

Опыт инструментального диагностирования подземных трубопроводов тепловых сетей для оценки их технического состояния при определении мер по обеспечению надежности системы теплоснабжения

*В.В. Исаев, генеральный директор, А.Н. Рондель, зам. генерального директора, Н.Н. Шаповалов, технический директор, ООО АП «ДисСО», г. Санкт-Петербург
(Публикуется в сокращении)*

Постановлением Правительства РФ № 808 от 8 августа 2012 г. утверждены «Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации», согласно которым органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации обязаны осуществить анализ и оценку систем теплоснабжения поселений и городских округов, разделить их на высоконадежные, надежные, малонадежные и ненадежные и определить систему мер по обеспечению их надежности.

Согласно п. 123 «Постановления...», для оценки надежности систем теплоснабжения следует использовать целый ряд показателей, из которых наиболее сложным для определения является такой показатель, как «техническое состояние тепловых сетей, характеризующее наличие ветхих, подлежащих замене, трубопроводов». Особенно это актуально для подземных участков тепловых сетей.

Нашей компанией в 2007 г. разработана и успешно реализуется «Программа оперативного обследования эксплуатационного состояния подземных теплопроводов». Программа устанавливает содержание и порядок проведения работ для определения эксплуатационной пригодности подземных участков сети теплоснабжения по результатам обследования неразрушающими методами контроля и статистическим данным. Она распространяется на подземные теплопроводы горячей воды, используемые в квартальных, распределительных и магистральных тепловых сетях.

Программа определяет методы и объемы обследования, а также критерии классификации участков сети теплоснабжения по их техническому состоянию.

Главная стратегическая задача диагностирования тепловых сетей – получение необходимой и достаточной информации для классификации подземных трубопроводов по состоянию и оптимального выбора наиболее изношенных участков, требующих замены (реконструкции), с целью повышения надежности теплоснабжения.

Методы инструментального обследования

По имеющимся сведениям (Стрижевский И.В., 1983 г., Суриц М.А., Липовских В.М., 2003 г.), в результате анализа нескольких тысяч вскрытий трубопроводов ряда крупнейших энергосистем страны, выполненных различными исследователями (М.М. Пик, М.Г. Шлеер, Н.К. Громов и др.) были сделаны выводы, что главной причиной повреждений трубопроводов тепловых сетей являются коррозионные разрушения. В среднем по России до 70% всех повреждений тепловых сетей обусловлено наружной коррозией труб. В большинстве случаев наружная коррозия носит локальный характер и сосредотачивается на участках труб длиной 1-1,5 м, охватывая не более 25-35% периметра трубы, главным образом, в нижней части. Скорость коррозии достигает 1 мм/год и более.

Как правило, ареной развития интенсивных коррозионных процессов являются участки нарушения изоляционного покрытия труб. Максимальная активность коррозионных процессов наблюдается на локальных участках, где изоляция разрушена и металлическая труба контактирует с грунтом. Коррозионная уязвимость подземных теплопроводов резко возрастает под влиянием сторонних электромагнитных полей, которыми могут оказаться поля природного и техногенного происхождения. Электрические токи, стекая с «оголенной» металлической поверхности трубопровода, образуют анодные зоны – очаги электрокоррозии, в пределах которых и происходит наиболее энергичный вынос металла.

Поэтому, основополагающей задачей инструментального обследования подземных теплопроводов является получение достоверной информации о состоянии изоляционного покрытия и степени коррозионного поражения труб.

В общем, такой объект, как подземный теплопровод, является источником различных

физических полей. По теплопроводу транспортируется теплоноситель в виде горячей воды с температурой от 50 до 140 градусов Цельсия – следовательно, он формирует в окружающем пространстве собственное температурное поле. Металлическая труба теплопровода может рассматриваться, как линейный проводник электрических токов различного происхождения, которые, в свою очередь, формируют магнитное поле. В случае наличия процессов коррозии, трубопровод служит источником электрического поля электрохимической природы.

Применяемые методы инструментального обследования подземных теплопроводов базируются на основе хорошо изученных и проверенных на практике дистанционных методов полевой геофизики. Теоретические основы этих методов глубоко проработаны, имеется обширный парк измерительной аппаратуры, динамично развиваются способы машинной интерпретации результатов исследований. Диагностирование подземных теплопроводов геофизическими методами заключается в том, что на дневной поверхности наблюдают созданные теплопроводами или искусственно вызванные с их помощью физические поля. При этом используется методологический подход о прямой и обратной геофизических задачах. Прямая геофизическая задача состоит в определении физического поля по заданным источникам поля и параметрам исследуемого объекта. Обратная геофизическая задача заключается в определении состояния исследуемого объекта по наблюдаемым геофизическим полям. Решение прямой задачи для такого объекта как теплопровод облегчается наличием исходной информации о геометрических параметрах объекта и наличии исходных данных об источнике создаваемых физических полей – температуре теплоносителя, приложенной силе тока и т.п. Все составные части подземных тепловых сетей имеют простые геометрические формы: трубопровод – горизонтальный цилиндр, неподвижная опора – прямоугольный пласт, тепловая камера – полая призма, что позволяет в полной мере использовать для изучения эксплуатационного состояния подземных теплопроводов существующие в геофизической науке математические решения о распределении на поверхности земли создаваемых такими объектами физических полей. Анализ решения прямой задачи позволяет предвидеть результаты наблюдения поля в зависимости от различного состояния исследуемого объекта и на этом основании выбирать целесообразные способы исследования поля, методику обработки и отображения результатов.

Представления о главенствующих факторах, определяющих эксплуатационное состояние

подземных теплопроводов, сформировано на результатах ранее проведенных исследований, теоретических и модельных работ, тщательного анализа имеющейся информации о характере дефектов и причинах их возникновения.

В ходе эксплуатации, под воздействием различных факторов, изоляционная оболочка трубопровода постепенно разрушается, теряя свои защитные свойства. Чем выше степень разрушения теплоизоляционного покрытия, тем большее количество тепловой энергии уходит в окружающее пространство. Этот процесс отражается повышенными значениями температуры на земной поверхности над теплопроводом. Следовательно, состояние изоляционного слоя теплопроводов возможно контролировать с помощью геофизических методов термометрии.

Металлические трубы теплопроводов бесканальной и канальной прокладки, в случае подключения к ним источников переменного электрического тока, могут рассматриваться, как линейные проводники, формирующие собственное электромагнитное поле, которое поддается исследованию на дневной поверхности геофизическими электроразведочными методами. По характеру распределения электрических (E_x , E_y) и магнитных (H_x , H_y) составляющих можно сделать заключение о состоянии гидроизоляционного покрытия трубопровода и о наличии зон гальванического контакта металла труб с грунтом.

Так как процесс коррозии стальных и железных конструкций имеет в основном электрохимический характер, это дает основания использовать для регистрации и оценки коррозионных процессов на подземных теплопроводах геофизические методы, основанные на наблюдении электрических полей, создаваемых естественными электродвижущими силами электрохимического происхождения.

Геофизические методы электроразведки также успешно используются для определения коррозионной активности грунта, даже в случаях, когда поверхность над теплопроводом закрыта асфальтом, посредством бесконтактного измерения удельного электрического сопротивления.

Критерии, на основании которых проводится оценка эксплуатационного состояния участков тепловых сетей

Оценка эксплуатационного состояния подземных теплопроводов осуществляется на основании физических и статистических критериев, качественно или количественно характеризующих основные факторы, обуславливающие разрушение теплопроводов, а именно:

- состояние изоляционного покрытия;
- степень коррозионного поражения труб;

■ степень агрессивного воздействия внешней среды, с учетом конструкции и технологических особенностей прокладки теплопровода;

■ срок эксплуатации.

Эти факторы характеризуют процесс разрушительного воздействия на теплопровод наружной коррозии труб.

1. **Состояние изоляционного покрытия** – характеризует доступность металлических труб агрессивному воздействию внешней среды. Оценивается по физическим параметрам температурного и электромагнитного поля. Показателем состояния теплоизоляционного покрытия теплопроводов подземной прокладки является степень неоднородности температурного поля подземного теплопровода (наличие и число температурных аномалий – $N_{T\Delta}$), которая определяется по материалам термографического обследования.

2. **Степень коррозионного поражения труб** – характеризует наличие и интенсивность коррозионных процессов на наружной поверхности трубопроводов. Оценивается при проведении инструментального обследования методами электрометрии.

По результатам обследования определяется количественный показатель – коэффициент коррозионной пораженности участка ($K_{\text{корр}} = \Sigma L_{\text{корр}} / L_{\text{уч}}$) как частное от деления суммарной протяженности зафиксированных зон развития коррозии к протяженности этого участка.

3. **Степень агрессивного воздействия внешней среды, с учетом конструктивных параметров и технологических особенностей теплопровода** – характеризует интегральное воздействие внешней среды на процесс разрушения изоляции и металла трубопроводов. Этот показатель является многофакторным, его количественную характеристику возможно и достаточно оценивать таким обобщенным параметром, как дефектность (аварийность, повреждаемость). Опыт эксплуатации теплопроводов показывает, что трубопроводы подземной прокладки, расположенные в коррозионно-опасных грунтах, вблизи источников мощных электрических полей (трамвайные линии, линии метро, в ряде случаев – сторонние станции катодной защиты), рядом с оживленными автомобильными магистралями (стоки агрессивных реагентов плюс механические нагрузки), подвержены ускоренному коррозионному износу в значительно большей степени, чем трубопроводы, проложенные в песчаных грунтах, с низким уровнем грунтовых вод и в стороне от возможных электрических помех.

Дефектность следует оценивать количеством дефектов на единицу длины за определенный временной промежуток (деф./км.год).

4. **Срок эксплуатации** (годы) – определяет возможный период разрушительного воздействия на теплопровод.

Классификация эксплуатационного состояния участков тепловых сетей по степени надежности

Надежность – это свойство объекта сохранять во времени в заданных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции. Одной из важнейших количественных характеристик надежности является вероятность безотказной работы, однако, в эксплуатационной практике удобнее говорить не о вероятности безотказной работы, а о вероятности отказа материального объекта, используемого оборудования и т.п. Применительно к тепловым сетям, отказом является возникновение утечки теплоносителя в результате нарушения сплошности трубы.

Классификация эксплуатационного состояния участков тепловых сетей по степени надежности может быть выполнена способом ранжирования участков по расчетному значению вероятностного параметра «Вероятность отказа» $P_S(u)$ следующим образом.

Каждый участок тепловой сети характеризуют набором признаков (свойств) в соответствии с результатами инструментального обследования и статистическими данными.

Признаки (свойства) носят как количественный, так и качественный характер, а их вес описывают градами.

Таковыми признаками и соответствующими им градами являются:

■ признак нарушения изоляционного покрытия труб: наличие или отсутствие температурных аномалий (**есть $T\Delta$ /нет $T\Delta$**);

■ степень коррозионной пораженности труб: низкая (**Н**) – при общей протяженности зон коррозии менее 10% от длины участка, средняя (**С**) – от 10% до 30%, повышенная (**П**) – от 30% до 50%, высокая (**В**) – более 50% от общей длины участка;

■ дефектность (количество утечек теплоносителя за год на километр длины участка теплопровода): **низкая** – в 2 и более раз меньше **средней** по тепловой сети того же класса; **высокая** – в 2 и более раз больше **средней** по тепловой сети того же класса;

■ срок эксплуатации: менее 5 лет, от 5 до 10 лет, от 10 до 15 лет, от 15 до 20 лет, от 20 до 25 лет, более 25 лет.

На протяжении последних лет, при выполнении диагностических работ с целью оптимального выбора участков для замены труб, нами применяется следующая шкала:

■ при $P_S(u) \geq 0,67$ участки теплопроводов относятся к категории «**Аварийно-опасные (Ветхие)**»,

Таблица 1. Результаты диагностирования подземных участков тепловых сетей в Санкт-Петербурге в 2010 г. и статистика дефектов, возникших на этих участках в 2011 г.

Характеристика участков ТС по результатам диагностических работ на период – декабрь 2010 г.	Количество дефектов, возникших на обследованных участках с 01.01.2011 по 31.12.2011, шт.	Длина участков, м	Дефектность, кол. дефект./км в год
Аварийно-опасные (ветхие) участки	1015	118117,7	4,3
Потенциально-дефектные (малонадежные) участки	618	124450,3	2,5
Надежные участки	650	539831,2	0,6

Таблица 2. Результаты диагностирования подземных участков тепловых сетей в Санкт-Петербурге в 2011 г. и статистика дефектов, возникших на этих участках за 6 месяцев 2012 г.

Характеристика участков ТС по результатам диагностических работ на период – декабрь 2011 г.	Количество дефектов, возникших на обследованных участках с 01.01.2012 по 30.06.2012, шт.	Длина участков, м	Дефектность, кол. дефект./км в год
Аварийно-опасные (ветхие) участки	483	88024,7	5,5
Потенциально-дефектные (малонадежные) участки	282	94643,3	2,9
Надежные участки	461	599731,2	0,8

которые рекомендуются для проведения первоочередного ремонта;

- при $0,33 < P_5(u) < 0,67$ участки теплопроводов относятся к категории «Потенциально-дефектные (Малонадежные)», которые рекомендуются для второй очереди ремонта и могут временно эксплуатироваться при условии организации постоянного контроля за их состоянием в режиме мониторинга;
- при $P_5(u) < 0,33$ участки относятся к категории «Надежные», пригодные к дальнейшей эксплуатации.

Достоверность прогноза возникновения отказов и эффективности выбора участков тепловой сети для первоочередной замены проверяется по значениям показателя дефектности (числом последующих утечек в год на единицу длины теплопровода) для всех участков, классифицированных по уровню эксплуатационной пригодности. Из рассмотрения исключают реконструированные участки.

В табл. 1 приводятся аналитические сведения, полученные при диагностировании подземных участков тепловых сетей в Санкт-Петербурге в 2010 г. и статистика дефектов, возникших на этих участках в 2011 г.

В табл. 2 приводятся аналитические сведения, полученные при диагностировании подземных участков тепловых сетей в Санкт-Петербурге в период 2011 г. и статистика дефектов, возникших на этих участках за 6 месяцев 2012 г.

В выборку включены только те участки тепловых сетей, которые после проведения диагностических работ и оценки их состояния, находились в эксплуатации в указанные периоды.

Приведенные данные свидетельствуют о высокой эффективности оценки технического со-

стояния тепловых сетей, с целью выделения ветхих, подлежащих замене, трубопроводов.

Так, дефектность участков тепловых сетей, классифицированных как «Аварийно-опасные (Ветхие)», в среднем в 7 раз превышает аналогичный показатель для участков тепловых сетей из категории «Надежные», на которых возникшие дефекты в подавляющем большинстве оказались обусловленными качеством выполненной ремонтно-строительных (сварочных) работ.

Полученные результаты позволяют сделать вывод, что представленная методика может быть в полной мере использована для оценки технического состояния тепловых сетей с целью выделения ветхих, подлежащих замене, трубопроводов, как это предписано Постановлением Правительства РФ № 808.

Для решения поставленной задачи может быть рекомендована следующая шкала параметра $P_5(u)$ «Вероятность отказа»:

- при $P_5(u) \geq 0,75$ участки теплопроводов относятся к категории «Ненадежные (Ветхие)», которые рекомендуются для проведения первоочередного ремонта;
- при $0,75 < P_5(u) \leq 0,50$ участки теплопроводов относятся к категории «Малонадежные», которые рекомендуются для второй очереди ремонта. Эти участки могут временно находиться в эксплуатации при условии организации постоянного контроля за их состоянием в режиме мониторинга;
- при $0,5 < P_5(u) < 0,25$ участки теплопроводов относятся к категории «Надежные», пригодные к дальнейшей эксплуатации;
- при $P_5(u) < 0,25$ участки относятся к категории «Высоконадежные», пригодные к дальнейшей эксплуатации.