8.3.2.3 Далее производится оценка возможности применения ингибиторной защиты для борьбы с коррозией конкретного промышленного объекта или трубопровода.

8.3.2.4 Основными факторами, определяющими целесообразность применения ингибиторной защиты промышленного объекта или трубопровода, являются:

- изолированность (герметичность);
- замкнутость оборотного цикла или циркуляционной системы;
- большая протяженность (более 1000 м);
- большое соотношение внутренней площади к объему (более 10 — для технологии, использующей прокачку ингибитора через технологические аппараты).

Допускается отклонение от приведенных параметров для ответственных промышленных объектов при соответствующем обосновании применения другого варианта ингибиторной защиты.

Допускается планировать ПКЗ с применением ингибиторов сразу нескольких промышленных объектов и трубопроводов, соединенных последовательно, при этом необходимо предусмотреть контроль эффективности ингибиторной защиты на каждом технологическом участке или трубопроводе.

8.3.2.5 Далее производят оценку экономической эффективности для сравнения затрат в вариантах:

- без применения ПКЗ, с ремонтом аварийных участков, заменой отдельных участков или всего трубопровода и ликвидацией последствий аварий;
- с применением ингибиторной защиты (в различных вариантах);
- с применением возможных альтернативных методов ПКЗ (протекторная, полимерные покрытия и т.д.).

Расчет экономической эффективности проводят в соответствии с Временными методическими указаниями [2].

8.3.2.6 Выбранная технология ПКЗ принимается в качестве исходных данных для проектирования.

Проектная документация разрабатывается в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-1.12-434.

Для объекта ингибиторной защиты указываются:

- состав среды;
- соотношения фаз;
- технологические режимы;
- режимы течения сред;
- температуры и температурные градиенты;
- расположение и описание коррозионных проявлений, если таковые уже имеются;
- оценка агрессивности сред с указанием методики ее определения;
- критерии выбора технологии ингибиторной защиты, обоснование выбора исполнения технологии ингибирования, технологические параметры, пункты ввода ингибитора;
- ингибитор коррозии, его свойства и требования к нему;
- описание системы контроля эффективности ингибиторной защиты, методы контроля, контролируемые параметры, периодичность контроля, точки контроля, приборное обеспечение.

8.4 Эксплуатация систем ПКЗ

8.4.1 На стадии эксплуатации системы ингибиторной защиты реализуются запланированные решения и мероприятия, собираются необходимые данные, проводятся анализ, контроль и корректировка параметров ингибиторной защиты.

8.4.2 При исполнении запланированных мероприятий производятся следующие операции:

- установка (монтаж) системы ингибиторной защиты;
- постоянная, периодическая или разовая подача ингибитора коррозии, обеспечивающая ПКЗ промысловых объектов и трубопроводов;
- коррозионный мониторинг, оценка эффективности ингибиторной обработки;
- корректировка режима ингибиторных обработок.

Установка (монтаж) системы ингибиторной защиты, ингибиторная обработка и корректировка ее режимов производятся в соответствии с проектом работ и могут варьироваться в рамках выбранной технологии.

Контроль эффективности ингибиторной защиты должен производиться периодически или постоянно и может быть организован на базе системы коррозионного мониторинга технологического оборудования по разделу 10.

8.4.3 При внесении изменений в систему ингибиторной защиты, но не реже одного раза в пять лет, организация должна пересматривать технологическую документацию и ежегодно проводить ее экспертизу в согласованных с ОАО «Газпром» организациях на соответствие современным нормам и требованиям и изменяющимся эксплуатационным условиям.

8.5 Все решения, которые были приняты при проектировании и эксплуатации и вошедшие в проектно-технологическую документацию системы ингибиторной защиты, а также выбранные материалы, установки, технологии и исполнители должны пройти проверку и экспертизу по СТО Газпром 2-3.5-046.

9 Управление ингибированием производственной службой по защите от коррозии

9.1 Обеспечение эффективной эксплуатации системы ингибиторной защиты в организации, в том числе и только занимающейся ингибиторной защитой, возлагается на ответственное лицо, службу этой организации или стороннюю организацию, аккредитованную ОАО «Газпром», специализирующиеся в области защиты от коррозии, при непосредственном надзоре государственных органов, осуществляющих надзорные функции в области защиты от коррозии (см. 8.1–8.2).

9.2 Ответственное лицо или служба ингибиторной защиты организации должны руководствоваться и организовывать свою работу в соответствии с требованиями нормативного документа по ингибиторной защите (стандарт организации по защите от коррозии, положение по ингибиторной защите и т.п.), принятого в организации и разработанного в соответствии с требованиями настоящего стандарта, государственных и других нормативных актов, действующих в области ПКЗ и промышленной безопасности.

9.3 Основными задачами ответственного лица или службы ингибиторной защиты согласно нормативному документу по ингибиторной защите, принятому в организации, должны являться:

- планирование, проведение и контроль работ по ингибиторной защите технологического оборудования;
- контроль эффективности ингибиторной защиты;
- корректировка режимов ингибиторных обработок в пределах выбранной технологии ингибиторной защиты.

9.4 Для решения задач по 9.3 ответственное лицо или служба ингибиторной защиты в соответствии с нормативным документом по ингибиторной защите, принятым в организации, должны проводить непрерывный сбор и анализ данных:

- по степени коррозионной агрессивности добываемых, подготавливаемых и транспортируемых сред;

– по коррозионной обстановке на отдельном промышленном объекте и трубопроводе, а также по организации в целом.

9.5 На основании анализа данных и применяемых технологий ингибиторной защиты производится оценка эффективности противокоррозионных мероприятий по методикам, прописанным в нормативном документе по ингибиторной защите, принятым в организации.

9.6 При оценке эффективности определяется достаточность применяемой ингибиторной защиты (избыточность или недостаточность) и предлагаются мероприятия по корректировке технологии ингибиторной обработки.

Производится оценка экономической эффективности корректировки технологии ингибиторной обработки или (и) регламентированных изменений в технологическом процессе добычи, подготовки и транспортировки углеводородов.

Составляется документ (инструкция, рекомендации, перечень мероприятий и т.п.), в соответствии с которым будут вноситься изменения в технологию ингибиторной защиты. Этот документ должен быть согласован с производственной службой (главный инженер), службой обеспечения (планирование, закупка) и доведен до сведения подразделения, непосредственно производящего ингибиторную защиту.

Контроль за исполнением принятых решений остается за ответственным лицом или службой ингибиторной защиты.

Методики оценки эффективности и рентабельности мероприятий ПКЗ должны быть прописаны в нормативном документе по ингибиторной защите, принятом в организации.

9.7 Параллельные задачи, стоящие перед ответственным лицом или службой ингибиторной защиты:

- уточнение и доработка требований к ингибиторам, ингибиторным установкам, методам контроля степени агрессивности сред, контрольному оборудованию, технологии ингибирования;
- постоянный поиск более современных технологий ингибиторной защиты и методов контроля степени агрессивности добываемых сред, более эффективных и технологичных ингибиторов, нового ингибиторного и контрольного оборудования;
- рассмотрение и предложение инновационных и рационализаторских решений;
- проведение апробации новых решений, технологий и оборудования.

10 Анализ коррозионного состояния оборудования при использовании ингибиторной защиты

10.1 Анализ коррозионного состояния заключается в определении:

- степени коррозионной агрессивности добываемых сред;
- эффективности применяемых методов ПКЗ.

10.2 Для определения степени коррозионной агрессивности добываемых сред и обеспечения эффективной работы системы ингибиторной защиты должна быть организована система коррозионного мониторинга, которая обеспечивает своевременное получение достоверных данных. Предпочтительным является использование методов коррозионного мониторинга, предоставляющих данные в режиме реального времени для своевременной корректировки режимов ингибиторной обработки.

10.3 Система коррозионного мониторинга организовывается непосредственно в организации, занимающейся добычей, подготовкой и транспортировкой углеводородов, на объектах, подвергающихся воздействию агрессивных сред.

10.4 Цели коррозионного мониторинга при использовании ингибиторной защиты

10.4.1 Исследование степени агрессивности добываемых сред (не ингибированных) необходимо:

- для определения степени агрессивности добываемых сред при проведении оценки и принятии решений по ПКЗ на стадии разработки и проектирования;
- определения исходной степени агрессивности добываемых сред (фона) для оценки эффективности ингибиторной защиты.

10.4.2 Контроль эффективности ингибиторной защиты служит для определения достаточности ингибиторной защиты путем сравнения исходной степени агрессивности промышленных сред и ее изменения, которое происходит при проведении ингибиторной защиты.

На основании оценки эффективности ингибиторной защиты предлагаются мероприятия по корректировке технологии ингибиторной защиты.

10.4.3 Контроль эффективности мероприятий по корректировке технологии ингибиторной защиты служит для оценки целесообразности внесенных изменений и происходит путем сравнения эффективности ингибиторной защиты до и после проведения корректировки.

На основании проверенных и одобренных корректировочных мероприятий вносятся изменения в технологию ингибиторной обработки.

10.5 Результаты коррозионного мониторинга используются для решения следующих задач:

- оценки состояния технологического оборудования и трубопроводов;

- оценки агрессивности сред по отношению к технологическому оборудованию;
- оценки изменения степени агрессивности сред при проведении ингибиторной защиты;
- принятия решений по технологии ингибиторной защиты и оптимизации мероприятий ПКЗ.

10.6 Система коррозионного мониторинга должна использовать несколько методов определения скорости коррозии и степени агрессивности добываемых сред, как прямых, так и косвенных. Полученные с использованием различных методов данные должны пройти статистическую обработку, по результатам которой устанавливается достоверно значение показателей коррозии.

10.7 Методы коррозионного мониторинга

10.7.1 Для определения степени агрессивности добываемых сред используются следующие группы методов:

- весовые, основанные на определении коррозионных потерь или повреждений, полученных за определенный период времени;
- электрохимические, основанные на измерении коррозионных токов или определении зависимостей «потенциал—ток»;
- аналитические, основанные на изменении свойств материалов и сред.

Перечисленные методы определяются в соответствии с СТО Газпром 9.3-007 и нормативными документами по ингибиторной защите каждой организации.

10.7.2 По принципу получения исходных данных методы коррозионного мониторинга делятся на прямые и косвенные.

10.7.2.1 Прямые методы коррозионного мониторинга заключаются в непосредственном определении степени агрессивности:

- по скорости потери металла;
- глубине или скорости проникновения коррозионных повреждений;
- потере технологических свойств конструкционных материалов (водородное охрупчивание, коррозионное растрескивание).

К прямым методам относятся:

- диагностические и технические осмотры;
- дефектоскопии различного назначения (стендовые, натурные);
- экспонирование в агрессивной среде образцов-свидетелей с последующим определением скорости потери металла или изменения технологических свойств;
- введение датчиков, измеряющих параметры среды и скорости коррозии различными методами;

- проведение испытаний разной степени приближения к реальным промышленным условиям (лабораторные, стендовые, эксплуатационные).

Данные методы наиболее достоверно оценивают степень агрессивности коррозионной среды и реальное состояние технологического оборудования.

10.7.2.2 Косвенные методы коррозионного мониторинга состоят в определении технологических и физико-химических параметров коррозионно-активной среды с последующим вычислением или определением по справочным данным степени ее агрессивности.

К косвенным методам относятся:

- определение содержания агрессивных компонентов газа и жидких сред (парциальные давления, концентрации ионов, механические примеси и т.д.);
- определение изменения содержания продуктов коррозии (содержание ионов железа, осадкообразование и т.д.);
- определение технологических параметров (температура, скорость потока, режим течения и т.д.);
- проведение статистической обработки аварий и отказов технологического оборудования по причине коррозии;
- определение количества растворенного в металле водорода.

Косвенные методы используются в основном для предварительной оценки степени агрессивности сред, имеют высокую степень неточности и требуют подтверждения для ПКЗ конкретного технологического оборудования.

Использование косвенных методов ограничено количеством переменных факторов, влияющих на степень агрессивности сред, взаимное влияние которых трудно предсказуемо.

10.8 Правила организации коррозионного мониторинга при использовании ингибиторной защиты

10.8.1 На начальной стадии выбирают методы и средства контроля параметров, характерных для исследуемой среды и характеризующих степень ее агрессивности.

10.8.1.1 Для контроля скоростей коррозии используются:

- образцы-свидетели различных конструкций, помещаемые в агрессивную среду и характеризующие агрессивность среды по коррозионным потерям;
- электрохимические датчики, которые определяют скорости коррозии по величине коррозионных токов;
- электромагнитные датчики, которые определяют скорость коррозии по изменению геометрии металлического образца.

10.8.1.2 Для контроля наводороживания используют:

- образцы различных конструкций, помещаемые в агрессивную среду и характеризующие наводороживание по изменению пластических свойств;
- зонды-манометры, измеряющие количество водорода, проникающего через металлическую мембрану по изменению давления газа.

10.8.1.3 Для контроля параметров среды используют:

- отбор проб с последующим определением интересующих компонентов;
- потоковые зонды, определяющие содержание компонентов или параметров прямо в технологическом аппарате.

10.8.2 Далее выбирают места установки УКК или отбора проб.

Примечание – При необоснованном выборе места установки УКК будут регистрироваться недостоверные данные, что приведет к неэффективной работе системы коррозионного мониторинга и может нарушить работу системы ингибиторной защиты.

10.8.2.1 Если измеряемый параметр среды изменяется в технологическом аппарате от одной точки к другой, то устанавливают несколько (не менее двух) УКК, расположенных через одинаковый интервал друг от друга по направлению изменения контролируемого параметра.

10.8.2.2 Если измеряемый параметр одинаков во всех точках технологического аппарата, то организуют один УКК и устанавливают его, исходя из соображений доступности для обслуживающего персонала.

10.8.2.3 При определении эффективности защитного действия ингибиторной защиты один из УКК должен быть установлен раньше пункта ввода ингибитора по отношению к потоку добываемых сред. Значения, получаемые на данном УКК, будут характеризовать степень агрессивности в неингибированной среде и выступать в качестве фоновых (без ингибитора) значений при расчете степени защиты Z по ГОСТ 9.502. Чтобы снизить вероятность попадания ингибитора от пункта его подачи к УКК, расположенному до пункта подачи ингибитора, и тем самым уменьшить возможность влияния ингибитора на показания, получаемые на данном УКК, между ними должно быть не менее 5 метров. Для достоверной оценки эффективности защитного действия ингибиторной защиты между УКК, расположенными до и после пункта подачи ингибитора, не должно быть слияний и разветвлений потоков добываемых сред.

10.8.2.4 Если невозможно установить УКК по 10.8.2.3, то для получения фоновых значений необходимо организовать запуск системы коррозионного мониторинга не менее чем за один месяц до начала введения ингибитора. В течение периода работы системы коррозионного мониторинга без ингибитора на УКК, установленных по 10.8.2.1 и 10.8.2.2, регистрируются значения, которые будут выступать в качестве фоновых.

10.8.2.5 Один из УКК должен располагаться на выходе из технологического аппарата, который защищают при помощи ингибитора. В этой точке предварительно оценивают необходимость и достаточность ингибиторной защиты для всего технологического аппарата без учета электрохимической гетерогенности объекта и опасности коррозионных систем на его отдельных участках.

10.8.2.6 При необходимости, для определения параметров зон максимальной коррозионной опасности на оборудовании, защищаемом при помощи ингибиторной защиты, УКК располагают на наиболее коррозионно-опасных участках:

- в нижних точках технологического оборудования (местах возможного скопления воды и осадков);
- районах перепада высот трубопроводов (после спуска, в начале подъема, в середине прогиба и т.д.);
- застойных зонах (карманы, заглушенные отводы, фильтры и т.д.);
- зонах резкого понижения температур, где образуется конденсат (охладители, сепараторы, осушители, дросселирующие устройства и т.д.).

10.8.2.7 В случае подачи (закачки) ингибитора в нескольких местах трубопровода УКК устанавливают после каждого пункта ввода ингибитора на расстоянии не менее 5 м раньше следующего пункта ввода ингибитора по отношению к потоку добываемых сред. На УКК, следующем за пунктом подачи ингибитора, контролируются эффективность и достаточность ингибиторной защиты на участке трубопровода от пункта подачи ингибитора до УКК. Последний УКК устанавливают на выходе трубопровода.

10.8.3 Далее определяют периодичность определения ключевых параметров системой коррозионного мониторинга. Периодичность определяют для каждого определяемого параметра отдельного технологического аппарата и трубопровода. Список оборудования, определяемые параметры и периодичность их определения вносятся в нормативный документ по ингибиторной защите, принятый в организации.

10.8.3.1 Интервал между измерениями, производимыми системой коррозионного мониторинга, не должен превышать период, за который может происходить изменение контролируемого параметра.

10.8.3.2 Определение содержания агрессивных компонентов добываемых сред рекомендуется проводить не реже одного раза в две недели.

10.8.3.3 Определение содержания ингибиторов в добываемых средах проводится по СТО Газпром 9.3-004 либо по методикам, приведенным в технических условиях, допущенных к применению на промысловых объектах ОАО «Газпром» ингибиторов, или другим аттесто-

ванным и согласованным с ОАО «Газпром» методикам. Периодичность определения содержания ингибитора должна составлять не менее одного раза в неделю в течение выхода ингибиторной защиты на рабочий режим (см. 15.2) и далее — не менее одного раза в две недели; для периодических ингибиторных обработок периодичность измерения должна всегда составлять не менее одного раза в неделю. Использование ингибиторов коррозии без наличия методик определения его концентраций в рабочих растворах и технологических средах не допускается.

10.8.4 Методы, технологии и средства коррозионного мониторинга, которые планируются к применению на промышленных объектах, должны быть одобрены и иметь разрешение Ростехнадзора на применение на опасных производственных объектах, а также согласованы с ОАО «Газпром».

10.9 Результаты коррозионного мониторинга должны ежегодно направляться в ОАО «Газпром», который направляет их для прохождения экспертизы в экспертных организациях с целью определения эффективности применяемых противокоррозионных мер.

11 Технологии, используемые для ингибиторной защиты промышленного оборудования и трубопроводных систем

11.1 Технологии ингибиторной защиты, применяемые для защиты промышленных объектов и трубопроводов, определяются соотношением трех фаз в добываемых,готавливаемых и транспортируемых средах:

- газовой;
- водной;
- углеводородной.

Две последние, являясь жидкими, при этом не смешиваются, ограниченно растворимы друг в друге и способны образовывать эмульсии.

11.1.1 Различают два вида ингибиторов — парофазные или жидкофазные. Выбор соответствующего вида ингибитора производится по соотношению газовой и жидкой фаз (степень заполнения технологического аппарата или трубопровода) добываемых,готавливаемых или транспортируемых сред.

11.1.1.1 Парофазные ингибиторы применяются для ПКЗ промышленного оборудования, внутри которого существует низкая вероятность конденсации жидких фаз или их содержание настолько мало, что не происходит полного или периодического смачивания внутренней поверхности жидкой средой с жидкофазным ингибитором.

Для ПКЗ и снижения потерь ингибитора с жидкими средами в технологических аппаратах, осуществляющих сепарацию газа и жидкости, рекомендуются к применению парофазные ингибиторы.

11.1.1.2 Жидкофазные ингибиторы рекомендуется применять при низком газосодержании коррозионно-активной среды (значительная доля жидких фаз) и гидродинамическом режиме, обеспечивающем достаточную степень контакта ингибированных жидких фаз и защищаемой внутренней поверхности промыслового объекта или трубопровода.

11.1.2 Жидкофазные ингибиторы подразделяются на водорастворимые, вододиспергируемые или углеводородорастворимые. Выбор вида ингибитора в этом случае производится по соотношению водной и углеводородной фаз (обводненность) коррозионно-активной среды.

11.1.2.1 Водорастворимые ингибиторы применяются для защиты промысловых объектов и трубопроводов, эксплуатируемых в условиях значительной обводненности коррозионно-активных сред.

11.1.2.2 Вододиспергируемые ингибиторы, обладающие высокой диспергируемостью и адсорбцией, применяются для защиты промысловых объектов и трубопроводов, работающих в условиях значительного содержания углеводородной фазы и обводненности коррозионно-активных сред. Хорошая растворимость ингибитора в углеводородной фазе облегчает его проникновение в водную фазу сквозь слой углеводородов.

11.1.2.3 Углеводородорастворимые ингибиторы применяются для защиты промысловых объектов и трубопроводов, работающих в средах, состоящих преимущественно из углеводородной фазы. Углеводородорастворимые ингибиторы, находясь в растворе с углеводородной жидкой фазой, способны обеспечить создание защитного ингибиторного слоя на внутренней поверхности промыслового объекта или трубопровода.

11.2 В зависимости от длительности и периодичности проведения ингибиторной обработки технологии подразделяются на постоянные и периодические.

11.2.1 Постоянное дозирование ингибитора, предполагающее непрерывную подачу ингибитора в поток коррозионно-активной среды, обеспечивает надежную защиту промысловых объектов, трубопроводов и высокую эффективность ингибиторных обработок.

Регулировка скорости закачки ингибитора позволяет производить корректировку концентрации ингибитора в потоках добываемых сред.

В совокупности с правильно организованной системой коррозионного мониторинга технология постоянного дозирования ингибитора обеспечивает максимальную надежность и бесперебойность работы технологического оборудования.

11.2.2 Периодическая обработка целесообразна для защиты промысловых объектов и трубопроводов с периодическим режимом работы и (или) подлежащих регулярным технологическим осмотрам и ремонтам, в период проведения или по завершении которых существует возможность производить обработку ингибитором.

Данная технология ингибиторной обработки наиболее эффективна при нанесении контактных и межфазных ингибиторов, которые совместно с предварительной очисткой и осушкой защищаемой поверхности обеспечивают наиболее высокое среди ингибиторов защитное действие.

11.3 В организациях применяются различные технологии ингибиторной обработки:

- дозирование жидкофазных ингибиторов в поток добываемых сред;
- аэрозольное распыление ингибиторов (парофазных, жидкофазных) в поток добываемых сред;
- прокачка раствора ингибитора через технологическое оборудование (метод жидкого поршня, заполнение внутреннего объема);
- прокачка раствора ингибитора через технологическое оборудование с применением поршней (поршневание);
- закачка ингибитора в призабойную зону пласта.

11.3.1 Дозирование жидкофазных ингибиторов и распыление в потоке газовых сред относятся к методам непрерывной подачи ингибиторов.

При данных способах ингибиторной обработки эффективность защиты мало зависит от конфигурации оборудования, так как ингибитор разносится самой средой и попадает на поверхности, с которыми контактирует среда.

Распространение ингибитора с потоком добываемых сред позволяет производить защиту оборудования на продолжительном расстоянии от пункта ввода ингибитора.

11.3.2 Ингибиторная обработка методом жидкого поршня или поршневания позволяет сформировать на поверхности промыслового объекта и трубопровода защитный слой, который после проведения ингибиторной обработки в течение длительного периода способен сохранять защитное действие.

Применение метода поршневания ограничено линейными участками трубопроводов с постоянным диаметром не менее 200 мм и необходимостью организации пунктов пуска-приема поршней, но позволяет производить более тщательную очистку, запуская специальные очистные поршни.

При реализации ингибиторной защиты данным методом образуется значительное количество отработанного ингибитора, который сливают на выходе из технологического аппарата или трубопровода, что необходимо учитывать при расчете количества закачиваемого ингибитора и планировании мероприятий по утилизации отходов производства.

11.3.3 Закачка ингибитора в призабойную зону пласта является вариантом методов прокачки, когда ингибитор после прохождения насосно-компрессорной трубы оседает в пла-

сте и выносятся впоследствии через скважину в рабочем режиме, что обеспечивает более продолжительную обработку оборудования скважины ингибитором.

Данный метод обеспечивает ингибиторную защиту оборудования с самого начала технологической цепочки добычи и переработки углеводородов и является наиболее эффективной защитой оборудования скважин.

Задавливание ингибитора в пласт некоторым количеством пластовой воды, конденсата или газом с последующей выдержкой в пласте позволяет распределить вынос ингибитора на больший период эксплуатации скважины.

11.4 Выбор пунктов ввода ингибитора

11.4.1 При выборе пунктов ввода ингибитора коррозии руководствуются технологией ингибирования и экономической рентабельностью, которая определяется стоимостью дозирочных установок, затратами на их доставку и монтаж.

11.4.2 Для стационарных установок подачи ингибитора учитывают доступность для обслуживающего персонала и транспорта, доставляющего ингибитор.

11.4.3 Пункты ввода ингибитора должны обеспечивать доступ ингибитора в зоны с наибольшей агрессивностью добываемых сред, в труднодоступные для ингибитора участки технологического оборудования и в технологические аппараты, где требуется высокая степень надежности их работы.

11.4.4 Распределение пунктов подачи ингибитора по системе сбора добываемых углеводородов

11.4.4.1 Для выбора точек постоянной закачки ингибиторов при помощи дозирочных установок выбирают наиболее удаленные скважины в системе сбора углеводородов на каждой независимой ветви.

Ветвь считается независимой, если длина трубопровода, подлежащего ингибиторной защите, превышает длину трубопровода, который может защитить выбранная дозирочная установка.

11.4.4.2 Если наиболее удаленные скважины расположены кустом или расстояния до них равны, то для постоянного дозирования выбирается скважина с наибольшей агрессивностью сред, а при равных составах выбирается скважина с наибольшим дебитом (притоком).

11.4.4.3 На скважинах неосновного направления (с длиной трубопровода меньше защитной), которые нуждаются в ингибиторной защите, используют метод периодической закачки ингибитора в скважины или затрубное пространство при помощи мобильных установок закачки ингибитора.

Метод периодической закачки допускается использовать на независимом направлении при невозможности монтажа или обоснованной нерентабельности дозирующей установки.

Если периодическая закачка ингибитора используется на нескольких скважинах независимого направления, то составляется чередующийся график обработок скважин и подбирается такое количество закачиваемого в скважину ингибитора, которое позволит избежать избыточной концентрации ингибитора в трубопроводе независимого направления.

11.4.5 В целях повышения надежности системы ингибиторной защиты распределение пунктов ввода ингибитора планируется совместно с планированием распределения УКК системы коррозионного мониторинга.

11.4.6 Расстояние между пунктами ввода ингибитора отдельного технологического объекта должно определяться защитным расстоянием, которое обеспечивает выбранная технология ингибиторной обработки, и не превышать его.

11.5 Повышенная концентрация ингибитора на начальной стадии ингибирования (ударная доза, обработка концентратом ингибитора, повышенный расход ингибитора) создает более надежный защитный слой, который в дальнейшем поддерживается рабочей концентрацией ингибитора.

11.6 При совместном применении нескольких реагентов на одном технологическом оборудовании предварительно необходимо убедиться в том, что они не снижают эффективности друг друга.

11.7 При актуализации (пересмотре) проектно-технологической документации (не реже одного раза в пять лет) для конкретного объекта производятся поиск и опробование новых технологий ингибиторной защиты, сравнение с реализованными на объекте технологиями и с последующим внедрением более эффективных из них.

12 Требования, предъявляемые к ингибиторам коррозии

12.1 Полный список требований к ингибиторам коррозии прописывается в техническом задании при разработке системы ингибиторной защиты определенного технологического оборудования.

12.2 Список требований к ингибиторам коррозии должен обязательно включать требования, прописанные в СТО Газпром 029 и СТО Газпром 2-3.5-046.

12.3 Кроме требований, приведенных в 12.2, допускается вносить дополнительные требования к ингибиторам коррозии, исходя из специфических условий эксплуатации технологического оборудования, при согласовании с ОАО «Газпром». Проверка ингибиторов на соответствие требованиям, не приведенным в 12.2, проводится по аттестованным методикам, согласованным с ОАО «Газпром».

12.4 Проверка ингибиторов на соответствие предъявляемым технологическим требованиям производится организациями, приведенными в СТО Газпром 2-3.5-046.

12.5 Учитывая сложное взаимное влияние приведенных в разделе 6 коррозионно-агрессивных факторов, не допускается применение ингибиторов, прошедших испытания на аналогичных объектах других месторождений со схожим составом сред, без проведения лабораторных, стендовых и эксплуатационных испытаний на конкретном объекте, где предполагается его применение.

12.6 Ингибиторы коррозии должны:

- содержать компоненты, инертные по отношению к таре, в которой они хранятся, перевозятся и подготавливаются к использованию;
- иметь наибольшую возможную долю активного вещества (пониженную долю растворителя);
- включать наименьшее количество компонентов, совместное действие которых труднее предсказать;
- иметь срок хранения (без изменения полезных свойств) не менее двух лет.

12.7 При актуализации технологии ингибирования (см. 8.4.3) производят поиск и выбор новых ингибиторов и технологий их применения.

12.8 Проверка уже применяемых на промыслах ингибиторов коррозии производится не реже одного раза в год по методике, приведенной в СТО Газпром 029.

12.9 Применяемые ингибиторы должны проходить внеплановую проверку эффективности защитного действия при изменениях технических условий на используемый ингибитор, смене производителя ингибитора, внесении изменений в технологию ингибиторной обработки и технологию производства ингибитора, о чем поставщик обязан извещать потребителя своевременно.

13 Лабораторные испытания ингибиторов

13.1 Лабораторные испытания организуются в соответствии с методами коррозионного мониторинга по 10.7.

13.2 При проведении лабораторных испытаний:

- оценивается пригодность конкретного ингибитора для проведения ПКЗ;
- производится выбор более эффективного ингибитора из предложенных;
- определяется ориентировочная защитная концентрация.

13.3 Методики, используемые для проведения лабораторных испытаний, должны быть аттестованными, соответствовать ГОСТ 9.905, одобрены и утверждены ОАО «Газпром».

13.4 Лабораторные испытания ингибиторов коррозии должны носить сравнительный характер по отношению к уже применяемым ингибиторам или между несколькими ингибиторами, предлагаемыми к применению.

13.5 Лабораторные испытания (применяемые среды, коррозионные условия и процессы, конструкционные материалы и т.д.) должны максимально соответствовать аналогичным параметрам технологического оборудования, которое они моделируют.

13.6 Перед началом лабораторных испытаний составляется программа испытаний, в которой прописываются:

- лаборатория, проводящая испытания (собственник, аттестат);
- цель проведения испытаний (применимость и собственник результатов испытания);
- перечень, тип и примерный состав испытуемых образцов ингибиторов (состав, производитель, дата производства, номер партии и т.д.);
- методы испытаний;
- определяемые (контрольные) параметры, методы получения данных (гравиметрический, визуальный, электрохимический и др.) и методы обработки результатов;
- испытательные установки и аппаратное оформление;
- условия проведения испытаний (температура, давление, перемешивание, скорость потоков, продолжительность испытания и т.д.);
- состав и подготовка испытательных сред (химический состав, соотношение фаз, агрессивные компоненты, механические примеси и т.д.);
- материал и методика подготовки и обработки образцов до и после испытаний;
- прочие условия (техника безопасности, охрана труда и окружающей среды и т.д.).

13.7 Программа испытаний согласовывается с участниками договора на проведение лабораторных испытаний при его заключении (заказчик, исполнитель, поставщик, потребитель и др.). В случае выполнения данного вида работ в рамках уже заключенного договора лабораторные испытания проводят по определенным в договоре методикам.

13.8 Результатом проведения лабораторных испытаний является протокол испытаний, подписанный сторонами договора на проведение испытаний, утвержденный главным инженером или соответствующим ему должностным лицом организации, на территории и оборудовании которой проводились испытания. Если результаты испытаний соответствуют требованиям, предъявляемым к ингибиторам, то на основании протокола испытаний составляется рекомендация (акт) о допуске ингибитора на следующую стадию испытаний.

14 Стендовые испытания

14.1 Ингибиторы, прошедшие стадию лабораторных испытаний и отвечающие предъявляемым требованиям, получают допуск к стендовым испытаниям. Стендовые испытания являются промежуточной стадией перед эксплуатационными испытаниями.

14.2 Условия стендовых испытаний наиболее приближены к промышленным (аналогичные среда и технологический режим).

14.3 Стендовые испытания проводятся в организациях, занимающихся добычей, подготовкой и транспортировкой углеводородов, на параллельных, дублирующих или специально выделенных технологических линиях.

14.4 В случае отсутствия технической возможности организовать стендовые испытания по 14.3 допускается проведение автоклавных испытаний с моделированием основных параметров производственного технологического процесса.

14.5 Стендовые испытания проводят с целью проверки эффективности ингибиторов коррозии в промышленных условиях.

14.6 Общая система организации стендовых испытаний проходит по описанной выше программе лабораторных испытаний и методике, написанной специально для данного стенда, при этом средством контроля здесь должна выступать система коррозионного мониторинга, аналогичная применяемой на данном производстве (технологической установке).

15 Эксплуатационные испытания

15.1 Эксплуатационные (опытно-промышленные) испытания являются последним этапом проверки эффективности ингибитора и его пригодности для защиты технологического оборудования непосредственно в промышленных условиях и проводятся после получения положительных результатов стендовых (автоклавных) испытаний. На стадии эксплуатационных испытаний определяется защитная концентрация испытываемого ингибитора коррозии и оптимизируется метод ингибирования коррозии.

15.2 Эксплуатационные испытания требуют продолжительного периода времени, в течение которого коррозионные процессы и процессы ингибирования уравниваются друг друга и ингибиторная защита выходит на рабочий режим:

- не менее одного месяца после запуска установок постоянной подачи ингибитора;
- не менее одного месяца после начала работы технологического оборудования после разовой ингибиторной обработки;
- не менее одного цикла ингибиторной обработки (от закачки до закачки) при периодическом режиме ингибирования.

15.3 В программу проведения эксплуатационных испытаний из-за больших экономических затрат должен входить раздел расчета стоимости мероприятий, который, в свою очередь, должен быть включен в инвестиционную программу организации.

15.4 Кроме оценки применимости новых ингибиторов коррозии эксплуатационные испытания проводят, чтобы оценить защитную эффективность уже применяемых ингибиторов при внесении изменений в производственный технологический режим или систему ингибиторной защиты.

15.5 Перед проведением эксплуатационных испытаний составляют программу, в которой прописывают следующие данные:

- организация, проводящая испытание;
- цель проведения испытания (применимость и собственник результатов испытания);
- объект испытаний (описание технологической установки и ее характеристики);
- перечень, тип и примерный состав испытываемых образцов ингибиторов (состав, производитель, дата производства, номер партии, отличие друг от друга и т.д.);
- технология ингибирования (пункты ввода ингибитора, дозировки, периодичность обработки);
- система коррозионного мониторинга (УКК, методы и средства контроля);
- условия проведения испытаний (температура, давление, скорость потоков, продолжительность испытания и т.д.);
- прочие условия (распределение обязанностей и ответственности, техника безопасности, охрана труда и окружающей среды и т.д.).

15.6 При составлении программы эксплуатационных испытаний определяется группа ответственных лиц (комиссии) по проведению эксплуатационных испытаний с распределением обязанностей и ответственности.

В комиссию должны входить представители:

- организации, эксплуатирующей технологическую установку и/или систему коррозионного мониторинга;
- организации, выполняющей ингибиторную обработку (при передаче данных функций сторонней организации);
- представители поставщика ингибитора, устройств контроля и подачи ингибитора (при необходимости).

15.7 После составления плана эксплуатационных испытаний и его реализации должно быть выдано заключение о пригодности ингибитора к ПКЗ в данной организации, месторождении и т.д.

16 Контроль качества ингибиторов

16.1 Контроль качества ингибиторов коррозии и проверка сопроводительной документации (технические условия, паспорт на партию, сертификат соответствия, санитарно-эпидемиологическое заключение) производятся в соответствии с СТО Газпром 029 и СТО Газпром 2-3.5-046.

16.2 Контроль качества ингибиторов коррозии в организации должен быть организован в виде входного контроля, который обеспечивает постоянное подтверждение соответствия продукта техническим условиям и включает в себя проверку каждой партии ингибитора после каждой поставки и непосредственно перед его применением.

16.3 Для проведения входного контроля отбирают пробу ингибитора, часть которой хранят в качестве арбитражной пробы для решения споров, которые могут возникнуть в дальнейшем между производителем и заказчиком, а часть идет на проверку соответствия ингибитора техническим требованиям.

16.4 При проверке ингибитора на соответствие техническим условиям определяют свойства ингибитора по техническим условиям на него и сравнивают со значениями, приведенными в технических условиях, и фактическими значениями, указанными в паспорте (сертификате) качества.

16.5 Информация производителя о внедрении и эффективном функционировании системы менеджмента качества по ГОСТ Р ИСО 9001 на всех стадиях производства ингибитора является дополнительной гарантией качества ингибитора.

17 Охрана труда, промышленная безопасность и охрана окружающей среды при работе с ингибиторами

17.1 При производстве работ с ингибиторами, растворителями и другими реагентами необходимо соблюдать требования охраны труда и промышленной безопасности по ГОСТ 12.1.005, ГОСТ 12.1.007 и СанПиН 2.2.4.548-96 [3].

17.2 Персонал, производящий работы по ингибиторной защите, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты и специальной одеждой по ГОСТ 12.4.011.

17.3 При отборе, хранении, транспортировке и обработке проб ингибиторов необходимо соблюдать требования Федерального закона [4] и ПБ 08-624-03 [5].

17.4 При работе с электрическими установками необходимо соблюдать требования охраны труда и промышленной безопасности по ГОСТ 12.1.019.

17.5 Охрана окружающей среды организуется в соответствии с требованиями ГОСТ 17.0.0.01.

17.6 Основные требования к персоналу:

- возраст не моложе 18 лет;
- наличие медицинского заключения об отсутствии противопоказаний;
- знание и соблюдение трудовой и производственной дисциплины;
- знание правил и требований по охране труда, технике безопасности, промышленной безопасности, охране окружающей среды, санитарно-эпидемиологических норм, пожарной безопасности и их соблюдение при работе по ГОСТ 12.0.004;
- владение инструкциями, технологией и приемами безопасного обращения с оборудованием и реагентами;
- знание порядка действия в экстренных ситуациях и мер по их предотвращению;
- пройти соответствующее обучение и иметь документ, подтверждающий допуск к проведению работ по ингибиторной защите.

17.7 В организации должна быть создана служба, занимающаяся контролем за соблюдением правил и требований охраны труда, промышленной безопасности, выдачей разрешений на выполнение опасных видов работ.

Приложение А
(обязательное)

**Шкала оценки коррозионной стойкости металлов
и коррозионной активности системы по ГОСТ 9.502**

А.1 Шкала, в соответствии с которой проводят оценку коррозионной стойкости металлов и коррозионной активности системы, приведена в таблице А.1.

Таблица А.1 – Шкала оценки коррозионной стойкости металлов и коррозионной активности системы

Балл	Скорость равномерной коррозии, мм/год	Скорость коррозии, г/(м ² ·ч)			Коррозионная стойкость металла	Коррозионная активность системы
		железо и черные металлы	медь и медные сплавы	алюминий и алюминиевые сплавы		
1	До 0,001	До 0,0009	До 0,001	До 0,0003	Полностью устойчивый	Неактивная
2	Св. 0,001 до 0,005 включ.	Св. 0,0009 до 0,0045 включ.	Св. 0,001 до 0,005 включ.	Св. 0,0003 до 0,0015 включ.	Повышенная устойчивость	Низкая
3	Св. 0,005 до 0,010 включ.	Св. 0,0045 до 0,0090 включ.	Св. 0,005 до 0,010 включ.	Св. 0,0015 до 0,003 включ.		
4	Св. 0,01 до 0,05 включ.	Св. 0,009 до 0,045 включ.	Св. 0,01 до 0,05 включ.	Св. 0,003 до 0,025 включ.	Устойчивый	Средняя
5	Св. 0,05 до 0,10 включ.	Св. 0,045 до 0,090 включ.	Св. 0,05 до 0,10 включ.	Св. 0,025 до 0,030 включ.		
6	Св. 0,10 до 0,5 включ.	Св. 0,09 до 0,045 включ.	Св. 0,10 до 0,5 включ.	Св. 0,03 до 0,15 включ.	Пониженная	Повышенная
7	Св. 0,5 до 1,0 включ.	Св. 0,45 до 0,90 включ.	Св. 0,5 до 1,0 включ.	Св. 0,15 до 0,30 включ.		
8	Св. 1,0 до 5,0 включ.	Св. 0,9 до 4,5 включ.	Св. 1,0 до 5,0 включ.	Св. 0,3 до 1,5 включ.	Слабоустойчивый	Высокая
9	Св. 5,0 до 10,0 включ.	Св. 4,5 до 9,0 включ.	Св. 5,0 до 10,0 включ.	Св. 1,5 до 3,0 включ.		
10	Св. 10,0	Св. 9,0	Св. 10,0	Св. 3,0	Неустойчивый	Очень высокая

Приложение Б
(рекомендуемое)

Форма записи данных по определению химического и физико-химического состава промысловых сред

Номер	Объект, наименование	Жидкая фаза			Газообразная фаза				Температура, °С	Соотношение жидкой и газовой фаз (степень заполнения)	Скорость и режим потока, м/с	Скорость коррозии, мм/год или г/(м²·ч)	Степень агрессивности среды	Примечания
		содержание водной фазы (обводненность), %	рН водной фазы	минерализация водной фазы, мг/л	парциальное давление сероводорода, МПа	парциальное давление углекислого газа, МПа	общее давление, МПа	относительная влажность, %						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Библиография

- [1] Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин. — М.: Наука, 1995
- [2] Временные методические указания по определению коммерческой эффективности новой техники в ОАО «Газпром» (утверждены ОАО «Газпром» 17 августа 2001 г.)
- [3] Санитарные правила и нормы
Российской Федерации
СанПин 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату
производственных помещений
- [4] Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
- [5] Правила безопасности
Госгортехнадзора России
ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой
промышленности

ОКС 77.060

Ключевые слова: ингибиторная защита от коррозии, промышленный объект, промышленный трубопровод, основные требования, анализ коррозионного состояния оборудования, лабораторные испытания, стендовые испытания, эксплуатационные испытания
