РД РОСЭК-05-014-98

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по экспертному обследованию трубопроводов пара и горячей воды IV категории, поднадзорных Госгортехнадзору России

РД РОСЭК-05-014-98

gost.e-ecolog.ru

Российская экспертная компания по объектам повышенной опасности

РосЭК

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по экспертному обследованию трубопроводов пара и горячей воды IV категории, поднадзорных Госгортехнадзору России
РД РОСЭК-05-014-98

Москва Издательство МЭИ 1999

РД РОСЭК-05-014-98

РАЗРАБОТАН
Российской экспертной компанией по объектам повышенной опасности (РосЭК)

ИСПОЛНИТЕЛИ: А.С. Пестов, В.А. Полевик

УТВЕРЖДЕН РосЭК 16 апреля 1998 г.

Президент РосЭК М.Н. Чумак-Жунь

СОГЛАСОВАН Госгортехнадзором России
письмом № 12-06/366 от 17 апреля 1998 г.
Член коллегии В.С. Котельников

© Российская экспертная компания
по объектам повышенной опасности, 1999

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения 5
2. Организация проведения экспертного обследования трубопроводов 7
3. Анализ технической документации 7
4. Оперативная (функциональная) диагностика 8
5. Наружный осмотр (визуальный контроль) 9
6. Измерительный контроль 9
7. Химический анализ и определение механических свойств металла 12
8. Составление исполнительной схемы трубопровода 14
9. Радиографический или ультразвуковой контроль 14
10. Техническое диагностирование сосудов, входящих в состав трубопровода 15
11. Поверочный расчет на статическую прочность 15
12. Расчет пропускной способности предохранительных клапанов 15
13. Устранение отступлений от требований Правил* 16
14. Проведение гидравлических испытаний 16
15. Расчет на прочность при малоцикловых нагрузках 16
16. Анализ повреждений и параметров технического состояния трубопровода 17
17. Определение остаточного ресурса трубопровода 17
18. Принятие решения о возможности дальнейшей эксплуатации трубопровода 18
19. Оформление результатов экспертного обследования 18
Приложение 1. Типовая программа экспертного обследования трубопроводов пара и горячей воды 20
Приложение 2. Методика расчета трубопроводов IV категории на статическую прочность 23

* Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды ПБ-03-75-94.

Приложение 3. Методика расчета трубопроводов IV категории при малоцикловых нагрузках 26

Приложение 4. Термины, используемые в методике расчета, и их условные обозначения 30

Приложение 5. Перечень нормативно-технической документации, рекомендуемой для контроля состояния трубопроводов пара и горячей воды. 32

Срок введения 20 апреля 1998 г.

Настоящий Руководящий документ (РД) распространяется на трубопроводы IV категории:

- с условным проходом более 100 мм, расположенные в пределах зданий тепловых электростанций и котельных, подлежащие регистрации в органах Госгортехнадзора России;
- с наружным диаметром 76 мм и более, на которые распространяются «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» (ПБ-03-75-94)*, подлежащие регистрации на предприятии, являющемся владельцем трубопровода.

Методические указания разработаны в соответствии с Правилами и на основании «Методических указаний по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России» (РД 09-102-95).

Настоящие методические указания могут быть использованы в работе организациями, которые имеют лицензии Госгортехнадзора России на право проведения экспертизы безопасности объектов котлонадзора.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Экспертное обследование трубопроводов проводится:

- после истечения назначенного (расчетного) срока службы;
- после аварии и проведения ремонтно-восстановительных работ;
- при необходимости составления (восстановления) паспорта трубопровода.

1.2. Цель экспертного обследования трубопроводов:

- установить возможность дальнейшей безопасной эксплуатации и, при необходимости, выдать рекомендации по устранению дефектов трубопровода, контрольно-измерительных приборов, арматуры и опорно-подвесной системы;
- определить уровень напряженно-деформированного состояния и остаточного ресурса трубопровода.

* В дальнейшем Правила.

1.3. Работы по экспертному обследованию выполняются на холодных (неработающих) трубопроводах с соблюдением правил техники безопасности.

1.4. В общем случае экспертное обследование трубопровода включает в себя техническое обследование и техническое диагностирование трубопровода и проводится в следующем порядке:

- анализ технической документации;
- наружный осмотр (визуальный контроль) состояния трубопровода;
- измерительный контроль;
- химический анализ и определение механических свойств металла;
- составление исполнительной схемы трубопровода (при необходимости) и индивидуальной программы экспертного обследования;
- радиографический или ультразвуковой контроль;
- поверочные расчеты на прочность;
- устранение выявленных отступлений от Правил, наладка и ремонт опорно-подвесной системы;
- гидравлическое испытание трубопровода;
- уточненный расчет остаточного ресурса;
- оформление результатов экспертного обследования.

Объем и порядок работ при экспертном обследовании может быть изменен в зависимости от индивидуальных особенностей обследуемого объекта.

1.5. Трубопровод считается пригодным к дальнейшей эксплуатации, если по результатам экспертного обследования подтверждается, что состояние основного и наплавленного металла удовлетворяет требованиям Правил, величина коррозионно-эрозионного износа, а также изменение геометрических размеров элементов трубопровода обеспечивают нормативные запасы прочности, подтвержденные расчетом.

1.6. При положительных результатах экспертного обследования и допуске трубопровода к дальнейшей эксплуатации срок продления эксплуатации устанавливает организация, выполняющая экспертное обследование, но не более 8 лет.

Разрешение на дальнейшую эксплуатацию трубопровода, подлежащего регистрации в органах Госгортехнадзора, выдается согласно требованиям разд. 5.3 Правил.

1.7. Экспертное обследование не заменяет проводящихся в установленном порядке технических освидетельствований трубопровода.

2. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРТНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА

2.1. Подготовка трубопровода к экспертному обследованию (вскрытие грунта, удаление теплоизоляции, устройство лесов и ограждений, подводка освещения, зачистка металла и т.д.) возлагается на владельца трубопровода.

2.2. Экспертное обследование трубопроводов должны выполнять организации (предприятия), имеющие лицензии органов Госгортехнадзора России и специалистов, аттестованных на выполнение этих работ в соответствии с РД 10-49-94 «Методические указания по выдаче специальных разрешений (лицензий) на виды деятельности, связанные с обеспечением безопасности при эксплуатации объектов котлонадзора и подъемных сооружений» и «Положением о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности у руководящих работников и специалистов предприятий, организаций и объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России».

2.3. Контроль неразрушающими методами должен проводиться специалистами, аттестованными в соответствии с «Правилами аттестации специалистов по неразрушающему контролю» и имеющими квалификационный уровень не ниже второго.

2.4. Аппаратура, средства и методики, применяемые для контроля диагностируемых параметров, должны соответствовать требованиям действующих нормативно-технических документов на конкретные виды контроля. Аппаратура должна пройти госповерку в установленном порядке.

3. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

3.1. До начала обследования проводится анализ представленной владельцем трубопровода эксплуатационно-технической документации.

3.1.1. Паспорта трубопровода (Приложение 3 Правил).

3.1.2. Исполнительной схемы трубопровода (монтажно-сборочного чертежа) с указанием на ней:

- марок стали, диаметров и толщины труб, протяженности участков трубопровода;
- расположения опор, компенсаторов, подвесок, арматуры, воздушников, дренажных устройств, КИПиА, сосудов;
- расстояний между сварными соединениями и от них до колодцев и абонентских вводов.

3.1.3. Свидетельства об изготовлении элементов трубопровода (Приложение 4 Правил).

3.1.4. Свидетельства о монтаже трубопровода (Приложение 5 Правил).

3.1.5. Акта приемки трубопровода владельцем от монтажной организации.

3.1.6. Паспортов и другой документации на сосуды, являющиеся неотъемлемой частью трубопровода.

3.1.7. Паспортов на предохранительные устройства и арматуру с Ду 50 и более.

3.1.8. Данных о повреждениях, ремонтах и реконструкциях, предписаний инспекторов Госгортехнадзора России, относящихся к техническому состоянию трубопровода, результатов ранее выполненных обследований и другие материалы, содержащие сведения о трубопроводе.

3.1.9. Данных по числу пусков трубопровода из холодного состояния.

3.2. Анализ технической документации дополняется информацией, полученной в результате опроса эксплуатационного персонала о фактических режимах работы трубопровода, о дефектах опорно-подвесной системы, об авариях, имевших место в процессе эксплуатации.

3.3. На основании анализа технической документации и результатов опроса выявляются элементы и участки трубопровода, которые вследствие их конструктивных особенностей или условий функционирования наиболее предрасположены к отказам.

3.4. По результатам проведенного анализа технической документации определяется необходимый объем экспертного обследования трубопровода и на основании типовой программы экспертного обследования (Приложение 1) составляется индивидуальная программа, учитывающая особенности конкретного объекта. Индивидуальная программа обследования утверждается главным инженером организации, проводящей обследование, и согласовывается с представителем владельца, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопровода.

4. ОПЕРАТИВНАЯ (ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ) ДИАГНОСТИКА

При отсутствии необходимых сведений о техническом состоянии трубопровода, его технологических параметрах и т.д. может быть проведена оперативная диагностика.

Оперативная диагностика заключается в регистрации показателей технологического процесса (температуры, расхода, давления, вибрации

и т.д.) в обычных или специально заданных режимах работы трубопровода и их статистической обработке для дальнейшего использования при определении прочностных характеристик трубопровода.

5. НАРУЖНЫЙ ОСМОТР (ВИЗУАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ)

5.1. Цель наружного осмотра (визуального контроля):

- установить наличие и соответствие типов опор и подвесок трубопровода монтажно-сборочному чертежу, а также проверить их исправность;
- проверить отсутствие защемления трубопровода при проходах через стенки, площадки, вблизи колонн и ферм каркасов;
- проверить наличие и исправность дренажей;
- выявить поверхностные трещины всех видов и направлений;
- выявить дефекты на поверхности основного металла и сварных соединений (вмятин, расслоений, раковин, наплывов, подрезов, прожогов, свищей, незаваренных кратеров, пор, включений и т.д.);
- определить марки стали трубопровода и его элементов (при наличии маркировки).

5.2. Для осмотра трубопровода все контролируемые сварные соединения, а также прилегающая к ним зона основного металла должны быть полностью освобождены от тепловой изоляции. Тепловую изоляцию также полностью удаляют и с криволинейных элементов трубопровода.

5.3. Контролируемые поверхности основного металла трубопровода и сварных соединений должны быть очищены от загрязнений и шлака. При контроле сварных соединений зачистке подлежат поверхность шва и прилегающие к нему участки основного металла шириной не менее 20 мм в обе стороны от шва, при электрошлаковой сварке – 100 мм. Зачистка поверхностей трубопровода и сварных швов производится металлическими щетками, напильником или абразивным кругом.

6. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ

При измерительном контроле основного материала и сварных швов трубопровода определяют:

6.1. Соответствие трассировки трубопровода монтажно-сборочному чертежу или исполнительной схеме и проводят замеры отсутствую-

щих на схеме геометрических размеров (радиусов гиба, расстояний до опор и т.д.).

6.2. Размеры повреждений основного материала с наружной поверхности — глубину коррозионных язв, глубину и размеры зон сплошного коррозионного повреждения, местное утонение из-за металлургических дефектов и забоин.

Утонение из-за металлургических дефектов и забоин не должно превышать 10 % расчетной толщины стенки.

Допускается не выбирать одиночные коррозионные язвы, эрозионные повреждения или другие дефекты, за исключением трещин, глубиной менее 15 % от номинальной толщины стенки, но не более 2,0 мм и максимальной протяженностью не более $0{,}25\sqrt{Ds}$, обнаруженные при визуальном осмотре. Одиночными считаются дефекты, расстояние между ближайшими кромками которых составляет $2\sqrt{Ds}$ и более.

Допускается оставлять без выборки скопление коррозионных язв глубиной не более 1 мм и продольные цепочки язв глубиной не более 0,5 мм, если максимальная протяженность поврежденного участка поверхности не превышает $2\sqrt{Ds}$.

Выборки дефектов глубиной не более 20 % номинальной толщины стенки, но не более 3,5 мм и максимальной протяженностью не более $0{,}25\sqrt{Ds}$ допускается не заваривать. Вопрос о необходимости заварки выборок, превышающих указанные размеры, решается на основе расчета на прочность.

6.3. Размеры деформированных участков основного материала, в том числе длину, ширину и глубину вмятин, выпучин. Для вмятин или выпучин, наибольший размер которых на поверхности трубопровода не превышает 200 мм, максимальный относительный прогиб не должен превышать 5 %, а абсолютное значение прогиба не должно превышать половины толщины стенки.

6.4. Овальность гибов труб.

Овальность α определяется по формуле

$$\alpha = 2\,\frac{D_{н}^{max} - D_{н}^{min}}{D_{н}^{max} + D_{н}^{min}}\,100\ \%,$$

где $D_н^{max}$ и $D_н^{min}$ — максимальный и минимальный наружные диаметры трубы, измеряемые в сечении, равноотстоящем от начала и конца криволинейного участка гиба.

Овальность прямолинейных участков трубопровода не должна превышать 1,5 %. Овальность гнутых участков труб диаметром 76 мм и более не должна превышать 8 %. Овальность гибов проверяется на 5 % от общего числа труб каждого типоразмера, но не менее чем на двух гибах, с помощью измерительных приборов (мерная скоба или кронциркуль) с точностью до 1,0 мм.

6.5. Толщину стенки трубопровода.

Минимальная толщина стенки трубопровода при равномерном коррозионном или эрозионном износе должна быть не менее расчетной с учетом эксплуатационной прибавки (на коррозию и эрозию).

Измерение толщины стенки проводится с помощью ультразвукового толщиномера, отвечающего требованиям ГОСТ 28702-90 «Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования». Допускается применение других методов для определения толщины стенки и состояния внутренней поверхности трубопровода, удовлетворяющих требованиям Правил. Измерение толщины стенки трубопровода необходимо выполнять на каждом сварном соединении по обе стороны от шва. Каждое измерение должно проводиться не менее чем в трех точках, расположение которых по окружности определяется, исходя из наиболее достоверного определения возможного износа стенок трубопровода. Измерение толщины стенки в растянутой части («спинке») колен производится на 5 % от общего числа колен, но не менее чем на двух.

6.6. Уклон трубопровода.

Горизонтальные участки трубопровода должны иметь уклон не менее 0,004; для трубопроводов тепловых сетей допускается уклон 0,002. Контруклон не допускается.

6.7. Состояние пружин подвесок трубопровода.

Для определения состояния пружин подвесок трубопровода замеряют наружный диаметр пружин, диаметр прутка, число витков и высоту пружин в рабочем и холодном состоянии

Определение работоспособности пружин производится по ГОСТ 13765-86 «Пружины винтовые цилиндрические сжатия и

растяжения из стали круглого сечения. Обозначение параметров, методика определения размеров» с учетом фактических нагрузок.

6.8. Дефекты сварных швов.

Сварные швы стыков должны иметь выпуклость (усиление) в следующих пределах:

толщина стенки трубы, мм	выпуклость, мм
менее 10,0	0,5—3,5
10,0—20,0	0,5—5,0
более 20,0	0,5—5,5

Нормы остальных поверхностных дефектов в сварных соединениях даны в табл. 2.1 Приложения 9 Правил.

В стыковых швах, выполненных автоматической сваркой, при толщине стенки труб до 8,0 мм допускается отсутствие выпуклости (шов наложен заподлицо с трубой).

По ширине выпуклость должна перекрывать наружные кромки на 1,0—3,0 мм с каждой стороны.

Исправление дефектов сварных швов без последующей заварки мест выборки допускается на сварных соединениях, в случае, если остающаяся толщина металла в месте максимальной глубины выборки составляет не менее расчетной толщины стенки, но не менее 75 % ее номинальной толщины.

7. ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ МЕТАЛЛА

7.1. Химический анализ металла труб выполняют, если отсутствует информация о марке стали на маркировке труб или трубы вообще не имеют маркировки. В этом случае производится химический анализ на содержание углерода и кремния в металле. По результатам химического анализа определяют марку стали.

В тех случаях, когда химический состав металла труб не отвечает действующим требованиям к материалам трубопроводов, специализированная организация принимает решение о возможности дальнейшей эксплуатации трубопровода или отдельных его элементов после анализа результатов механических испытаний металлов.

7.2. Если отсутствуют документы, позволяющие определить основные характеристики металла (марку и механические свойства), то эти

характеристики должны быть определены экспериментально. При экспериментальном определении характеристик металла могут применяться как разрушающие методы (т.е. методы, требующие текущего ремонта трубопровода), так и неразрушающие.

7.3. При разрушающем методе из исследуемого элемента трубопровода вырезается заготовка с рекомендуемым размером 100×150 мм или диаметром 150 мм. Определение механических характеристик производится на образцах, изготавливаемых из заготовки в соответствии с требованиями ГОСТ 1497-84, ГОСТ 6996-66 и ГОСТ 9454-78. Материал заготовок используется также для проведения химического анализа материала.

7.4. Механические свойства, определенные при комнатной температуре на образцах из вырезок металла, должны удовлетворять следующим требованиям:

- прочностные характеристики металла (R_m, R_e) не должны отличаться более, чем на 5 % в меньшую сторону от значений, регламентированных действующими нормативными документами;
- отношение (R_e/R_m) не должно превышать 0,65 для углеродистых и 0,75 для легированных сталей;
- относительное удлинение должно быть не менее 19 % для углеродистых и 17 % для легированных сталей;
- минимальное значение ударной вязкости на образцах с острым надрезом должно быть не менее 25 Дж/см^2 (2,5 кгс · м/см^2).

7.5. Оценку механических свойств металла (временное сопротивление, предел текучести) допускается проводить неразрушающими методами по таблицам перевода величин показателей твердости по ГОСТ 22761-77 «Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия» и ГОСТ 22762-77 «Металлы и сплавы. Метод измерения твердости на пределе текучести вдавливанием шара».

Твердость металла определяется:

- в растянутой зоне колен на 5 % от общего числа, но не менее, чем на двух коленах;
- в сварных швах на 5 % от общего количества.

8. СОСТАВЛЕНИЕ ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ СХЕМЫ ТРУБОПРОВОДА

8.1. В случае отсутствия в составе технической документации монтажно-сборочного чертежа трубопровода организация, проводящая экспертное обследование, составляет исполнительную схему трубопровода.

8.2. На исполнительной схеме указываются сведения, перечисленные в п. 3.1.2. настоящих методических указаний. Исполнительная схема ограничивается первыми абонентскими вводами.

8.3. Проводится анализ соответствия исполнительной схемы трубопровода требованиям Правил.

8.4. На исполнительной схеме определяются места, подлежащие неразрушающему и разрушающему контролю.

9. РАДИОГРАФИЧЕСКИЙ ИЛИ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ КОНТРОЛЬ

9.1. Радиографический или ультразвуковой контроль должен применяться для выявления внутренних дефектов в сварных соединениях (трещин, непроваров, пор, шлаковых включений и т.д.).

Радиографический контроль качества сварных соединений должен проводиться в соответствии с ГОСТ 7512-82, ультразвуковой контроль — с ГОСТ 14782-86.

9.2. Контролю подлежат не менее 3 % поперечных сварных соединений трубопровода (но не менее двух стыков). В случае выявления дефектных сварных соединений объем контроля увеличивают до 100 %.

Оценка качества сварных соединений трубопроводов осуществляется в соответствии с ПБ-03-75-94, РД 34.15.027-93 и РД 2730.940.103-92.

9.3. Контролю подлежат зоны с повышенным уровнем напряженного состояния:

- сварные тройниковые соединения;
- литые корпуса арматуры;
- прямые участки вблизи точек крепления опор;
- места возможных образований застоя конденсата.

Объем контроля определяется применительно к каждому трубопроводу, но не менее 10 % или 2 единиц каждого вида.

Все виды неразрушающего контроля и определение механических свойств металла следует проводить в соответствии с требованиями РД 34.15.027-93.

10. ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ СОСУДОВ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ ТРУБОПРОВОДА

10.1. Техническое диагностирование сосудов, входящих в состав трубопровода, проводится в соответствии с РД 34.17.439-96 «Методические указания по техническому диагностированию и продлению срока службы сосудов, работающих под давлением». При этом гидравлические испытания сосудов проводятся совместно с трубопроводом (разд. 15 МУ).

10.2. При техническом диагностировании измеряются основные размеры сосудов, которые наносятся на исполнительную схему трубопровода.

11. ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ НА СТАТИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ

Поверочный расчет проводится с целью оценки статической прочности при совместном действии внутреннего давления, весовой нагрузки, усилий промежуточных опор в рабочем состоянии для фактической геометрии конструкции с учетом возможного изменения характеристик металла.

При проведении расчета, для возможности прогнозирования остаточного ресурса, определяется также расчетная толщина стенки.

Методика расчета на статическую прочность приводится в Приложении 2 МУ.

12. РАСЧЕТ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ

Расчет пропускной способности предохранительных клапанов проводится в следующих случаях:

- при установке на трубопроводе клапанов, отличающихся от проектных;
- при изменении рабочих параметров (температуры, давления, среды) трубопровода.

Предохранительные клапаны должны быть рассчитаны и отрегулированы так, чтобы давление в защищаемом элементе не превышало расчетное более, чем на 10 %, а при расчетном давлении до 0,5 МПа (5 кгс/см^2) — не более, чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2).

Расчет пропускной способности предохранительных клапанов производится по ГОСТ 12.2.085-82 «Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности».

13. УСТРАНЕНИЕ ОТСТУПЛЕНИЙ ОТ ТРЕБОВАНИЙ ПРАВИЛ

По результатам технического диагностирования и поверочных расчетов на прочность составляется перечень дефектов трубопровода. Акт утверждается главным инженером организации, проводившем диагностирование, и передается владельцу трубопровода.

Владелец трубопровода принимает необходимые меры по устранению выявленных отступлений от требований Правил.

14. ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ

После устранения выявленных отступлений от требований Правил проводится гидравлическое испытание трубопровода пробным давлением в соответствии с требованиями разд. 4.12 Правил. Минимальное значение пробного давления должно составлять 1,25 рабочего давления, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см^2). Максимальное значение пробного давления устанавливается расчетом на прочность.

Время выдержки трубопровода и его элементов под пробным давлением должно быть не менее 10 мин.

Гидравлические испытания трубопроводов должны проводиться при положительной температуре окружающего воздуха.

15. РАСЧЕТ НА ПРОЧНОСТЬ ПРИ МАЛОЦИКЛОВЫХ НАГРУЗКАХ

Расчет проводится с целью оценки усталостной прочности металла трубопровода при действии температурного расширения, внутреннего давле-

ния, усилия сопротивления промежуточных опор, при периодически повторяющемся переходе трубопровода из холодного состояния в рабочее.

В расчете определяется допускаемое для данного трубопровода число циклов нагружения (нагрев-охлаждение) за весь срок эксплуатации для возможности прогнозирования остаточного ресурса.

Методика расчета трубопровода на усталостную прочность при малоцикловых нагрузках приводится в Приложении 3 МУ.

16. АНАЛИЗ ПОВРЕЖДЕНИЙ И ПАРАМЕТРОВ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА

По результатам анализа выявленных при обследовании опасных состояний трубопровода определяются критерии предельных состояний. Как правило, такими критериями являются либо утонение стенки трубопровода в результате коррозионно-эрозионного износа, либо снижение прочностных характеристик металла (вплоть до появления усталостных трещин) в результате нагружения трубопровода близким к предельному числом циклов (нагрев-охлаждение).

17. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДА

Прогнозирование остаточного ресурса рекомендуется проводить упрощенным методом — по одному из наиболее опасных критериев предельного состояния.

17.1. Для трубопроводов, прочностные характеристики которых снижаются вследствие коррозионно-эрозионного износа, остаточный ресурс работы определяется разницей между фактической и расчетной толщиной стенки и скоростью коррозии (эрозии) металла.

17.2. Для трубопроводов, несущая способность которых снижается вследствие малоцикловой усталости, остаточный ресурс работы определяется разницей между допускаемым и фактически достигнутым числом циклов нагружения (нагрев—охлаждение).

17.3. В некоторых случаях допускается использовать среднее значение остаточного ресурса на основании данных по объектам-прототипам.

17.4. Если переход трубопровода в предельное состояние связан с опасностью для жизни и здоровья людей, значительными экологически-

ми последствиями и т.д., то расчетный остаточный ресурс работы снижается и заменяется назначенным ресурсом.

18. ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЯ О ВОЗМОЖНОСТИ ДАЛЬНЕЙШЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДА

На основании данных по оценке технического состояния трубопровода и остаточного ресурса работы принимается решение о возможности его дальнейшей эксплуатации, в соответствии с остаточным или назначенным ресурсом, либо о ремонте, снижении рабочих параметров или замене.

19. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРТНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

19.1. Результаты всех выполненных работ по экспертному обследованию, включая расчеты и принятое решение, должны оформляться в виде заключения с приложениями, которые должны включать:

— перечень проанализированной документации;

— исполнительную схему трубопровода в виде эскиза и таблиц с указанием элементов и участков, которые в результате их конструктивных или технологических особенностей и (или) условий функционирования и нагруженности представляются наиболее предрасположенными к появлению повреждений и (или) отказам (в особенности скрытым, зависимым и внезапным):

- базу данных по техническим параметрам трубопровода;
- индивидуальную программу экспертного обследования;
- протоколы измерений;
- карты дефектности;
- отчеты по исследованию материала;
- отчет по прогнозированию остаточного ресурса (по результатам выполненных расчетов).

19.2. Заключение является неотъемлемой частью документации и вкладывается предприятием-владельцем в паспорт трубопровода.

19.3. При отсутствии паспорта на трубопровод предприятие-владелец обязано заказать изготовление его дубликата специализированной организации, которая составляет дубликат паспорта на основании проведенного экспертного обследования.

19.4. Организация, проводившая экспертное обследование, вносит в паспорт трубопровода или его дубликат заверенную печатью запись об остаточном ресурсе, допустимых параметрах рабочей среды и очередных сроках контроля состояния трубопровода.

19.5. Заключение по экспертному обследованию трубопровода служит предприятию-владельцу основанием для принятия решения о его дальнейшей эксплуатации.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Типовая программа экспертного обследования трубопроводов пара и горячей воды

1. Анализ технической документации

1.1. Ознакомление с эксплуатационно-технической документацией на трубопровод (разд. 3.1 МУ).
1.2. Опрос эксплуатационного персонала (разд. 3.2 МУ).
1.3. Составление индивидуальной программы экспертного обследования, учитывающей особенности конкретного трубопровода.

2. Оперативная (функциональная) диагностика

Проводится при отсутствии необходимых сведений в технической документации (разд. 4 МУ).

3. Наружный осмотр (визуальный контроль)

Наружный осмотр трубопровода в холодном (нерабочем) состоянии и визуальный контроль основного металла и сварных соединений (разд. 5 МУ) включают в себя проверку:

3.1. Состояния изоляции.
3.2. Наличия опор и подвесок, их исправности, отсутствия обрывов тяг подвесок и выпучивания пружин.
3.3. Наличия арматуры и составление ее перечня с указанием массы (при отсутствии сведений масса указывается по аналогичной арматуре).
3.4. Наличия и исправности дренажей.
3.5. Наличия и исправности указателей температурных перемещений, если они предусмотрены проектом.
3.6. Отсутствия защемлений трубопровода при проходах через стенки, площадки, вблизи колонн и ферм каркасов.
3.7. Наличия механических повреждений поверхностей.
3.8. Наличия изменения формы (деформированные участки, коробление, провисание и другие отклонения от первоначального расположения).
3.9. Наличия трещин и других поверхностных дефектов, образовавшихся (получивших развитие) в процессе эксплуатации.
3.10. Наличия коррозионного и эрозионного износа поверхностей.
3.11. Наличия маркировки элементов трубопровода (при ее наличии определяется марка стали).

4. Измерительный контроль

Измерительный контроль трубопровода, состояния его основного металла и сварных соединений включает в себя:

4.1. Проверку соответствия трассировки трубопровода монтажно-сборочному чертежу (разд. 6.1 МУ).

4.2. Определение повреждений основного материала с наружной поверхностью (разд. 6.2 МУ).

4.3. Определение размеров деформированных участков основного материала (разд. 6.3 МУ).

4.4. Определение овальности цилиндрических элементов, в том числе гибов труб (разд. 6.4 МУ).

4.5. Измерение толщины стенки трубопровода (разд. 6.5 МУ).

4.6. Измерение уклонов трубопровода (разд. 6.6 МУ).

4.7. Определение состояния трубопровода (разд. 6.7 МУ).

4.8. Определение наружных дефектов сварных швов (разд. 6.8 МУ).

5. Выбор мест контроля и отбора проб

5.1. Для химического анализа.

5.2. Для определения механических свойств металла.

5.3. Для толщинометрии.

5.4. Для ультразвукового или радиографического контроля.

6. Выполнение химического анализа

Проводится при отсутствии информации о марке стали (разд. 7 МУ).

7. Определение механических свойств металла

Выполняется при отсутствии информации о марке стали или ее основных характеристиках (разд. 7 МУ).

8. Составление исполнительной схемы трубопровода (разд. 8 МУ).

9. Проведение радиографического или ультразвукового контроля (разд. 9 МУ).

10. Проведение технического диагностирования сосудов, входящих в состав трубопровода (разд. 10 МУ).

11. Проведение поверочного расчета на статическую прочность (разд. 11 Приложение 2 МУ).

12. **Проведение (при необходимости) поверочного расчета пропускной способности предохранительных клапанов** (разд. 12 МУ).

13. **Оценка выявленных дефектов, составление акта дефектовки, устранение отступлений от Правил** (разд. 13 МУ).

14. **Проведение гидравлических испытаний** (разд. 14 МУ).

15. **Определение температурных перемещений трубопровода** (разд. 15 МУ).

16. **Проведение расчета на прочность при малоцикловых нагрузках** (разд. 16 МУ).

17. **Анализ повреждений и параметров технического состояния трубопровода** (разд. 17 МУ).

18. Определение остаточного ресурса трубопровода (разд. 18 МУ).

19. **Оформление результатов экспертного обследования** (разд. 20 МУ).

Приложение 2

Методика расчета трубопроводов IV категории на статическую прочность

Методика устанавливает основные требования к расчету на прочность трубопроводов IV категории при совместном действии давления и весовой нагрузки.

Расчет производится на основании РТМ 24.038.08-72 «Расчет трубопроводов энергетических установок на прочность», этап I с упрощениями в части учета влияния отдельных ответвлений, промежуточных опор, тройниковых соединений и т.д. В расчете допускается не учитывать влияние отдельных ответвлений, опор и т.д. Допускается не учитывать ослабление стенки трубопровода тройниковыми узлами при условии, что отношение большего наружного диаметра к меньшему составляет не менее 1,1, возникающая при этом погрешность компенсируется введением увеличенного (не менее 1,4) коэффициента перегрузки $k_{п}$.

В расчете не учитываются также температурные напряжения, возникающие в стенке трубопровода при нестационарном режиме работы.

При проведении расчета внутреннее давление на участке трубопровода принимается равным максимальному рабочему давлению транспортируемой среды на этом участке.

Рабочая температура стенки участка трубопровода $t_{р}$ принимается равной максимальной рабочей температуре.

Расчет производится при нулевом значении температуры нагрева трубопровода (или при нулевом значении коэффициента линейного расширения) и нулевых значениях «собственных» смещений концевых защемленных сечений (эти смещения вызываются температурным расширением корпуса оборудования).

Расчет производится при модулях упругости материала, соответствующих рабочей температуре $t_{р}$.

Расчет выполняется при введении соответствующих значений усилий упругих промежуточных опор. Воздействие на трубопровод опор скольжения и направляющих опор входит в расчет без учета жестких связей, исключающих недопускаемые опорой перемещения.

Формулы, служащие для вычисления эффективных напряжений в поперечных сечениях трубопровода, получены по методу предельного состояния и характеризуют напряженное состояние поперечного сечения в целом.

Для поперечного сечения прямолинейных и криволинейных труб эффективное напряжение определяется соотношением

$$\sigma_{эф} = \sqrt{0{,}75\sigma_{пр}^2 + \bar{\sigma}_{zMN}^2 + 3\tau^2}\,. \qquad (1)$$

Приведенное напряжение от внутреннего давления вычисляется по формуле

$$\sigma_{пр} = \frac{p(D_н - (s - c_1))}{2\varphi(s - c_1)}\,. \qquad (2)$$

Продольное напряжение от изгибающего момента и осевой силы $\bar{\sigma}_{zMN}$, а также напряжение кручения τ рассчитываются по формулам:

$$\bar{\sigma}_{zMN} = k_п\left(\frac{0{,}8\sqrt{M_x^2 + M_y^2}}{\varphi_н W} + \frac{|N_z|}{F}\right), \qquad (3)$$

$$\tau = \frac{k_п M z}{2W}\,.$$

Момент сопротивления трубы изгибу W и площадь поперечного сечения трубы F определяются по формулам:

$$W = 0{,}0982\,D_н^3\left(1 - \left(\frac{D_н - 2s}{D_н}\right)^4\right), \qquad (4)$$

$$F = \pi s(D_н - s)\,.$$

Коэффициент прочности поперечного сварного стыка при изгибе принимается по табл. 4 РТМ 24.038.08-72.

Для криволинейных труб, геометрический параметр которых удовлетворяет условию $\lambda \le 1{,}4$, к формуле (1) дополнительно вычисляется эффективное напряжение по формуле

$$\sigma_{эф} = k_п \frac{\Omega}{\psi}\frac{\sqrt{M_x^2 + M_y^2}}{W}\,. \qquad (5)$$

Значения величин Ω и ψ принимаются по черт. 9 и 10 РТМ 24.038.08-72. Значение $\sigma_{пр}$ определяется соотношением (2).

При $\lambda \geq 0{,}05$ значение Ω можно рассчитать также по формуле

$$\Omega = 0{,}93\,\lambda^{-0{,}755}. \qquad (6)$$

Коэффициент перегрузки $k_{\text{п}}$ должен быть не менее 1,4. Конкретное значение коэффициента $k_{\text{п}}$ следует устанавливать с учетом возможной погрешности определения внутренних силовых факторов (M_x, M_y, M_z, N_z).

Для несложных малогабаритных трубопроводов, когда не применяются промежуточные опоры, а напряжения от весовой нагрузки малы (не более 10 МПа), можно принимать $k_{\text{п}} = 1{,}2$.

Подсчитанное выше эффективное напряжение для низкотемпературных трубопроводов должно удовлетворять условию

$$\sigma_{\text{эф}} \leq 1{,}5\,\sigma_{\text{доп}}. \qquad (7)$$

Допускаемое напряжение $\sigma_{\text{доп}}$ для углеродистых и низколегированных марганцовистых сталей определяется в зависимости от температуры по черт. 20 или табл. 5, а для легированных сталей — по черт. 21 или табл. 6 РТМ 24.038.08-72.

Для элементов трубопровода, изготовленных литьем (литые колена, литые тройники), значения $\sigma_{\text{доп}}$ принимаются по черт. 20 и 21 или табл. 5 и 6 РТМ 24.038.08-72 с уменьшением на 30 %.

Приложение 3

Методика расчета трубопроводов IV категории при малоцикловых нагрузках

Методика устанавливает основные требования к расчету на малоцикловую усталость низкотемпературных трубопроводов при совместном действии внутреннего давления, весовой нагрузки, температурного расширения.

Расчет производится на основании РТМ 24.038.08-72 «Расчет трубопроводов энергетических установок на прочность», этап III с упрощениями в части учета влияния отдельных ответвлений, промежуточных опор, тройниковых соединений и т.д. В расчете допускается не учитывать влияние отдельных ответвлений, опор и т.д. Допускается не учитывать ослабление стенки трубопровода тройниковыми узлами при условии, что отношение большего наружного диаметра к меньшему составляет не менее 1,1. Возникающая при этом погрешность компенсируется введением увеличенного (не менее 1,4) коэффициента перегрузки $k_{п}$.

Внутреннее давление на участке трубопровода принимается равным максимальному рабочему давлению транспортируемой среды на этом участке.

Рабочая температура стенки участка трубопровода $t_{р}$ принимается равной максимальной рабочей температуре транспортируемой среды в пределах этого участка.

В качестве температуры нагрева участка трубопровода принимается разность температур его в рабочем и холодном состоянии, т.е. $t_{н} = t_{р} - t_{х}$.

Значение коэффициента линейного расширения металла принимается в зависимости от рабочей температуры $t_{р}$.

Расчет производится при модулях упругости материала, соответствующих температуре холодного состояния трубопровода ($t_{х}$).

Усилия сопротивления промежуточных упругих опор, учитываемых при расчете, возникают в результате деформирования трубопровода при нагреве. Эти усилия (приращения нагрузок опор) автоматически учитываются, если расчет выполняется по схеме нагреваемого трубопровода, опирающегося на упругие опоры. При этом в расчет вводится фактическая жесткость этих опор.

При расчете учитывается воздействие на трубопровод опор скольжения и направляющих опор. При этом на точки установки опор накладываются жесткие связи, исключающие недопускаемые опорой перемещения.

В расчете определяются эквивалентные максимальные условные напряжения цикла $\sigma^{э}_{у\,max}$ (размахи эквивалентных напряжений, соответствующих переходу трубопровода из холодного состояния в рабочее и обратно).

Для прямолинейных и криволинейных труб с $\lambda \geq 1{,}0$ применяется соотношение

$$\sigma^{э}_{у\,max} = \sqrt{0{,}75\sigma^{2}_{пр} + \bar{\sigma}^{2}_{zMN} + 3\tau^{2}}. \qquad (1)$$

Приведенное напряжение в поперечном сечении трубы от внутреннего давления рассчитывается по следующему выражению

$$\sigma_{пр} = \frac{p(D_{н} - (s - c_1))}{2\varphi(s - c_1)}. \qquad (2)$$

Продольное напряжение от изгибающего момента и осевой силы $\bar{\sigma}_{zMN}$, а также напряжение кручения t вычисляются по формулам:

$$\bar{\sigma}_{zMN} = k_{п}\left(\frac{0{,}8\sqrt{M_x^2 + M_y^2}}{\varphi_{н} W} + \frac{|N_z|}{F}\right); \qquad (3)$$

$$\tau = \frac{k_{п} Mz}{2W}.$$

Коэффициент прочности поперечного сечения сварного стыка при изгибе $\varphi_{н}$ принимается по табл. 4 РТМ 24.038-72.

Для криволинейных труб (при любом значении λ) вычисления производятся по следующим зависимостям:

$$\left.\begin{aligned}
\sigma^{э}_{у\,max} &= \frac{1}{W}\sqrt{\left(\left|k^{*}_{п} M_x + 2M_{э}\right|\gamma_m + \left|k_{п} M_y\right|\beta_m + W\sigma_{пр}\right)^2 + (2k_{п} M_z)^2};\\
\sigma^{э}_{у\,max} &= \frac{1}{W}\sqrt{\left(\left|k^{*}_{п} M_x + 2M_{э}\right|\beta_m + \left|k_{п} M_y\right|\gamma_m + W\sigma_{пр}\right)^2 + (2k_{п} M_z)^2};\\
\sigma^{э}_{у\,max} &= \frac{1}{W}\sqrt{\left(\left|k^{*}_{п} M_x + 2M_{э}\right|\gamma_m + 2W\sigma_{пр}\right)^2 + (2k_{п} M_z)^2};\\
\sigma^{э}_{у\,max} &= \frac{1}{W}\sqrt{\left(\left|k_{п} M_y\right|\gamma_m + 2W\sigma_{пр}\right)^2 + (2k_{п} M_z)^2}.
\end{aligned}\right\} \qquad (4)$$

Для оценки прочности принимается наибольшее из значений, получаемых по этим формулам:

$$\text{при } M_x > 0 \text{ и } \frac{|M_э|}{M_x} > \frac{1}{4}\left(k_п + \frac{1}{k_п}\right),\ k_п^* = \frac{1}{k_п}; \tag{5}$$

в остальных случаях $k_п^* = k_п$.

Величина МЭ определяется из соотношения

$$M_э = -pW\frac{R}{r}\frac{D_н}{s}\frac{\alpha}{100}. \tag{6}$$

Коэффициент γ_m определяется по черт. 17 РТМ 24.038-72, β_m — по черт. 18 РТМ 24.038-72.

Изгибающий момент M_x действует в плоскости оси криволинейной трубы, а момент M_y — в плоскости, перпендикулярной к плоскости оси трубы. Момент M_x считается положительным, если направлен в сторону увеличения кривизны оси трубы.

Вычисленные выше эквивалентные максимальные условные напряжения должны удовлетворять условию:

$$\frac{1}{2}\sigma_{y\,max}^э \le [\sigma_a]. \tag{7}$$

Значение допустимой амплитуды напряжения $[\sigma_a]$ принимается по черт. 19 РТМ 24.038.08-72 в зависимости от числа циклов нагружения (пусков) трубопровода за весь период эксплуатации.

Для трубопроводов с рабочей температурой +150...+250 °С число циклов нагружения следует принимать с запасом (с превышением над ожидаемым действительным значением) не менее 50 %. Если наружный диаметр трубопровода больше 500 мм, то расчетное число циклов нагружения для него рекомендуется принимать с добавочным увеличением, составляющим 50 % действительного числа циклов (для трубопроводов с любой температурой).

Если расчетное число циклов нагружения трубопровода меньше 3000, то принимается значение $[\sigma_a]$ при 3000 циклах.

Допускаемое напряжение $\sigma_{доп}$ для углеродистых и низколегированных марганцовистых сталей определяется в зависимости от температуры

$t_р$ по черт. 20 или табл. 5, а для легированных сталей — по черт. 21 или табл. 6 РТМ 24.038.08-72.

Для элементов трубопровода, изготовленных литьем (литые колена, литые тройники), значения $\sigma_{доп}$ принимаются по черт. 20 и 21 или табл. 5 и 6 РТМ 24.038.08-72 с уменьшением на 30 %.

Приложение 4

Термины, используемые в методике расчета, и их условные обозначения

Номинальный наружный диаметр поперечного сечения трубы, см	$D_н$
Номинальная толщина стенки трубы, см	S
Средний радиус поперечного сечения трубы, см	$r = (D_н - s)/2$
Радиус оси криволинейной трубы, см	R
Овальность поперечного сечения трубы, %	α
Площадь поперечного сечения трубы, $см^2$	F
Момент сопротивления трубы изгибу, $см^3$	W
Безразмерный геометрический параметр	$\lambda = (R \times s)/r^2$
Рабочая температура стенки участка трубопровода, °С	$t_р$
Температура стенки в холодном состоянии, °С	$t_х$
Температура нагрева участка трубопровода, °С	$t_н = t_р - t_х$
Рабочее давление в трубопроводе, МПа ($кгс/см^2$)	p
Изгибающие и крутящие моменты в сечении трубопровода, Н · м (кгс · см)	M_x, M_y, M_z
Эквивалентный момент, Н · м (кгс · см)	$M_э$
Осевая сила в сечении трубопровода, возникающая под действием весовой нагрузки и самокомпенсации температурных расширений, Н (кгс)	N_z
Безразмерный параметр внутреннего давления	$\omega = 1{,}82 \frac{p}{E_р} \frac{R^2}{Sr}$
Модуль упругости материала, МПа ($кгс/см^2$)	E
Модуль упругости материала при рабочей температуре, МПа ($кгс/см^2$)	$E_р$
Модуль упругости материала в холодном состоянии, МПа ($кгс/см^2$)	$E_х$

Коэффициент податливости прямолинейной трубы, учитывающий влияние внутреннего давления (отношение податливости на изгиб криволинейной и прямолинейной труб одинакового сечения и одинакового материала)	k_p
Коэффициент податливости криволинейной трубы, учитывающий влияние внутреннего давления и сопряжения с прямолинейными трубами	k_p^*
Коэффициент интенсификации изгибных поперечных напряжений в криволинейной трубе	γ_m
Коэффициент интенсификации изгибных продольных напряжений в криволинейной трубе	β_m
Приведенное напряжение в стенке трубы от действия внутреннего давления, МПа (кгс/см^2)	$\sigma_{пр}$
Продольное напряжение от изгибающего момента и осевой силы, МПа (кгс/см^2)	σ_{zMN}, $\bar{\sigma}_{zMN}$
Допускаемое напряжение при расчете трубопровода только на действие давления, МПа (кгс/см^2)	$\sigma_{доп}$
Допустимая амплитуда напряжений, МПа (кгс/см^2)	σ_a
Напряжение кручения, МПа (кгс/см^2)	τ
Эквивалентное максимальное условное напряжение цикла	$\sigma^э_{y\,max}$
Эффективное напряжение в поперечном сечении трубы, МПа (кгс/см^2)	$\sigma_{эф}$
Коэффициент прочности продольного и поперечного сварных стыков	φ, $\varphi_и$
Коэффициент перегрузки	$k_п$
Прибавка для компенсации минусового допуска, см	c_1
Прибавка для компенсации коррозии и эрозии, см	c_2

Приложение 5

Перечень нормативно-технической документации, рекомендуемой для контроля состояния трубопроводов пара и горячей воды

ПБ-03-75-94	Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. Положение о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности у руководящих работников и специалистов предприятий, организаций и объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России. Правила аттестации специалистов по неразрушающему контролю.
ГОСТ 7512-82	Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.
ГОСТ 14782-86	Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.
ГОСТ 1497-84	Металлы. Методы испытаний на растяжение.
ГОСТ 6996-66	Сварные соединения. Методы определения механических свойств.
ГОСТ 9454-78	Металлы. Методы испытаний на ударный изгиб при пониженной, комнатной и повышенной температуре.
ГОСТ 22761-77	Металлы и сплавы. Методы измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия.
ГОСТ 22762-77	Металлы и сплавы. Методы измерения твердости на пределе текучести вдавливанием шара.
ГОСТ 12.2.085-82	Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности.
ГОСТ 13765-86	Пружины винтовые цилиндрические сжатия и растяжения из стали круглого сечения. Обозначение параметров. Методика определения размеров.
ГОСТ 17410-78	Контроль неразрушающий. Трубы металлические бесшовные цилиндрические. Методы ультразвуковой дефектоскопии.

ГОСТ 28702-90	Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования.
ГОСТ 3845-75	Трубы металлические. Метод испытания гидравлическим давлением.
ГОСТ 26656-85	Техническая диагностика. Контролепригодность. Общие требования.
ГОСТ 27518-87	Диагностирование изделий. Общие требования.
ОСТ 108.031.08-85 ÷ ÷ ОСТ 108.031.10-85	Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность.
РД 34.10.068-91	Соединения сварные оборудования тепловых электростанций. Радиографический контроль.
РД 34.17.302-97	Основные положения по ультразвуковой дефектоскопии сварных соединений котлоагрегатов и трубопроводов тепловых электростанций. ОП №501 ЦД-97
РД 09-102-95	Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России.
РД 10-49-94	Методические указания по выдаче специальных разрешений (лицензий) на виды деятельности, связанные с обеспечением безопасности при эксплуатации объектов котлонадзора и подъемных сооружений.
РД 03-29-93	Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды.
РД 10-109-96	Методические указания по составлению паспортов трубопроводов IV категории.
РД 10-16-92	Методические указания по обследованию предприятий, эксплуатирующих паровые водогрейные котлы, сосуды, работающие под давлением, трубопроводы пара и горячей воды.
РД 34.10.130-96	Инструкция по визуальному и измерительному контролю.

РД 34.15.027-93	Сварка, термообработка и контроль трубных систем, котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте оборудования электростанций РТМ-1с-93.
РД 2730.940.102-92	Котлы паровые и водогрейные, трубопроводы пара и горячей воды. Сварные соединения. Общие требования.
РД 2730.940.103-92	Котлы паровые и водогрейные, трубопроводы пара и горячей воды. Сварные соединения. Контроль качества.
РД 34.17.435-95	Методические указания о техническом диагностировании котлов с рабочим давлением до 4,0 МПа (40 кгс/см^2).
РД 34.17.439-96	Методические указания по техническому диагностированию и продлению срока службы сосудов, работающих под давлением.
РД 34.17.310-96	Сварка, термообработка и контроль при ремонте сварных соединений трубных систем, котлов и паропроводов в период эксплуатации.
РД 34.15.027-93	Сварка, термообработка и контроль трубных систем, котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте оборудования электростанций.
РТМ 24.038.08-72	Расчет трубопроводов энергетических установок на прочность.

Нормативное производственно-практическое издание

Методические указания
по экспертному обследованию трубопроводов пара и горячей воды IV категории, поднадзорных Госгортехнадзору России
РД РОСЭК-05-014-98

Редактор *О.М. Горина*
Технический редактор *З.Н. Ратникова*
Корректор *В.В. Сомова*

ЛР № 020528 от 05.06.97

Подписано в печать 25.06.99 Формат 60×84 1/16
Усл. печ. л. 2,0 Уч.-изд. л. 1,6 Тираж 200 экз. Заказ

Издательство МЭИ, 111250, Москва, Красноказарменная, д.14

gost.e-ecolog.ru

типографии ЦНИИ «Электроника», 117415, Москва, просп. Вернадского, д. 39