

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

**РД РОСЭК-05-014-98**

**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

## 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
<i>Приложение 1. Типовая программа экспертного обследования трубопроводов пара и горячей воды. . . . .</i>	<i>20</i>
<i>Приложение 2. Методика расчета трубопроводов IV категории на статическую прочность. . . . .</i>	<i>23</i>

---

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

<i>Приложение 3.</i> Методика расчета трубопроводов IV категории при малоцикловых нагрузках . . . . .	26
<i>Приложение 4.</i> Термины, используемые в методике расчета, и их условные обозначения . . . . .	30
<i>Приложение 5.</i> 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 отсутствующую

щих на схеме геометрических размеров (радиусовгиба, 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, эрозийные 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  $\alpha$  определяется по формуле

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

где  $D_{\text{н}}^{\text{max}}$  и  $D_{\text{н}}^{\text{min}}$  — максимальный и минимальный наружные диаметры трубы, измеряемые в сечении, равноотстоящем от начала и конца криволинейного участкагиба.

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 гibaх, 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  $100 \times 150$  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  $25 \text{ Дж/см}^2$  ( $2,5 \text{ кгс} \cdot \text{м/см}^2$ ).

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 колес 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 ( $5 \text{ кгс/см}^2$ ) — не более, чем на 0,05 МПа ( $0,5 \text{ кгс/см}^2$ ).

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 ( $2 \text{ кгс/см}^2$ ). 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 допустимое 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 малоциклового усталости, остаточный ресурс работы определяется разницей между допустимым 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 тросов 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 заземлений 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).**

### 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  $k_{\text{п}}$ .

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  $t_{\text{р}}$  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 заземленных сечений (эти смещения вызываются температурным расширением корпуса оборудования).

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

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

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

Приведенное напряжение от внутреннего давления вычисляется по формуле

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{p(D_n - (s - c_1))}{2\varphi(s - c_1)}. \quad (2)$$

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

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

$$\tau = \frac{k_n M_z}{2W}.$$

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

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

$$F = \pi s (D_n - s).$$

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

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

$$\sigma_{\text{эф}} = k_n \frac{\Omega}{\psi} \sqrt{\frac{M_x^2 + M_y^2}{W}}. \quad (5)$$

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

При  $\lambda \geq 0,05$  значение  $\Omega$  можно рассчитать также по формуле

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

Коэффициент перегрузки  $k_n$  должен быть не менее 1,4. Конкретное значение коэффициента  $k_n$  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  $k_n = 1,2$ .

Подсчитанное выше эффективное напряжение для низкотемпературных трубопроводов должно удовлетворять условию

$$\sigma_{эф} \leq 1,5 \sigma_{доп} \quad (7)$$

Допускаемое напряжение  $\sigma_{доп}$  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  $\sigma_{доп}$  принимаются по черт. 20 и 21 или табл. 5 и 6 РТМ 24.038.08-72 с уменьшением на 30 %.

### 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  $k_{II}$ .

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

Рабочая температура стенки участка трубопровода  $t_p$  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.  $t_n = t_p - t_x$ .

Значение коэффициента линейного расширения металла принимается в зависимости от рабочей температуры  $t_p$ .

Расчет производится при модулях упругости материала, соответствующих температуре холодного состояния трубопровода ( $t_x$ ).

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  $\sigma_{y \max}^3$  (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

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

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

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{p(D_n - (s - c_1))}{2\varphi(s - c_1)}. \quad (2)$$

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

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

$$\tau = \frac{k_n M_z}{2W}.$$

Коэффициент прочности поперечного сечения сварного стыка при изгибе  $\varphi_n$  принимается по табл. 4 РТМ 24.038-72.

Для криволинейных труб (при любом значении  $\lambda$ ) вычисления производятся по следующим зависимостям:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{y \max}^3 &= \frac{1}{W} \sqrt{(|k_n^* M_x + 2M_y| \gamma_m + |k_n M_y| \beta_m + W\sigma_{\text{пр}})^2 + (2k_n M_z)^2}; \\ \sigma_{y \max}^3 &= \frac{1}{W} \sqrt{(|k_n^* M_x + 2M_y| \beta_m + |k_n M_y| \gamma_m + W\sigma_{\text{пр}})^2 + (2k_n M_z)^2}; \\ \sigma_{y \max}^3 &= \frac{1}{W} \sqrt{(|k_n^* M_x + 2M_y| \gamma_m + 2W\sigma_{\text{пр}})^2 + (2k_n M_z)^2}; \\ \sigma_{y \max}^3 &= \frac{1}{W} \sqrt{(|k_n M_y| \gamma_m + 2W\sigma_{\text{пр}})^2 + (2k_n M_z)^2}. \end{aligned} \right\} (4)$$

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

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

в остальных случаях  $k_n^* = k_n$ .

Величина МЭ определяется из соотношения

$$M_y = -pW \frac{R}{r} \frac{D_n}{s} \frac{\alpha}{100}. \quad (6)$$

Коэффициент  $\gamma_m$  определяется по черт. 17 РТМ 24.038-72,  $\beta_m$  — 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:

$$\frac{1}{2} \sigma_{y \max}^3 \leq [\sigma_a]. \quad (7)$$

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

$t_p$  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 %.

**Термины, используемые в методике расчета,  
и их условные обозначения**

Номинальный наружный диаметр поперечного сечения трубы, см	$D_n$
Номинальная толщина стенки трубы, см	$S$
Средний радиус поперечного сечения трубы, см	$r = (D_n - s) / 2$
Радиус оси криволинейной трубы, см	$R$
Овальность поперечного сечения трубы, %	$\alpha$
Площадь поперечного сечения трубы, см <sup>2</sup>	$F$
Момент сопротивления трубы изгибу, см <sup>3</sup>	$W$
Безразмерный геометрический параметр	$\lambda = (R \times s) / r^2$
Рабочая температура стенки участка трубопровода, °С	$t_p$
Температура стенки в холодном состоянии, °С	$t_x$
Температура нагрева участка трубопровода, °С	$t_n = t_p - t_x$
Рабочее давление в трубопроводе, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	$p$
Изгибающие и крутящие моменты в сечении трубопровода, Н · м (кгс · см)	$M_x, M_y, M_z$
Эквивалентный момент, Н · м (кгс · см)	$M_3$
Осевая сила в сечении трубопровода, возникающая под действием весовой нагрузки и самокомпенсации температурных расширений, Н (кгс)	$N_z$
Безразмерный параметр внутреннего давления	$\omega = 1,82 \frac{p}{E_p} \frac{R^2}{Sr}$
Модуль упругости материала, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	$E$
Модуль упругости материала при рабочей температуре, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	$E_p$
Модуль упругости материала в холодном состоянии, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	$E_x$

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	$\gamma_m$
Коэффициент интенсификации изгибных продольных напряжений в криволинейной трубе	$\beta_m$
Приведенное напряжение в стенке трубы от действия внутреннего давления, МПа ( $\text{кгс/см}^2$ )	$\sigma_{\text{пр}}$
Продольное напряжение от изгибающего момента и осевой силы, МПа ( $\text{кгс/см}^2$ )	$\sigma_{zMN}, \bar{\sigma}_{zMN}$
Допускаемое напряжение при расчете трубопровода только на действие давления, МПа ( $\text{кгс/см}^2$ )	$\sigma_{\text{доп}}$
Допустимая амплитуда напряжений, МПа ( $\text{кгс/см}^2$ )	$\sigma_a$
Напряжение кручения, МПа ( $\text{кгс/см}^2$ )	$\tau$
Эквивалентное максимальное условное напряжение цикла	$\sigma_{y\text{max}}^3$
Эффективное напряжение в поперечном сечении трубы, МПа ( $\text{кгс/см}^2$ )	$\sigma_{\text{эф}}$
Коэффициент прочности продольного и поперечного сварных стыков	$\varphi, \varphi_n$
Коэффициент перегрузки	$k_{\text{п}}$
Прибавка для компенсации минусового допуска, см	$c_1$
Прибавка для компенсации коррозии и эрозии, см	$c_2$



**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 ( $40 \text{ кгс/см}^2$ ).
- 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

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