

ПРАВИЛА ИНСПЕКЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

Контроль, ремонт, модернизация и реклассификация эксплуатируемых трубопроводных систем

API 570
ПЕРВОЕ ИЗДАНИЕ, ИЮНЬ 1993 г.
ДОПОЛНЕНИЕ 1, ЯНВАРЬ 1995 г.

Американский национальный институт стандартов (ANSI)

ANSI/API 570-1993

Американский институт нефти (API)
1220 L Street, Northwest
Washington, D.C. 20005

ОСОБЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ

1. Публикации API по необходимости направлены на проблемы общего характера. В отношении законов и нормативов местных органов, органов штатов и федеральных органов США следует обращаться к соответствующим нормативным актам.
2. API не берет на себя функции работодателей, фирм-изготовителей и поставщиков по инструктажу и правильному обучению и оснащению их работников и других лиц, подвергающихся воздействиям, относительно опасности для здоровья и жизни и мер по их предотвращению, а также не берет на себя их обязательства по законам местных органов власти, органов штатов и федеральных органов.
3. За информацией об опасности конкретных материалов и условий для здоровья и жизни и о соответствующих мерах по их предотвращению следует обращаться к работодателю, фирме-изготовителю или поставщику этих материалов или к характеристикам безопасности применяемых материалов.
4. Никакие сведения, содержащиеся в той или иной публикации, нельзя рассматривать как предоставление каких-либо прав прямым или косвенным образом на изготовление, продажу или использование какого бы то ни было метода, оборудования или вида продукции, защищенного надлежащим образом оформленным патентом. Точно так же никакие сведения, содержащиеся в той или иной публикации, нельзя рассматривать как страховку кого-либо от ответственности за нарушение патентных прав.
5. В общем случае стандарты API пересматриваются, обновляются, переутверждаются или отменяются не реже одного раза в пять лет. Иногда этот цикл пересмотра однократно удлиняется на период до двух лет. Настоящая публикация теряет силу действующего стандарта API через пять лет после ее издания или, если цикл пересмотра будет продлен, с момента переиздания. Статус этой публикации можно уточнить в учетном отделе API (телефон (202) 682-8000). Каталог публикаций и материалов API издается ежегодно с ежеквартальными уточнениями, обращаться по адресу: API, 1220 LxStreet, N.W., Washington, D.C. 20005.

ПРЕДИСЛОВИЕ

"Правила инспекции трубопроводов" разработаны в ответ на потребность в правилах инспекции, применимых к трубопроводам и соответствующих стандарту ASME B31.3 "Трубопроводы химических и нефтеперерабатывающих предприятий" и другим стандартам на трубопроводы. Настоящая публикация, регламентирующая работу с трубопроводными системами на сосудах высокого давления и атмосферного давления, дополняет стандарты API 510 "Правила инспекции сосудов высокого давления" и API 653 "Резервуары. Контроль, ремонт, модернизация и реконструкция".

"Правила инспекции трубопроводов" разработаны с целью регламентации требований и основных положений, которые позволят всем владельцам и пользователям трубопроводных систем обеспечить безопасность и работоспособность систем после их сдачи в эксплуатацию.

Американский институт нефти предполагает периодически пересматривать эту публикацию. Всех владельцев и эксплуатационников трубопроводных систем приглашают сообщать о своем опыте инспекции и ремонта трубопроводных систем, когда такой опыт, предположительно, требует пересмотра или расширения изложенных в стандарте методов.

Публикациями Американского института нефти может пользоваться любой желающий. Институт делает все возможное, чтобы обеспечить точность и надежность содержащейся в них информации; однако Институт не делает никаких утверждений и не дает никаких гарантий в связи с этой публикацией и настоящим открыто снимает с себя ответственность за ущерб или повреждения, вызванные ее применением, или за какие бы то ни было нарушения нормативов федеральных органов, органов штатов или муниципальных органов власти, которым может противоречить настоящая публикация.

Предложения о пересмотре, отчеты о работе, комментарии и просьбы об истолковании будут приняты с благодарностью. Просьба направлять их по адресу:

Director

Manufacturing, Distribution and Marketing Department

American Petroleum Institute

1220 L Street, N.W.

Washington, D.C. 20005.

Более подробная информация о запросах по стандарту API 570 приведена в Приложении В.

ВАЖНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПРИМЕНЕНИИ АСБЕСТА И АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Асбест предусмотрен в качестве материала некоторых деталей оборудования, описанных в определенных стандартах API. Он очень полезен для уменьшения опасности пожаров при нефтепереработке. Кроме того, это универсальный уплотнительный материал, совместимый с большинством сред, встречающихся в нефтепереработке.

В то же время с асбестом связаны серьезные вредные воздействия на здоровье, в том числе тяжелые и часто смертельные заболевания, такие как рак легких, асбестоз и мезотелиома (рак оболочек грудной клетки и брюшной полости). Степень воздействия асбеста зависит от вида продукции и используемых методов работы.

Рекомендуется исходить из новейших изданий следующих документов: "Стандарт по технике безопасности и промышленной гигиене при работе с асбестом, тремолитом, антофиллитом и актинолитом", издаваемый Управлением по охране труда и промышленной гигиене (OSHA) Министерства труда США (29 *Code of Federal Regulations*, Section 1910.001); "Национальный стандарт на выбросы асбеста", издаваемый Агентством США по охране окружающей среды (EPA) (40 *Code of Federal Regulations*, Sections 61.140 through 61.156); и проект постановления EPA о маркировке асбест-содержащей продукции и постепенном ее вытеснении, опубликованный в 51 *Federal Register* 3738-3759 (29 января 1986 г.; обращаться следует к последнему изданию).

В настоящее время используются или разрабатываются многочисленные материалы, призванные заменить асбест в определенных условиях применения. Желательно, чтобы производственные фирмы и пользователи разрабатывали эффективные заменители, удовлетворяющие требованиям к оборудованию и совместимые с оборудованием, в котором они должны работать.

ЗА ИНФОРМАЦИЕЙ ОБ ОПАСНОСТИ КОНКРЕТНЫХ МАТЕРИАЛОВ И УСЛОВИЙ ДЛЯ ЗДОРОВЬЯ И ЖИЗНИ И О СООТВЕТСТВУЮЩИХ МЕРАХ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ СЛЕДУЕТ ОБРАЩАТЬСЯ К РАБОТОДАТЕЛЮ, ФИРМЕ-ИЗГОТОВИТЕЛЮ ИЛИ ПОСТАВЩИКУ ЭТИХ МАТЕРИАЛОВ ИЛИ К ХАРАКТЕРИСТИКАМ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МАТЕРИАЛОВ.

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ 1 - ОБЩИЕ ВОПРОСЫ.....	8
1.1. НАЗНАЧЕНИЕ	8
1.1.1. ОБЩИЕ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ	8
1.1.2. ОСОБЫЕ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ	8
1.2. ТЕРМИНОЛОГИЯ	9
1.3. ССЫЛКИ	9
1.4. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	10
1.4.1. ВЛАДЕЛЕЦ И (ИЛИ) ПОЛЬЗОВАТЕЛЬ	10
1.4.2. ЭКСПЛУАТАЦИОННИК.....	10
1.4.3. РЕМОНТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ	10
1.4.4. КОНТРОЛЕР.....	10
1.4.5. ПРОЧИЕ РАБОТНИКИ	10
РАЗДЕЛ 2 - ИНСПЕКЦИОННАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ ВЛАДЕЛЬЦА-ПОЛЬЗОВАТЕЛЯ	11
2.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	12
2.2. КВАЛИФИКАЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К АТТЕСТОВАННОМУ ИНСПЕКТОРУ ТРУБОПРОВОДОВ.....	12
РАЗДЕЛ 3 - МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И ИСПЫТАНИЙ	13
3.1. Подготовка.....	13
3.2. ИНСПЕКЦИЯ КОНКРЕТНЫХ ВИДОВ КОРРОЗИИ И РАСТРЕСКИВАНИЯ	13
3.2.1. ТОЧКИ ВРЕЗКИ	13
3.2.2. ТУПИКИ.....	14
3.2.3. КОРРОЗИЯ ПОД ИЗОЛЯЦИЕЙ.....	14
3.2.4. ПОВЕРХНОСТИ РАЗДЕЛА ГРУНТ - ВОЗДУХ.....	16
3.2.5. ОСОБЫЕ ВИДЫ КОРРОЗИИ, СВЯЗАННЫЕ С ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ИЛИ ЛОКАЛЬНЫМИ УСЛОВИЯМИ	16
3.2.6. ЭРОЗИЯ И КОРРОЗИЯ/ЭРОЗИЯ.....	16
3.2.7 ТРЕЩИНООБРАЗОВАНИЕ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ВНЕШНИХ ФАКТОРОВ.....	17
3.2.8. КОРРОЗИЯ ПОД ПОКРЫТИЯМИ И ОСАДКАМИ.....	18
3.2.9. УСТАЛОСТНОЕ РАСТРЕСКИВАНИЕ	18
3.2.10. РАСТРЕСКИВАНИЕ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ПОЛЗУЧЕСТИ	19
3.2.11. ХРУПКОЕ РАЗРУШЕНИЕ	19
3.2.12. ПОВРЕЖДЕНИЕ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ	19
3.3. Типы контроля	19
3.3.1. ВНУТРЕННИЙ ВИЗУАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ	19
3.3.2. КОНТРОЛЬ С ИЗМЕРЕНИЕМ ТОЛЩИНЫ.....	20
3.3.3. НАРУЖНЫЙ ВИЗУАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ	20
3.3.4. КОНТРОЛЬ ВИБРАЦИИ И ЛИНЕЙНЫХ СМЕЩЕНИЙ ТРУБОПРОВОДА.....	21
3.3.5. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ	21
3.4. Места толщинометрии.....	21
3.4.1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ.....	21
3.4.2. МОНИТОРИНГ ТОЛЩИНЫ	21
3.4.3 ВЫБОР МЕСТ ИЗМЕРЕНИЯ ТОЛЩИНЫ.....	22
3.5 МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ТОЛЩИНЫ	22

3.6	ИСПЫТАНИЕ СИСТЕМ ПОД ДАВЛЕНИЕМ	23
3.7	ПРОВЕРКА И ПРОСЛЕЖИВАЕМОСТЬ МАТЕРИАЛОВ И ИЗДЕЛИЙ ИЗ НИХ	25
3.8	ОБСЛЕДОВАНИЕ АРМАТУРЫ	25
3.9	ОБСЛЕДОВАНИЕ СВАРНЫХ ШВОВ В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ	26
3.10	ОБСЛЕДОВАНИЕ ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ	27
РАЗДЕЛ 4 - ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ОБЪЕМ ОБСЛЕДОВАНИЙ		27
4.1	КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ	27
4.1.1	КЛАСС 1.....	28
4.1.2	КЛАСС 2.....	28
4.1.3	КЛАСС 3.....	28
4.2	ИНТЕРВАЛЫ МЕЖДУ ОБСЛЕДОВАНИЯМИ	28
4.3	ОБЪЕМ ВНЕШНИХ ОСМОТРОВ И ОБСЛЕДОВАНИЙ КОРРОЗИИ ПОД СЛОЕМ ИЗОЛЯЦИИ	29
4.4	ОБЪЕМ ОБСЛЕДОВАНИЙ С ИЗМЕРЕНИЕМ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ.....	30
4.5	ОБЪЕМ ОБСЛЕДОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ МАЛОГО ДИАМЕТРА, ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ.....	30
4.5.1	ОБСЛЕДОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ МАЛОГО ДИАМЕТРА	30
4.5.2	ОБСЛЕДОВАНИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	31
4.5.3	ОБСЛЕДОВАНИЕ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ	31
РАЗДЕЛ 5 - ОЦЕНКА, АНАЛИЗ И РЕГИСТРАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБСЛЕДОВАНИЯ....		31
5.1	ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ.....	31
5.1.1	РАСЧЕТ ОСТАВШЕГОСЯ СРОКА СЛУЖБЫ	31
5.1.2	УСТАНОВКА НОВЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ИЛИ ИЗМЕНЕНИЕ УСЛОВИЙ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	32
5.1.3	СУЩЕСТВУЮЩИЕ ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ	32
5.2	ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОГО ДОПУСТИМОГО РАБОЧЕГО ДАВЛЕНИЯ.....	33
5.3	ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНОЙ НЕОБХОДИМОЙ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ.....	34
5.4	ОЦЕНКА УЧАСТКОВ С МЕСТНЫМ УТОНЕНИЕМ СТЕНКИ	34
5.5	РАСЧЕТ НАПРЯЖЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДЕ	35
5.6	ОТЧЕТЫ И ПРОТОКОЛЫ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБСЛЕДОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ.....	35
РАЗДЕЛ 6 - РЕМОНТЫ, ПЕРЕДЕЛКИ И ИЗМЕНЕНИЯ НОМИНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ		37
6.1	РЕМОНТЫ И ПЕРЕДЕЛКИ	37
6.1.1	РАЗРЕШЕНИЕ	37
6.1.2	ВИЗИРОВАНИЕ	37
6.1.3	РЕМОНТНАЯ СВАРКА (В ТОМ ЧИСЛЕ НА ТРУБОПРОВОДЕ, СОДЕРЖАЩЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ ЖИДКОСТЬ)	37
6.1.4	РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ, НЕ СВЯЗАННЫЕ СО СВАРКОЙ И ПРОВОДИМЫЕ НА ТРУБОПРОВОДЕ, СОДЕРЖАЩЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ ЖИДКОСТЬ.....	38
6.2	СВАРКА И РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ БЕЗ ПРЕКРАЩЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ	39
6.2.1	СПОСОБЫ, АТТЕСТАЦИИ И ПРОТОКОЛЫ.....	39
6.2.2	ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ ПОДОГРЕВ И ТЕРМООБРАБОТКА ПОСЛЕ СВАРКИ.....	39
6.2.3	ВОПРОСЫ КОНСТРУИРОВАНИЯ.....	40

6.2.4 МАТЕРИАЛЫ	41
6.2.5 НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ	41
6.2.6 ИСПЫТАНИЕ ПОД ДАВЛЕНИЕМ	41
6.3 ИЗМЕНЕНИЕ НОМИНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ.....	42
<u>РАЗДЕЛ 7 - ОБСЛЕДОВАНИЕ ЗАГЛУБЛЕННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</u>	<u>42</u>
7.1 ВИДЫ И МЕТОДЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ.....	42
7.1.1 ОСМОТР ВЫШЕ УРОВНЯ ЗАГЛУБЛЕНИЯ	43
7.1.2 НАБЛЮДЕНИЕ ЗА ПОТЕНЦИАЛОМ С НЕБОЛЬШИМ ШАГОМ	43
7.1.3 НАБЛЮДЕНИЕ ЗА ДЕФЕКТНЫМИ УЧАСТКАМИ ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДА.....	43
7.1.4 ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ГРУНТА	43
7.1.5 КОНТРОЛЬ ЗА КАТОДНОЙ ЗАЩИТОЙ	44
7.1.6 МЕТОДЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ	44
7.2 ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ОБЪЕМ ОБСЛЕДОВАНИЯ	44
7.2.1 ОСМОТР ВЫШЕ УРОВНЯ ЗАГЛУБЛЕНИЯ	44
7.2.2 НАБЛЮДЕНИЕ ЗА ПОТЕНЦИАЛОМ МЕЖДУ ГРУНТОМ И ТРУБОПРОВОДОМ	44
7.2.3 НАБЛЮДЕНИЕ ЗА ДЕФЕКТНЫМИ УЧАСТКАМИ ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДА.....	45
7.2.4 КОРРОЗИОННОСТЬ ГРУНТА	45
7.2.5 КАТОДНАЯ ЗАЩИТА	45
7.2.6 ИНТЕРВАЛЫ МЕЖДУ ВНЕШНИМИ И ВНУТРЕННИМИ ОСМОТРАМИ	45
7.2.7 ИНТЕРВАЛЫ МЕЖДУ ИСПЫТАНИЯМИ НА ПЛОТНОСТЬ.....	46
7.3 РЕМОНТ ЗАГЛУБЛЕННЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ	46
7.3.1 РЕМОНТ ПОКРЫТИЯ	46
7.3.2 РЕМОНТ ХОМУТОВ	47
7.3.3 РЕМОНТНАЯ СВАРКА	47
7.4 ПРОТОКОЛЫ	47
<u>ПРИЛОЖЕНИЕ А - СЛОВАРЬ ПОНЯТИЙ И СОКРАЩЕНИЙ</u>	<u>48</u>
<u>ПРИЛОЖЕНИЕ Б - АТТЕСТАЦИЯ ИНСПЕКТОРОВ</u>	<u>53</u>
<u>ПРИЛОЖЕНИЕ В - ТЕХНИЧЕСКИЕ ЗАПРОСЫ.....</u>	<u>55</u>
<u>ПРИЛОЖЕНИЕ Г - ПРИМЕРЫ РЕМОНТНЫХ РАБОТ</u>	<u>56</u>
<u>ПРИЛОЖЕНИЕ Д - ВЕДОМОСТЬ ОБЪЕКТОВ ВНЕШНЕГО ОСМОТРА.....</u>	<u>57</u>

• РАЗДЕЛ 1 - ОБЩИЕ ВОПРОСЫ

1.1. НАЗНАЧЕНИЕ

1.1.1. ОБЩИЕ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1.1.1. Содержание

Стандарт API 570 регламентирует процедуры контроля, ремонта, модернизации и реклассификации металлических трубопроводных систем, подвергавшихся эксплуатации.

1.1.1.2. Цель

Стандарт API 570 разработан для нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей, но может использоваться, если он практически применим, в отношении любой трубопроводной системы. Он предназначен для организаций, которые поддерживают или могут установить контакты с официальными органами надзора, ремонтными организациями, квалифицированными инженерами-трубопроводчиками, инспекторами и дефектоскопистами, как эти лица и организации определены в Приложении А.

1.1.1.3. Пределы применения

Нельзя использовать стандарт API 570 вместо первоначального технического проекта, по которому сооружался трубопровод перед сдачей в эксплуатацию; его также нельзя использовать в случае расхождений с законодательными и нормативными актами более высокого порядка.

1.1.2. ОСОБЫЕ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1.2.1. Рабочие среды

За исключением оговорок, приведенных в п. 1.1.2.2, стандарт API 570 охватывает трубопроводные системы для технологических жидкостей и газов, углеводородов и аналогичных огнеопасных и токсичных рабочих сред, таких как:

- a) сырье, полуфабрикаты и готовая продукция нефтепереработки;
- b) сырье, полуфабрикаты и готовая продукция химических производств;
- c) каталитические линии;
- d) водород, природный газ, топливный газ, системы факелов;
- e) кислые воды и потоки с содержанием вредных компонентов, превышающим пороговый предел, установленный нормативными актами;
- f) вредные химикаты с содержанием, превышающим пороговый предел, установленный нормативными актами.

1.1.2.2. Исключенные и факультативные трубопроводные системы

Перечисленные ниже рабочие среды и классы трубопроводных систем не входят в перечень особых областей применения стандарта API 570, но могут быть включены в него по решению владельца, пользователя или владельца-пользователя.

- a) К исключенным или факультативным видам рабочих сред относятся:
 - 1) вредные жидкости и газы, не превышающие порогового предела, установленного нормативными актами;
 - 2) вода (в том числе системы пожаротушения), пар, пароконденсат, подпиточная вода для котлов, жидкости и газы категории D, как они определены в стандарте ASME B31.3.
- b) К исключенным или факультативным классам трубопроводных систем относятся:
 - 1) трубопроводные системы на передвижных конструкциях, охватываемых нормативными актами, в том числе трубопроводные системы на грузовых автомобилях, судах, баржах и другом передвижном оборудовании;
 - 2) трубопроводные системы, составляющие неотъемлемую часть или узел механических устройств вращательного или возвратно-поступательного действия, таких как насосы, компрессоры, турбины, генераторы, двигатели, гидравлические или пневматические цилиндры, где основные требования к конструкции и (или) уровни нагрузок определяются функциональными требованиями агрегата;

для подводных трубопроводов

NFPA⁵

704 Определение пожароопасности материалов

1.4. Ответственность

1.4.1. ВЛАДЕЛЕЦ И (ИЛИ) ПОЛЬЗОВАТЕЛЬ

Владелец-пользователь трубопровода в рамках стандарта API 570 несет общую ответственность за выполнение требований стандарта API 570 и за разработку трубопроводов к контролю, ремонту, модернизации и реклассификации.

1.4.2. ЭКСПЛУАТАЦИОННИК

Эксплуатационник трубопровода несет ответственность перед владельцем-пользователем за работы, связанные с проектированием, технической экспертизой, расчетом и оценкой трубопроводных систем, подпадающих под стандарт API 570.

1.4.3. РЕМОНТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

Ремонтная организация несет ответственность перед владельцем-пользователем и предоставляет материалы, оборудование, контроль качества и квалификацию работников для технического обслуживания и ремонта трубопроводных систем в соответствии с требованиями стандарта API 570.

1.4.4. КОНТРОЛЕР

Контролер несет ответственность перед владельцем-пользователем за определение соответствия требованиям стандарта API 570 к контролю и испытаниям.

1.4.5. ПРОЧИЕ РАБОТНИКИ

Работники служб эксплуатации, технического обслуживания и других, обладающие специальными знаниями или квалификацией по отдельным системам трубопровода, несут ответственность за оперативное информирование контролера или эксплуатационника о любых необычных условиях, которые могут сложиться, и за оказание другой помощи там, где это целесообразно.

⁵ www.nfpa.org, National Fire Protection Association, 1 Batterymarch Park, P.O. Box 9101, Quincy, Massachusetts 02269-9101

РАЗДЕЛ 2 - ИНСПЕКЦИОННАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ ВЛАДЕЛЬЦА-ПОЛЬЗОВАТЕЛЯ

2.1. Общие положения

Владелец-пользователь трубопроводных систем осуществляет руководство программой инспекции трубопроводной системы, периодичность инспекции и технического обслуживания и несет ответственность за деятельность сертифицированного инспекционного органа в соответствии со стандартом API 570. Кроме того, инспекционная организация владельца-пользователя следит за деятельностью, связанной с изменением классификации, ремонтом и модернизацией его трубопроводной системы.

2.2. Квалификационные требования к аттестованному инспектору трубопроводов

Аттестованный инспектор трубопроводов должен иметь образование и опыт работы не менее следующих:

- a) высшее техническое образование плюс один год практической работы в области проектирования, строительства, ремонта, эксплуатации или инспекции трубопроводных систем;
- b) диплом об окончании 2-летнего курса обучения в техническом колледже плюс два года практической работы в области проектирования, строительства, ремонта, эксплуатации или инспекции трубопроводных систем;
- c) общее среднее образование плюс три года практической работы в области проектирования, строительства, ремонта, эксплуатации или инспекции трубопроводных систем;
- d) пять лет практической работы в области инспекции эксплуатируемых трубопроводных систем.

9 | *Аттестованный инспектор трубопроводов* должен
5 | быть аттестован Американским институтом нефти в соответствии с положениями, приведенными в Приложении В. В настоящем документе слово "инспектор" везде следует понимать как "аттестованный инспектор трубопроводов".

РАЗДЕЛ 3 - МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И ИСПЫТАНИЙ

3.1. Подготовка

В зависимости от свойств продуктов, которые транспортируются по трубопроводной системе, необходимо принимать меры безопасности при инспекции системы, особенно если она вскрывается для осмотра внутренних поверхностей.

В инструкции по технике безопасности в качестве неотъемлемой части должны включаться методы изоляции трубопроводных систем, установки заглушек и испытаний на герметичность. Соответствующие меры безопасности необходимо применять перед открытием трубопроводной системы и перед выполнением некоторых операций наружной инспекции. В общем случае вскрываемый участок трубопровода нужно изолировать ото всех источников вредных жидкостей, газов и паров и продуть для удаления всей нефти и токсичных или горючих газов и паров.

До начала контрольных операций выполняющие их работники должны получить у эксплуатационников, ответственных за эту трубопроводную систему, разрешение на работу на данном участке.

Защитная аппаратура должна применяться, если это положено по инструкциям или если этого требует владелец-пользователь.

Дефектоскопическая аппаратура, применяемая при контроле, должна соответствовать требованиям к безопасности электрооборудования, действующим на трубопроводной фирме. Как правило, инспекторы должны ознакомиться с результатами предшествующих контрольных и ремонтных операций на трубопроводной системе, за которую они несут ответственность.

В частности, прежде, чем приступать к каким-либо видам инспекции, предусмотренным стандартом API 570, они должны кратко ознакомиться с предысторией отдельных трубопроводных систем. (Дополнительные рекомендации см. в методической рекомендации API RP 571.)

3.2. Инспекция конкретных видов коррозии и растрескивания

Примечание. Более полная и глубокая информация приводится в методической рекомендации API RP 571.

Каждый владелец-пользователь должен обращать особое внимание на необходимость инспекции трубопроводных систем, подверженных следующим конкретным видам повреждения и участкам:

- a) точки врезки;
- b) тупики;
- c) коррозия под изоляцией;
- d) поверхности раздела грунт - воздух;
- e) особые виды коррозии, связанные с технологическими или локальными условиями;
- f) эрозия и коррозия/эрозия;
- g) трещинообразование под воздействием внешних факторов;
- h) коррозия под покрытиями и осадками;
- i) усталостное растрескивание;
- j) растрескивание под действием ползучести;
- k) хрупкое разрушение;
- l) повреждение при отрицательных температурах.

Другие области, требующие внимания, отмечены в методических рекомендациях API RP 571 и API RP 574.

3.2.1. ТОЧКИ ВРЕЗКИ

Точки врезки иногда подвержены ускоренной или локализованной коррозии при нормальных или аномальных условиях работы. Можно считать, что такие точки требуют создания отдельного участка инспекции на коррозионное состояние, поскольку их нужно регулярно подвергать тщательному контролю.

При выделении участка инспекции у точки врезки рекомендуется принимать его начало на расстоянии в 12 дюймов (305 мм), но не менее трех диаметров трубы вверх по потоку, а конец - после второго изменения в направлении течения, но не менее чем на расстоянии 25 футов (7,6 м) после первого изменения в направлении течения вниз по потоку. В некоторых

случаях более целесообразно растянуть этот участок до следующего агрегата трубопровода, как показано на рис. 1.

///ОПИСАНИЕ РИСУНКА 1///

Рис. 1 - Типичный трубопроводный контур с точкой впрыска.

- I - Дистилляционная колонна
- II - Линия паров верхних погонов
- III - Трубопроводный контур с точкой впрыска
- IV - 3 D или минимум 305 мм (выбирается большее из двух значений)
- V - Точка впрыска
- VI - Конденсаторы верхних погонов
- VII - Звездочкой отмечены типичные места измерения толщины (МИТ) в пределах контура с впрыском.

В пределах участка инспекции у точки врезки места толщинометрии, где имеет место локализованная коррозия, выбирают в соответствии со следующими основными правилами:

- a) места толщинометрии предусматриваются на соответствующих деталях арматуры в пределах участка инспекции;
- b) места толщинометрии предусматриваются на стенках трубы в тех местах, где предполагается столкновение впрыскиваемой жидкости или газа со стенкой трубы;
- c) иногда приходится также проверять толщину стенки в некоторых точках на прямолинейном участке трубы в пределах участка инспекции;
- d) места толщинометрии предусматриваются на обеих (вверх по потоку и вниз по потоку) границах участка инспекции.

Для измерения толщины применяется тот способ, который позволяет определить минимальную толщину в каждой точке толщинометрии, но предпочтение отдается рентгенографическому и ультразвуковому контролю. Можно использовать ультразвуковой контроль по густой сетке или путем сканирования, если это допустимо по соображениям температуры.

Иногда для визуального обследования внутренней поверхности целесообразно демонтировать трубные узлы, но для определения остаточной толщины стенок все же необходимо провести толщинометрию.

При периодических плановых инспекциях более тщательному контролю следует подвергать участки, которые начинаются в 12 дюймах (305 мм) вверх по потоку от точки врезки и заканчиваются не менее, чем в 10 диаметрах трубы вниз по потоку от точки врезки. Кроме того, необходимо измерить и записать значения толщины во всех местах толщинометрии в пределах участка инспекции.

3.2.2. ТУПИКИ

Тупики могут значительно отличаться от прилегающих активных участков трубопровода по скорости коррозии. Инспектор должен контролировать толщину стенки на определенных тупиках, в том числе в застойных концах и на стыках с активными участками. На горячих трубопроводных системах высокорасположенные участки могут корродировать под действием конвекционных течений в тупике. Следует подумать о том, чтобы обрезать тупики, если они больше не выполняют полезных технологических функций.

3.2.3. КОРРОЗИЯ ПОД ИЗОЛЯЦИЕЙ

При инспекции наружной поверхности изолированных трубопроводных систем необходимо проверять изоляцию на отсутствие условий для коррозии под изоляцией и на отсутствие признаков коррозии под изоляцией. Источниками влаги могут быть дождь, утечки воды, конденсация, системы орошения. Наиболее распространенными формами коррозии под изоляцией являются локализованная коррозия для углеродистых сталей и коррозионное растрескивание под напряжением в хлоридной среде для аустенитных нержавеющей сталей. В этом разделе приводятся общие указания по определению мест, которые требуют инспекции в связи с опасностью коррозии под изоляцией. Программы инспекций на коррозию под изоляцией могут иметь различные масштабы - теплые приморские территории требуют

обычно очень напряженной программы, в то время как на более холодных, более сухих внутриконтинентальных участках можно проводить программы меньшего масштаба.

3.2.3.1. Изолированные трубопроводные системы, подверженные коррозии под изоляцией

Некоторые участки и типы трубопроводных систем потенциально более подвержены коррозии под изоляцией; к их числу относятся:

- a) участки, на которые попадает перелив из градирен;
- b) участки, на которые попадает пар при сбросе из систем;
- c) участки, на которые попадает вода из систем орошения;
- d) участки, на которые попадают разливы, влага или пары кислот;
- e) трубопроводные системы из углеродистой стали, в том числе изолированные с целью защиты персонала, работающие при температурах от 250°F до 250 °F (от -4°C до 120°C); коррозия под изоляцией происходит особенно активно в тех местах, где рабочие температуры вызывают частую или постоянную конденсацию и обратное испарение атмосферной влаги;
- f) трубопроводные системы из углеродистой стали, которые нормально работают при рабочих температурах выше 250°F (120°C), но используются только время от времени;
- g) тупики и врезки, которые выступают из изолированного трубопровода и работают при другой температуре, чем основная линия;
- h) трубопроводные системы из аустенитной нержавеющей стали, работающие при температурах от 150°F до 400°F (от 65°C до 204°C); (эти системы подвержены хлоридному коррозионному растрескиванию под напряжением);
- i) вибрирующие трубопроводные системы, которые могут вызывать повреждение изоляции и тем самым открывать путь для проникновения воды;
- j) трубопроводные системы с пароспутниками, когда в пароспутниках возникают утечки, особенно на элементах арматуры под изоляцией;
- k) трубопроводные системы с поврежденными покрытиями и (или) изоляцией.

3.2.3.2. Места трубопроводных систем, обычно подверженные коррозии под изоляцией

На трубопроводных системах, перечисленных в п. 3.2.3.1, могут существовать отдельные места, более подверженные коррозии под изоляцией, в том числе:

- a) все проходы через изоляционные защитные системы или их нарушения, например:
 - 1) тупики (вентиляционные, дренажные каналы и т.п.);
 - 2) опоры и кронштейны для подвески труб;
 - 3) клапаны и арматура (неравномерные поверхности изоляции);
 - 4) башмаки трубы, установленные на болтах;
 - 5) проходы труб пароспутников.
- b) концы изоляции у фланцев и на других элементах трубопровода;
- c) участки с поврежденной или отсутствующей изоляционной рубашкой;
- d) стыки изоляционной рубашки, лежащие сверху на горизонтальной трубе, или плохо выполненная укладка или герметизация изоляционной рубашки;
- e) концы изоляции на вертикальных трубах;
- f) обмазка затвердела, отделилась или отсутствует;
- g) вздутия или пятна на изоляции или системе рубашки или недостает поясов (вздутия могут свидетельствовать о накоплении продуктов коррозии);
- h) низкие точки в трубопроводной системе, в которых заведомо имеются разрывы в системе изоляции, в том числе низкие точки длинных пролетов, в которых труба висит без опор;
- i) фланцы, болты и другие детали из углеродистой или низколегированной стали, уложенные под изоляцией на трубопроводных системах из высоколегированных сталей.

Особого внимания требуют участки, на которых проводилась толщинометрия с удалением пробок изоляции с изолированного трубопровода. Эти пробки необходимо сразу же поставить на место и загерметизировать. Выпускается несколько типов съемных пробок, которые позволяют проводить контроль и маркировку точек контроля для отсылки к ним в будущем.

3.2.4. ПОВЕРХНОСТИ РАЗДЕЛА ГРУНТ - ВОЗДУХ

На подземных трубопроводах, не имеющих хорошей катодной защиты, поверхность раздела грунт - воздух нужно включать в график плановых инспекций наружной поверхности трубопроводов. При инспекции на уровне земли нужно проверить, нет ли повреждений покрытия, обнаженной поверхности трубы, а также измерить глубину ямы. Если отмечается значительная коррозия, могут потребоваться измерения толщины и раскопка, чтобы определить, локализована ли коррозия на поверхности раздела грунт - земля или распространяется на подземную часть трубопровода. При замерах толщины на поверхности раздела грунт - воздух металл обнажается и коррозия ускоряется, если не провести правильного восстановления покрытия и изоляции. Если подземный трубопровод снабжен удовлетворительной катодной защитой, и это подтверждает мониторинг, проводимый в соответствии с разделом 7, раскоп выполняется только в том случае, если есть признаки повреждения покрытия или изоляции. Если на уровне земли покрытие трубы отсутствует, следует рассмотреть вопрос о раскопе на глубину 6 - 12 дюймов (152 - 305 мм) с целью выявления скрытых повреждений.

На поверхностях раздела бетон - воздух и асфальт - воздух на подземном трубопроводе инспектор должен искать признаки снижения качества обмазки или герметика на поверхности раздела, так что вода поступает к металлу трубы. Если такое положение обнаруживается на трубопроводных системах, находящихся в эксплуатации уже более 10 лет, нужно убедиться в отсутствии коррозии под этой поверхностью и только после этого повторно герметизировать этот участок.

3.2.5. ОСОБЫЕ ВИДЫ КОРРОЗИИ, СВЯЗАННЫЕ С ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ИЛИ ЛОКАЛЬНЫМИ УСЛОВИЯМИ

Эффективная программа инспекций включает в себя следующие три элемента, которые помогают определить степень опасности особых видов коррозии, связанных с технологическими и локальными условиями, и правильно выбрать места толщинометрии:

- a) инспектор, который знаком с технологическим процессом и знает, где вероятно возникновение коррозии;
- b) широкое применение дефектоскопии;
- c) получение сообщений от работников эксплуатационных служб о нарушениях техпроцесса, которые могут повлиять на темпы коррозии.

Коррозия этого типа может возникать, например, в следующих условиях:

- a) на участках ниже по потоку от точек врезки и выше по потоку от сепараторов продуктов, как например на линиях стоков реакторов гидрогенизационных процессов;
- b) коррозия при точке росы в конденсирующихся потоках, например, при шлемовой разгонке;
- c) непредусмотренный перенос кислоты или щелочи из реакторов в трубопроводные системы из нелегированных металлов или перенос щелочи в стальные трубопроводные системы, не подвергавшиеся термообработке после сварки;
- d) места конденсации солей аммония в линиях гидрогенизации;
- e) потоки со смешанными фазами и участки турбулентного течения в кислотных системах;
- f) трубопроводы из разнородных углеродистых сталей, работающие с горячей коррозионной нефтью [температура не менее 450°F (232°C) и содержание серы в нефти не менее 0,5% по массе]; отметим, что трубы из бескремниевой спокойной стали, например, A-53 или API 5L, могут корродировать быстрее, чем трубы из стали, раскисленной кремнием, например, A-106, особенно в высокотемпературной сульфидной среде;
- g) коррозия под осадком в шламах, кристаллизующихся растворах и коксующихся жидкостях;
- h) перенос хлоридов в регенерационных системах каталитического риформинга;
- i) очаговая коррозия на трубопроводах с внешним обогревом; агрессивность некоторых сред (например, щелочной среды для углеродистой стали) резко возрастает с температурой, поэтому в условиях малых расходов на перегретых участках может возникать коррозия и коррозионное растрескивание под напряжением.

3.2.6. ЭРОЗИЯ И КОРРОЗИЯ/ЭРОЗИЯ

Эрозию можно определить как унос поверхностного материала под воздействием многочисленных отдельных ударов частиц твердых или жидких материалов. Для нее характерны канавки, скругленные выемки, волны и бороздки, вытянутые в определенном направлении.

Эрозия обычно возникает на участках с турбулентным движением, например, на поворотах трубопроводной системы или ниже по потоку от регулирующих клапанов и задвижек, где может происходить испарение. Эрозионное повреждение обычно усиливается в потоках, содержащих большое количество частиц в твердой или жидкой фазе и текущих с большой скоростью. Сочетание коррозии с эрозией, коррозия/эрозия, вызывает значительно более интенсивный унос металла, чем можно ожидать под действием только эрозии или только коррозии. Такой тип коррозии возникает на участках с высокой скоростью и высокой турбулентностью потоков.

Инспекцию следует проводить, например, в следующих местах:

- a) ниже по потоку от регулирующих клапанов, особенно если происходит мгновенное испарение;
- b) ниже по потоку от диафрагм;
- c) ниже по потоку от выхода насосов;
- d) в любой точке, где изменяется направление потока, например, на внутреннем и внешнем радиусах колена;
- e) ниже по потоку от таких элементов трубопровода (например, сварных швов, компенсаторов, фланцев), которые возбуждают турбулентность потока, особенно при работе с материалами, чувствительными к скорости, такими как гидросульфид аммония или серная кислота.

Участки, на которых предполагается наличие коррозии/эрозии, необходимо контролировать с помощью соответствующих способов дефектоскопии, таких как ультразвуковое сканирование, рентгенографический профиль или контроль вихревыми токами.

3.2.7 ТРЕЩИНООБРАЗОВАНИЕ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ВНЕШНИХ ФАКТОРОВ

Обычно материалы для строительства трубопроводных систем выбирают с учетом их стойкости к различным формам коррозионного растрескивания. Однако некоторые трубопроводные системы могут быть подвержены растрескиванию под воздействием внешних факторов в случае отклонений от технологических режимов, коррозии под изоляцией, непредусмотренной конденсации или воздействия влажного сероводорода или карбонатов.

Растрескивание под воздействием внешних факторов происходит, например, в следующих условиях:

- a) хлоридное коррозионное растрескивание под напряжением, наблюдаемое у аустенитных нержавеющей сталей при воздействии влаги и хлоридов под изоляцией, под осадками, под сальниками или в раковинах;
- b) коррозионное растрескивание под воздействием полиотионной кислоты, наблюдаемое у сенсibilизированных аустенитных легированных сталей в среде сульфидов, конденсационной влаги или кислорода;
- c) щелочное коррозионное растрескивание под напряжением (известное также как щелочная хрупкость);
- d) аминное коррозионное растрескивание под напряжением в трубопроводных системах, не подвергавшихся отпуску напряжений;
- e) карбонатное коррозионное растрескивание под напряжением;
- f) коррозионное растрескивание под напряжением в присутствии влажного сероводорода, например, в системах с кислой водой;
- g) повреждения из-за водородного вспучивания и водородного растрескивания.

Когда у инспектора появляются опасения или сообщения, что в каких-то контурах может происходить растрескивание под воздействием внешних факторов, он обязан запланировать дополнительные инспекции, которые можно проводить методами поверхностной дефектоскопии (контроль жидкими проникающими красителями или смачивание флуоресцирующими магнитными красками) или ультразвуком. Там, где это возможно, подозрительные участки можно удалить из трубопроводной системы и раскрыть для контроля внутренней поверхности.

Если растрескивание под воздействием внешних факторов выявляется при внутреннем контроле сосудов высокого давления и можно предположить, что трубопроводы столь же подвержены такому разрушению, инспектор должен наметить участки трубопровода выше и ниже по потоку от сосуда высокого давления для контроля на растрескивание под воздействием внешних факторов. Если есть основания считать возможным растрескивание

под воздействием внешних факторов на определенных участках трубопровода, инспекцию подозрительных участков трубопровода следует проводить перед очередной остановкой на планово-предупредительный ремонт. В этом случае такая инспекция дает полезную информацию для планирования ремонта.

3.2.8. КОРРОЗИЯ ПОД ПОКРЫТИЯМИ И ОСАДКАМИ

Если наружные или внутренние покрытия, огнеупорная обмазка и антикоррозионные покрытия находятся в хорошем состоянии и нет оснований подозревать, что металл под ними поврежден, то обычно нет необходимости удалять их при инспекции трубопроводной системы.

Эффективность антикоррозионных покрытий резко снижается при образовании в них разрывов и дыр. Покрытия следует проверять на отслаивание, разрывы, дыры и пузыри. Если одно из этих повреждений имеет место, может быть, придется снять участок внутреннего покрытия, чтобы проверить эффективность покрытия и состояние металла трубы под ним. Альтернативным способом является ультразвуковой контроль снаружи, который дает возможность измерить толщину стенки и обнаружить отслаивание, разрывы и пузыри. Огнеупорная обмазка может отшелушиваться или трескаться в процессе эксплуатации, не вызывая при этом серьезных осложнений. Коррозия под огнеупорной обмазкой может приводить к отслаиванию и вздутию обмазки. Если обнаруживаются пузыри или отслаивание огнеупорной обмазки, можно удалить часть огнеупора, чтобы проверить состояние трубы под обмазкой. Можно также провести ультразвуковое обследование с наружной стороны металла.

В тех случаях, когда в процессе работы на поверхности трубы образуются осадки, например, кокс, особенно важно определить, происходят ли активные коррозионные процессы под этими осадками. Для этого, возможно, потребуется провести тщательное обследование отдельных участков. На крупных трубопроводах иногда на ответственных участках приходится проводить локальное удаление осадков и инспекцию. На линиях меньшего диаметра может потребоваться удаление отдельных участков или проведение дефектоскопии на отдельных участках.

3.2.9. УСТАЛОСТНОЕ РАСТРЕСКИВАНИЕ

Усталостное растрескивание трубопроводной системы может возникать под воздействием избыточного числа циклических напряжений, которые зачастую лежат намного ниже статического предела текучести материала. Эти циклические напряжения могут возникать под действием давления, механических или тепловых факторов. Усталость может возникать после малого или большого числа циклов. Малоцикловое усталостное растрескивание часто напрямую связано с числом проведенных циклов нагревания - охлаждения. Слишком сильная вибрация трубопроводной системы (например, от машины или от движения потока) тоже может вызывать многоцикловые усталостные повреждения. (Требования к контролю вибрации трубопроводов см. в разделе 3.3.4, требования к конструкциям, связанные с вибрацией насосов, см. в разделе 5.5.)

Обычно первые признаки усталостного растрескивания обнаруживаются в точках концентрации напряжений, например, на врезках патрубков. В тех местах, где сваркой соединены два металла с разными коэффициентами теплового расширения, возникает термическая усталость. (Об усталости резьбовых соединений см. раздел 4.5.3.) К числу методов дефектоскопии, применяемых для обнаружения усталостного растрескивания, относятся контроль проникающими красителями и контроль магнитными частицами. Наличие трещин можно также определять с помощью акустического излучения, так как эти трещины активизируются под действием давления или напряжения, прилагаемого в процессе испытания.

Как владелец-пользователь, так и инспектор должны понимать, что усталостное растрескивание вероятнее всего вызовет разрушение трубопровода до того, как трещины удастся обнаружить каким-либо методом дефектоскопии. Из общего числа циклов нагружения, которое вызывает усталостное разрушение, большинство затрачивается на зарождение трещины, а после зарождения достаточно сравнительно малого числа нагружений, чтобы трещина привела к разрушению. Поэтому важнейшее значение приобретают правильное проектирование и монтаж, предупреждающие возникновение усталостного растрескивания.

3.2.10. РАСТРЕСКИВАНИЕ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ПОЛЗУЧЕСТИ

Ползучесть зависит от времени, температуры и напряжения. Растрескивание при ползучести может иногда возникать в нормальных режимах, поскольку некоторые напряжения, допускаемые нормами проектирования трубопроводов, лежат в области ползучести. Растрескивание ускоряется при совместном действии усталости и ползучести, когда циклически возникающие напряжения попадают в область текучести. Инспектор должен уделять особое внимание участкам с высокими концентрациями напряжений. Если встречаются слишком высокие температуры, в металлах могут также происходить изменения механических свойств и микроструктуры, приводящие к необратимому снижению прочности оборудования. Поскольку ползучесть зависит от времени, температуры и напряжения, при всех расчетах необходимо использовать фактические или теоретические значения этих параметров. Растрескивание при ползучести встречалось в промышленности, например, у сталей с содержанием 1,25% Cr при температурах выше 900°E (482°E).

К методам дефектоскопии, используемым для обнаружения растрескивания при ползучести, относятся контроль проникающими красителями, контроль магнитными частицами, ультразвуковой, рентгеновский контроль и металлографический контроль на месте. Наличие трещин можно также определять с помощью акустического излучения, так как эти трещины активизируются под действием давления или напряжения, прилагаемого в процессе испытания.

3.2.11. ХРУПКОЕ РАЗРУШЕНИЕ

Углеродистые, низколегированные и другие ферритные стали могут быть подвержены хрупкому разрушению при комнатной и более низких температурах. Хрупкое разрушение обычно не наблюдается на относительно тонкостенных трубах. В большинстве случаев хрупкое разрушение происходит при первом приложении нагрузки определенного уровня (т.е. при первой опрессовке или перегрузке) или после того, как в процессе эксплуатации в материале возникли дефекты критической величины. Опасность хрупкого разрушения нужно учитывать при повторной опрессовке и особенно при пневмоиспытаниях и других видах приложения дополнительной нагрузки. Особое внимание нужно уделять низколегированным сталям (особенно сталь 2* Cr - 1 Mo), поскольку они склонны к охрупчиванию при термообработке, а также ферритным нержавеющей сталям.

Для оценки опасности хрупкого разрушения трубопроводной системы можно воспользоваться публикацией API 920, в которой приводится информация о предотвращении хрупкого разрушения сосудов высокого давления.

3.2.12. ПОВРЕЖДЕНИЕ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

При отрицательных температурах вода и водные растворы, находящиеся в трубопроводной системе, могут замерзнуть и вызывать разрушения из-за своего расширения. После особенно суровых морозов до того, как система оттает, необходимо проверить надземные участки трубопровода на отсутствие повреждений. Если возникло разрушение, лед может временно помешать утечке из трубопровода. Особое внимание при проверке на повреждение при отрицательных температурах следует уделять низким точкам, стоякам и тупикам.

3.3. Типы контроля

В зависимости от обстоятельств и вида трубопроводной системы используются различные типы контроля (см. примечание). В их число входят:

- a) внутренний визуальный контроль;
- b) контроль с измерением толщины;
- c) наружный визуальный контроль;
- d) контроль вибрации труб;
- e) дополнительный контроль.

Примечание. Периодичность и объем контроля см. в разд. 4.

3.3.1. ВНУТРЕННИЙ ВИЗУАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ

Внутренний визуальный контроль на трубах обычно не проводится. Там, где это возможно и целесообразно, внутренний визуальный контроль можно предусматривать для таких систем, как перемычки, воздухопроводы, линии катализаторов и другие трубопроводы большого диаметра. Такой контроль по своему содержанию сходен с контролем сосудов высокого

давления, его нужно осуществлять по методам и процедурам, аналогичным описанным в API 510. При визуальном контроле труб, в которые трудно проникнуть, можно воспользоваться методами дистанционного визуального контроля.

Дополнительная возможность внутреннего контроля возникает при раскрытии фланцев трубопровода, когда внутренние поверхности можно осмотреть с применением или без применения средств дефектоскопии. Можно удалить отрезок трубы и разрезать его вдоль оси, что также обеспечивает доступ к внутренним поверхностям, если возникает такая необходимость.

3.3.2. КОНТРОЛЬ С ИЗМЕРЕНИЕМ ТОЛЩИНЫ

Контроль с измерением толщины проводится для того, чтобы определить внутреннее состояние и остаточную толщину деталей трубопровода. Измерения толщины можно проводить на неработающей трубопроводной системе, выполнять их должен контролер или дефектоскопист.

3.3.3. НАРУЖНЫЙ ВИЗУАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ

Наружный визуальный контроль проводится с целью определить состояние наружной поверхности трубопровода, изоляционной системы, окраски и покрытий, арматуры и вспомогательных механизмов. Кроме того, при таком контроле трубопровод проверяется на наличие несоосности, вибрации и утечек. Если отмечается накопление продуктов коррозии в местах контакта трубы с опорами, иногда для контроля приходится поднимать трубу с таких опор. На работающем трубопроводе эту операцию нужно проводить очень осторожно. Наружный контроль можно проводить на действующем трубопроводе. Полезная информация о проведении наружных осмотров содержится в методической рекомендации API 574. Контрольный список вопросов, который можно использовать в качестве пособия при проведении наружного осмотра, содержится в Приложении Е.

Наружный контроль должен включать в себя проверку состояния консолей и опор трубопровода. Необходимо отмечать и устранять консоли с трещинами и полками, утапливание пружинных опор, смещение опорных башмаков с опор и другие повреждения. Вертикальные мертвые опоры подлежат проверке на наличие в них воды, которая вызывает наружную коррозию работающего под давлением трубопровода и внутреннюю коррозию опоры. Горизонтальные опоры необходимо проверять на отсутствие небольших отклонений от горизонтали, что позволило бы воде накапливаться в ловушках и вызывать коррозию активных элементов трубопровода.

При визуальном контроле сильфонных температурных компенсаторов следует удостовериться в отсутствии необычных деформаций, несоосности или смещения, превышающих номинальные величины.

Инспектор должен убедиться, что на трубопроводной системе отсутствуют какие-либо изменения, введенные эксплуатационниками и не зарегистрированные в чертежах и (или) актах. Инспектору необходимо также обращать внимание на любые детали, установленные в трубопровод, но не пригодные для долговременной работы, такие как нестандартные фланцы, временные ремонтные варианты решений (струбцины), изменения (гибкие шланги) или клапанная арматура, не соответствующая проекту. Особое внимание нужно обратить на резьбовые детали, поскольку их можно легко удалить и установить вместо них непригодные заменители.

Периодический наружный контроль, предусмотренный в п. 4.3, проводится инспектором, который обязан вести контроль и учет всех ремонтных операций. С разрешения инспектора контроль могут также выполнять квалифицированные работники служб эксплуатации и технического обслуживания. В таких случаях лица, проводящие наружный контроль трубопроводов в соответствии со стандартом API 570, должны пройти соответствующее обучение и аттестацию.

В дополнение к этим плановым инспекциям наружной поверхности трубопровода, которые отражаются в актах инспекции, целесообразно также, чтобы лица, часто бывающие на местах, сообщали инспектору о замеченных повреждениях или изменениях. (Примеры таких повреждений приведены в Приложении и в разделе 8.2 методической рекомендации API 574.)

3.3.4. КОНТРОЛЬ ВИБРАЦИИ И ЛИНЕЙНЫХ СМЕЩЕНИЙ ТРУБОПРОВОДА

Заметив вибрацию или раскачивание трубопровода, эксплуатационник должен доложить об этом инженерно-техническому или инспекционному персоналу для оценки. Необходимо также сообщать о других перемещениях, которые могли бы возникнуть из-за гидравлического удара, скопления жидкости в паропроводах или аномального теплового расширения. На стыках, где свободное перемещение вибрирующего трубопровода ограничено, следует рассмотреть возможность применения дефектоскопии на усталостные трещины методом магнитного порошка или проникающих красителей. Особое внимание нужно уделить врезкам.

3.3.5. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ

Можно также предусматривать другие виды инспекций, если они необходимы или целесообразны. К числу таких инспекций могут относиться периодический рентгенографический или термографический контроль на загрязнение или забивание каналов в трубах, термографический контроль на горячие точки в системе с огнеупорным покрытием, контроль на растрескивание под воздействием внешних факторов. Дистанционный контроль и выявление неплотностей можно вести методами акустического излучения, акустического поиска течей и термографии. Корродировавшие участки выявляются ультразвуком или рентгенографией.

3.4. Места толщинометрии

3.4.1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ

Места толщинометрии - это особые участки на трубопроводном контуре, в которых проводится контроль. Характер места толщинометрии зависит от его положения на трубопроводной системе. При выборе места толщинометрии нужно учитывать вероятность локальной коррозии и коррозии, определяемой технологическими условиями, как указано в п. 3.2.

3.4.2. МОНИТОРИНГ ТОЛЩИНЫ

На любой трубопроводной системе нужно вести мониторинг, регулярно выполняя измерения толщины в точках толщинометрии. Если трубопроводная система в случае разрушения может вызвать тяжелые последствия или если она подвержена ускоренной коррозии или локальной коррозии, то на ней обычно предусматривается больше мест толщинометрии, а инспекции проводятся более часто (см. 4.2). Места толщинометрии следует правильно распределять по каждому контуру трубопровода. Места толщинометрии можно отменять или сокращать их число в определенных условиях, например, на трубопроводах холодной стороны олефиновых установок, трубопроводах безводного аммиака или чистых некоррозионных углеводородных продуктов, высоколегированных трубопроводах чистых продуктов. Когда проводится сокращение числа или полная отмена мест толщинометрии, необходимо проконсультироваться у специалистов по коррозии.

На каждом месте толщинометрии минимальную толщину можно отыскать ультразвуковым сканированием или рентгенографией. Можно также использовать электромагнитные методы для поиска утоненных участков, а затем измерять их толщину ультразвуком или рентгенографией. При применении ультразвукового метода сканирование заключается в том, что в месте толщинометрии выполняются несколько замеров толщины, направленные на поиск самого тонкого места. Показания прибора в самом тонком месте или среднее арифметическое значение нескольких замеров в районе точки измерений необходимо записать и использовать для расчета скорости коррозии, оставшегося срока службы и даты следующей инспекции, как указано в разделе 5.

Там, где это возможно, измерение тощины следует проводить во всех четырех квадрантах трубы и арматуры, уделяя особое внимание внутренним и наружным радиусам колен и тройников, где может происходить более быстрое разрушение металла из-за коррозии/эрозии. Необходимо регистрировать хотя бы минимальное значение толщины и его местоположение.

Места толщинометрии следует предусматривать на участках с неподдающейся устранению коррозией под изоляцией, коррозией на поверхности раздела "земля-воздух" и на других участках локальной коррозии, а также для контроля общей, равномерной коррозии.

Места толщинометрии наносятся на инспекционные чертежи и на трубопроводную систему, что позволяет проводить многократные измерения в одних и тех же местах. Такая методика сбора данных позволяет более точно судить о скорости коррозии.

3.4.3 ВЫБОР МЕСТ ИЗМЕРЕНИЯ ТОЛЩИНЫ

3.4.3.1 При выборе и корректировке количества и размещения мест измерения толщины (МИТ) инспектор должен принимать во внимание характер ожидаемой коррозии и использовать опыт работы с технологическим агрегатом. Ряд коррозионных процессов, общих для нефтеперерабатывающих и нефтехимических агрегатов, сравнительно одинаков по природе, что приводит к достаточно постоянной скорости уменьшения толщины стенки трубопровода независимо от его места в контуре в осевом или окружном направлении. Примерами таких коррозионных механизмов могут служить высокотемпературная сернистая коррозия и коррозия в сернистой воде (при условии, конечно, что скорости потока не настолько велики, чтобы приводить к локальной коррозии и эрозии колен, тройников и других подобных узлов). В таких случаях количество МИТ, необходимых для контроля контура, будет меньше, чем их количество, необходимое для контроля контура, подверженного более локализованной потере металла. С теоретической точки зрения, контур, подверженный идеально равномерной коррозии, было бы вполне достаточно контролировать в одном единственном МИТ. Фактически же коррозия никогда не бывает действительно равномерной, поэтому могут потребоваться дополнительные МИТ. Чтобы оптимизировать выбор МИТ для каждого контура, инспектора должны использовать весь свой (и чужой) опыт работы с конкретным технологическим агрегатом, соразмеряя усилия по сбору соответствующей информации с преимуществами, даваемыми такой информацией.

3.4.3.2 Больше количество МИТ следует выбирать для трубопроводных систем, имеющих любую из следующих характеристик:

- а. Высокая вероятность создания опасной для жизни или экологически вредной аварийной ситуации в случае течи.
- б. Высокие ожидаемые или фактические скорости коррозии.
- в. Высокая вероятность местной коррозии.
- г. Более сложная конструкция из-за наличия фитингов, отводов, непроточных участков, точек впрыска и других подобных узлов.
- д. Высокая вероятность коррозии под слоем изоляции.

3.4.3.3 Меньшее количество МИТ можно выбрать для трубопроводных систем, имеющих любую из следующих трех характеристик:

- а. Малая вероятность создания опасной для жизни или экологически вредной аварийной ситуации в случае течи.
- б. Сравнительно некорродирующие трубопроводные системы.
- в. Длинные прямолинейные трубопроводные системы.

3.4.3.4 Необходимость в МИТ отсутствует для трубопроводных систем с любой из следующих двух характеристик:

- а. Очень малая вероятность создания опасной для жизни или экологически вредной аварийной ситуации в случае течи.
- б. Некорродирующие системы (отсутствие коррозии доказываемая историей использования системы или аналогичными условиями работы), а также системы, не подверженные изменениям, которые могли бы вызвать коррозию.

3.5 МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ТОЛЩИНЫ

Ультразвуковые приборы для измерения толщин обеспечивают обычно наиболее точные результаты на трубопроводах с номинальным диаметром 1. Для трубопроводов номинальным диаметром 1 или менее предпочтительнее использовать методы определения

радиографического профиля. Эти радиографические методы можно применять для выявления участков, подлежащих измерению, особенно в случае теплоизолированных систем или когда ожидается неравномерная либо локализованная коррозия. Там, где это целесообразно, можно для получения фактических значений толщины регистрируемых участков воспользоваться ультразвуком. После проведения ультразвукового контроля в МИТ рекомендуется отремонтировать теплоизоляцию и покрытие, защищающее ее от погодных воздействий - это позволит уменьшить вероятность коррозии под слоем изоляции. Как вариант, в таких случаях можно пользоваться и методами определения радиографического профиля, если только для этого не требуется снятие теплоизоляции.

В случаях, когда коррозия в трубопроводной системе носит неравномерный характер или остаточная толщина стенки приближается к минимальной допустимой, может потребоваться дополнительное измерение толщины стенки. В таких случаях предпочтительно использование методов радиографического или ультразвукового сканирования. Можно также воспользоваться вихретоковыми толщиномерами.

Когда ультразвуковые измерения выполняются при температурах, превышающих 66 °С, следует применять приборы, согласующие прокладки и процедуры, позволяющие повысить точность измерений при высоких температурах. В результаты измерений необходимо внести соответствующие поправки с помощью температурных коэффициентов.

Инспектора должны знать о возможных источниках погрешностей измерения и принимать все меры для их устранения. Вообще говоря, любой из методов неразрушающего контроля имеет некоторые практические пределы, ограничивающие его точность. К числу факторов, приводящих к снижению точности ультразвуковых измерений, относятся следующие:

- а. Неправильная калибровка прибора.
- б. Наличие наружных покрытий или окалины.
- в. Чрезмерная шероховатость поверхности.
- г. Чрезмерное "покачивание" датчика (на криволинейной поверхности).
- д. Подповерхностные дефекты металла (например, расслоения).
- е. Влияние температуры (сказывается при температурах выше 66 °С).
- ж. Малость экрана детектора дефектов.
- з. Толщина не превышающая 3,2 мм для обычных цифровых толщиномеров.

Кроме того, необходимо помнить, что коррозия может иметь неравномерный характер. Для достоверного определения скорости коррозии важно повторять измерения в точке с самой тонкой стенкой по возможности в одном и том же месте. Как вариант, для точки измерения можно предложить использование минимального значения отсчета или среднего значения нескольких измерений.

Когда трубопроводная система не находится в работе, можно измерять толщины через лючки с использованием штангенциркуля. Эти приборы полезны при приближенном определении толщины отливок, поковок и корпусов трубопроводной арматуры, а также глубины язвин на трубопроводе в случае коррозии под изоляцией.

Для определения глубины локальных потерь металла можно использовать также глубиномерные устройства.

3.6 ИСПЫТАНИЕ СИСТЕМ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

Обычно испытания под давлением не являются частью профилактического обследования (см. пункт 6.2.6, относящийся к требованиям по испытаниям под давлением при проведении ремонтов, переделок и изменений номинальных параметров). Исключениями здесь являются случаи, когда испытания под давлением требуются Службой морской охраны США для трубопроводов, проходящих над водой, местными законодательными органами после проведения сварочных ремонтных работ, а также инспектором или специалистом по

трубопроводам. Испытания под давлением проводятся в соответствии с требованиями ASME B31.3. Дополнительные соображения, относящиеся к испытаниям под давлением, приводятся в Практических рекомендациях №574 и №920 Американского нефтяного института. Испытания с более низким давлением в целях опрессовки трубопроводных систем могут проводиться при давлениях, назначаемых владельцем-пользователем.

В качестве испытательной жидкости следует использовать воду, если только отсутствует опасность повреждения трубопровода вследствие замерзания воды или другого вредного воздействия воды на трубопровод или технологический процесс либо если вода не становится при испытании загрязненной и ее сброс не может привести к экологическим проблемам. В любом из этих двух случаев можно использовать другую подходящую нетоксичную жидкость. Если эта жидкость взрывоопасна, ее температура воспламенения должна быть по крайней мере не ниже 49 °С, при этом необходимо учитывать влияние условий испытания на испытательную жидкость.

Трубопроводы, изготовленные из нержавеющей стали серии 300 или имеющие узлы из этой стали, должны испытываться под гидравлическим давлением раствора, приготовленного на основе питьевой воды (см. примечание) или пароводяного конденсата. После завершения испытания трубопровод необходимо тщательно дренировать (в процессе дренирования все воздушники должны быть полностью открыты), а затем продуть воздухом или осушить как-либо иначе. Если питьевая вода отсутствует или незамедлительное дренирование и продувка невозможны, можно рассмотреть вариант использования воды с очень низким уровнем хлоридов, высоким рН (>10) и добавкой ингибиторов коррозии - такая вода позволит уменьшить риск язвенной и микробиологической коррозии.

Примечание: в данном контексте под питьевой имеется в виду соответствующая установившейся в США практике хлорированная или озонированная вода с максимальным содержанием хлоридов 250 млн⁻¹.

Для трубопроводов из сенсibiliзированной нержавеющей стали аустенитного класса, подверженной полиитионному коррозионному растрескиванию под напряжением, следует рассмотреть вопрос использования водного раствора щелочи в качестве испытательной жидкости при испытании трубопровода под давлением (см. Практические рекомендации 0170 Американской ассоциации инженеров-специалистов по коррозии).

Если испытание под давлением планируется проводить в течение некоторого периода времени, а испытательная жидкость в испытательном контуре подвержена тепловому расширению, необходимо предусмотреть меры по предотвращению чрезмерного повышения давления.

Когда существует необходимость в испытании под давлением, его следует проводить после термообработки.

Перед тем, как создать в трубопроводной системе гидростатическое давление, необходимо рассмотреть особенности опорных конструкций.

В случаях, когда проведение гидравлического испытания вследствие температурных, конструкционных или технологических ограничений нецелесообразно, можно воспользоваться пневматическими испытаниями. Однако при проведении такого испытания нужно учитывать связанные с ним риски травмирования персонала и повреждения оборудования. Как минимум, во время проведения любого пневматического испытания необходимо предпринимать меры предосторожности при освидетельствовании, изложенные в ASME B31.3.

Во время испытания под давлением, когда испытательное давление превышает давление уставки предохранительных клапанов, установленных на трубопроводе, в течение всего испытания предохранительные клапана (клапан) должны быть сняты или заглушены. Как вариант, необходимо тарелку каждого клапана прижать специально сконструированной испытательной скобой. Некое дополнительное нагружение пружины клапана путем

вращения регулировочного винта не рекомендуется. Другие вспомогательные устройства, которые не в состоянии выдержать испытательное давление (например, водомерные стекла, манометры, компенсаторы температурного расширения и разрушаемые мембраны) следует снять или заглушить. Трубопроводные линии с компенсаторами температурного расширения, которые невозможно снять или заглушить, можно испытать при меньшем давлении в соответствии с принципами, изложенными в ASME B31.1. Если для отключения трубопроводной системы с целью испытания на давление используются запорные вентили, нужно стараться не превысить допустимое давление на седло, как это описано в ASME B16.34 или другом соответствующем руководстве изготовителя клапана.

После завершения испытания под давлением следует поставить на место или задействовать предохранительные клапаны с требуемыми уставками и другие вспомогательные устройства, которые были демонтированы или выключены из работы на время испытания.

3.7 ПРОВЕРКА И ПРОСЛЕЖИВАЕМОСТЬ МАТЕРИАЛОВ И ИЗДЕЛЬЙ ИЗ НИХ

В ходе ремонтов или переделок трубопроводных систем, выполненных из низколегированных или высоколегированных сталей, инспектор должен проверить установку надлежащих новых материалов. По усмотрению владельца-пользователя или инспектора такая проверка может в некоторых важных случаях носить характер 100%-ного обследования или испытания, в других случаях - характер выборочной проверки некоторого процентного количества используемых материалов. Испытания может проводить как инспектор, так и испытатель с помощью портативных приборов, например, химического микроскопа, оптических спектрографических анализаторов, или рентгено-флуоресцентных анализаторов. Обследование может включать в себя проверку отчетов об испытании материалов, маркировки трубопроводных узлов и крепежных деталей, а также основных размеров.

Если некий узел трубопроводной системы выйдет из строя вследствие неумышленного использования материала, непригодного для трубопровода, инспектор должен рассмотреть вопрос необходимости дополнительной проверки существующих трубопроводных материалов. Объем дополнительной проверки будет зависеть от таких факторов, как последствия аварии и вероятность других ошибок в применении материалов.

3.8 ОБСЛЕДОВАНИЕ АРМАТУРЫ

Как правило, измерения толщин не входят в профилактическое обследование арматуры, установленной в трубопроводных контурах. По конструктивным соображениям корпус арматуры обычно толще, чем другие трубопроводные узлы. Однако когда арматура демонтируется с целью обслуживания или ремонта, цеховой персонал должен внимательно осмотреть любые необычные признаки коррозии или утонения стенки и, заметив такие признаки, сообщить о них инспектору. Корпуса клапанов, подверженных резкому циклическому изменению температуры (например, при регенерации и паровой очистке агрегата каталитического риформинга), должны периодически проверяться на отсутствие термического усталостного растрескивания.

Если имеются информация или подозрения о работе задвижек в коррозионной или эрозионной среде, необходимо измерять толщину между седлами, так как именно для этого участка характерны наибольшие степень турбулентности потока и напряжения.

Корпуса регулирующих клапанов или другой дросселирующей арматуры, особенно омываемые потоком пульпы с большим перепадом давления, могут подвергаться коррозионно-эрозионному повреждению на участке за диафрагмой. Если есть подозрение о такой потере металла, клапан необходимо снять с трубопровода и осмотреть его внутреннюю поверхность. Внутренняя поверхность расположенных ниже по потоку сопряженного фланца и трубопровода также должна быть проверена на отсутствие местных потерь металла.

Когда испытание корпусов и (или) крышек арматуры на давление проводится после их обслуживания, это испытание должно соответствовать требованиям стандарта 598 Американского нефтяного института.

3.9 ОБСЛЕДОВАНИЕ СВАРНЫХ ШВОВ В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Обследование качества трубопроводных сварных швов проводится обычно как часть обследования, требуемого для новых, отремонтированных и переделанных конструкций. Однако нередко сварные швы проверяют на коррозию в рамках радиографического контроля либо внутреннего осмотра. Если замечена избирательная коррозия сварного шва, следует проверить на коррозию и другие сварные швы этого же трубопроводного контура.

Иногда радиографический контроль позволяет обнаружить некий дефект сварного шва. Если в ходе эксплуатации трубопроводной системы обнаружены трещинообразные дефекты, то для оценки величины этих дефектов можно провести дополнительное радиографическое и (или) ультразвуковое обследование качества шва. Кроме того, следует попытаться определить, что является причиной возникновения трещинообразных дефектов - первоначальный процесс изготовления шва или некий механизм растрескивания под воздействием рабочей среды.

Растрескивание, обусловленное воздействием рабочей среды, должно быть оценено специалистом по трубопроводам.

Если выявленные дефекты являются результатом первоначального изготовления сварного шва, то для оценки влияния качества сварного шва на целостность трубопровода необходимо выполнить обследование и (или) инженерный анализ. В качестве такого анализа может использоваться один из следующих вариантов (или их совокупность):

- а. Оценка инспектора.
- б. Оценка инспектора, аттестованного по сварке.
- в. Оценка инженера-специалиста по трубопроводам.
- г. Инженерный анализ пригодности к эксплуатации.

Вопросы, которые нужно рассматривать при оценке качества существующих сварных швов, включают в себя следующие:

- а. Критерии приемки при первоначальном изготовлении шва.
- б. Объем, занимаемый дефектами, их величина и ориентация.
- в. Длительность эксплуатации.
- г. Сопоставление рабочих и расчетных условий.
- д. Наличие вторичных напряжений в стенке трубопровода (остаточных и термических).
- е. Вероятность усталостных нагрузок (механических и термических).
- ж. Какой является трубопроводная система - основной или вспомогательной.
- з. Вероятность ударных и переходных нагрузок.
- и. Вероятность растрескивания под воздействием окружающей среды.
- к. Твердость сварного шва.

Во многих случаях обследования сварных швов в условиях эксплуатации неуместно использовать критерии приемки, основанные на случайных выборках или результатах точечной радиографии для определения качества сварного шва по ASME B31.3. Эти критерии приемки предназначены для новых конструкций, и с целью определения вероятного качества всех швов (или квалификации всех сварщиков) в системе, в них используется выборка швов, а не результаты только что проведенного обследования швов. Поэтому могут существовать сварные швы, которые не удовлетворяют указанным критериям и тем не менее удовлетворительно работают в условиях эксплуатации после того, как они прошли гидравлические испытания. Сказанное особенно верно для сварных соединений ответвлений малого диаметра, которые обычно при новом строительстве не обследуются.

3.10 ОБСЛЕДОВАНИЕ ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Чтобы определить, соответствуют ли заново установленные крепежные детали и прокладки техническим условиям на материал, на их типичном образце необходимо проверить маркировку. Маркировки указаны в соответствующих стандартах ASME и ASTM. Сомнительные крепежные детали должны быть проверены либо заменены.

Крепежные детали должны полностью проходить через гайки. Болт или шпилька, не выходящие из своей гайки, считаются приемлемыми, если до полного зацепления с гайкой не хватает не более одной нитки.

Если после установки фланцы оказались сильно изогнутыми, то перед принятием необходимых корректировочных действий следует сравнить их маркировку и толщину с требуемыми в технических условиях.

Крепежные детали фланцев и крышек трубопроводной арматуры следует подвергнуть визуальному осмотру с целью обнаружения коррозии.

Фланцевые соединения и места присоединения крышек трубопроводной арматуры следует осмотреть с целью обнаружения таких признаков утечки, как пятна, отложения и капание. Протечки технологической жидкости на поверхность крепежных деталей фланцев и крышек могут привести к коррозии или к растрескиванию под воздействием этой жидкости. В число обследуемых фланцев должны входить и фланцы с ограждениями и брызгоотражателями.

Фланцевые соединения, в которые после их зажатия был закачен герметик, должны быть проверены на отсутствие утечки через болтовые отверстия. Крепежные детали, подвергаемые воздействию такой утечки, могут корродировать или растрескиваться (примером служит щелочная коррозия). Если предполагается повторная закачка герметика, в первую очередь следует заменить поврежденные крепежные детали.

В число обследуемых элементов должны входить и крепежные детали измерительных приборов, подверженных воздействию давления и (или) температуры технологической жидкости.

Операции, проводимые над вскрытыми фланцевыми соединениями, описаны в Практических рекомендациях №574 Американского нефтяного института.

РАЗДЕЛ 4 - ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ОБЪЕМ ОБСЛЕДОВАНИЙ

4.1 КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Все технологические трубопроводные системы должны быть отнесены к тем или иным классам. Некая классификационная система позволит уделить больше внимания при обследовании трубопроводных систем, авария которых или потеря технологической жидкости из которых могут привести к наиболее тяжелым последствиям. В общем случае системы более высокого класса требуют более обширного обследования, которое проводится с меньшими интервалами - такое обследование необходимо для подтверждения целостности системы в условиях длительной безопасной эксплуатации. Классификации должны основываться на вероятных условиях безопасности и экологических эффектах, возникающих в случае появления утечки.

Владельцы-пользователи должны вести регистрацию данных о технологических жидкостях, протекающих в трубопроводах, в том числе и классификационных данных. Практические рекомендации № 750 Американского нефтяного института и № 704 Американской

ассоциации по борьбе с пожарами содержат информацию, которая может оказаться полезной при классификации трубопроводных систем в соответствии с потенциальной взрывоопасностью технологических жидкостей, которые содержатся в этих трубопроводах.

Рекомендуются три класса, рассмотренные в пп. 4.1.1 - 4.1.3.

4.1.1 КЛАСС 1

В классе 1 находятся технологические жидкости с самой высокой вероятностью развития аварии в случае утечки. Такая авария по своему характеру может представлять угрозу безопасности или экологической среде. В число трубопроводов класса 1 входят трубопроводы, содержащие следующие жидкости (хотя список не обязательно ограничивается ими):

- а. Взрывоопасные жидкости, которые могут автоматически охлаждаться и приводить к хрупкому разрушению.
- б. Находящиеся под давлением жидкости, которые при утечке быстро испаряются, при этом их пары могут собираться и образовывать взрывоопасные смеси (примерами могут служить потоки C₂, C₃ и C₄).
- в. Сероводород (в количестве, превышающем 3 вес.%) в газовом потоке.
- г. Безводный хлороводород.
- д. Плавиковая кислота.
- е. Трубопроводы, проходящие над водой или вблизи воды, а также трубопроводы над общественными автострадами. (См. Правила министерства транспорта и Правила американской береговой службы в отношении обследования подводных трубопроводов.)

4.1.2 КЛАСС 2

Технологические жидкости, не входящие в другие классы, составляют класс 2. В этот класс входит большинство агрегатных технологических трубопроводов и некоторые находящиеся за пределами заводской площадки трубопроводы. Типичными примерами служат трубопроводы, содержащие следующие технологические жидкости:

- а. Углеводороды в пределах заводской площадки, которые при утечке медленно испаряются.
- б. Водород, топливный газ и природный газ.
- в. Сильные кислоты и щелочи в пределах заводской площадки.

4.1.3 КЛАСС 3

В класс 3 входят технологические жидкости, которые взрывоопасны, но их утечка не сопровождается существенным испарением, и которые не находятся на участках с высокой человеческой активностью. Технологические жидкости, которые потенциально опасны для человеческого организма, но находятся на удаленных участках, также могут быть включены в этот класс. Примерами трубопроводов класса 3 могут служить содержащие следующие жидкости:

- а. Углеводороды в пределах заводской площадки, которые при утечке испаряются лишь незначительно.
- б. Трубопроводы дистиллятов и нефтепродуктов, соединяющие между собой места хранения и погрузки
- в. Кислоты и щелочи за пределами заводской площадки.

4.2 ИНТЕРВАЛЫ МЕЖДУ ОБСЛЕДОВАНИЯМИ

Интервал между обследованиями трубопровода должен устанавливаться и выдерживаться с учетом следующих критериев:

- а. Расчетные скорость коррозии и оставшийся срок службы.
- б. Классификация технологических трубопроводов.
- в. Требования соответствующих законодательных органов.
- г. Оценка инспектора, специалиста по трубопроводам, ведущего специалиста по трубопроводам, или специалиста по коррозии, которая учитывает условия эксплуатации, данные предыдущих обследований, результаты текущего обследования и условия, которые могут послужить основанием для дополнительных обследований в соответствии с п. 3.3.5.

Владелец-пользователь или инспектор должен установить интервалы обследований с измерением толщин стенки, наружного визуального осмотра, а также там, где это применимо, внутреннего осмотра и дополнительного обследования

Интервал между обследованиями с измерением толщин должен составлять не более половины оставшегося расчетного срока службы, определенного по скорости коррозии, как это указано в п. 5.1.1, или равняться максимальному интервалу, указанному в табл. 1, причем выбирается меньшее из этих двух значений. В определенных условиях могут оказаться уместными более короткие интервалы. Прежде чем воспользоваться табл. 1 следует вычислить скорости коррозии в соответствии с п. 5.1.3.

В табл. 1 приводятся рекомендуемые максимальные значения интервалов обследования для трех классов технологических трубопроводов, описанных в 4.1, а также рекомендуемые интервалы для мест впрыска и поверхностей раздела грунта с воздухом.

Интервал между освидетельствованиями должен пересматриваться и при необходимости корректироваться после каждого освидетельствования или существенного изменения условий эксплуатации. При установлении различных интервалов освидетельствования должны учитываться общая коррозия, местная коррозия, язвенная коррозия, растрескивание под воздействием окружающей среды и другие виды разрушения.

Таблица 1 - Рекомендуемые максимальные интервалы между обследованиями

Тип контура	Измерение толщины	Внешний осмотр
Класс 1	5 лет	5 лет
Класс 2	10 лет	5 лет
Класс 3	10 лет	10 лет
Места впрыска ^а	3 года	Определяется классом
Поверхности раздела грунта с воздухом ^б	-	Определяется классом

Примечание: Измерения толщин относятся к трубопроводным системам, для которых места измерения толщин определены в соответствии с п. 3.4.

^а См. 3.2.1.

^б См. 3.2.4.

4.3 ОБЪЕМ ВНЕШНИХ ОСМОТРОВ И ОБСЛЕДОВАНИЙ КОРРОЗИИ ПОД СЛОЕМ ИЗОЛЯЦИИ

Внешние осмотры должны проводиться с максимальными интервалами, указанными в табл. 1, в объеме ведомости, приведенной в Приложении Е.

Обследование с целью обнаружения возможной коррозии под слоем изоляции должно проводиться на всех трубопроводных системах, подверженных такому виду коррозии, на участках, перечисленных в п. 3.2.3.1. При первом обследовании с целью обнаружения коррозии под слоем изоляции на трубопроводных системах классов 1 и 2 следует осмотреть

по меньшей мере 50% всех подозрительных участков и 50% всех участков с поврежденной изоляцией. Обычно требуется выполнить радиографический контроль или удалить изоляцию и осмотреть металлическую поверхность. Там, где это возможно, применяют и другие методы неразрушающего контроля.

Обследование трубопровода класса 3 должно включать в себя по меньшей мере 10% всех подозрительных участков и участков с поврежденной изоляцией. Если такое обследование некоего процента подозрительных участков выявило значительную коррозию под слоем изоляции, следует проверить и другие подозрительные участки, а если это оправдано, то и весь (100%) контур.

Трубопроводные системы, о которых известно, что их оставшийся срок службы превышает 10 лет, или трубопроводы, защищенные от наружной коррозии, не нуждаются в удалении теплоизоляции для целей периодического внешнего осмотра. Однако эксплуатационный или другой персонал должен периодически обследовать состояние системы изоляции или внешней обшивки (например, теплоизолирующего кожуха). Если обнаружено повреждение, о нем следует сообщить инспектору. Ниже приводятся примеры таких изолированных трубопроводных систем:

- а. Трубопроводные системы, эффективно теплоизолированные с целью предотвращения попадания влаги.
- б. Снабженные рубашками криогенные трубопроводные системы.
- в. Трубопроводные системы, снабженные продуваемым инертным газом теплоизолирующим кожухом.
- г. Трубопроводные системы, в которых температура поддерживается достаточно низкой или достаточно высокой с целью предотвращения появления водяной фазы.

4.4 ОБЪЕМ ОБСЛЕДОВАНИЙ С ИЗМЕРЕНИЕМ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ

Чтобы удовлетворить требования по интервалам между обследованиями, в каждом обследовании с измерениями толщины стенки следует провести измерения толщины для репрезентативной выборки МИТ для каждого контура (см. 3.4). В такую репрезентативную выборку должны входить данные для всех различных типов узлов и ориентаций (горизонтальных и вертикальных), обнаруженных в каждом контуре. Такая выборка должна также включать в себя МИТ с самой ранней датой возобновления обследования, то есть датой предыдущего обследования. Чем больше количество МИТ в каждом контуре, тем более точно можно определить дату следующего обследования. Поэтому при плановом обследовании трубопроводных контуров следует выполнить все необходимые измерения.

Объем обследования мест впрыска рассматривается в п. 3.2.1.

4.5 ОБЪЕМ ОБСЛЕДОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ МАЛОГО ДИАМЕТРА, ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

4.5.1 ОБСЛЕДОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ МАЛОГО ДИАМЕТРА

Трубопроводы малого диаметра (ТМД), относящиеся к основным технологическим трубопроводам, следует обследовать в соответствии со всеми требованиями настоящего стандарта.

ТМД, относящиеся к второстепенным технологическим трубопроводам, имеют другие минимальные требования, зависящие от класса технологической жидкости. Второстепенные ТМД класса 1 должны обследоваться в соответствии с теми же требованиями, что и основные технологические трубопроводы. Обследование второстепенных ТМД классов 2 и 3 носит

$t_{\text{факт}}$ - фактическая минимальная толщина в миллиметрах, определенная во время обследования, как это указано в 3.5.

$t_{\text{мин}}$ - минимальная требуемая толщина стенки в миллиметрах для ограниченного участка или зоны.

Долгосрочная скорость коррозии (ДСК) трубопроводных контуров должна определяться по следующей формуле:

$ДСК = t_{\text{нач}} - t_{\text{посл}} / \text{Период времени (в годах) между последним и начальным обследованиями.}$

Краткосрочная скорость коррозии (КСК) трубопроводных контуров должна определяться по следующей формуле:

$КСК = t_{\text{пред}} - t_{\text{посл}} / \text{Период времени (в годах) между последним и предыдущим обследованиями.}$

Долгосрочную и краткосрочную скорости коррозии следует сравнить друг с другом, чтобы посмотреть, какая из них дает наиболее короткий оставшийся срок службы. (См. описание определения интервала между обследованиями в 4.2.)

5.1.2 УСТАНОВКА НОВЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ИЛИ ИЗМЕНЕНИЕ УСЛОВИЙ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В случае новых трубопроводных систем или трубопроводных систем, в которых происходит изменение условий эксплуатации, для расчета вероятной скорости коррозии, по которой можно определить остаточную толщину стенки в момент проведения следующего обследования, необходимо воспользоваться одним из следующих методов:

а. Скорость коррозии трубопроводного контура можно вычислить по данным, собранным владельцем-пользователем для трубопроводных систем из аналогичного материала, работающего с сопоставимой технологической жидкостью.

б. Если данные для такой же или аналогичной технологической жидкости отсутствуют, скорость коррозии трубопроводного контура можно оценить, исходя из имеющегося у владельца-пользователя опыта или из опубликованных данных о трубопроводных системах с сопоставимыми технологическими жидкостями.

в. Если вероятную скорость коррозии невозможно определить ни по одному из приведенных выше в пп. а и б методу, не позже, чем через 3 месяца после начала эксплуатации необходимо измерить начальные толщины, воспользовавшись для этой цели неразрушающими методами измерения толщины на трубопроводных системах. При определении времени проведения таких измерений толщины могут оказаться полезными устройства для контроля коррозии (например, коррозионные пробные образцы или коррозионные зонды). Пока скорость коррозии не будет установлена, необходимо через подходящие периоды времени проводить последующие измерения толщины.

5.1.3 СУЩЕСТВУЮЩИЕ ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ

Скорости коррозии должны определяться по формуле долгосрочной или краткосрочной коррозии. При расчете по формуле краткосрочной коррозии необходимо использовать результаты двух самых последних обследований. При расчете по формуле долгосрочной коррозии необходимо использовать значения толщины стенки, полученные в самом последнем по времени обследовании и в первом обследовании (номинальное значение). В большинстве случаев для оценки оставшегося срока службы и установления срока следующего обследования необходимо использовать большую из этих двух скоростей коррозии.

Если расчеты показывают, что была принята неточная скорость коррозии, то скорость, используемая для определения следующего срока обследования, должна быть скорректирована с учетом найденной фактической скорости коррозии.

5.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОГО ДОПУСТИМОГО РАБОЧЕГО ДАВЛЕНИЯ

Максимальное допустимое рабочее давление (МДРД) для длительной эксплуатации трубопроводной системы должна быть установлена с использованием применимых норм и правил. Для уже известных материалов вычисления могут быть выполнены, если известно также, что все нижеследующие важные факторы согласуются с основными принципами этих применимых норм

- а. Верхний и (или) нижний температурный предел использования конкретных материалов.
- б. Качество материалов и изготовления.
- в. Требования, предъявляемые к обследованиям.
- г. Укрепление отверстий.
- д. Любые требования, предъявляемые к циклическому режиму эксплуатации.

Для неизвестных материалов вычисления могут быть выполнены при использовании указанных в применяемых нормах самых низких прочности металла и коэффициента прочности сварного соединения. Если выполняется пересчет МДРД, используемая при этом толщина стенки должна быть равной фактической толщине стенки, определенной во время обследования (см. ее определение в п. 3.5) минус удвоенная оценочная коррозионная потеря металла перед датой проведения следующего обследования (см. 4.2). В соответствии с применяемыми нормами должна быть сделана поправка на другие нагрузки. При условии удовлетворения всех относящихся к делу критериев применяемых норм, разрешается внесение имеющихся в этих нормах поправок на отклонение давления и температуры от условий МДРД.

В табл. 2 приведены два примера расчета МДРД, которые иллюстрируют использование концепции коррозионной половины срока службы.

Таблица 2 - Два примера расчета максимального допустимого рабочего давления (МДРД), иллюстрирующие использование концепции коррозионной половины срока службы

Пример 1

Расчетные давление и температура	500 псиг/400 °F (204 °C)
Описание трубопровода	Номинальный диаметр трубопровода 16, стандартный погонный вес, марка А 106-В
Наружный диаметр трубопровода (D)	16 дюймов (406 мм)
Допускаемое напряжение	20000 пси
Коэффициент прочности продольного шва (E)	1,0
Толщина стенки, определенная при обследовании	0,32 дюйм (8,13 мм)
Расчетная скорость коррозии (см. 5.1.1)	0,01 дюйм/год (0,254 мм/год)
Следующее плановое обследование	5 лет
Оценочная коррозионная потеря металла к дате следующего обследования	$5 \times 0,01 = 0,05$ дюйма (1,27 мм)
МДРД	$= 2SEt/D$ $= 2 \times 20000 \times 1 \times (0,32 - (2 \times 0,05))/16$ $= 550$ псиг
Вывод	Все в порядке
Пример 2	
Следующее плановое обследование	7 лет

Оценочная коррозионная потеря металла к 7 x 0,01 = 0,07 дюйм (1,78 мм)
 дате следующего обследования
 МДРД = 2SEt/D
 = 2 x 20000 x 1 x (0.32 - (2 x 0.07))/16
 = 450 псиг

Вывод Необходимо уменьшить интервал между обследованиями или определить, не будет ли нормальное рабочее давление в течение седьмого года превышать это новое значение МДРД, либо обновить трубопровод до наступления седьмого года

Примечания:

1. псиг = фунтов на квадратный дюйм (по манометру); пси = фунтов на квадратный дюйм.
2. Формула для вычисления МДРД взята из ASME B 31.3 (уравнение 3b, где t = толщина стенки после коррозии.

5.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНОЙ НЕОБХОДИМОЙ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ

Минимальная необходимая толщина стенки, или толщина, при которой трубопровод должен быть изъят из эксплуатации, должна быть определена с учетом давления, механических и конструктивных особенностей по соответствующей расчетной формуле с использованием приведенного в нормах допускаемого напряжения. При этом должны учитываться как общая, так и местная коррозия. Для технологических жидкостей, в случае течи которых очень вероятны тяжелые последствия, специалист по трубопроводам должен рассмотреть вопрос увеличения необходимой минимальной толщины стенки по сравнению с расчетной минимальной толщиной стенки, чтобы обеспечить работу в случае появления неожиданных или неизвестных нагрузок, учесть влияние необнаруженных участков потери металла и повысить надежность при обычных нарушениях правил эксплуатации.

5.4 ОЦЕНКА УЧАСТКОВ С МЕСТНЫМ УТОНЕНИЕМ СТЕНКИ

Участки с местным утонением стенки могут быть оценены специалистом по трубопроводам с использованием следующих методов:

- а. В соответствии с самым последним изданием ASME B31G.
- б. Подробный численный расчет напряжений (например, по методу конечных элементов) на таком участке, который позволяет определить пригодность участка для длительной эксплуатации. Результаты такого расчета должны быть оценены по методу, описанному в *Нормах ASME по котлам и сосудам, работающим под давлением*, Раздел VIII, часть 2, Приложение 4, статья 4-1. Вместо напряжения S_m из части 2 необходимо использовать основное допускаемое напряжение из применяемых норм, однако ни в коем случае это используемое для оценки допускаемое напряжение не должно быть больше, чем две трети заданного минимального предела текучести для конкретной температуры. При расчетной температуре в диапазоне ползучести материала необходимы дополнительные расчеты, выходящие за рамки части 2, например учет совместного действия механизмов ползучести и усталости.
- в. В случаях, когда продольный сварной шов с коэффициентом прочности сварного соединения менее 1,0 корродирует так же, как и удаленные от него поверхности, выполняется независимый расчет с использованием соответствующего коэффициента прочности сварного шва. Этот расчет необходимо сделать, чтобы выяснить, не определяет ли толщина шва или стенки на удалении от шва величину допускаемого рабочего давления. При проведении такого расчета в поверхность шва по обе его стороны включают полоски основного металла шириной 2,5 см или шириной, равной удвоенной измеренной минимальной толщине стенки, причем выбирается большее из двух значений. Как вариант,

коэффициент прочности сварного шва может быть увеличен в результате радиографического контроля в соответствии с принципами, изложенными в ASME B31.3.

г. Прокорродировавшие участки трубопроводных доннышек могут быть оценены в соответствии с параграфом 3.7, п. з стандарта 510 Американского нефтяного института.

5.5 РАСЧЕТ НАПРЯЖЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДЕ

Трубопровод должен снабжаться такими неподвижными и направляющими опорами, чтобы а) его вес был надежно распределен, б) его гибкость была достаточной для компенсации температурных расширений или сжатий и в) он не испытывал очень больших вибраций. Гибкость трубопровода приобретает все большее значение по мере возрастания диаметра трубопровода и разности между температурой окружающего воздуха и рабочей температурой.

Расчет напряжений в трубопроводе с целью оценки гибкости системы и достаточного количества и качества опор не является обычно частью обследования трубопровода. Однако многие существующие трубопроводные системы были рассчитаны в процессе их первоначального проектирования или в ходе модернизации или изменения номинальных параметров, поэтому результаты таких расчетов можно использовать при разработке планов освидетельствования. Если наблюдается неожиданное перемещение трубопроводной системы (например, во время внешнего визуального осмотра - см. п. 3.3.3), инспектору следует обсудить этот факт со специалистом по трубопроводам и оценить необходимость выполнения расчета напряжений в трубопроводе.

Расчет напряжений в трубопроводе позволяет выявить наиболее напряженные места в трубопроводной системе и предсказать температурные перемещения трубопровода в условиях эксплуатации. Эту информацию можно использовать с тем, чтобы при обследовании сосредоточить усилия на участках, наиболее подверженных усталостным повреждениям вследствие температурных расширений (циклы разогрева-охлаждения) и (или) повреждений при ползучести в высокотемпературном диапазоне. Сопоставление расчетных температурных перемещений с фактическими позволит выявить наличие неожиданных рабочих условий и разрушение неподвижных и направляющих опор. Может оказаться необходимой консультация со специалистом по трубопроводам, которая поможет объяснить фактические отклонения от расчета, что особенно важно в случае сложных систем со множеством неподвижных и направляющих опор между концами трубопровода.

Кроме того, расчет напряжений в трубопроводе может помочь в решении проблемы имеющейся вибрации трубопровода. Расчетным путем можно определить собственные частоты, с которыми будет колебаться трубопроводная система. Можно также оценить способность дополнительных направляющих опор подавить вибрацию благодаря повышению собственных частот системы за пределы частоты возбуждения вибраций, например равной частоте вращения какой-либо машины. При этом важно определить, не ограничивают ли дополнительные направляющие опоры, установленные для подавления вибрации, свободу температурного перемещения трубопровода.

5.6 ОТЧЕТЫ И ПРОТОКОЛЫ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБСЛЕДОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

О любом существенном увеличении скорости коррозии необходимо сообщить владельцу-пользователю для принятия соответствующих действий.

Владелец-пользователь должен непрерывно вести соответствующие отчеты о текущем состоянии и о тенденциях для каждой трубопроводной системы, подпадающей под стандарт 570 Американского нефтяного института. Эти отчеты должны содержать такие необходимые данные как технологические жидкости, протекающие по трубопроводам; классификация трубопроводов; идентифицирующие номера; интервалы между обследованиями; протоколы,

в которых зарегистрированы имя лица, проводящего испытание, дата испытания, вид испытания, результаты измерения толщин и других испытаний, обследования, ремонтные работы (временные и профилактические), переделки и случаи изменения номинальных параметров. В отчеты могут быть включены информация о конструкции и чертежи трубопроводов, а также следует включать информацию об обслуживании и событиях, влияющих на целостность трубопроводной системы. Должны регистрироваться дата и результаты необходимых внешних осмотров. (См. Практические рекомендации № 574 Американского нефтяного института, касающиеся отчетов об обследовании трубопроводов.)

В связи с большим объемом данных, собираемых в ходе программы испытания трубопроводов, должен быть рассмотрен вопрос использования компьютерной системы для хранения, вычисления и анализа данных. Компьютерные программы особенно полезны для следующих целей:

- а. Хранение фактических результатов измерения толщин.
- б. Расчет долгосрочных и краткосрочных скоростей коррозии, дат вывода из эксплуатации, МДРД и интервалов повторных обследований для каждой точки испытания.
- в. Выявление участков с большими скоростями коррозии, контуров с просроченным обследованием, контуров, для которых приближается срок достижения минимальной допустимой толщины, и другой информации.

В такую программу могут быть также включены алгоритмы анализа данных всех контуров. Необходимо следить за тем, чтобы статистическая обработка данных о контурах приводила к прогнозам, точно отражающим фактическое состояние контуров.

Если подлежащий ремонту участок имеет локальный характер (например, это язвина или микроотверстие), а заданный минимальный предел текучести материала трубопровода не превышает 40000 фунтов на квадратный дюйм (275800 кПа), временный ремонт можно выполнить с помощью приварки угловым швом должным образом спроектированной разъемной втулки или заплаты из листовой стали, накладываемой поверх изъязвленного участка. (Конструктивные соображения представлены в 6.2.3, а пример приведен в Приложении Г.) Материал, используемый для ремонта, должен соответствовать основному металлу, если только специалистом по трубопроводам не предложен иной вариант.

В случае небольших утечек над местом утечки без отключения трубопровода может быть приварен соответствующим образом сконструированный кожух, при условии, что инспектор уверен в приемлемой остаточной толщине в области сварного шва и в том, что трубопроводный узел в состоянии выдержать сварку без опасности дальнейшего повреждения, обусловленного например щелочной технологической жидкостью.

Узел временного ремонта должен быть удален и заменен подходящим узлом профилактического ремонта во время ближайшего планового обслуживания. Узлы временного ремонта могут оставаться на месте и более длительное время, если это одобрено и задокументировано специалистом по трубопроводам.

6.1.3.2 Профилактический ремонт

Ремонт, связанный с устранением дефектов, обнаруженных в трубопроводных узлах, может быть выполнен путем разделки канавки под сварку, полностью устраняющей дефект, и последующего заполнения канавки наплавленным металлом в соответствии с п. 6.2.

Прокорродировавшие участки могут быть восстановлены с помощью наплавленного металла в соответствии с п. 6.2. Перед наплавлением металла должны быть устранены нерегулярности и загрязнения поверхности. После завершения ремонтной сварки должны быть применены методы неразрушающего контроля.

Если есть возможность выключить трубопроводную систему из работы, дефектный участок можно удалить, вырезав цилиндрическую секцию трубопровода и заменив ее новой секцией, удовлетворяющей требованиям применяемых норм.

Вставные заплатки (заплатки заподлицо) можно использовать для ремонта поврежденных или прокорродировавших участков, если удовлетворяются следующие требования:

- а. Выполняется сварной шов с разделкой кромок и полным проваром.
- б. В случае трубопроводных систем классов 1 и 2 сварные швы проходят 100%-ный радиографический или ультразвуковой контроль с использованием методов неразрушающего контроля, завизированных инспектором.
- в. Заплатки могут иметь любую форму, но они обязательно выполняются с закругленными углами (минимальный радиус 1 дюйм или 2,5 см).

6.1.4 РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ, НЕ СВЯЗАННЫЕ СО СВАРКОЙ И ПРОВОДИМЫЕ НА ТРУБОПРОВОДЕ, СОДЕРЖАЩЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ ЖИДКОСТЬ

Временный ремонт участков с местным утонением стенки или с расположенными по окружности линейными дефектами может быть выполнен на трубопроводе, содержащем некоторое количество технологической жидкости, путем установки соответствующим образом сконструированного и изготовленного болтового противоутечного хомута. Конструирование хомута должно включать в себя проверку способности зажимаемого трубопроводного узла выдержать давление, оказываемое усилиями, развиваемыми при затяжке хомута. Кроме того, должно быть учтено влияние усилий смятия (раздавливания) трубопроводного узла.

В течение временных остановов или при других удобных обстоятельствах временные устройства для уплотнения течи или отвода течи (включая арматуру) должны быть демонтированы и должны быть предприняты соответствующие меры по восстановлению первоначальной целостности трубопроводной системы. В определении методов и способов ремонта должны участвовать инспектор и (или) специалист по трубопроводам.

Инспектору или специалисту по трубопроводам следует оценивать приемлемость способов, связанных с использованием ("закачкой") жидких герметиков с целью устранения течей на технологических трубопроводах. При этом следует учитывать совместимость герметика с вытекающей жидкостью; давление закачки на хомут (особенно при повторной закачке); риск попадания герметика в расположенные ниже по потоку расходомерные диафрагмы, предохранительные клапаны или машины; риск последующей утечки через болтовую резьбу, вызывающей коррозию или коррозионное растрескивание болтов под напряжением; количество операций по закачке на уплотняемом участке.

6.2 СВАРКА И РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ БЕЗ ПРЕКРАЩЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Все сварочные работы, связанные с ремонтом и переделками, должны выполняться в соответствии с принципами, изложенными в ASME B31.3, или с нормами, в соответствии с которыми велось строительство трубопроводной системы.

Все сварочные работы на трубопроводных узлах без прекращения эксплуатации должны проводиться в соответствии с Документом 2201 Американского нефтяного института. Инспектор должен как минимум использовать содержащийся в этом документе "Перечень предлагаемых ремонтных работ, выполняемых без прекращения эксплуатации".

6.2.1 СПОСОБЫ, АТТЕСТАЦИИ И ПРОТОКОЛЫ

Ремонтная организация должна использовать сварщиков и сварочные методы, аттестованные в соответствии с ASME B31.3 или с нормами, которыми руководствовались при строительстве трубопровода.

Ремонтная организация должна хранить протоколы аттестации способов сварки и сварщиков. Эти протоколы должны представляться в распоряжение инспектора перед началом сварочных работ.

6.2.2 ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ ПОДОГРЕВ И ТЕРМООБРАБОТКА ПОСЛЕ СВАРКИ

6.2.2.1 Предварительный подогрев

Температура предварительного подогрева, используемого при ремонтной сварке, должна соответствовать применяемым нормам и аттестованному способу сварки. Исключения, допускаемые при временном ремонте, должны визироваться специалистом по трубопроводам.

В случаях переделки или ремонта трубопроводных систем, которые были первоначально термообработаны после сварки в соответствии с требованиями норм (см. примечание) предварительный подогрев до температуры не ниже 150 °C может считаться альтернативой термообработке после сварки (ТОПС). Сказанное применимо к трубопроводам, изготовленным из сталей P-1, приведенных в ASME B31.3. В случае сталей P-3 (за исключением марганцевисто-молибденовых сталей) также можно пользоваться вариантом минимального предварительного подогрева до 150 °C, если рабочая температура трубопроводной системы достаточно высока и поэтому обеспечивает приемлемую вязкость стали и если отсутствуют какие-либо выраженные признаки опасности, связанные с

испытаниями под давлением, остановом или пуском трубопровода. Инспектор должен проследить за тем, чтобы температура минимального предварительного подогрева была измерена и поддерживалась постоянной. Стык, с целью снижения скорости его охлаждения после сварки, следует немедленно покрыть изоляцией.

Примечание: Предварительный подогрев не может считаться вариантом способа предотвращения растрескивания под воздействием окружающей среды.

Трубопроводные системы, изготовленные из других сталей и требовавшие первоначальной ТОПС, обычно подвергаются послесварочной термообработке, если их переделка или ремонт связаны со сваркой узлов, работающих под давлением. Использование варианта с предварительным подогревом требует согласования со специалистом по трубопроводам, который должен учесть вероятность растрескивания под воздействием окружающей среды и способность способа сварки обеспечить достаточную вязкость стали. Примерами использования варианта с предварительным подогревом служат уплотнительные сварные швы, наплавка сварного шва на участки с утоненной стенкой и приварка скоб для опор.

6.2.2.2 Термообработка после сварки

ТОПС при ремонте и переделке трубопроводных систем должна выполняться в соответствии с требованиями ASME B31.3 или с нормами, которыми руководствовались при строительстве трубопровода. Некоторые из требований к ТОПС приведены в п. 6.2.2.1, описывающем вариант с предварительным подогревом. Исключения, допускаемые в случае временного ремонта, должны визироваться специалистом по трубопроводам.

Локальная ТОПС может заменить собой накладку 360-град бандажей на месте ремонта в случае любого материала, при условии удовлетворения следующих требований и выполнения следующих мер предосторожности:

- а. Выполнен анализ применения такой термообработки и специалистом по трубопроводам разработан способ применения.
- б. При оценке пригодности некоего способа ТОПС необходимо учитывать такие факторы как толщина основного металла, температурные градиенты, свойства материалов, изменения, наступающие в результате ТОПС, необходимость в выполнении сварных швов с полным проваром, поверхностный и объемный контроль металла после ТОПС. Кроме того, при разработке и оценке способов ТОПС необходимо учитывать общие и локальные относительные и абсолютные деформации, появляющиеся в результате нагрева местного ограниченного участка стенки трубопровода.
- в. Указанный для конкретного способа сварки предварительный подогрев до температуры 150 °С или выше поддерживается в процессе сварки постоянным.
- г. Требуемая для ТОПС температура должна поддерживаться на расстоянии не менее двойной толщины основного металла, измеряемом от сварного шва. Эта температура ТОПС должна контролироваться с помощью достаточного количества термпар (минимум две термпары), которое определяется величиной и формой термообрабатываемого участка.
- д. К любому ответвлению или другому подсоединению трубопровода, находящимся в пределах участка с ТОПС, необходимо подводить регулируемое количество тепла.
- е. ТОПС проводится в связи с требованием норм, а не с целью предотвращения растрескивания под воздействием окружающей среды.

6.2.3 ВОПРОСЫ КОНСТРУИРОВАНИЯ

Стыковые швы должны иметь разделанные кромки и полный провар.

Трубопроводный узел, если его ремонт представляется недостаточным, должен быть заменен. Новые и заменяемые присоединения должны быть сконструированы и изготовлены в соответствии с принципами применяемых норм. Конструкция временных кожухов и ремонтного узла должна быть завизирована специалистом по трубопроводам.

Новые присоединения к трубопроводной системе могут быть установлены, при условии что их конструкция, местоположение и способ присоединения согласуются с принципами применяемых норм.

Конструкция заплат с угловым сварным швом требуют особого внимания, особенно это

- а. Выбранная заплата обеспечивает расчетную прочность, равную прочности узла упрочнения отверстия, сконструированного в соответствии с применяемыми нормами.
- б. Выбранная заплата сопротивляется безмоментным растягивающим напряжениям в детали в соответствии с применимыми нормами, если удовлетворяются следующие критерии:

1. В трубопроводном узле или заплате не превышает допусковое безмоментное растягивающее напряжение.
2. Относительная деформация заплаты не приводит к появлению в угловом шве напряжений, превышающих допусковое напряжение для таких швов.
3. Накладываемая заплата должна иметь скругленные углы (см. Приложение Г).

6.2.4 МАТЕРИАЛЫ

Материалы, используемые при ремонтах и переделках, должны иметь известную свариваемость, удовлетворять применяемым нормам и быть совместимыми с первоначальным материалом. Требования, относящиеся к проверке материалов, приведены в п. 3.7.

6.2.5 НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ

Если стандарт 570 Американского нефтяного института не требует иного, то при приемке сварочных работ, связанных с ремонтом или переделкой, необходимо выполнять неразрушающий контроль в соответствии с применяемыми нормами и техническими условиями владельца-пользователя.

6.2.6 ИСПЫТАНИЕ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

Если инспектор находит это целесообразным и необходимым, то после завершения сварки должно быть проведено испытание под давлением в соответствии с п. 3.6. Обычно испытания под давлением требуются после переделок или крупных ремонтов. Когда проведение испытания под давлением не требуется или не целесообразно, вместо него должен быть выполнен неразрушающий контроль. Замена испытания под давлением какими-либо другими специальными испытаниями после переделки или ремонта может быть произведена только после консультации с инспектором или специалистом по трубопроводам.

Если испытание под давлением для последнего замыкающего шва, соединяющего новую или заменяющую секцию трубопровода с существующей трубопроводной системой, нецелесообразно, должны быть выполнены следующие требования:

- а. Новый или заменяющий участок трубопровода должен быть испытан под давлением.
- б. Замыкающий сварной шов должен представлять собой полнопроваренный стыковой шов между воротником фланца и стандартным трубопроводным узлом или прямым участком трубы тех же диаметра и толщины, причем обе свариваемые части устанавливаются соосно (без распила торцов под углом) и изготовлены из равноценных материалов. Для конструктивных узлов вплоть до класса 150 и 260 °С в качестве приемлемого варианта можно использовать накидные фланцы.
- в. Любой последний замыкающий стыковой сварной шов должен пройти 100%-ный радиографический контроль качества; как вариант, может быть использована ультразвуковая дефектоскопия с направлением луча под углом при условии установления соответствующих критериев приемки.

г. Во время прохода при заварке корневого шва и для законченного шва должны быть выполнены магнитный контроль и люминесцентный контроль.

6.3 ИЗМЕНЕНИЕ НОМИНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Номинальная температура или МДРД для трубопроводной системы могут быть изменены только после удовлетворения всех нижеследующих требований:

- а. Расчеты выполнены инспектором или специалистом по трубопроводам.
- б. Все изменения номинальных параметров должны быть определены в соответствии с требованиями норм, которыми руководствовались при строительстве трубопровода, либо путем расчета с использованием соответствующих методов, изложенных в самом последнем издании применяемых норм.
- в. Протоколы текущего обследования свидетельствуют, что трубопроводная система удовлетворяет предполагаемым условиям эксплуатации и что соответствующий припуск на коррозию обеспечен.
- г. Трубопроводные системы с измененными номинальными параметрами должны быть испытаны на утечку в соответствии с нормами, которыми руководствовались при строительстве трубопровода, или с самым последним изданием применяемых норм для новых эксплуатационных условий, если только задокументированные протоколы не свидетельствуют о том, что предыдущее испытание на утечку было проведено при давлении, которое больше или равно испытательному давлению для новых условий. Увеличение номинальной температуры, не сказывающееся на величине допускаемого напряжения растяжения, не требует проведения испытания на утечку.
- д. Трубопроводная система проверена на присутствие необходимых предохранительных клапанов, которые уставлены на соответствующее давление подрыва и имеют соответствующую пропускную способность при установленной величине давления.
- е. Изменение номинальных параметров трубопроводной системы принято инспектором или специалистом по трубопроводам.
- ж. Все трубопроводные узлы системы (например, арматура, фланцы, болты, прокладки, сальниковая набивка и компенсаторы температурного расширения) пригодны для изменившейся новой комбинации давления и температуры.
- з. Гибкость трубопровода достаточна для изменений расчетной температуры.
- и. Обновлено соответствующие технические протоколы.
- к. Некоторое уменьшение минимальной рабочей температуры допустимо, исходя из результатов ударных испытаний, если таковые требуются применяемыми нормами.

РАЗДЕЛ 7 - ОБСЛЕДОВАНИЕ ЗАГЛУБЛЕННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Обследование заглубленных технологических трубопроводов (не регламентированное Министерством транспорта США) отличается от обследования других технологических трубопроводов, так как коррозионно-активные свойства грунта могут вызывать значительное наружное разрушение трубопроводов. Поскольку обследованию заглубленных трубопроводов препятствует труднодоступность поврежденных участков, вопросы такого обследования выделены в отдельный раздел стандарта 570 Американского нефтяного института. Важными, хотя и необязательными работами, используемыми при обследовании подземных трубопроводов, являются документы Американской ассоциации инженеров-специалистов по коррозии RP0169, RP0274, RP0275 и Раздел 9 Практических рекомендаций 651 Американского нефтяного института.

7.1 ВИДЫ И МЕТОДЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ

7.1.1 ОСМОТР ВЫШЕ УРОВНЯ ЗАГЛУБЛЕНИЯ

В число признаков утечки в заглубленных трубопроводах можно включить некоторое изменение поверхностного контура земли, обесцвечивание грунта, размягчение асфальтового покрытия, образование луж, лужицы воды с пробулькивающими пузырьками и заметный запах. Осмотр трассы заглубленного трубопровода является одним из методов выявления разрушаемых участков.

7.1.2 НАБЛЮДЕНИЕ ЗА ПОТЕНЦИАЛОМ С НЕБОЛЬШИМ ШАГОМ

Для обнаружения коррозионно-активных точек на поверхности трубопровода можно использовать наблюдение за потенциалом на уровне земли над заглубленным трубопроводом, выполняемое с небольшим шагом.

Коррозионные элементы могут образовываться как на непокрытом трубопроводе, так и на трубопроводе с покрытием в местах, где обнаженный металл соприкасается с грунтом. Поскольку измеряемый потенциал на коррозионно-активном участке отличается от такового для соседнего участка трубопровода, данный способ наблюдения позволяет определить коррозионно-активные места.

7.1.3 НАБЛЮДЕНИЕ ЗА ДЕФЕКТНЫМИ УЧАСТКАМИ ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДА

Этот метод применяется для обнаружения дефектных участков покрытия заглубленного трубопровода, он может быть также использован на только что построенном трубопроводе, чтобы убедиться в целостности и бездефектности покрытия. Чаще всего он используется, чтобы оценить работоспособность покрытия заглубленного трубопровода, который длительное время находится в эксплуатации

По результатам такого наблюдения можно определить эффективность работы покрытия и скорость его разрушения. Эта информация используется для расчета коррозионной активности на конкретном участке и для прогнозирования замены покрытия, предохраняющего от коррозии.

7.1.4 ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ГРУНТА

Коррозия непокрытого или плохо покрытого трубопровода нередко вызывается смесью различных грунтов, соприкасающихся с поверхностью трубопровода. Коррозионность грунтов можно определить путем измерения их электрического сопротивления. Грунты с низким значением электрического сопротивления относительно более коррозионно-активны, чем грунты с более высоким сопротивлением, особенно на участках, где трубопровод подвергается воздействию грунтов с сильно изменяющимся электрическим сопротивлением.

Измерения электрического сопротивления грунтов следует выполнять с помощью четырехштырькового прибора Веннера в соответствии с ASTM G57. В случаях параллельно проложенных трубопроводов или в местах перекрещивания трубопроводов может оказаться необходимым использование одноштырькового прибора, позволяющего точно измерить электрическое сопротивление грунта. Для измерения электрического сопротивления проб грунта, полученных из скважин или траншей при шнековом методе заглубления, грунтовый ящик является удобным средством для получения точных результатов.

При выборе метода измерения и места отбора проб необходимо учитывать глубину заглубления трубопровода. Испытания и оценка результатов должны проводиться персоналом, имеющим опыт измерения электрического сопротивления грунта.

7.1.5 КОНТРОЛЬ ЗА КАТОДНОЙ ЗАЩИТОЙ

Заглубленные трубопроводы с катодной защитой должны регулярно контролироваться с целью обеспечения достаточного уровня защиты. Контроль должен включать в себя измерение и анализ потенциала между грунтом и трубопроводом, которые периодически выполняются обученным персоналом, имеющим опыт работы с системами катодной защиты. Для обеспечения надежной работы системы требуется более частый контроль таких наиболее важных узлов катодной защиты как выпрямители с наложенной разностью потенциалов.

В документе Американской ассоциации специалистов по коррозии RP0169 и в разделе 9 Практических рекомендаций 651 Американского нефтяного института приводятся рекомендации по обследованию и обслуживанию систем катодной защиты заглубленных трубопроводов.

7.1.6 МЕТОДЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ

Имеется несколько методов обследования. Некоторые из них позволяют показать состояние наружной поверхности либо стенки трубопровода, а другие - только состояние внутренней поверхности. Ниже дается несколько примеров:

а. Интеллектуальные снаряды. В этом методе используется движение некоего устройства (снаряда) внутри трубопровода, который либо продолжает эксплуатироваться, либо выведен из эксплуатации. Имеется несколько типов снарядов, отличающихся методами обследования. Трубопровод, подлежащий обследованию, не должен иметь каких-либо сужений, так как последние могут вызвать застревание снаряда в трубопроводе. Радиусы гибок должны обычно составлять 5 диаметров трубопровода, поскольку стандартные 90-градусные колена могут не пропустить снаряд. Кроме того, трубопровод должен быть оборудован станциями запуска и приема снарядов.

б. Видеокамеры. Имеются телекамеры, которые могут устанавливаться в трубопроводе. Эти камеры обеспечивают информацию о состоянии внутренней поверхности трубопровода.

в. Выемка грунта. Во многих случаях единственным возможным способом обследования является открытие трубопровода, осмотр его наружной поверхности и оценка толщины и состояния внутренней поверхности с помощью методов, рассмотренных в п. 3.3.2. При выемке грунта над трубопроводом и вокруг него следует проявлять осторожность, чтобы не повредить трубопровод и его покрытие. Чтобы избежать такой опасности, последние несколько дюймов грунта необходимо удалять вручную. Если траншея довольно глубокая, ее боковые склоны должны быть укреплены там, где это возможно, в соответствии с требованиями Управления США по технике безопасности и гигиене труда, чтобы не допустить обрушения грунта. Если произошло смещение или повреждение покрытия либо предохраняющей обмотки трубопровода, они должны быть сняты на поврежденном участке для обследования состояния находящегося под ними металла.

7.2 ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ОБЪЕМ ОБСЛЕДОВАНИЯ

7.2.1 ОСМОТР ВЫШЕ УРОВНЯ ЗАГЛУБЛЕНИЯ

Владельцу-пользователю следует примерно с 6-месячными интервалами обследовать состояние поверхности каждой трубопроводной трассы над трубопроводом и вблизи его (см. п. 7.1.1).

7.2.2 НАБЛЮДЕНИЕ ЗА ПОТЕНЦИАЛОМ МЕЖДУ ГРУНТОМ И ТРУБОПРОВОДОМ

На трубопроводе с катодной защитой можно применять наблюдение за потенциалом с небольшим шагом между анодами, что позволит подтвердить наличие защитного потенциала

по всей длине трубопровода. В случае плохо покрытых трубопроводов, у которых потенциалы катодной защиты незначительны, обследование с целью подтверждения непрерывной по длине защиты от коррозии может проводиться каждые 5 лет.

В случае трубопроводов, не имеющих катодной защиты, а также на участках, на которых вследствие наружной коррозии произошла утечка, вдоль трубопроводной трассы можно выполнить измерения потенциала между грунтом и трубопроводом. Там где обнаружены активные коррозионные элементы, трубопровод необходимо откопать по бокам и определить степень коррозионного повреждения. Для обнаружения активных коррозионных элементов может потребоваться снятие непрерывной эпюры потенциала либо обследование с малым шагом.

7.2.3 НАБЛЮДЕНИЕ ЗА ДЕФЕКТНЫМИ УЧАСТКАМИ ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДА

Периодичность наблюдения с целью обнаружения дефектных участков покрытия трубопровода основывается обычно на признаках неэффективности других форм борьбы с коррозией. Например, на покрытом трубопроводе с постепенным падением потенциалов катодной защиты или появлением течи из-за наружной коррозии в месте дефектного покрытия для оценки состояния покрытия можно применить обследование дефектных участков покрытия.

7.2.4 КОРРОЗИОННОСТЬ ГРУНТА

Для трубопроводов, заглубленных на участках длиной более 30 м и не имеющих катодной защиты, следует с интервалами 5 лет оценивать коррозионность. Для относительной классификации коррозионности грунтов (см. п. 7.1.4) можно использовать измерения электрического сопротивления грунта. Дополнительными факторами в пользу проведения таких измерений являются изменения химического состава грунта и расчеты поляризационного сопротивления поверхности раздела между грунтом и трубопроводом.

7.2.5 КАТОДНАЯ ЗАЩИТА

Если трубопровод имеет систему катодной защиты, ее следует контролировать с интервалами, соответствующими разделу 10 документа RP0169 Американской ассоциации специалистов по коррозии или разделу 9 Практических рекомендаций 651 Американского нефтяного института.

7.2.6 ИНТЕРВАЛЫ МЕЖДУ ВНЕШНИМИ И ВНУТРЕННИМИ ОСМОТРАМИ

Если в результате обследования проходящего над землей участка трубопровода появляется предположение о внутренней коррозии заглубленного трубопровода, следует соответствующим образом скорректировать интервалы и методы обследования для заглубленной части трубопровода. Инспектор должен знать об опасности ускоренной внутренней коррозии на непроточных участках и учитывать такую опасность.

Состояние наружной поверхности заглубленного и не имеющего катодной защиты трубопровода следует определять либо с помощью запуска снаряда, который позволяет измерить толщину стенки, либо путем откапывания трубопровода в соответствии с периодичностью, указанной в табл. 3. Значительная наружная коррозия, обнаруженная с помощью снарядов или другими методами, может привести к необходимости откапывания и оценки состояния трубопровода, даже если он снабжен катодной системой защиты.

Трубопровод, периодически обследуемый путем откапывания, должен обследоваться на участках длиной 1,8 ÷ 2,4 м в одном или нескольких местах, которые расценены как наиболее подверженные коррозии. Откопанный трубопровод нужно обследовать по всей окружности с

целью определения типа (язвенная или общая) и степени коррозионного повреждения, а также состояния покрытия трубопровода.

Если при обследовании выявлены поврежденное покрытие или прокорродировавшие участки трубопровода, необходимо откопать еще несколько участков трубопровода и делать это до тех пор, пока не определится протяженность коррозионного повреждения. Если средняя толщина стенки равна толщине, при которой трубопровод подлежит изъятию из эксплуатации, или меньше этой толщины, трубопровод должен быть отремонтирован либо заменен.

Если участок трубопровода проходит внутри обсадной трубы, необходимо определить состояние этой обсадной трубы, чтобы посмотреть, не попали ли внутрь ее вода и (или) грунт. Инспектор должен убедиться в следующем: (а) оба конца обсадной трубы выходят из поверхности земли; (б) концы обсадной трубы уплотнены, если труба не самодренлируемая; (в) участок трубопровода, работающего под давлением, снабжен необходимым покрытием и защитной обмоткой.

7.2.7 ИНТЕРВАЛЫ МЕЖДУ ИСПЫТАНИЯМИ НА ПЛОТНОСТЬ

Альтернативой обследованию или дополнением к нему является испытание на плотность при давлении жидкости, которое по меньшей мере на 10% выше максимального рабочего давления; испытание трубопроводов без катодной защиты проводится с интервалами, составляющими половину интервалов, показанных в табл. 3, и с интервалами, показанными в табл. 3, в случае трубопроводов с катодной защитой. Испытание на плотность должно длиться 12 ч. Спустя 6 ч после создания начального испытательного давления в трубопроводной системе следует проверить давление в этой системе и при необходимости поднять его до начального значения, после чего трубопровод отключается от источника создания давления. Если в течение оставшегося периода испытания давление снижается более, чем на 5%, трубопровод нужно подвергнуть внешнему осмотру и (или) внутреннему обследованию с целью обнаружения неплотности и оценки степени коррозионного повреждения. В процессе испытания на плотность могут оказаться полезными ультразвуковые измерения.

Таблица 3 - Периодичность обследования заглубленных трубопроводов, не имеющих эффективной катодной защиты

Электросопротивление грунта, Ом•см	Интервал обследования, годы
< 2000	5
2000 ÷ 10000	10
> 10000	15

Кроме того, выключив трубопровод из эксплуатации и проведя на нем испытание на плотность, можно определить целостность трубопровода. Этот метод обследования обычно включает в себя создание давления в трубопроводе с помощью газа в изотопном состоянии (например, гелия или шестифтористой серы), некоторый период выдержки, в течение которого изотопный газ диффундирует к поверхности, и контроль заглубленного трубопровода с помощью чувствительного к газу детектора.

7.3 РЕМОНТ ЗАГЛУБЛЕННЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

7.3.1 РЕМОНТ ПОКРЫТИЯ

Всякое покрытие, удаленное с целью проведения обследования трубопровода, должно быть восстановлено и должным образом проконтролировано.

В случае ремонта покрытия инспектор должен быть уверен, что покрытие удовлетворяет следующим критериям:

- а. Покрытие имеет достаточное сцепление с трубопроводом, благодаря чему предотвращается подпленочное движение влаги.
- б. Покрытие достаточно пластично и поэтому оно сопротивляется растрескиванию.
- в. Покрытие не имеет пустот и разрывов сплошности (дефекты покрытия),
- г. Покрытие достаточно прочное и поэтому оно выдерживает нагрузки при грузоподъемных работах и напряжения, создаваемые грунтом.
- д. Покрытие в состоянии нести на себе устройства катодной защиты.

Кроме того, места ремонтного покрытия можно испытывать с помощью высоковольтного детектора дефектов. Напряжение детектора должно регулироваться с учетом материала и толщины покрытия. Все обнаруженные дефекты должны быть отремонтированы и повторно испытаны.

7.3.2 РЕМОНТ ХОМУТОВ

Если места неплотности трубопровода закрыты хомутами и вновь заглублены, местоположение хомутов должно быть зарегистрировано в протоколе обследования и может быть отмечено поверхностной вехой. И веха, и протокол должны указывать дату установки и местоположение хомута. Все хомуты считаются временными. Трубопровод должен быть подвергнут профилактическому ремонту при первом удобном случае.

7.3.3 РЕМОНТНАЯ СВАРКА

Ремонтная сварка должна выполняться в соответствии с п. 6.2.

7.4 ПРОТОКОЛЫ

Файлы протоколов по заглубленному трубопроводу должны вестись в соответствии с п. 5.6. Кроме того, необходимо вести протоколы с регистрацией дат и мест установки временных хомутов.

стандарте 570 Американского нефтяного института используется термин *инспектор*, он относится к *уполномоченному инспектору по трубопроводам*.

6. *Вспомогательный трубопровод (auxiliary piping)* - приборный или машинный трубопровод, обычно это второстепенный технологический трубопровод малого диаметра, который может быть отключен от основной трубопроводной системы. В число вспомогательных входят промывочные трубопроводы, трубопроводы уплотнительного масла, трубки анализаторов, уравнильные трубки, трубопроводы буферного газа, дренажные трубопроводы и воздушники.

7. *КПИ (CUI)*- коррозия под слоем изоляции, в том числе коррозионное растрескивание под напряжением, происходящее под слоем изоляции.

8. *Непроточные участки (deadlegs)* - узлы трубопроводной системы, в которых обычно отсутствует какое-либо заметное течение. Примерами таких участков могут служить: заглушенные ответвления, трубопроводы с нормально закрытыми запорными вентилями, трубопроводы с одним заглушенным концом, находящиеся под давлением глухие трубчатые опоры, перекрытые байпасные линии регулирующих клапанов, трубопроводы резервных насосов, импульсные трубки уровнемеров, входной и выходной коллекторы предохранительных клапанов, пусковые байпасные трубопроводы насосов, воздушники, пробоотборные трубки, дренажные трубопроводы, сбросные трубки, импульсные трубки приборов.

9. *Дефект (defect)* - изъян, характер или размер которого превышает допустимые критерии.

10. *Расчетная температура (design temperature)* узла трубопроводной системы - температура, при которой в условиях соответствующего давления требуется наибольшая толщина стенки или наибольшая номинальная нагрузка узла. Эта температура совпадает с расчетной температурой, определяемой в ASME B31.3 и других разделах норм, ее выбор подчиняется правилам, относящимся к поправкам на изменяющиеся давление или температуру или оба эти параметра. Разные узлы одной и той же трубопроводной системы или одного и того же контура могут иметь разные расчетные температуры. При установлении значения расчетной температуры необходимо учитывать температуры технологических жидкостей, температуры окружающей среды, температуры греющих и охлаждающих теплоносителей и теплоизоляцию.

11. *Испытатель (examiner)* - лицо, которое в соответствии со стандартом 570 Американского нефтяного института помогает инспектору в проведении неразрушающего контроля узлов трубопроводной системы, но не занимается оценкой результатов контроля, если только в силу своей квалификации и опыта не уполномочено это делать владельцем или пользователем. В соответствии со стандартом 570 Американского нефтяного института испытатель не нуждается в аттестации или в найме на работу со стороны владельца или пользователя, но он должен быть обучен и аттестован в отношении тех видов контроля, с которыми он имеет дело. В некоторых случаях, когда это необходимо владельцу или пользователю, от испытателя требуется обладание и другими аттестатами. Примерами таких дополнительных аттестатов могут служить аттестат SNT-TC-1A или CP 189, выдаваемый Американским обществом неразрушающих испытаний, и аттестат инспектора по сварке, выдаваемый Американским обществом по сварке. Наниматель испытателя должен сохранять протоколы аттестации работающих у него испытателей, в том числе даты и результаты квалификационных испытаний каждого работника, и представлять их в распоряжение инспектора.

12. *Инспекционный этап (hold point)* - момент времени в процессе ремонта или переделки, за пределами которого продолжение работы запрещено до тех пор, пока не будет выполнено и документально оформлено необходимое обследование.

13. *Изъяны (imperfections)* - обнаруженные в процессе обследования раковины и другие неоднородности, которые могут быть оценены по критериям приемки в ходе технического или инспекционного анализа.

14. *Признак (indication)* - некая характеристика или свидетельство, полученные в результате применения метода неразрушающего контроля.

15. *Точки впрыска (injection points)* - места, в которых относительно небольшое количество веществ впрыскивается в технологические потоки с целью регулирования химического состава или других переменных технологического процесса. К числу точек впрыска не относятся места смешения двух технологических потоков (смесительные тройники). Примерами точек впрыска могут служить впрыск хлора в реформинг-установке, впрыск воды в системах отбора верхних погонов, впрыск полисульфида в жирный газ установки каталитического крекинга, впрыск противовспенивателей, впрыск ингибирующих и нейтрализующих присадок.

16. *Эксплуатируемый (in-service)* - относится к трубопроводным системам, находящимся в эксплуатации, в противоположность новым построенным системам перед их пуском в эксплуатацию.

17. *Инспектор (inspector)* - здесь то же, что уполномоченный инспектор по трубопроводам.

18. *Ведомство (jurisdiction)* - созданное в законном порядке правительственное управление, которое может принимать для себя правила, относящиеся к трубопроводным системам.

19. *Уровнемер (level bridge)* - трубопроводный узел с уровнемерными стеклами, прикрепленный к сосуду.

20. *Максимальное допускаемое рабочее давление или МДРД (maximum allowable working pressure или MAWP)* - максимальное внутреннее давление, которое разрешено поддерживать в трубопроводной системе в течение длительной эксплуатации при наиболее тяжелых условиях по одновременно существующим внутреннему или внешнему давлению и температуре (минимальной или максимальной), ожидаемых для эксплуатации. Это понятие совпадает с понятием расчетного значения в ASME B31.3 и других разделах норм, его выбор подчиняется правилам, относящимся к поправкам на изменяющиеся давление или температуру или оба эти параметра.

21. *Смесительный тройник (mixing tee)* - трубопроводный узел, позволяющий объединять два технологических потока с разными составами и (или) температурами.

22. *МК (MT)* означает магнитный контроль.

23. *НК (NDE)* означает неразрушающий контроль.

24. *НДТ (NPS)* означает номинальный диаметр трубы (там, где это уместно, за сокращением NPS следует конкретное число без указания размерности в дюймах).

25. *Содержащий технологическую жидкость (on-stream)* - относится к трубопроводам, которые содержат некоторое количество технологической жидкости.

26. *Владелец - пользователь (owner-user)* - владелец или пользователь трубопроводных систем, осуществляющий контроль за эксплуатацией, проектированием, обследованием, ремонтом, переделками, испытаниями, и изменением номинальных параметров этих систем.

27. *Инспектор владельца-пользователя (owner-user inspector)* - уполномоченный инспектор, нанимаемый владельцем-пользователем, который был аттестован либо в результате письменного экзамена, проводимого по условиям раздела 2 и Приложения Б к стандарту 570

Американского нефтяного института либо по условиям, оговоренным в Б.3.2, и который удовлетворяет требования *ведомства*.

28. *КМК (PT)* означает контроль методом красок.

29. *Труба (pipe)* означает работающий под давлением цилиндр, используемый для транспорта жидкости или передачи давления жидкости, а в применяемых технических условиях на материалы обозначается обычно как "pipe". (Материалы, обозначаемые в технических условиях как "tube" или "tubing" считаются трубами, если они предназначены для работы под давлением.)

30. *Трубопроводный контур (piping circuit)* - часть трубопровода, все точки которой подвержены воздействию среды с аналогичной коррозионной активностью и которая выполнена с одинаковыми расчетными условиями и конструкционными материалами. Сложные технологические агрегаты и трубопроводные системы разделены на трубопроводные контуры, что облегчает выполнение необходимых освидетельствований и расчетов, а также ведение регистрационных документов. При установлении границ конкретного контура инспектор может также рассортировать их по диаметрам. что облегчит ведение документации и выполнение эксплуатационных обследований.

31. *Специалист по трубопроводам (piping engineer)* - один или несколько человек или организаций, нужных владельцу или пользователю в силу их знаний и опыта в области технических специальностей, связанных с оценкой механических свойств и характеристик материалов, которые влияют на целостность и надежность трубопроводных узлов и систем. Специалист по трубопроводам, имеющий возможность консультироваться с другими необходимыми ему специалистами, должен рассматриваться как объединение всех специалистов, необходимых для правильного решения любой технической задачи.

32. *Трубопроводная система (piping system)* - совокупность взаимосвязанных трубопроводов, работающих с одним и тем же набором (наборами) расчетных условий и используемых для транспорта, распределения, смешения, разделения, выпуска, дозирования, регулирования и стопорения потоков жидкости. Трубопроводная система включает в себя также элементы трубных опор, но не сами опорные конструкции (например, рамы и фундаменты).

33. *Основной технологический трубопровод (primary process piping)* - технологический трубопровод, находящийся в нормальной активной эксплуатации, который не может быть отключен арматурой; если же его отключить, это серьезно снизит работоспособность технологического агрегата. В число основных технологических трубопроводов обычно входят все технологические трубопроводы диаметром, превышающим NPS2.

34. *ТОПС (PWHT)* означает термообработку после сварки.

35. *Обновление (renewal)* - деятельность, выражающаяся в замене существующего узла новым или существующим запасным узлом с тем же или более высоким качеством, чем у заменяемого узла.

36. *Ремонт (repair)* - работа, необходимая для восстановления трубопроводной системы до состояния, пригодного для безопасной работы при расчетных условиях. Если какое-либо связанное с ремонтом изменение приводит к изменению расчетных температуры или давления, необходимо также удовлетворить требования изменения номинальных параметров. Всякая операция сварки, резки или шлифования, выполняемая над трубопроводным узлом, работающим под давлением, и не рассматриваемая как конкретная переделка, считается ремонтом.

37. *Ремонтная организация (repair organization)* относится к любому из нижеследующих понятий:

а. Владелец или пользователь трубопроводных систем, ремонтирующий или переделывающий свое оборудование в соответствии со стандартом 570 Американского нефтяного института.

б. Подрядчик, чья квалификация приемлема для владельца или пользователя трубопроводных систем и кто выполняет ремонты и переделки в соответствии со стандартом 570 Американского нефтяного института.

в. Любой, кто уполномочен ведомством, принят им и не встречает возражений с его стороны и кто выполняет ремонты в соответствии со стандартом 570 Американского нефтяного института.

38. *Изменение номинальных параметров (rerating)* - изменение одного или обоих номинальных параметров (расчетной температуры и максимального допускаемого рабочего давления) трубопроводной системы. Изменение номинальных параметров может выражаться в увеличении, уменьшении, или в комбинации того и другого. Снижение параметров ниже первоначальных расчетных параметров позволяет увеличить допускаемую коррозию.

39. *Второстепенный технологический трубопровод (secondary process piping)* - технологический трубопровод малого диаметра (равного NPS 2 или меньше), находящийся за нормально закрытыми запорными вентилями.

40. *Трубопровод малого диаметра, или ТМД (small-bore piping или SBP)* - трубопровод, диаметр которого равен или меньше NPS2.

41. *Поверхность раздела грунта с воздухом (soil-to-air, или S/A)* - участок, на котором может происходить внешняя коррозия частично заглубленного трубопровода. Зона коррозии изменяется в зависимости от таких факторов как влажность, содержание кислорода в грунте и рабочая температура. Обычно эта зона занимает пространство, расположенное на 305 мм ниже и на 152 мм выше поверхности грунта. Сюда же включается труба, идущая параллельно поверхности грунта и соприкасающаяся с этой поверхностью.

42. *Катушка (spool)* - секция трубопровода, ограниченная с двух сторон фланцами или другими фитингами (например, муфтами).

43. *Охрупчивание при отпуске (temper embrittlement)* определяется как потеря пластичности и вязкости в надрезе в результате длительной работы при высокой температуре (370 ÷ 575 °C) у таких чувствительных к охрупчиванию низколегированных сталей как стали с содержанием 11/4 Cr и 21/4 Cr.

44. *Временные ремонты (temporary repairs)* - ремонты трубопроводных систем с целью восстановления достаточной целостности для продолжения безопасной эксплуатации вплоть до момента, когда в течение времени, приемлемого для инспектора и специалиста по трубопроводам, могут быть запланированы и осуществлены профилактические ремонты.

45. *Испытательная точка (test point)* - площадка, определяемая кругом с диаметром, не превышающим 50 мм, для трубопроводов диаметром, не превышающим 254 мм, либо с диаметром, не превышающим 76 мм, для трубопроводов большего диаметра. В пределах этой площадки можно усреднять измеренные значения толщины стенки. Испытательная точка должна быть в пределах места измерения толщины.

46. *Места измерения толщины, или МИТ (thickness measurement locations или TMLs)* - специально указанные участки на трубопроводных системах, для которых выполняются периодические обследования и измерения толщины стенки.

47. *МФМК (WFMT)* означает мокрый флуоресцентный магнитный контроль.

ΠΡΙΛΟΗΕΝΙΕ Β - ΑΤΤΕΣΤΑΤΙΕΙΑ ΙΝΣΠΕΚΤΟΡΟΒ

(Βκλυοηένο ε Β Δοπλόληενο 1, βυπυοηένο ε εανυε 1995 οοα)

Β.1 Εξάμενο, οοεníε, υτυερίηενο

Β.1.1 Εξάμενο

Πίςυενοί εξάμενο ε οέηε αττέσασεία ίνσπέκτοροβ ε βέηεο ούοίλοβανεία τρυβοπυοδούβ ίε στανδάρτα 570 Αμερικήνοο έηέτυτο (οβσλέδοβανεία, ρεμóντ, οερεδελκίε ίε ίεμενείο νομίναλνύο οαυετρυβιέυεμύο τρυβοπυοδούβνύο σýςτεμ) δόηενο βύτυ οργανίεοβανόο τρίετύε στρονóοι ού οντράκτυ ε Αμερικήνοο έηέτυτο. Εξάμενο δόηενο βύτυ ούοοναν έηε μασερίαλα σάμύο ούοεδονίε ίεδονίε στανδάρτα 570 ίε ούοάκτíεσκήο ρεκομηνδácii 574 Αμερικήνοο έηέτυτο ίε ASME Β31.3.

Β.1.2 Οοεníε

Έηυέοεσέο τρίετύε στρονóοι εξάμεναοίονε αέηεστυο δόηενο οργανίεοβυέωε εξάμενε ίε υστáυετύε οοεníε, ίεσδοίε ίε μίνίμάλνóο ούοάδονóο βάλλα, ούο ίε σýςτεμύο ούοάμνίεβανεία, ούοα ρεσαστíεσκήο κóρρεκτíεοβυέο ούοάδονóο κολίεοεστυο ούοκóυο δύε κáδóοι ούοεδονίε εξάμεναοίονε κóμíςσεία ε οέηεο κóμπενσácii υσέο υοεμóηνύο ρεζίεκίεο ε υρúβνε τρυδóοτύε εξάμενοβ. ε ίεσπóυεοβανεία ούοάμνίεβανεία, ούοεωóυέοεστυο ούοερεδελκίε ούοάδονóο βάλλο δύε κáδóοι εξάμεναοίονε κóμíςσεία, έτοο ούοάδονóο βάλλο υστανάυεβανεία κóνκρετνóο δύε κáδóοι εξάμεναοίονε κóμíςσεία. Έηυέτυοί έηε ούοάδονóο αττέσασεία ούογυτ όβραοάτύε ε κáδóοι βε εξάμεναοίονε αέηεστυο ε τέηενο 90 δύεο ούοε ούοεδονίε ίεμί εξάμεναοίονε οοεníε.

Β.1.3 Υτυερίηενο

Εξάμενε δόηενο βύτυ υτυερίηενε Αμερικήνοο έηέτυτο ε ούοηóοενο ίεμί ούοάδονóο δύε ούοερεδελκίε κóμπετέντνóοι έηυέτυο, ούοοδóομóο δύε οβσλέδοβανεία ίε υοάσασεία ε ρεμóντ, οερεδελκίε ίε ίεμενείο νομίναλνύο οαυετρυβιέυεμύο σýςτεμ ε βέηεο, ούοεδοστυορένενο στανδάρτο 570 Αμερικήνοο έηέτυτο.

Β.2 Μετοδύε ίε τύπο εξάμενοβ

Εξάμενο σάεεστυο ε ούοίςυενοο βίδο ε οάσασίενοο ίεσπóυεοβανεία υοεδονίε λíteρατυρύε.

Β.3 Αττέσασεία

Β.3.1 Αττέσασεία Αμερικήνοο έηέτυτο βυδάεστυο ούο έηεποβνεία τρυβοπυοδούβνύο Πουοίλοηεία Β στανδάρτα 570 ίε ούοηóοενο, ούο έηυέτυο υδοβλετρυοέωε τρυβοπυοδούβνύο ούο ούοουδοστυοβνένοο ούοηύο ίε υρúβνε οβραοάδονεία, ίελοηένοο ε ρεζ. 2.2 στανδάρτα 570. Αττέσασεία ίνσπέκτορα ε οóοεδοστυοβνεία οóο στανδάρτο 570 Αμερικήνοο έηέτυτο βόηενο βύτυ έηε βυδανόο ε σýοαε ούοεδοστυοβνεία υεωερένεο σπρυκίε ούο αττέσασεία βεδομστυοβνένοο αέηεστυο, δάοδύοο ούοάδονóο ούο ούοεδονίε οβσλέδοβανεία. Έτοο έηυέτυο δόηενο βύτυ αττέσασεία ε ράμκáο ζάκóνοβ, ούορμ ίε ούοάμνίε βεδομστυοβνεία ε ρεγυέοάρνε ρεδοτáε ε κáεεστυο ίνσπέκτορα ούο τρυβοπυοδοδάμ.

Β.3.2 Ινσπέκτορα, ούοορε εκτíενοο ρεδοτáε ε κáεεστυο ίνσπέκτοροβ τρυβοπυοδούβνύο σýςτεμ ε ηέτυερερεδοτáεοβυέωε ίεμί ηέτυεκίμíεσκήο ούοηυέλοηένοο, ίεμóο ούοάδονóο ούο ούοεδονίε σπεοίάλνóο ούοηερεδοτáεοβνένοο ε τέηενο ούοηόο ούοεδονίε βεδοστυοβνεία ε σýλο στανδάρτα 570 Αμερικήνοο έηέτυτο. Πουο έτοο ούοοδóομóο ούοεδοστυοβνεία

ПРИЛОЖЕНИЕ В - ТЕХНИЧЕСКИЕ ЗАПРОСЫ

В.1 Введение

Американский нефтяной институт (АНИ) рассматривает письменные просьбы о толковании стандарта 570 АНИ. Персонал АНИ дает такие толкования в письменной форме после консультации (если это необходимо) с соответствующими руководителями и членами комитета. Комитет АНИ, отвечающий за работу со стандартом 570 АНИ, регулярно собирается для рассмотрения письменных просьб о толковании и внесении исправлений, а также для разработки новых критериев, необходимость в которых диктуется развитием техники. Деятельность комитета в этом направлении ограничивается строго толкованиями стандарта 570 АНИ или рассмотрением предложений об исправлениях с учетом новых данных или технических решений. АНИ сделал своей политикой не заниматься визированием, аттестацией, оценкой или одобрением каких-либо вопросов, конструкций, фирменных устройств или видов деятельности; поэтому запросы с соответствующими просьбами возвращаются без рассмотрения. Более того, АНИ не выступает в качестве консультанта по конкретным техническим проблемам или по вопросам общего толкования или применения правил. Если на основании присланной в запросе информации у комитета складывается мнение, что спрашивающему следует обратиться за помощью к техническим специалистам, запрос возвращается с рекомендацией о необходимости такой помощи.

Все запросы, не содержащие достаточной для полного понимания информации, возвращаются без рассмотрения.

В.2 Форма запроса

Запросы должны ограничиваться только просьбами о толковании стандарта 570 АНИ или об исправлениях этого стандарта с учетом новых данных или технических решений. Запросы должны быть представлены в следующей форме:

- а. Объем - Запрос должен относиться к одной теме или к тесно связанным темам. Письмо с запросом, касающимся несвязанных между собой вопросов, возвращается без рассмотрения.
- б. История вопроса - В письме с запросом должна быть указана цель запроса, которая состоит либо в получении толкования стандарта 570 АНИ либо в предложении рассмотреть вопрос об изменении стандарта 570 АНИ. В письме должны содержаться краткая информация, необходимая для полного понимания запроса (при необходимости с эскизами), и ссылки на применяемые издание, редакцию, параграфы, рисунки и таблицы.
- в. Запрос - Запрос должен быть сформулирован в виде краткого и точного вопроса, без приведения избыточной информации по истории вопроса и, там где это уместно, составлен так, чтобы ответом на вопрос могли бы служить "да" или "нет" (хотя, может быть, и с некоторыми оговорками). Формулировка запроса должна быть корректной с технической и стилистической точек зрения. Спрашивающий должен сформулировать, что по его (ее) мнению требуется сделать для стандарта 570 АНИ. Если по мнению спрашивающего стандарт 570 АНИ нуждается в некотором исправлении, спрашивающий должен представить рекомендуемую им словесную редакцию.

Запрос представляется в напечатанном виде, однако запросы, написанные разборчиво от руки, также принимаются к рассмотрению. В запросе следует указать имя и почтовый адрес отправителя. Запросы направлять по адресу: Director, Manufacturing, Distribution and Marketing Department, American Petroleum Institute, 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г - ПРИМЕРЫ РЕМОНТНЫХ РАБОТ

Г-1 Ремонт

При ремонте можно использовать ручную дуговую сварку металлическим электродом в среде защитного газа или металлическим покрытым электродом.

В случаях, когда температура ниже 10 °С, для сварки сталей по классификации ASTM типа А-53 марок А и В, А-106 марок А и В, А-333, А-334 и API 5L, а также других аналогичных сталей необходимо пользоваться безводородными электродами AWS E-XX16 или E-XX18. Указанными электродами следует также пользоваться при сварке более низких марок сталей, если температура стали ниже 0 °С. В случаях варки разных сталей следует обращаться за консультацией к специалисту по трубопроводам.

Когда электроды AWS E-XX16 или E-XX18 используются для выполнения швов 2 и 3 (см. рис Г-1), валики шва накладывают, начиная с нижней части узла и передвигаясь вверх. Диаметр указанных электродов не должен превышать 5/32 дюйма (4 мм). Электроды большего диаметра могут быть использованы для выполнения сварного шва 1 (см. рис. Г-1), но диаметр и в этом случае не должен превышать 3/16 дюйма (4,8 мм).

Продольные швы (шов 1 на рис. Г-1), выполняемые на упрочняющей втулке, должны иметь соответствующую ленту или подкладку из низкоуглеродистой стали (см. примечание), которые позволяют избежать сплавления шва с поверхностью стенки трубопровода.

Примечание: Если проходящий внутри втулки трубопровод был тщательно проверен ультразвуковым методом вдоль продольного шва 1 и имеет достаточную для сварки толщину стенки, подкладка не нужна.

Все ремонтные и сварочные работы на трубопроводах, содержащих технологическую жидкость, должны удовлетворять Документу 2201 Американского нефтяного института.

///ОПИСАНИЕ РИСУНКА Г-1///

Рис. Г-1. Охватывающая трубопровод ремонтная втулка.
I - Прокладка из соответствующего материала

Г-2 Небольшие ремонтные заплаты

Диаметр электрода не должен превышать 5/32 дюйма (4 мм). Когда основной металл находится при температуре ниже 0 °С, необходимо использовать безводородные электроды. При наложении валика шва безводородными электродами следует избегать поперечного перемещения электрода.

Все ремонтные и сварочные работы на трубопроводах, содержащих технологическую жидкость, должны удовлетворять Документу 2201 Американского нефтяного института.

На рис. Г-2 приведены примеры наложения небольших ремонтных заплат.

///ОПИСАНИЕ РИСУНКА Г-2///

Рис. Г-2. Небольшие ремонтные заплаты.
I - Размер заплаты не должен превышать половины диаметра трубопровода. Если протяженность прокорродировавшего участка превышает половину диаметра трубопровода, следует использовать полностью охватывающую трубопровод втулку.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д - ВЕДОМОСТЬ ОБЪЕКТОВ ВНЕШНЕГО ОСМОТРА

Объект осмотра	Дата осмотра	Осмотр произ- вел	Состояние
1. Течи			
а. Технологические трубопроводы			
б. Трубопроводы парового обогрева			
в. Существующие хомуты			
2. Несоосность			
а. Несоосность или ограничение движения трубопроводов			
б. Несоосность компенсатора температурного расширения			
3. Вибрация			
а. Чрезмерный подвешенный вес			
б. Недостаточная опора			
в. Трубопроводы тонкостенные, малого диаметра или легированные			
г. Резьбовые соединения			
д. Незакрепленные опоры, вызывающие износ металла			
4. Опоры			
а. Смещение опорного башмака			
б. Деформация или разрушение подвески			
в. Сжатая до предела пружина			
г. Деформация или разрушение стойки			
д. Незакрепленный кронштейн			
е. Плита или ролики подвижной опоры			
ж. Состояние противовеса			
з. Коррозия опоры			
5. Коррозия			
а. Опорные точки болтов под хомутами			
б. Разрушение покрытия или окраски			
в. Граница раздела грунта с воздухом			
г. Граница раздела с теплоизоляцией			
д. Рост биоорганизмов			
6. Теплоизоляция			
а. Повреждение и места прохода патрубков			
б. Потерянная обшивка или изоляция			
в. Деформация уплотнения			
г. Выпучивание			
д. Сломанный или потерянный бандаж			

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр

РАЗДЕЛ 1 - ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

- 1.1 Область применения
 - 1.1.1 Общие положения
 - 1.1.2 Конкретные случаи применения
- 1.2 Словарь понятий и сокращений
- 1.3 Библиография
- 1.4 Разделение ответственности
 - 1.4.1 Владелец-пользователь
 - 1.4.2 Специалист по трубопроводам
 - 1.4.3 Ремонтная организация
 - 1.4.4 Инспектор
 - 1.4.5 Другой персонал

РАЗДЕЛ 2 - ИНСПЕКЦИОННАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ ВЛАДЕЛЬЦА-ПОЛЬЗОВАТЕЛЯ

- 2.1 Общие сведения
- 2.2 Аттестация уполномоченного инспектора по трубопроводам

РАЗДЕЛ 3 - ПРАКТИКА ОБСЛЕДОВАНИЙ И ИСПЫТАНИЙ

- 3.1 Подготовительные работы
- 3.2 Обследование конкретных видов коррозии и растрескивания
 - 3.2.1 Точки впрыска
 - 3.2.2 Непроточные участки
 - 3.2.3 Коррозия под слоем изоляции
 - 3.2.4 Поверхность раздела грунта и воздуха
 - 3.2.5 Локализованная коррозия и коррозия, зависящая от особенностей системы
 - 3.2.6 Эрозия и совместная коррозия и эрозия
 - 3.2.7 Растрескивание под воздействием окружающей среды
 - 3.2.8 Коррозия под внутренним покрытием и слоем отложений
 - 3.2.9 Усталостное растрескивание
 - 3.2.10 Растрескивание при ползучести
 - 3.2.11 Хрупкое разрушение
 - 3.2.13 Повреждения, связанные с замерзанием воды
- 3.3 Виды обследования и осмотра
 - 3.3.1 Внутренний осмотр
 - 3.3.2 Обследование с измерением толщины стенки
 - 3.3.3 Внешний осмотр
 - 3.3.4 Надзор за вибрацией и перемещением трубопроводов
 - 3.3.5 Дополнительные обследования
- 3.4 Места измерения толщины стенки
 - 3.4.1 Общие соображения
 - 3.4.2 Контроль за местами измерения толщины стенки
 - 3.4.3 Выбор мест измерения толщины
- 3.5 Методы измерения температуры
- 3.6 Испытание трубопроводных систем под давлением
- 3.7 Проверка и прослеживаемость материалов
- 3.8 Обследование арматуры
- 3.9 Обследование сварных швов в условиях эксплуатации
- 3.10 Обследование фланцевых соединений

РАЗДЕЛ 4 - ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ОБЪЕМ ОБСЛЕДОВАНИЙ

- 4.1 Классификация технологических трубопроводов
 - 4.1.1 Класс 1
 - 4.1.2 Класс 2
 - 4.1.3 Класс 3
- 4.2 Интервалы обследования

- 4.3 Όβμεσ βνέπνιπ όσπνρπύ και όβσλέδωπύ κόςρρúσιπ πύδ σλόεμ ίσολύσιπ
- 4.4 Όβμεσ όβσλέδωπύ σ ίσμερýπύ πύσσýπύ σπéκπύ
- 4.5 Όβμεσ όβσλέδωπý τρýβοπρýδωδύ μάλόγύ δýαμéτρý, βσπύμóγáτéπý τρýβοπρýδωδύ και ρéζýβωvύ σýεδýπéπý
- 4.5.1 Όβσλέδωπý τρýβοπρýδωδύ μάλόγý δýαμéτρý
- 4.5.2 Όβσλέδωπý βσπύμóγáτéπý τρýβοπρýδωδý
- 4.5.3 Όβσλέδωπý ρéζýβωvύ σýεδýπéπý

ΡÁΖΔΕΛ 5 - ΟΥΕΝΚΑ, ΑΝΑΛÝΖΗ ΚΑΙ ΡΕΓÝΣΤΡΑΟΥΕΡΕ ΡΕΖýΛΤΑΤΩV ÓΒΣΛΕΔΩΠÝ

- 5.1 Οπρýεδýπéπý σκόρρúσιπ
- 5.1.1 Ράσέπé όσáβμéσýσý σýκá σλύεβý
- 5.1.2 Úσáπνωκé πýνύπý τρýβοπρýδωδý σýστέμý ή ίσμερýπý úσλýπý ήρ έκσπλύατáσιπ
- 5.1.3 Úσýστέμýπý τρýβοπρýδωδý σýστέμý
- 5.2 Οπρýεδýπéπý μάξýμéπý δýπýσπéμý ράβωéγý δýβλéπý
- 5.3 Οπρýεδýπéπý μýπéμéπý πýσýμýσýπý πύσσýπý σπéκπý
- 5.4 Ούέπéκá úσáσπý σ μéσπýπý úπýπéπý σπéκπý
- 5.5 Ράσέπé πýπρýεπýπý β τρýβοπρýδωδý
- 5.6 Ότέπý και πρýτýκýπý ρéζýλτáτý όβσλέδωπý τρýβοπρýδωδý σýστέμý

ΡÁΖΔΕΛ 6 - ΡΕΜÓΝΤÝ, ΠΕΡΕΔΕΛΚÝ ΚΑΙ ΙΣΜΕΝΕΠÝ ΝÓΜÝΝÁΛÝπý ΠÁΡÁΜΕΤΡΩV ΤΡýΒΟΠΡýΔΩΔý ΣÝΣΤΕΜý

- 6.1 Ρεμóπý και περεδελκý
- 6.1.1 Ράξρýπéπý
- 6.1.2 Βýσýρýπéπý
- 6.1.3 Ρεμóπý σýρκα (β τóμ έýσπé πá τρýβοπρýδωδý, σýεδýπéπý τεπνολόγýεσý μýδýκýσý)
- 6.1.4 Ρεμóπý ράβωvύ, πé σýεδýπý σý σýρκα και πρýδωπéπý πá τρýβοπρýδωδý, σýεδýπéπý τεπνολόγýεσý μýδýκýσý
- 6.2 Σýρκα και ρεμóπý ράβωvύ βéπρýκρáσýπý έκσπλύατáσιπ
- 6.2.1 Σπýσýπý, áττέσάσιπ και πρýτýκýπý
- 6.2.2 Πρýεδýρýπéπý πýδóγρý και τέρμýóβρýπéπý πýσπé σýρκα
- 6.2.3 Βýπρýσý κýσπρýπýρýπéπý
- 6.2.4 Μάτéρýαλý
- 6.2.5 Νεράξρýσýπý κýπρýλ
- 6.2.6 Ισπýπéπý πýδ δýβλéπý
- 6.3 Ισμερýπý πýμýνÁλÝπý πÁρÁμΕΤΡΩV

ΡÁΖΔΕΛ 7 - ÓΒΣΛΕΔΩΠÝ ΖÁΓΛýΒΛΕΝΝÝ ΤΡýΒΟΠΡýΔΩΔý

- 7.1 Βýδý και μέτýδý όβσλέδωπý
- 7.1.1 Óσπρý βýσπé úρýπý ζάγλýβλéπý
- 7.1.2 Νάβλýδωπé ζά πýπéπýσáλý σ μéσýμýπý σýμý
- 7.1.3 Νάβλýδωπé ζά δέφéκπýπý úσáσπýπý πýκρýπý τρýβοπρýδωδý
- 7.1.4 Έλεκτρýεσý σýπρýπýπéπý γρýπý
- 7.1.5 Κýπρýλ ζά κάτýδýπý ζάξπýπý
- 7.1.6 Μέτýδý όβσλέδωπý
- 7.2 Περýδýπéπý και όβμεσ όβσλέδωπý
- 7.2.1 Óσπρý βýσπé úρýπý ζάγλýβλéπý
- 7.2.2 Νάβλýδωπé ζά πýπéπýσáλý μéζýπý γρýπý και τρýβοπρýδωδý
- 7.2.3 Νάβλýδωπé ζά δέφéκπýπý úσáσπýπý πýκρýπý τρýβοπρýδωδý
- 7.2.4 Κόςρρúσιπνýσý γρýπý
- 7.2.5 Κάτýδýπý ζάξπý
- 7.2.6 Ιπéρýπýπý μéζýπý βνέπνιπý και βνύτρýπéπýπý όσπνρπý
- 7.2.7 Ιπéρýπýπý μéζýπý ίσπýπéπýπý πá πýπýσýπý
- 7.3 Ρεμóπý ζάγλýβλéπýπý τρýβοπρýδωδý σýστέμý
- 7.3.1 Ρεμóπý πýκρýπý
- 7.3.2 Ρεμóπý χýμýτý
- 7.3.3 Ρεμóπý σýρκα
- 7.4 Πρýτýκýπý

ΠΡÝΛÓΖΕΠÝ Α - ΣΛΩΒÁΡÝ ΠÓΝÝΤÝΠÝ ΚΑΙ ΣÓΚΡÁΣΣΕΠÝ

ПРИЛОЖЕНИЕ Б - АТТЕСТАЦИЯ ИНСПЕКТОРОВ
ПРИЛОЖЕНИЕ В - ТЕХНИЧЕСКИЕ ЗАПРОСЫ
ПРИЛОЖЕНИЕ Г - ПРИМЕРЫ РЕМОНТНЫХ РАБОТ
ПРИЛОЖЕНИЕ Д - ВЕДОМОСТЬ ОБЪЕКТОВ ВНЕШНЕГО ОСМОТРА

Рисунки

Рис. 1 - Типичный трубопроводный контур с точкой впрыска

Рис. Г-1 - Охватывающая трубопровод ремонтная втулка

Рис. Г-2 - Небольшие ремонтные заплатки

Таблицы

Таблица 1 - Рекомендуемые максимальные интервалы между обследованиями

Таблица 2 - Два примера расчета максимального допустимого рабочего давления (МДРД), иллюстрирующие использование концепции коррозионной половины срока службы

Таблица 3 - Периодичность обследования заглубленных трубопроводов, не имеющих эффективной катодной защиты