

Рекомендации по контролю технического состояния трубопроводов тепловых сетей методом акустической томографии СО 153-34.0-20.673-2009

Рекомендации по контролю технического состояния трубопроводов тепловых сетей методом акустической томографии СО 153-34.0-20.673-2009

Москва 2010

Автор: Е.В.Самойлов, к.т.н.

Согласовано Директором Сводного департамента государственной энергетической политики
Министерство энергетики Российской Федерации
Михайловым С.А.

Согласовано Министерство природный ресурсов и Экологии РФ
[Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору](#)
[Письмо-согласование №09-02-51/4585 от 04.12.09](#)

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: тепловая сеть, трубопровод, коррозия, напряжения в металле, аварийно-опасность, акустическая томография, остаточный рабочий ресурс.

РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО КОНТРОЛЮ ТЕХНИЧЕСКОГО
СОСТОЯНИЯ
ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ
СЕТЕЙ
МЕТОДОМ АКУСТИЧЕСКОЙ
ТОМОГРАФИИ

Введены взамен
РД 153-34.0-20.673-2005

«Рекомендации по контролю технического состояния трубопроводов тепловых сетей методом акустической томографии» (далее – Рекомендации) устанавливают основные требования к:

- организации проведения технического диагностику действующих трубопроводов тепловых сетей методом акустической томографии (АТ);
- порядку принятия решения о допустимости дальнейшей эксплуатации трубопровода или необходимости проведения капитальных ремонтных работ (перекладка);
- порядку определения возможности проведения профилактических ремонтных работ в локальных местах для продления рабочего ресурса трубопровода;
- правилам определения остаточного ресурса трубопровода;
- порядку проведения тестового контроля при вводе трубопровода в эксплуатацию после осуществления аварийных ремонтных работ (устранение течи) капитального ремонта (перекладки).

Настоящие Рекомендации распространяется на все трубопроводы тепловых сетей (теплопроводы), кроме трубопроводов с ППУ-изоляция, наземной и подземной

прокладки условным проходом более 80 мм, находящиеся в эксплуатационном режиме, с давлением более 0,25 МПа и различными температурами теплоносителя, а также имеющие различный срок эксплуатации.

Рекомендации разработаны с целью оказания методической помощи теплоэнергетическим предприятиям системы жилищно-коммунального хозяйства, эксплуатирующим системы транспорта и распределения тепловой энергии (тепловые сети), а также организациям, осуществляющим ремонт тепловых сетей.

Рекомендации направлены на повышение эксплуатационной надежности систем теплоснабжения, включая продление срока службы действующих теплопроводов.

Рекомендации разработаны в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» [1] (утверждены приказом Минэнерго России 24.03.2003 № 115 и зарегистрированы Минюстом России 02.04.2003, рег. № 4358), «Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» [2] (утверждены постановлением Госгортехнадзора России 11.06.2003 № 90, зарегистрированы Минюстом России 18.06.2003, рег. № 4719), ГОСТ, СНиП и других нормативно-технических документов (НТД), приведенных в приложении Ж, определяющих методы ремонта и порядок организации работ.

При разработке Рекомендаций учтены современные научно-технические достижения и производственный опыт организаций эксплуатации тепловых сетей (ОЭТС).

Рекомендации предназначены для применения организациями, осуществляющими эксплуатацию тепловых сетей (систем транспорта и распределения тепловой энергии), независимо от организационно-правовой формы, имеющими тепловые сети в собственности или на иных законных основаниях, а также организациями, осуществляющими контроль за техническим состоянием трубопроводов тепловых сетей. С выходом настоящих рекомендаций утрачивают силу «Методические рекомендации по техническому диагностированию трубопроводов тепловых сетей с использованием акустического метода: РД 153-34.0-20.673-2005».

Содержание

1	<u>Введение</u>
2	<u>Экспертная оценка технического состояния трубопроводов</u>
3	<u>Диагностика методом акустической томографии.</u> <u>Общие положения</u>
4	<u>Организация проведения акустической томографии</u>
5	<u>Организация и проведение работ на участке трубопровода.</u> <u>Этап 1</u>
6	<u>Обработка и представление результатов акустической томографии. Этап 2</u>
7	<u>Анализ и оценка текущего технического состояния трубопровода</u> ..
8	<u>Выявление факторов интенсификации наружной коррозии</u>
9	<u>Расчет времени наработки до предельного состояния (ВНПС) трубопровода</u>
10	<u>Оформление результатов АТ</u>
11	<u>Плановые работы по диагностике</u>
12	<u>Диагностика при авариях (течеискание)</u>
13	<u>Повторная диагностика. Корректировка значения ВНПС</u>
14	<u>Тестовые работы</u>
15	<u>Вскрытие трассы трубопровода (шурфовка)</u>

1. ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводы тепловых сетей являются частью систем теплоснабжения, способность которых обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения) оценивается по техническому состоянию труб.

В процессе эксплуатации под воздействием различных факторов, основным из которых является внешняя и внутренняя коррозия металла труб, происходит изменение технических параметров трубопровода (например, уменьшение толщины стенки трубы), что приводит к снижению показателей надежности эксплуатации. При достижении определенного в нормативных документах [1] значения, считается, что трубопровод не соответствует требованиям надежной эксплуатации (неработоспособное состояние) и требуется проведение капитальных ремонтных работ (перекладки).

Задачей организаций эксплуатации трубопроводов является своевременное выявление участков трубопроводов, находящихся в неработоспособном состоянии, и проведение различного вида ремонтных работ.

Ремонтные работы подразделяются на локальные (ремонтируемый объект), осуществляемые на единичных интервалах длиной до 10-20м с целью продления рабочего ресурса трубопровода, и капитальные (неремонтируемый объект), включающие перекладку труб на значительном по протяженности участке.

С целью обеспечения безаварийной эксплуатации трубопроводов осуществляется их техническое освидетельствование (диагностика), периодичность которых устанавливается Правилами [1]. В процессе диагностики определяется текущее техническое состояние трубопровода на основании действующих критериев [1,3].

В соответствии с РД 153-34.0-20.522-99 [3], при обнаружении утонения стенки трубы более чем на 20% от проектной толщины, для принятия решения о допустимости дальнейшей эксплуатации трубопровода, необходимо осуществить расчет на прочность для выявления зон повышенных механических напряжений. На основании полученных результатов делается заключение о допустимости дальнейшей эксплуатации или необходимости проведения ремонтных работ. Для участков трубопроводов, для которых, по результатам технического освидетельствования (диагностики), допускается дальнейшая эксплуатация, необходимо определить временной интервал этой эксплуатации, т.е. остаточный ресурс.

Применительно к трубопроводам тепловых сетей, в настоящее время, известны следующие методы диагностики, которые осуществляются без вскрытия теплотрассы:

- Оценки напряжений по остаточной магнитной памяти металлов [4];
- Метод магнитной томографии [5];
- Метод акустической эмиссии [6];
- Метод акустической томографии.

Метод акустической томографии (АТ) основывается на известном физическом явлении эмиссии (излучении) сигналов зонами (интервалами) повышенных напряжений. К таким зонам относятся также и интервалы, на которых имеется утонение стенки трубы за счет коррозии (внутренней и внешней). Исследования на стенде и на действующих трубопроводах показали, что дефекты размером в поперечнике несколько десятков сантиметров и более излучают сигналы в диапазоне частот от 300 до 5000 Гц - акустический диапазон. Таким образом, данный способ относится к методам акустической эмиссии.

С помощью спектрального анализа указанный способ позволяет выделить относительно слабые сигналы эмиссии на фоне значительной шумленности. С помощью корреляционного анализа осуществляется определение местоположения источника излучения (дефекта) и по значению функции взаимной корреляции производится оценка уровня напряжений. Таким образом, по используемым операциям выделения и анализа сигналов указанный способ относится к корреляционным методам диагностики.

Представление результатов акустической томографии (АТ) (уровня напряжений) осуществляется через параметр «поток отказов» [8], нормативные значения для которого получены на основании статистического анализа данных по авариям на ранее продиагностированных участках.

Для принятия решения о допустимости дальнейшей эксплуатации или необходимости проведения ремонтных работ (предельное состояние) используются специальные критерии. Эти критерии разработаны на основании статистического анализа результатов акустической томографии и данных, которые были получены методами неразрушающего контроля [9], [10], [11] для участков трубопроводов тепловой сети, относящихся к неремонтируемому объекту и требующих проведения капитального ремонта (перекладки).

Таким образом, осуществляя техническое освидетельствование трубопроводов с помощью диагностики трубопроводов тепловых сетей АТ-методом, организация ответственная за их эксплуатацию получает информацию о текущем состоянии трубопроводов на каждом конкретном участке и заключение:

- о допустимости дальней эксплуатации - работоспособное или неработоспособное состояние;
- о целесообразности проведения ремонтных работ - ремонтируемый или неремонтируемый объект.

Одним из требований условий энергоэффективной эксплуатации действующих трубопроводов является определение их остаточного ресурса, т.е суммарной наработки объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние. По Техническому заданию Московского комитета по науке и технологиям

были проведены исследования динамики изменения во времени показателя технического состояния трубопровода (коэффициента аварийно-опасности), используемого в АТ-методе. Это позволило разработать методику для количественного прогноза процесса «старения» труб и расчета параметра «время наработки до предельного состояния (ВНПС)».

По всем элементам АТ-метода проведены исследования в части точности и достоверности получаемых результатов. Эти работы проведены путем сопоставления данных по диагностики с фактическим состоянием трубопроводов, полученных при вскрытии теплотрасс:

		Точность определения
местоположения дефектов:		
- в режиме обнаружения течи		- 1% от базы постановки датчиков;
- в режиме обнаружения дефектов		- 2,5% от базы постановки датчиков
		Достоверность определения типа
дефекта	- 80%.	

2 ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

2.1 Экспертная оценка (ЭО) технического состояния действующих, находящихся в эксплуатации трубопроводов тепловых сетей на участке, проводится с целью определения текущего фактического состояния трубопроводов и оценки степени надежности системы для принятия решения о возможности дальнейшей эксплуатации или необходимости проведения локального или капитального ремонта.

2.2 Экспертная оценка производится на основании проведения комплексной диагностики технического состояния трубопроводов тепловых сетей. Под термином комплексная диагностика понимается весь комплекс мероприятий по оценке технического состояния трубопроводов. ЭО включает в себя (в зависимости от наличия в структуре организации, осуществляющей эксплуатацию тепловых сетей, собственной службы технической диагностики и её технического оснащения соответствующим диагностическим оборудованием, или с привлечением организаций, имеющих соответствующее оборудование и опыт проведения диагностических обследований трубопроводов):

- постоянный мониторинг технического состояния теплотрасс,
- ведение, аналитическая и статистическая обработка базы данных по имеющимся отказам и аварийным ситуациям с широким применением компьютерной техники и существующего программного обеспечения в виде геоинформационных систем и электронных моделей схем теплоснабжения.

2.3 Основанием для проведения ЭО является заключения, полученные на основании анализа данных, предусмотренного ПБ-03-246-98 [9], включающем:

- срок эксплуатации трубопровода;
- данные технического паспорта на трубопровод, учитывающие способ прокладки, тип теплоизоляции; факторы, оказывающие отрицательное воздействие на срок службы трубопровода (наличие грунтовых вод, соседствующих магистралей городской инфраструктуры, электрохимзащиты трубопровода, маршрутов электрического транспорта и т.д.);
- сведения об имевших место авариях;
- результаты визуального и инструментального контроля в точках доступа и местах вскрытия теплотрассы (шурфовка);
- проведение (при наличии технической возможности) аэрофотосъёмки местности с применением тепловизионного оборудования с целью обнаружения утечек тепла и оценки технического состояния теплоизоляции теплопровода;
- проведение обследований протяжённых участков трубопроводов с применением приборов и методов неразрушающего контроля с целью локализации критических с точки зрения аварийной опасности участков трубопроводов, с использованием приборного парка собственной службы диагностики или привлечённых организаций.

2.4 Результаты ЭО оформляются в виде Технического заключения на каждый участок трубопроводов тепловых сетей.

2.5 Для конкретизации далее рассмотрен вариант ЭО на основании проведения обследований технического состояния трубопроводов методом акустической томографии (АТ).

2.6 Работы по диагностике с использованием метода АТ подразделяются на:

- плановые (см. раздел 11 настоящих Рекомендаций);
- аварийные (см. раздел 12 настоящих Рекомендаций);
- тестовые (см. раздел 13 настоящих Рекомендаций).

3. ДИАГНОСТИКА МЕТОДОМ АКУСТИЧЕСКОЙ ТОМОГРАФИИ.

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

3.1 Диагностика по методу акустической томографии (АТ) проводится на трубопроводах водяной тепловой сети надземной и подземной (канальной и бесканальной) прокладки, находящихся в эксплуатационном режиме (обязательное

наличие циркуляции теплоносителя, давление - более 0,25 МПа):

- протяженностью единичного интервала теплопровода от 40 до 200 м;
- с условным проходом труб (Ду) более 80 мм.

3.2 Целями проведения АТ являются:

- выявление дефектов или наличия течи в основном металле теплопровода (трубы);
- определение местоположения дефектов или течи;
- классификация дефектов по степени опасности.

3.3 К числу дефектов, выявляемых АТ, относятся интервалы повышенных напряжений, обусловленные:

- утонением стенки трубы за счет наружной и внутренней коррозии;
- разрушением конструктивных элементов теплопровода (мертвых и скользящих опор, обрушение плит перекрытий и др.);
- нарушениями технических решений проектов прокладки теплопроводов при проведении строительно-монтажных и ремонтных работ;
- недостатком самокомпенсации труб при термическом воздействии и др. причинами.

3.4 Конкретизация причины, вызвавшей появление интервалов повышенных напряжений (дефектов), выявленных по результатам АТ, осуществляется при вскрытии трассы теплопровода (шурфовка) [10] и проведения визуального и инструментального контроля.

3.5 Условия и порядок проведения работ при вскрытии трассы теплопровода даны в разделе 15 настоящих Рекомендаций.

3.6 Настоящий метод АТ в сочетании с анализом причин повышения напряжений в металле труб может быть использован, как комплексный метод диагностики технического состояния теплопроводов тепловых сетей, позволяющий выявить причины, понижающие надежность эксплуатации теплопроводов, а также более объективно определить объемы и сроки проведения различных типов ремонтных работ.

3.7 Настоящий метод АТ позволяет:

- выявить участки теплопроводов, имеющие протяженные коррозионные повреждения и требующие вывода из эксплуатации;
- выявить участки теплопроводов, имеющие ограниченный срок эксплуатации и определить очередность их капитального ремонта;
- на участках теплопроводов, находящихся в удовлетворительном состоянии, выявить интервалы с повышенным уровнем напряжений для проведения профилактических

ремонтных работ с целью предупреждения образования течей.

3.8 Настоящий метод АТ включает:

- Анализ проектной и технической документации по прокладке трубопроводов, сведений по имевшимся повреждениям труб, проводившимся ремонтным работам и заменам труб.
- Акустический измерительный контроль с последующей компьютерной обработкой по специальной программе записанных акустических сигналов для определения мест расположения дефектов и их уровня.
- Визуальный и измерительный контроль [11], [13] в точках доступа к теплопроводам в объеме, необходимом для оценки времени наработки до предельного состояния (ВНПС) по данным Рекомендациям (см. п. 5.10.1):
 - электрические измерения разности потенциалов между трубой и грунтом (потенциал «труба - земля») для выявления согласно [14] интервалов теплопроводов, находящихся в зоне опасного влияния блуждающих токов, и определения основных критериев опасности наружной коррозии;
 - выявление подтоплений, заиливаний, осыпей грунта и других факторов интенсификации процесса наружной коррозии.

4 ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОВЕДЕНИЯ АКУСТИЧЕСКОЙ ТОМОГРАФИИ

4.1 Организация проведения АТ возлагается на руководство ОЭТС.

4.2 АТ должны выполнять организация (предприятие), имеющие разрешение (лицензию органов Госгортехнадзора России) на проведение технологического инжинеринга (обследование инженерных коммуникаций; разработка рекомендаций и заключений по материалам технических отчетов обследований) в соответствии с РД 10-49-94 [15].

4.3 Указанная организация должна иметь соответствующие приборы и оборудование для проведения АТ (Приложение Б), лицензионные копии программного обеспечения.

4.4 При необходимости для проведения АТ следует привлекать специализированные организации.

4.5 Персонал, проводящий АТ, должен пройти подготовку по овладению навыками проведения диагностики трубопроводов АТ-методом.

4.6 Допускается проведения работ по АТ этапа 1 (см. раздел 5 настоящих Рекомендации) персоналом ОЭТС при наличии соответствующего оборудования (Приложение Б).

4.7 Аппаратура для АТ должна быть аттестована, иметь паспорт, комплект документации и пройти проверку в установленные сроки.

4.8 Для проведения АТ руководство ОЭТС должно предоставить следующую документацию и информацию (при условии наличия) об подлежащих диагностированию интервалах теплопроводов:

Техническая документация:

- эксплуатационная схема тепловых сетей с обозначением точек доступа, неподвижных опор, задвижек, ответвлений и т. д.;
- исполнительные чертежи плана и профиля трассы теплопровода (в случае их отсутствия - проект прокладки данного теплопровода);

Информация об эксплуатации теплопровода:

- год прокладки теплопровода (год последнего капитального ремонта);
- сроки и результаты технических освидетельствований теплопровода;
- повреждения за предшествующие АТ 2 - 3 года, причины их возникновения и проведенные ремонтные работы (местоположение, дата и вид);
- капитальный и текущие ремонты теплопровода (дата, объем);
- проводимые шурфовки и их результаты;
- данные об установке на теплопроводе или смежных коммуникациях станций катодной защиты (СКЗ) или других средств электрохимической защиты.

4.9 Работы по АТ осуществляются в два этапа:

I этап - проведение на трассе тепловой сети трассировки теплопровода, записи акустических сигналов шума тока воды по трубе, инструментального и визуального контролей в точках доступа к теплопроводу;

II этап - обработка и анализ результатов; выдача заключения о фактическом состоянии теплопровода; оценка ВНПС трубопровода.

5 ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ НА УЧАСТКЕ ТРУБОПРОВОДА.

ЭТАП 1

5.1 На трассе расположения трубопровода тепловой сети работы по АТ осуществляет бригада в составе 3-х человек (выездная бригада), имеющих навык работы с оборудованием для АТ.

5.2 Ответственность за правильность выполнения работ несет Бригадир.

5.3 Осуществляется анализ проектной и технической документации по диагностируемым участкам трубопроводов с целью:

- Определения мест доступа к трубам на участке трассы с планируемой организацией измерительных точек и разбивкой участка на единичные контролируемые интервалы.
- Определения объема работ в каждой измерительной точке по реальному месту прокладки трубопровода.
- Определения соответствия исполнительной документации реальной прокладке трубопровода.
- Получения информации о времени и виде прокладки трассы, примененных трубах.
- Получения информации о виде, месте и дате проведения ремонтных работ, включая замену труб, о причинах возникновения аварий на трубах.
- Получения информации об использовании на диагностируемых участках установок по защите от электрохимической коррозии.

5.4 Проводятся контроль фактического местоположения трубопровода и смежных коммуникаций с помощью трассопоискового комплекта (трассировка).

5.5 Осуществляются замеры расстояний: база постановки датчиков; между углами поворота; до смежных коммуникаций.

5.6 Дается краткая характеристика участка тепловой сети, на котором производится АТ.

5.7 Данные заносятся в опросные листы (типовая форма опросного листа приведена в приложении В).

5.8 В точках доступа, определенных в соответствии с п. 5.3. настоящих Рекомендаций, намечаются места размещения датчиков акустического регистратора.

5.9 В местах постановки датчиков осуществляется зачистка трубопровода от тепловой изоляции, гидроизоляции, коррозионных отложений размером 10x10 см.

5.10 В точках доступа осуществляется:

5.10.1 Визуальный и инструментальный контроль состояния трубопровода согласно РД 03-606-03 [11] в объеме, необходимом для выполнения оценки ВНПС по п. 5.10.1.

Контроль осуществляется в месте доступа и в зоне видимости в обе стороны по каналам теплопровода:

- ***контроль состояния наружной поверхности труб теплопровода:***

Контролируется наличие подтеков и отложений солей, образовавшихся в результате процесса упаривания попадающих на трубы вод.

выявление подтоплений, заиливания, осыпей грунта:

При визуальной оценке в зоне видимости подтопления и заиливания фиксируется их уровень - до или выше закладной детали подвижных (скользящих) опор; касание теплоизоляционных конструкций труб; превышение 1/3 диаметра трубопровода.

По аналогичным критериям оцениваются заиливание и осыпи грунта.

Производится классификация предполагаемых источников подтопления: грунтовые воды, поверхностные воды, водопроводная вода, сетевая вода.

выявление наличия блуждающих токов.

5.10.2 Осуществляются замеры электропотенциала на трубах согласно РД 153-34.0-20.518-2003 [14].

Измерения проводятся для определения склонности наружной поверхности труб к протеканию коррозионных процессов, в том числе и под действием блуждающих токов, с применением высокоомного вольтметра и медносульфатного неполяризуемого электрода сравнения.

При наличии на тепловых сетях контрольно-измерительных пунктов вольтметр подключается положительным зажимом к клемме, соединенной с теплопроводом, а отрицательным - к электроду сравнения.

При отсутствии специально оборудованных контрольно-измерительных пунктов осуществляется предварительная подготовка к замерам потенциала. На каждой трубе в месте установки датчиков акустических сигналов с помощью магнита, устанавливаемого на подготовленное место, и коммуникационного провода теплопровод соединяется с положительной клеммой вольтметра.

Электрод сравнения устанавливается в грунте (заиленный участок) на минимальном расстоянии от теплопровода (желательно на дне тепловой камеры (канала) между трубами). Пористое дно электрода должно по всей поверхности соприкасаться с грунтом. Если грунт сухой, то его перед началом измерений необходимо увлажнить.

При невозможности расположения электрода на дне тепловой камеры (канала) его устанавливают на поверхности земли над осью тепловой сети.

Электрод сравнения с помощью коммуникационного провода соединяется с отрицательной клеммой вольтметра.

Измерение потенциалов в каждой точке производится в течение 10 минут с интервалом между отсчетами 5 - 10 сек согласно РД 153-34.0-20.518-2003 [14].

При измерениях в зоне влияния блуждающих токов от трамвайных путей и электрифицированных железных дорог период измерения должен охватывать время прохождения в обе стороны электропоездов между двумя ближайшими к точке измерения станциями.

5.11 На диагностируемом участке трубопровода осуществляется регистрация акустических сигналов, распространяющихся по трубе (шум тока воды в трубе).

5.12 Регистрация акустических сигналов производится двумя широкополосными пьезоэлектрическими датчиками, устанавливаемыми на концах участка непосредственно на поверхность трубы (п.5.3 настоящих Рекомендаций). Сигналы от датчиков передаются в блок регистрации, где записываются на магнитный или иной носитель. Длительность единичной записи не менее 120 сек.

5.13 Запись сигналов осуществляется согласно инструкции по эксплуатации используемого устройства регистрации.

5.14 Результаты визуального и инструментального контроля заносятся в опросный лист. Пример опросного листа дан в Приложении В.

5.15 К заполнению опросных листов допускается бригадир выездной бригады, ответственность за правильность данных несет бригадир.

6 ОБРАБОТКА И ПРЕДСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

АКУСТИЧЕСКОЙ ТОМОГРАФИИ. ЭТАП 2

6.1 Обработка акустических сигналов по АТ-методу осуществляется на компьютере с помощью комплекта специальных программ «Диагностика» [17].

Примечание. Допускается использование более современных типов программ, разработанных авторским коллективом разработчиков метода АТ.

6.2 Обработку и анализ данных, полученных на этапе 1, осуществляет организация, имеющая лицензионные копии программ [17].

6.3 Обработку данных осуществляет оператор, владеющий навыками работы на ПК, сдавший квалификационный экзамен навыкам обработки сигналов акустической эмиссии и анализа результатов диагностики по АТ-методу и имеющий соответствующее удостоверение.

6.4 Для представления и анализа результатов АТ вводятся следующие термины и определения:

Термин	Определение
--------	-------------

Критический дефект	Показатель среднего уровня напряжений на интервале трубы, при котором поток отказов составляет 4-5 течь/п.км в год.
Докритический дефект	Показатель среднего уровня напряжений на интервале трубы, при котором поток отказов составляет 1,7-2 течь/п.км в год.
Удовлетворительное состояние	Показатель среднего уровня напряжений на интервале трубы, при котором поток отказов составляет 0,15-0,17 течь/п.км в год.
Коэффициент аварийно опасности	Расчетное (по результатам АТ) значение потока отказов на участке; течь/п.км в год

6.5 Для осуществления обработки и анализа данных АТ оператору предоставляется:

- Исполнительная документация на участок тепловой сети.
- Сведения о годе прокладки (последний капитальный ремонт).
- Сведения об авариях и проведенных ремонтных работах.
- Результаты визуального и инструментального контроля в виде заполненных опросных листов (см п.5.14 настоящих Рекомендаций).
- Результаты трассировки.
- Записи акустических сигналов: на магнитных носителях или в виде *.wav файлов в формате РСМ.

6.6 Обработка осуществляется на ПК с помощью комплекта специальных программ, включающего:

- программу обработки акустических сигналов «Диагностика» [17];
- программу построения схемы участка и нанесения дефектных интервалов;
- программу расчета коэффициентов аварийно опасности и ВНПС (см. раздел 9 настоящих Рекомендаций).

6.7 С помощью программы «Диагностика» [17] осуществляется обработка записей акустических сигналов.

6.8 Результаты обработки акустических сигналов представляются в виде графика значений функции взаимной корреляции сигналов (G) (в условных единицах) в зависимости от расстояния до одного из датчиков, который отражает местоположение источника акустической эмиссии и его энергию. Энергия источника эмиссии (дефекта)

связана с уровнем напряжений в точке эмиссии. Пример представления результатов обработки дан на рис.1.

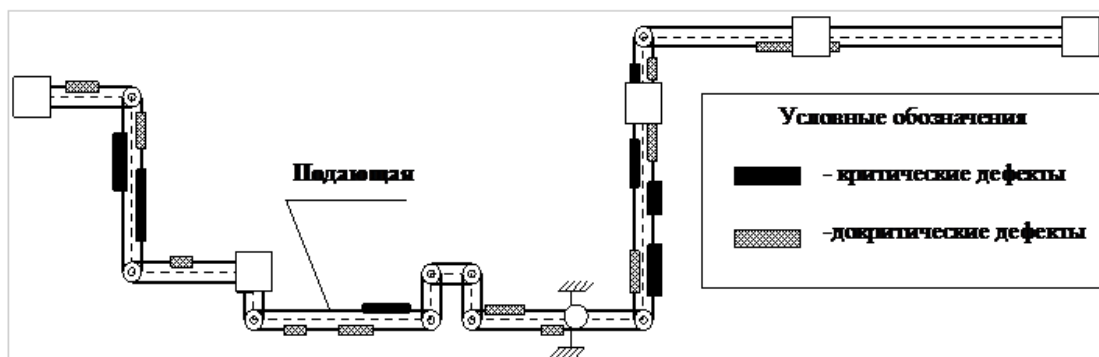


6.9 По минимальному значению усредненного значения энергии сигналов на единичных линейных интервалах расчета (желтая линия на Рис.1) определяется среднее значение уровня шума (G_0).

6.10 Оценка источников акустической эмиссии и классификация дефектов производится по значению функции корреляции (G_i) в каждой точке по длине трубопровода:

- $G_i < 1,3 G_0$ удовлетворительное состояние
- $1,3 G_0 < G_i < 1,6 G_0$ докритический дефект
- $1,6 G_0 < G_i < 3,0 G_0$ критический дефект
- $G_i > 3,0 G_0$ авария

6.11 Результаты акустической диагностики представляются на схеме участка. Пример представления результатов дан на рис.2.



6.12 Производится оценка достоверности полученных в ходе обработки

акустических сигналов по следующим характерным признакам:

- выявление мест ремонта трубы;
- влияние на характер распределения напряжений смежных коммуникаций и углов поворота.

6.13 При совпадении достоверности результатов АТ более чем по 70% интервалов с характерными признаками результаты обработки по АТ-методу считаются достоверными в целом.

7 АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ТЕКУЩЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА

7.1 Анализ и оценка технического состояния трубопровода проводится по результатам обработки информации, получаемой в процессе АТ.

7.2 Оценка источников акустической эмиссии и классификация дефектов по степени опасности проводят согласно критериям (см п.6.4 настоящих Методических указаний).

7.3 Анализируется результат обработки записи акустических сигналов.

7.4 При наличии в конкретной точке трубопровода сигнала уровня «Авария», делается заключение о наличии течи на трубе или недопустимого (чрезвычайно опасного) уровня напряжений. В этом случае:

- Дальнейший анализ и оценка не проводятся.
- Информация предоставляется руководителю организации эксплуатации тепловой сети для проведения ремонтных работ.

7.5 Для оценки используются критерии степени опасности дефектов, представленные через параметр поток отказов (см. п. 6.4 настоящий Методических указаний):

- | | | |
|------------------------|---|-----------------------|
| • Критический дефект | - | 4 течей/п.км в год |
| • Докритический дефект | - | 1.7 течей/п.км в год |
| • Удовлетворительное | - | 0.17 течей/п.км в год |

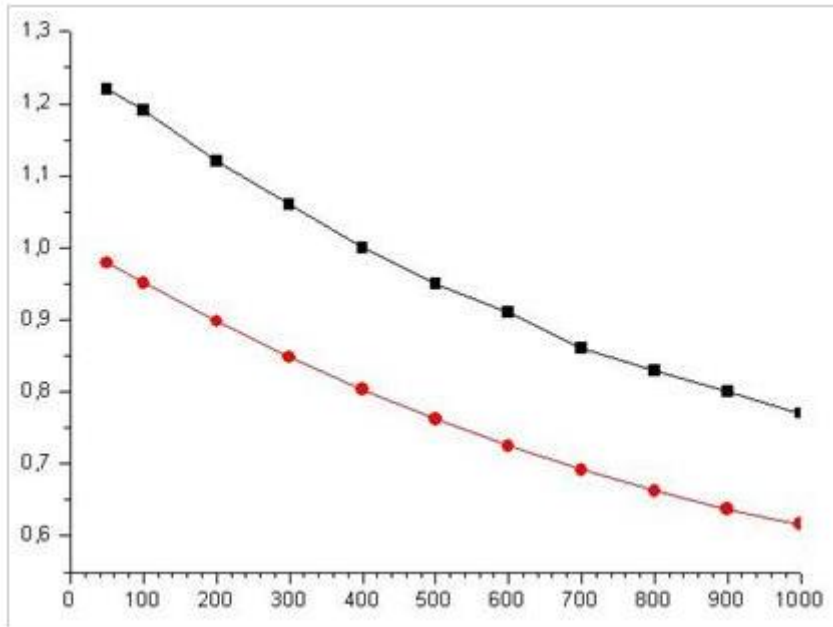
7.6 Для каждой трубы на участке рассчитывается коэффициент аварийно опасности (I) по формуле:

$$I = (4 * L_k + 1,7 * L_{dk} + 0,15 * (L - L_k - L_{dk})) / L, \quad (7.1)$$

где: L - длина участка:

L_k и L_{dk} - сумма длин интервалов с критическими и докритическими дефектами соответственно.

7.7 Критерием для оценки предельного состояния трубопровода является сравнение значения указанного коэффициента аварийно опасности (I) с пороговым значением (I_k), которое представлено на графике зависимости на рис.3.



7.8 Вводятся следующие термины и определения для описания технического состояния трубы:

Группа	Термин	Критерий	Описание, заключение, рекомендации
1	Предельное состояние (см. Приложение А)	$I > I_k$	Опасность образования течей, локальный ремонт нерационален по экономическому критерию. Рекомендуется перекладка
	Ремонтопригодное состояние	$0,8I_k < I < I_k$	Допускается дальнейшая эксплуатация в течение 1-2-х лет. Допустимо рассмотрение возможности проведения профилактических ремонтных работ на отдельных интервалах.
3	Работоспособное	$I < 0,8I_k$	Допускается дальнейшая эксплуатация трубопровода.

	состояние		Допустимо рассмотрение возможности проведения профилактических ремонтных работ на отдельных интервалах.
--	-----------	--	--

7.9 Делается заключение о текущем техническом состоянии трубопровода в соответствии с терминами (п. 7.8).

7.10 Для трубопроводов 2 и 3 групп осуществляется расчет ВНПС (см. раздел 9 настоящих Рекомендаций).

По совокупности участков, на которых проведена АТ, определяются трубопроводы, находящиеся в предельном состоянии (группа 1) и требующие проведения капитального ремонта.

7.11 Для трубопроводов групп 1,2,3 на основании характера распределения интервалов с критическими и прилегающими докритическими дефектами, дается заключение и даются рекомендации о проведении профилактических ремонтных работ с целью продления рабочего ресурса.

8 ВЫЯВЛЕНИЕ ФАКТОРОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НАРУЖНОЙ КОРРОЗИИ

8.1 Выявление факторов интенсификации (критериев опасности) наружной коррозии подземных трубопроводов тепловых сетей производится в соответствии с РД 153-34.0-20.518-2003 [14].

8.2 Критерии опасности наружной коррозии трубопроводов обусловлены способом их прокладки, конструктивными особенностями и условиями эксплуатации, которые определяются на основании фактических данных о коррозионном состоянии труб, состоянии конструктивных элементов (каналов), полученных при периодических осмотрах, техническом освидетельствовании в соответствии с РД 153-34.0-20.522-99 [3] и РД 153-34.0-20.507-98 [18], а также при проведении работ по диагностике трубопроводов АТ-методом.

8.3 Для трубопроводов тепловых сетей бесканальной прокладки критериями опасности коррозии являются:

- высокая коррозионная активность грунта;
- опасное влияние блуждающего постоянного тока;
- опасное влияние переменного тока.

8.4 Для трубопроводов тепловых сетей канальной прокладки критериями опасности коррозии являются:

- наличие воды в канале или занос канала грунтом, когда вода или грунт достигают теплоизоляционной конструкции или поверхности трубопровода;
- увлажнение теплоизоляционной конструкции влагой, достигающей поверхности труб: капельной с перекрытий канала или стекающей по щитовой опоре, а также попадающей в канал через неплотности перекрытий;
- при наличии воды или грунта в канале опасное влияние блуждающего постоянного тока или переменного тока увеличивает скорость коррозии наружной поверхности трубопроводов.

8.5 На основании данных визуального и инструментального контроля, полученных при проведении работ по диагностике (п.5.10 настоящих Рекомендаций) определяются следующие факторы интенсификации коррозии:

- «вода»;
- «блуждающие токи»;
- отсутствие факторов интенсификации коррозии.

8.6 Фактор интенсификации коррозии «вода» устанавливается при наличии критерия опасности согласно п. 5.10.1 настоящих Рекомендаций.

8.7 Фактор интенсификации коррозии «блуждающие токи» устанавливается при наличии:

- если разность минимального и максимального значения потенциала при замерах в одной точке замера превосходит 0,04 В [14];
- если разность значений потенциала при замерах в соседних точках доступа превосходит 0,1 В [14].

8.8 При наличии факторов интенсификации коррозии «вода» и «блуждающие токи» устанавливается фактор «блуждающие токи».

9 РАСЧЕТ ВРЕМЕНИ НАРАБОТКИ ДО ПРЕДЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ (ВНПС) ТРУБОПРОВОДА

9.1 Расчет время наработки до предельного состояния (ВНПС) осуществляется для трубопроводов 2 и 3 групп (п. 7.8 настоящих Рекомендаций).

9.2 Расчет осуществляется:

- при наличии данных о времени эксплуатации трубопровода;
- на основании результатов определения текущего технического состояния трубопровода АТ-методом, выраженного через значение коэффициента аварийно-опасности (п.7.6 настоящих Рекомендаций);
- при установленных факторах интенсификации коррозии (п. 8.5 настоящих Рекомендаций).

9.3 Расчет ВНПС осуществляется для трубы (подающей или обратной) имеющей наибольшее значение коэффициента аварийно-опасности.

9.4 ВНПС определяется по формуле:

$$t_{\text{ВНПС}} = \frac{t \cdot L_{\text{п}} \left(\frac{\lambda_{\infty} - \lambda_{\text{k}}}{\lambda_{\infty} - \lambda} \right)}{(B - A \cdot t)} \quad (9.1)$$

где: $t_{\text{ВНПС}}$ - время наработки до предельного состояния (ВНПС) (год);

λ_{∞} - предельное значение коэффициента аварийно-опасности;

λ_{k} - пороговое значение коэффициента аварийно-опасности (п. 7.7 настоящих Рекомендаций);

λ - значение коэффициента аварийно-опасности по результатам АТ диагностики;

A и B - коэффициенты;

t - время от начала эксплуатации трубопровода (последнего капитального ремонта) до момента проведения работ по диагностике АТ-методом.

9.5 Предельное значение коэффициента аварийно-опасности (λ_{∞}) устанавливается на основании значения условного прохода трубы (D_u) и приведено в табл. 9.1.

9.6 Значение коэффициента A устанавливается в зависимости от выявленных при АТ факторах интенсификации коррозии и приведено в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Ди	λ_{∞}	Значение коэффициента А		
		Фактор интенс. корр. - нет	Фактор интенс. корр. - «вода»	Фактор интенс. корр. - «блужд. токи»
80 - 200	1,5	0,14	0,21	0,26
250 - 400	1,4	0,07	0,13	0,16
500 - 1000	1,35	0,03	0,09	0,11

9.7 Значение коэффициента **В** рассчитывается по формуле:

$$B = \text{Ln} (1 - \lambda / \lambda_{\infty}) \quad (9.2)$$

10 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ АТ

10.1 Результаты АТ оформляются в форме Заключения о техническом состоянии трубопроводов тепловой сети на участке.

10.2 При проведении АТ группы трубопроводов, с целью сравнения их эксплуатационных параметров, Заключение выпускается на группу участков, объединенных в магистраль, разводящие сети квартала и т.п.

10.3 Техническое заключение состоит из разделов и включает:

10.3.1 Краткая техническая характеристика участка:

- точки доступа на концах участка;
- протяженность участка;
- условный проход труб на участке;
- наличие проектной и исполнительной документации;
- заключение о соответствии фактического плана прокладки предоставленной документации;

- тип прокладки;
- год прокладки (последнего капитального ремонта);
- информация о повреждениях и о проведенных ремонтных работах.

10.3.2 Результаты обработки акустических записей в виде отметок интервалов критических и докритических дефектов, отсчитываемых от одного из датчиков.

10.3.3 Результаты и анализ факторов интенсификации коррозии.

10.3.4 Заключение о фактическом техническом состоянии трубопровода должно содержать:

- значения коэффициентов аварийно-опасности для каждой из труб отдельно, полученные по результатам обработки данных АТ;
- величину порогового значения коэффициента аварийно-опасности для данного Ду трубопровода;
- вывод о возможности дальнейшей эксплуатации трубопровода на основании сравнения коэффициентов аварийно-опасности с предельным (п. 7.8 настоящих Рекомендаций);
- значение времени наработки до предельного состояния (ВНПС) (п. 9.4 настоящих Рекомендаций);
- результаты выявления факторов интенсификации коррозии (раздел 8.5 настоящих Рекомендаций).

10.3.5 Рекомендации по обслуживанию и ремонту с целью продления срока службы и обеспечения надежности эксплуатации теплопровода.

10.3.6 Схематическое представление результатов АТ (Приложение Г).

10.3.7 Пример Технического заключения на участок дан в Приложении Г.

10.3.8 Пример Технического заключения на магистраль дан в Приложении Д.

11 ПЛАНОВЫЕ РАБОТЫ ПО ДИАГНОСТИКЕ

11.1 Плановые работы по диагностике трубопроводов тепловых сетей АТ методом осуществляются с целью определения текущего технического состояния трубопроводов и оценки возможности их дальнейшей эксплуатации с расчетом время наработки до предельного состояния (ВНПС) и/или необходимости проведения различного вида ремонтных работ.

11.2 Периодичность проведения плановой диагностики определяется по результатам осуществленной диагностики трубопроводов АТ методом следующим образом.

Для трубопроводов Ду более 300:

- при отсутствии интервалов с дефектами критического уровня очередная диагностика осуществляется один раз в 3 года;
- при наличии дефектов критического уровня - через 1,5 года.

Для трубопроводов Ду менее 300:

- при отсутствии интервалов с дефектами критического уровня очередная диагностика осуществляется один раз в 2 года;
- при наличии дефектов критического уровня - через 1 год.

11.3 Плановые работы по диагностике трубопроводов АТ методом осуществляются в полном объеме согласно разделам 5-10 настоящих Рекомендаций.

12 ДИАГНОСТИКА ПРИ АВАРИЯХ (ТЕЧЕИСКАНИЕ)

12.1 Диагностика АТ методом при авариях (наличие истечения воды - течи) осуществляется с целью определения местоположения течи.

12.2 Сущность работ по диагностике АТ методом при авариях состоит в определении местоположения течи корреляционным методом, в связи с чем, кроме оборудования, приведенного в Приложении Б, допускается использование корреляционных течеискателей различных моделей.

12.3 О наличии течи на трубопроводе судят по уровню подпитки и внешним признакам (затопление тепловых и смотровых камер, подвалов домов и др.)

12.4 Перед проведением диагностики осуществляется анализ характера затопления точек доступа на теплотрассе, в частности, направление тока воды по дну канала, с целью конкретизации участка, имеющего течь.

12.5 При затоплении канала и трубы более чем на 1/3 от диаметра трубы воду необходимо откачать.

- 12.6 При наличии большого уровня подпитки допускается проведение диагностики при заглушенном на одном конце трубопроводе.
- 12.7 При наличии конкретизации участка с течью по внешним признакам диагностика осуществляется на данном участке.
- 12.8 При отсутствии конкретизации участка с течью диагностика осуществляется последовательно от участка к участку в направлении тока воды (от источника подпитки).
- 12.9 Диагностика (определение местоположения течи) осуществляется путем расстановки виброакустических датчиков в точках доступа, записи и обработки сигналов.
- 12.10 В точках доступа на трубе подготавливаются места для постановки датчиков согласно п. 5.8 настоящих Рекомендаций. Указанные места располагаются по горизонтальной образующей (3 часа).
- 12.11 Запись сигналов осуществляется в соответствии с п. 5.12 настоящих Рекомендаций.
- 12.12 Обработка записей осуществляется с использованием опции «Течь» программы «Диагностика» [17] или специальной программы «Течеискатель».
- 12.13 В указанных программах на местоположение течи указывает пик максимальной амплитуды на графике коррелограммы. Пример обнаружения местоположения течи дан на рис. 4.
- 12.14 После проведения ремонтных работ по устранению течи на данном участке проводится повторная диагностика АТ методом для определения фактического состояния трубопровода и время ВНПС.

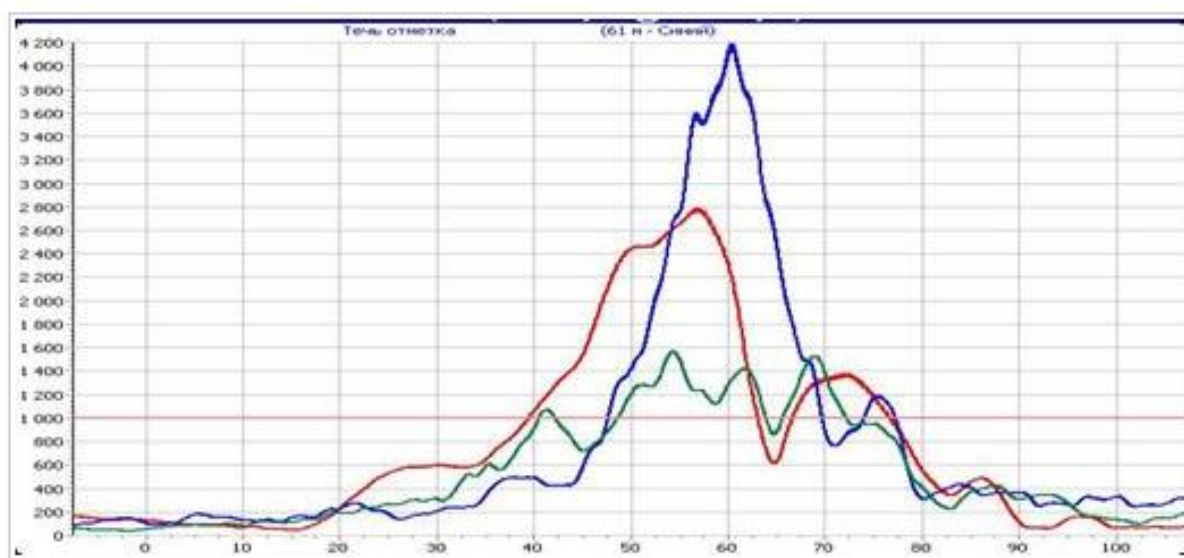


Рис. 4

13 ПОВТОРНАЯ ДИАГНОСТИКА.

КОРРЕТИРОВКА ЗНАЧЕНИЯ ВНПС

13.1 Повторное диагностика трубопроводов тепловых сетей (диагностика) методом АТ осуществляется согласно требованиям раздела 11.

13.2 Повторная диагностика осуществляется с целью уточнения динамики старения трубопровода и корректировки полученного при первой диагностике значений коэффициента аварийно-опасности и ВНПС.

13.3 Сроки проведения повторной диагностики даны в п. 11.2

13.4 При проведении повторной АТ в плановом порядке исследования на трассе и обработка результатов осуществляется аналогично первой АТ (разделы 5- 8).

13.5 Для участков, на которых в промежутке между диагностиками произошли аварии (течи) расчет ВНПС осуществляется в соответствии с разделом 9 настоящих Рекомендации.

13.6 Для участков трубопроводов, не имевших аварий в промежутке между диагностиками, расчет остаточного рабочего ресурса осуществляется по формуле:

$$t_{\text{opp}} = \frac{\ln \left(\frac{\lambda_{\infty} - \lambda_k}{\lambda_{\infty} - \lambda_i} \right)}{A (B_i - 1)} \quad (13.1)$$

где: $i = 2; 3$ и т.д. - индекс очередности диагностики.

B_i - вторичное значение коэффициента B .

Расчет коэффициента B_i осуществляется по формуле:

$$B_i = \frac{\ln \left(\frac{\lambda_{\infty} - \lambda_k}{\lambda_{\infty} - \lambda_i} \right)}{A (B_i - 1)} + 1 \quad (13.2)$$

где: $Y_i = \ln(\lambda_{\infty} - \lambda_i) / \lambda_{\infty}$;

$i = 1; 2$ - индекс для первой и повторной диагностики.

13.7 Результаты повторной диагностики оформляются согласно разделу 8 настоящих Рекомендаций.

14 ТЕСТОВЫЕ РАБОТЫ

14.1 Тестовые работы с использованием диагностики трубопроводов АТ методом проводятся с целью контроля качества проведения ремонтных и монтажных работ на основании анализа характера и уровня распределения напряжений в металле трубы и осуществляются после прокладки новой теплотрассы или проведения капитального ремонта (перекладки) существующей.

14.2 Тестовые работы по диагностике с использованием АТ метода осуществляются после монтажа трубопроводов при прокладке или капитального ремонта (перекладка) в два этапа.

14.3 Этап 1 - контроль уровня напряжений в стыках.

14.3.1 Работы по диагностике осуществляются при проведении опрессовочных испытаний.

14.3.2 Запись акустических сигналов (см. раздел 5 настоящих Рекомендаций) осуществляется во время подъема давления выше давления предусмотренного при эксплуатации.

14.3.3 Обработка и анализ записей акустических сигналов осуществляется в соответствии с разделом 6 настоящих Рекомендаций.

14.3.4 При обнаружении на диагностируемой трубе интервала, имеющего напряжения критического уровня, осуществляется обследование состояния конструктивных элементов и качества монтажа в окрестности указанного интервала.

14.3.5 По результатам анализа причин, вызвавших появление повышенных напряжений на указанном интервале, принимается решение о допустимости эксплуатации или необходимости проведения ремонтных работ.

14.4 Этап 2 - контроль уровня компенсации температурных напряжений.

14.4.1 Работы по диагностике осуществляются при подаче теплоносителя в трубопровод.

14.4.2 Запись акустических сигналов (см. раздел 5 настоящих Рекомендаций) осуществляется при установившемся рабочем режиме трубопровода.

14.4.3 Обработка и анализ записей акустических сигналов осуществляется в соответствии с разделом 6 настоящих Рекомендаций.

14.4.4 При обнаружении на диагностируемой трубе интервала, имеющего напряжения критического уровня, осуществляется анализ причин, приводящих к перенапряжению металла трубы с позиции обеспечения компенсации напряжений, вызванных температурным воздействием.

14.4.5 Принимается решение о возможности эксплуатации или о необходимости проведения ремонтных работ.

15 ВСКРЫТИЕ ТРАССЫ ТРУБОПРОВОДА (ШУРФОВКА).

КОНКРЕТИЗАЦИЯ ДЕФЕКТОВ

15.1 Вскрытие трассы трубопровода осуществл
Предельное/strongbr /td style= valign=вляется с целью:

- **определения фактического коррозионного состояния труб;**
- **выявления факторов, обуславливающих возникновение повышенных напряжений.**

15.2 Решение о необходимости вскрытия теплотрассы и организация проведения работ принимает и осуществляет руководство ОЭТС.

15.3 Вскрытие трассы трубопровода с целью определения фактического коррозионного состояния труб осуществляется на участках, для которых по результатам АТ дано заключение о предельном техническом состоянии (см. п.7.8).

15.3.1 Вскрытие теплотрассы рекомендуется осуществлять на интервалах, имеющих докритические дефекты.

15.3.2 На интервале вскрытия теплотрассы осуществляются работы по визуальному и инструментальному контролю в объеме, предусмотренном [1], [10].

15.3.3 По результатам обследования делается заключение о допустимости дальнейшей эксплуатации или необходимости проведения капитальных ремонтных работ.

15.4 Вскрытие трассы трубопровода для выявления факторов, обуславливающих возникновение повышенных напряжений, осуществляется с целью устранения дефектов и продления рабочего ресурса.

15.4.1 Вскрытие теплотрассы осуществляется на интервалах, имеющих критические дефекты.

15.4.2 Размер интервала вскрытия устанавливается с учетом наличия в окрестности критического дефекта докритических дефектов и точности определения их местоположения АТ-методом (см. Введение).

15.4.3 На интервале вскрытия осуществляется:

- **визуальный контроль коррозионного состояния металла труб (наличие и тип коррозионных отложений, коррозионных язв) согласно [36];**
- **инструментальный контроль фактической толщины стенок труб, глубины коррозионных язв и толщины коррозионных отложений;**
- **визуальный контроль состояния теплоизоляционной конструкции (антикоррозионного покрытия, тепловой изоляции, кровного слоя, гидроизоляции);**
- **визуальный контроль состояния конструктивных элементов (неподвижных и подвижных опор и т. д.) и строительных конструкций (плит перекрытий и т. п.);**
- **визуальное выявление наличие факторов интенсификации коррозии.**

15.5 По результатам обследования делается заключение о причинах возникновения повышенных напряжений в местах, определенных при АТ.

15.6 Интервалы с утонением стенки трубы на 20% и более от проектной согласно [1], [2] подлежат замене.

15.7 При утонении стенки трубы менее 20% от проектной осуществляются работы по определению факторов, обуславливающих перенапряжение металла трубы на данном интервале.

К таким факторам относятся:

15.7.1 Разрушение конструктивных элементов - скользящих опор, обвал плиты перекрытия и др.

15.7.2 Недостаточная компенсация температурного удлинения трубы; характерные признаки - сдвиг скользящей опоры, искривление трубы и др.

15.8 Осуществляются соответствующие ремонтные работы.

15.9 После завершения ремонтных работ осуществляется повторная диагностика участка трубопровода АТ-методом.

16 МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ АТ

16.1 При проведении работ по АТ трубопроводов тепловых сетей должны соблюдаться требования [29].

16.2 Санитарно-гигиенические условия труда на тех рабочих местах, где проводится контроль, должны соответствовать требованиям [30].

16.3 На тех местах, где проводится АТ, должны быть обеспечены условия электробезопасности в соответствии с требованиями [30].

16.4 Мероприятия по пожарной безопасности должны осуществляться в соответствии с требованиями [31] и [32].

16.5 Работы по подготовке и проведению АТ должны производиться по письменным нарядам-допускам [29].

16.6 Перед допуском к проведению работ по АТ все лица, участвующие в выполнении работ, должны пройти соответствующий инструктаж по технике безопасности с регистрацией в специальном журнале. Инструктаж следует проводить в сроки, установленные приказом по ОЭС.

16.7 Для проведения работ по визуальному, инструментальному контролю и АТ должно быть обеспечено удобство подхода лиц, выполняющих данные виды работ, к месту осмотра и контроля, созданы условия для безопасного проведения работ:

- при работах на высоте должны быть оборудованы леса, ограждения, подмости;
- на рабочих местах должна быть обеспечена возможность подключения ламп местного освещения напряжением 12 В.

16.8 В случае выполнения работ на высоте в стесненных условиях персонал должен пройти дополнительный инструктаж по технике безопасности согласно положению, действующему в ОЭС.

16.9 В целях предупреждения утомления глаз и повышения качества выполняемых работ рекомендуется [10] в работе делать десятиминутные перерывы через каждый час работы.

16.10 Специалисты, осуществляющие АТ, должны обеспечиваться головными уборами и спецодеждой в соответствии с отраслевыми нормами Минэнерго РФ.

Приложение А

Термины и определения

Термин	Определение
Авария	Повреждение магистрального трубопровода тепловой сети, если в отопительный период это привело к перерыву теплоснабжения объектов жилсоцкультбыта на срок 36 часов и более [26]
Блуждающий ток	Постоянный электрический ток, протекающий вне предназначенной для него цепи [13], [18]
Дефект	Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям [19], [20]
Докритический дефект	Показатель среднего уровня напряжений (по результатам АТ) на интервале трубы, при котором поток отказов составляет 1,7-2 течь/п.км в год
Допустимая толщина стенки	Толщина стенки, при которой возможна работа детали на расчетных параметрах в течение расчетного ресурса; она является критерием для определения достаточных значений фактической толщины стенки [25]
Индивидуальный тепловой пункт	Тепловой пункт, предназначенный для присоединения систем теплоснабжения одного здания или его части [1]
Интервал	Часть участка трубопровода
Исполнительная документация	Комплект рабочих чертежей, разработанных проектной организацией, с подписями о соответствии выполненным в натуре работ этим чертежам или внесенным в них изменениям, сделанными лицами, ответственными за производство работ [18]
Камера тепловой сети (тепловая камера)	Сооружение на тепловой сети для размещения и обслуживания оборудования, приборов и арматуры [18]
Капитальный ремонт	Ремонт установки, выполняемый для восстановления ее технико-экономических характеристик до значений, близких к проектным, с заменой и (или) восстановлением любых составных частей [18]
Компенсатор	Устройство, применяемое для защиты трубопроводов от возникновения напряжений при температурных деформациях [18]
Контроль технического состояния (контроль)	<p>Проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени.</p> <p>Примечание. Видами технического состояния являются,</p>

	например, исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т.п. в зависимости от значений параметров в данный момент времени [25]
Коррозионная язва	Местное коррозионное разрушение, имеющее вид отдельной раковины [13]
Коррозия металла труб	Разрушение металла труб вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой [22]
Коэффициент аварийно опасности	Расчетное (по результатам АТ) значение потока отказов на участке; течь/п.км в год
Критический дефект	Показатель среднего уровня напряжений (по результатам АТ) на интервале трубы, при котором поток отказов составляет 4-5 течь/п.км в год
Критерии опасности наружной коррозии	Признаки, определяющие опасность наружной коррозии трубопровода тепловой сети [23]
Критерий предельного состояния	Признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией [19]
Медносульфатный электрод сравнения	Электрод сравнения, представляющий собой медный стержень, помещенный в насыщенный раствор медного купороса. Это наиболее часто применяемый электрод сравнения для измерения потенциала между подземными металлическими трубопроводами и грунтом [24]
Надежность	Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования. Примечание. Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств [19]
Неработоспособное состояние	Состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и проектной документации [19]
Опора неподвижная	Опора, фиксирующая отдельные точки трубопровода и воспринимающая усилия, возникающие в нем вследствие

	температурных деформаций и внутреннего давления [18]
Опора подвижная	Опора, воспринимающая массу трубопровода и обеспечивающая ему свободное перемещение при температурных деформациях [18]
Остаточный рабочий ресурс	Наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние [19]
Повреждение	Событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния [19]
Покровный слой	Элемент конструкции, устанавливаемый по наружной поверхности тепловой изоляции для защиты от механических повреждений и воздействия окружающей среды [33]
Покрытие защитное (антикоррозионное)	Слой или система слоев веществ, наносимые на поверхность металлического сооружения для защиты металла от коррозии [14], [18]
Покрытие гидроизоляционное	Покрытие, нанесенное поверх остальных теплоизоляционных покрытий и препятствующее процессу проникновения влаги в тепловую изоляцию (изол, рубероид и т.д.) [18]
Поток отказов	Число отказов на участке трубопровода за год, отнесенное к единице (1 п.км) протяженности [8]
Предельное состояние	Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно [19]
Работоспособное состояние	Состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствует требованиям нормативно-технической и проектной документации [19]
Разность потенциалов между трубой и грунтом (потенциал «труба-земля»)	Напряжение между трубой и электродом сравнения, находящимися в грунте [13], [18]
Расчетная толщина стенки	Толщина стенки, теоретически необходимая для обеспечения прочности детали при воздействии внутреннего или

	наружного давления [26]
Расчетный ресурс эксплуатации	Продолжительность эксплуатации трубопровода в часах, в течение которой предприятие-изготовитель гарантирует надежность его работы при соблюдении заданных параметров и режимов эксплуатации, указанных в инструкции предприятия-изготовителя [26]
Расчетный срок службы	Срок службы в календарных годах со дня ввода в эксплуатацию, по истечении которого следует провести экспертное обследование технического состояния трубопровода с целью определения допустимости, параметров и условий дальнейшей эксплуатации трубопровода или необходимости его демонтажа [26] (устанавливается проектными организациями)
Ремонт	Комплекс операций по восстановлению работоспособности или исправности изделия (установки) и восстановлению его (ее) ресурса или составных частей [19]
Ремонтопригодность	Свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта [19]
Сетевая вода	Специально подготовленная вода, которая используется в водяной системе теплоснабжения в качестве теплоносителя [1]
Срок службы	Период времени в календарных годах со дня ввода в эксплуатацию, по истечении которого следует провести экспертное обследование технического состояния трубопровода, с целью определения допустимости, параметров и условий дальнейшей эксплуатации трубопровода или необходимости его демонтажа [28]
Текущий ремонт	Ремонт установки, выполняемый для поддержания ее технико-экономических характеристик в заданных пределах, с заменой и (или) восстановлением отдельных быстроизнашивающихся составных частей и деталей [18]
Тепловая изоляция (подвесная)	Тепловая изоляция на трубопроводе, проложенном в непроходном канале с воздушным зазором между поверхностью изоляции и стенками канала [11]
Тепловая сеть	Совокупность устройств, предназначенных для передачи и распределения теплоносителя и тепловой энергии [1]
Тепловой пункт	Комплекс устройств, расположенный в обособленном помещении, состоящий из элементов тепловых энергоустановок, обеспечивающих присоединение этих установок к тепловой сети, их работоспособность, управление режимами теплоснабжения, трансформацию,

	регулирование параметров теплоносителя [1]
Теплоизоляционная конструкция	Конструкция, состоящая из одного или нескольких слоев теплоизоляционного материала (изделия), защитно-покровного слоя и элементов крепления [33]
Теплоноситель теплосилового установки, теплоноситель	Движущаяся среда, используемая для передачи тепловой энергии в теплосилового установке от более нагретого тела к менее нагретому телу [18]
Техническое диагностирование (диагностирование)	<p>Определение технического состояния объекта [28]</p> <p>Примечания:</p> <p>1. Задачами технического диагностирования являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> · контроль технического состояния; · поиск места и определение причин отказа (неисправности); · прогнозирование технического состояния. <p>2. Термин «техническое диагностирование» применяют в наименованиях и определениях понятий, когда решаемые задачи технического диагностирования равнозначны или основной задачей является поиск места и определение причин отказа (неисправности).</p> <p>Термин «контроль технического состояния» применяется, когда основной задачей технического диагностирования является определение вида технического состояния</p>
Точка доступа	Тепловая камера, смотровой колодец, камера-павильон, центральный (ЦТП) или индивидуальный (ИТП) тепловой пункт, подвал здания, в некоторых случаях место шурфовки [2].
Удовлетворительное состояние	Показатель среднего уровня напряжений (по результатам АТ) на интервале трубы, при котором поток отказов составляет 0,15-0,17 течь/п.км в год.
Условный проход, D_y	Параметр, принимаемый для трубопроводных систем в качестве характеристики присоединяемых частей. Параметр D_y не имеет единицы измерения и приблизительно равен внутреннему диаметру присоединяемого трубопровода,

	выраженному в мм, округленному до ближайшей величины из стандартного ряда [25]
Участок теплопровода	Интервал трубопровода между точками доступа
Фактическая толщина стенки	Толщина стенки, измеренная на определяющем параметре эксплуатации конкретном участке детали при изготовлении или в эксплуатации [1]
Центральный тепловой пункт (ЦТП)	Тепловой пункт, предназначенный для присоединения двух и более зданий [1]
Экспертное техническое диагностирование	Техническое диагностирование трубопровода, выполняемое по истечении расчетного срока службы трубопровода (независимо от исчерпания расчетного ресурса безопасной работы), а также после аварии или обнаруженных повреждений с целью определения возможности, параметров и условий дальнейшей эксплуатации [28]
Эксплуатационная документация	Документы, предназначенные для использования при эксплуатации, обслуживании и ремонте в процессе эксплуатации
Эксплуатация	Период существования тепловой энергоустановки, включая подготовку к использованию (наладка и испытания), использование по назначению, техническое обслуживание, ремонт и консервацию [1]
Элемент трубопровода	Сборочная единица трубопровода пара или горячей воды, предназначенная для выполнения одной из основных функций трубопровода (например, прямолинейный участок, колена, тройник, конусный переход, фланец и др.) [25]
Эмиссия акустического сигнала	Волновое излучение сигналов акустического диапазона частот [6]

Приложение Б

Оборудование для проведения АТ

№№	Наименование оборудования	Тип оборудования
----	---------------------------	------------------

п/п		
1	Регистратор акустических сигналов Прибор типа	«Каскад»
2	Трассопоисковый комплект	«Абрис»
3	Лазерный дальномер	
4	Цифровой высокоомный показывающий вольтметр	М-231 ЭВ-2234
5	Медносульфатный неполяризуемый электрод сравнения	«Энес»
6	Инструменты для подготовки поверхности труб к проведению замеров и АТ (молоток слесарный, зубило слесарное и т. п.	-

Краткая техническая характеристика интервала.

Интервал:

от т.к. в т.10

до т.к.1828/4

Длина интервала:

90 м.

Диаметр труб в точках доступа:

2 Ду 600 мм

Содержит точки доступа:

т.к. в т.10

с.к.

т.к.1828/4

Предоставленная документация:

Копия исполнительного чертежа плана трассы (см. «Схематическое представление результатов АТ).

Соответствие фактического плана прокладки предоставленной документации:

Обнаружены несоответствия конфигурации трассы (результаты представлены на схеме).

Произведена трассировка.

Тип прокладки:

Непроходной канал от т.к. в т.10 до т.к.1828/4.

Год прокладки

1987 год.

Информация о повреждениях и ремонте:

Повреждение на отметке 21м от т.к. в т.10 в сторону с.к.

Результаты аэрофотосъемки:

На интервале теплосети зон с повышенной температурой не обнаружено.

Результаты инженерной диагностики.

Результаты акустической диагностики трубопровода.

Отсчет от: т.к. в т.10	Подающая труба		Обратная труба	
	От, м	До, м	От, м	До, м
Докритический дефект	2	10	4	10
	18	22	17	22
	33	36	34	38
	50	60	43	46
	65	74	51	59
Критический дефект	10	18	24	34
	31	33	38	43
	36	46	59	84

Характер расположения выявленных дефектов представлен на схеме интервала (см. Схематическое представление результатов инженерной диагностики).

Результаты замеров и анализ электропотенциала на трубах.

Точка доступа	Трубопровод	Электропотенциал, В		Анализ полученных значений
		min	max	
т.к. в т.10	Подающий	-1,29	-1,30	З
	Обратный	-1,28	-1,29	З
т.к.1828/4	Подающий	-1,61	-1,71	З,Б
	Обратный	-1,61	-1,71	З,Б

Примечание: В тех случаях, когда наибольший размах колебаний потенциала трубопроводов (разность между наибольшим и наименьшим абсолютными значениями этого потенциала) не превышает 0,04 В колебания потенциала не характеризуют опасного влияния блуждающих токов.

Условные обозначения:

К - потенциал коррозии (*значение max -0,85В и более*).

З - потенциал защиты (*значение max менее -0,85В*).

К,Б - воздействие блуждающих токов при потенциале коррозии (*разность значений max и min на одной трубе более 0,04В , при значении max -0,85 и более*).

З,Б - воздействие блуждающих токов при потенциале защиты (*разность значений max и min на одной трубе более 0,04В , при значении max менее -0,85*).

Результаты визуального обследования.

Точка доступа: т.к. в т.10

Источники коррозионного воздействия		
канал в сторону	точка доступа	канал в сторону

т.к.1827		с.к.
Не обследовано из-за отсутствия доступа (гильзы).	Заиливание, уровень - ниже изоляционных покрытий. Воздух влажный, конденсация влаги на перекрытиях, капель. Протечки через стыки перекрытий.	Не обследовано из-за отсутствия доступа (гильзы).

Точка доступа: с.к.

Источники коррозионного воздействия		
канал в сторону	точка доступа	канал в сторону
т.к. в т.10		т.к.1828/4
Заиливание, уровень - ниже изоляционных покрытий. Протечки через стыки перекрытий.	Заиливание, уровень - ниже изоляционных покрытий. Протечки через стыки перекрытий.	Заиливание, уровень - ниже изоляционных покрытий. Протечки через стыки перекрытий.

Точка доступа: т.к.1828/4

Источники коррозионного воздействия		
канал в сторону	точка доступа	в сторону
с.к.		наземной прокладки
Не обследовано из-за неподвижной опоры.	Заиливание, уровень - ниже изоляционных покрытий. Протечки через стыки перекрытий.	Не обнаружено.

Состояние трубопровода на интервале.

Показатель аварийно-опасности для интервала $\lambda=2,28$ течь/п.км в год

Показатель аварийно-опасности для подающей трубы $\lambda=1,81$ течь/п.км в год

Показатель аварийно-опасности для обратной трубы $\lambda = 2,75$ течь/п.км в год

Предельное значение коэффициента аварийно-опасности

$\lambda_k = 0,93$ течь/п.км в год

Заключение по техническому состоянию обследованного интервала.

1. **Общее техническое состояние трубопровода на интервале предельное.**
2. **Факторы, вызывающие коррозионные повреждения трубопровода на интервале:**
 - 2.1. **Наличие протечек через стыки перекрытий в районе т.к. в т.10 и т.к.1828/4.**
 - 2.2. **Повышенная влажность воздуха, капель с плит перекрытий в районе т.к. в т.10.**
3. **Совокупность вышеперечисленных факторов коррозионного воздействия приводит к увеличению скорости коррозионных процессов и снижению ресурса трубопровода.**
4. **Данный интервал трубопровода в районе т.к. в т.10 подвержен влиянию установок электрохимической защиты смежных подземных сооружений. При изменении условий эксплуатации смежных подземных сооружений, возможно изменение потенциала трубопровода с потенциала защиты на потенциал коррозии, что приведет к увеличению скорости коррозии наружных поверхностей.**

Рекомендации по повышению надежности и продлению рабочего ресурса трубопровода

1. **Заменить трубы на интервале. При проектировании прокладки новых труб предусмотреть организацию электрохимзащиты данного участка.**
2. **Состояние трубопровода неремонтопригодное. Ремонт на отдельных отрезках нецелесообразен, из-за наличия частых дефектов критического и докритического уровня повреждений по всей длине интервала трубопровода.**

Краткая техническая характеристика интервала.

Единичные участки диагностики:

	Адрес	Участок		2Ду	L,м
		от	до		
1	Савинское шоссе	ЦТП 7-4	ТК 1-8-1	200	113
2	Ул. Колхозная	ТК 1-5-1	шурф	250	138
3	Ул. Колхозная	шурф	ТК 1-5-10	250	167
4	Ул. Маяковская	ЦТП 7-6	Возд.	159/219	170
5	Ул. Маяковская	ЦТП 7-7	Возд.	219	66
6	Ул. Октябрьская	ЦТП 7-8	Камера до ЦТП 7-9	250	58
7	Ул. Советская	ТК 5	ТК 6	300	104
8	Ул. Новая	д.13	д.3	250	103
9	Ул. Юбилейная	ТК 22	д.13	200	65

Предоставленная документация:

Ситуационный план

Соответствие фактического плана прокладки предоставленной документации:

Осуществлена трассировка.

Тип прокладки:

Непроходной канал

Год прокладки

Информация не предоставлена.

Информация о повреждениях и ремонте:

Не представлена.

Результаты инженерной диагностики.

Результаты инженерной диагностики по определению интервалов повышенных напряжений представлены в таблице.

Участок		Тип трубы	Ду	L	Тип дефекта	Отметки	
от	до					от	до
ЦТП 7-4	ТК 1-8-1	Подача	200	113	Дк	23	27
					Дк	33	36
					К	36	42
					Дк	58	62
					Дк	66	78
					К	78	82
		Обратная	200	113	Дк	11	15
					Дк	34	38
					К	38	46
					Дк	49	56
					Дк	61	79

Участок		Тип трубы	Ду	L	Тип дефекта	Отметки	
от	до					от	до
ТК 1-5-1	ТК 1-5-10	Подача	250	305	Дк	16	22
					Дк	33	38
					Дк	54	57
					К	57	60
					Дк	80	90
					Дк	99	107
					К	161	164
					Дк	169	172
					Дк	187	190
					Дк	216	224
		Дк	237	243			
		Дк	251	261			
		К	261	268			
		Дк	268	274			
		Дк	289	295			
		Обратная	250	305	Дк	23	42
					К	57	61
					Дк	61	65
					Дк	70	77
					Дк	101	107
Дк	188				195		
Дк	203				210		
Дк	214				221		
К	221	225					

					Дк	225	233
					Дк	241	250
					Дк	254	260

Участок		Тип трубы	Ду	L	Тип дефекта	Отметки		
от	до					от	до	
ЦТП 7-6	Возд.	Подача	159	170	Дк	45	67	
					К	67	82	
					Дк	82	88	
					Дк	97	108	
					Дк	156	160	
		Обратная	219	170	Дк	19	24	
					К	30 clear=text-align:left;tbody style=br /text-align:left;TK 1-8-1td width= style= valign=/tr rowspan=	36	
					Дк	36	47	
					Дк	61	68	
							К	68
						Дк	74	81
						К	90	97
						Дк	120	127
						Дк	160	166

Участок		Тип трубы	Ду	L	Тип дефекта	Отметки	
от	до					от	до
ЦТП 7-7	Возд.	Подача	219	66	Дк	2	5
					Дк	16	23
					К	23	29
					Дк	29	35
					Дк	44	49
					К	49	55
					Дк	58	62
					Обратная	219	66
		Дк	38	40			
		К	40	42			
		К	46	56			
		Дк	56	60			

Участок		Тип трубы	Ду	L	Тип дефекта	Отметки	
от	до					от	до
ЦТП 7-8	Камера до ЦТП 7-9	Подача	250	58	К	15	18
					Дк	18	20
					Дк	24	26
					Дк	29	35
					Дк	37	40
					К	40	44
					Обратная	250	58

					Дк	17	20
					Дк	28	35
					К	40	43
					Дк	44	47

Участок		Тип трубы	Ду	L	Тип дефекта	Отметки	
от	до					от	до
ТК 5	ТК 6	Подача	300	104	Дк	19	28
					К	38	50
					Дк	59	68
					Дк	76	84
	Обратная	300	104	Дк	29	37	
				Дк	44	53	
				Дк	62	69	
				К	69	74	
				Дк	79	88	
				К	88	94	

Участок		Тип трубы	Ду	L	Тип дефекта	Отметки	
от	до					от	до
д.13	д.3	Подача	250	103	Дк	2	7
					Дк	24	28
					Дк	52	59
					К	59	64
					К	72	77

					Дк	82	92
		Обратная	250	103	Дк	17	28
					К	51	57
					Дк	57	71

Участок		Тип трубы	Ду	L	Тип дефекта	Отметки	
от	до					от	до
ТК 22	д.13	Подача	200	65	К	15	24
					Дк	24	30
					Дк	42	50
					Дк	61	64
		Обратная	200	65	Дк	5	10
					Дк	20	26
					Дк	32	35
					К	35	37
					Дк	37	43
					Дк	48	51
					К	51	54

Вывод о техническом состоянии

трубопровода.

Состояние трубопровода на участках:

	Участок		Тип трубы	λ	λ_k	Техн. состояние	ВНПС, год
1	ЦТП 7-4	ТК 1-8-1	под	0,85	1,12	Ремонтопригодное состояние	2,5
			обр	0,91	1,12	Ремонтопригодное состояние	2
2	ТК 1-5-1	шурф	под	0,61	1,12	Работоспособное состояние	3
			обр	0,77	1,12	Работоспособное состояние	3
3	шурф	ТК 1-5-10	под	0,82	1,12	Работоспособное состояние	3
			обр	0,78	1,12	Работоспособное состояние	3
4	ЦТП 7-6	Возд.	под	0,95	1,15	Ремонтопригодное состояние	2
			обр	1,02	1,12	Ремонтопригодное состояние	1,5
5	ЦТП 7-7	Возд.	под	1,38	1,12	Предельное состояние	---
			обр	1,07	1,12	Ремонтопригодное состояние	1
6	ЦТП 7-8	Камера до ЦТП 7-9	под	1,02	1,12	Ремонтопригодное состояние	1,5
			обр	0,8	1,12	Работоспособное состояние	3
7	ТК 5	ТК 6	под	1,03	1,06	Ремонтопригодное состояние	1
			обр			Ремонтопригодное состояние	1

8	д.13	д.3	под	0,9	1,12	Ремонтопригодное состояние	2
			обр	0,75	1,12	Работоспособное состояние	3
9	ТК 22	д.13	под	1,11	1,12	Предельное состояние	-----
			обр	0,86	1,12	Ремонтопригодное состояние	2,5

Рекомендации по ремонту

Осуществить замену трубопроводов (перекладку) на участках:

- От ЦТП 7-7 до воздушки;
- От ТК 22 до д.13

Осуществить локальные профилактические ремонтные работы на интервалах участков:

- Участок от ЦТП 7-4 до Т.К. 1-8-1 - интервал 36 - 46 м;
- Участок от ЦТП 7-8 до тТ.К - интервал 37 - 42 м;
- Участок от Т.К. 5 до Т.К. 6 - интервал 51 - 57 м.

Ответственный исполнитель _____

Начальник отдела диагностики _____

Перечень основных нормативно-технических документов,

на которые имеются ссылки

1. **Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. - М.: Энергосервис, 2003.**
2. **Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.**
3. **Типовая инструкция по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации: РД 153-34.0-20.522-99. - М.: ОРГРЭС, 2000.**
4. **Методические указания. Техническое диагностирование труб поверхностей нагрева паровых и водогрейных котлов с использованием магнитной памяти металла. РД 34.17.446-97.**
5. **Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом. РД 102-008-2002.**
6. **«Система неразрушающего контроля. Метод акустической эмиссии». Госэнергонадзор России, Серия 28, Выпуск 2, НТЦ «Промышленная безопасность», 2001 г.**
7. **Способ обнаружения коррозионных дефектов в трубопроводах водоснабжения. Патент РФ № 2138037.**
8. **Теплофикация и тепловые сети / Е.Я. Соколов/ - М.: МЭИ, 2001.**
9. **Правила проведения экспертизы эксплуатации промышленных объектов: ПБ-03-246-98.**
10. **Методические указания по проведению шурфовок в тепловых сетях: МУ 34-70-149-86. - М.: Союзтехэнерго, 1987 .**
11. **Инструкция по визуальному и инструментальному контролю: РД 03-606-03. /Зарегистрирован в Минюсте России № 4782 20.06.2003. Утвержден 11.06.2003 Госгортехнадзор России Постановление 92/, НТЦ «Промышленная безопасность», 2004.**
12. **Правилами аттестации специалистов по неразрушающему контролю (утв. Ростехнадзором России от 14.07.95, № 36).**
13. **Методические указания по контролю металла и продлению срока службы трубопроводов II, III и IV категорий: РД 153-34.0-17.464-00. - М.: 2001.**
14. **Типовая инструкция по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии: РД 153-34.0-20.518-2003. - М.: Новости теплоснабжения, 2003.**
15. **Методическими указаниями по выдаче специальных разрешений (лицензий) на виды деятельности, связанные с обеспечением безопасности при эксплуатации объектов котлонадзора. РД 10-49-94.**

16. Статистический анализ процесса коррозионного старения теплопроводов /Л.В. Родичев/. - М.: Строительство трубопроводов, №9, 1994.
17. Программа для ЭВМ «Вектор-Диагностика», Свидетельство о регистрации №2006612135.
18. Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей): РД 153-34.0-20.507-98. - М.: СПО ОРГРЭС, 1986.
19. ГОСТ 26691-85 Теплоэнергетика. Термины и определения.
20. Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии: РД 153-39.4-091-01 - Министерство энергетики РФ, 2001.
21. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.
22. ГОСТ 15467-79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения.
23. ГОСТ 5272-68 Коррозия металлов. Термины.
24. ГОСТ 9.602-89 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. - М.: Издательство стандартов, 1991.
25. ИСО 8044. Международный стандарт. Коррозия металлов и сплавов.
26. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды: ПБ 10-573-03 (с изменениями №1). - М.: НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России, 2003.
27. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем: РД 34.20.801-93. - М.: СПО ОРГРЭС, 1993.
28. ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения.
29. СНиП 41-02-2003 Тепловые сети. - М.: ФГУП ЦПП Госстроя России, 2004.
30. Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей: РД 34.03.201-97. - М.: НЦ ЭНАС, 1997.
31. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
32. Типовые правила пожарной безопасности для промышленных предприятий: / Утв. ГУПО МВД СССР, 1975 .
33. Правила пожарной безопасности при производстве строительного-монтажных работ на объектах Минэнерго СССР: РД 34.03.307-87. - М.: Информэнерго, 1989.

34. СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. - М.: ФГУП ЦПП Госстроя России, 2004.

35. ГОСТ 28702-90 Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования. - М.: Из-во стандартов, 1991.

36. Методические указания по определению характера коррозионного повреждения металла трубопроводов тепловых сетей: РД 34.17.430-94. - М.: ВТИ,1995.