

Пути повышения эффективности обработки результатов инструментального обследования тепловых сетей

Н.Н. Шаповалов, заместитель генерального директора; В.О. Чубинский, ведущий инженер-геофизик, ООО АП «ДИССО», г. Санкт-Петербург

Введение

Наша компания более 30 лет выполняет диагностические работы неразрушающими методами контроля для определения эксплуатационного (технического) состояния подземных теплопроводов централизованной системы теплоснабжения.

Ранее мы уже делились опытом инструментального обследования подземных трубопроводов тепловых сетей для оценки их технического состояния при определении мер по обеспечению надёжности системы теплоснабжения. Были представлены методы обследования, способы обработки полученных материалов, а также критерии классификации участков сети теплоснабжения по их техническому состоянию (см. НТ № 4 (152), 2013 г. – *Прим. ред.*).

Настоящая статья посвящена сегодняшнему видению данной проблемы с учётом опыта выполнения диагностических работ по вышеуказанной тематике за прошедший десятилетний период.

Параметры прогнозно-вероятностной модели, используемые для классификации подземных трубопроводов

Как и ранее, главной стратегической задачей диагностирования тепловых сетей является получение необходимой и достаточной информации для классификации подземных трубопроводов по их состоянию и оптимальный выбор наиболее изношенных участков, требующих замены (реконструкции), с целью повышения надёжности теплоснабжения.

Системно-модельный подход к прогнозированию состояния подземных теплопроводов (о котором подробно рассказано в предыдущей статье) осуществляется на основании физических и статистических критериев, качественно или количественно характеризую-

щих основные факторы, обуславливающие разрушение тепловых сетей, а именно:

- состояние изоляционного покрытия труб;
- степень коррозионного поражения труб;
- степень агрессивного воздействия внешней среды, с учётом конструкции и технологических особенностей прокладки теплопровода;
- срок эксплуатации.

Согласно разработанной ранее методике, используются следующие критерии (признаки и градации):

- признак, характеризующий состояние изоляционного покрытия труб, на основе материалов тепловой аэросъёмки, а именно: **«Наличие или отсутствие температурных аномалий» (есть ТА / нет ТА)**;
- признак, характеризующий коррозионное состояние труб, на основе обследования подземных теплопроводов методами электрометрии, а именно: **«Степень коррозионной поражённости труб»: низкая (Н), средняя (С), повышенная (П), высокая (В)**;
- признак, характеризующий агрессивное воздействие вмещающей среды, который классифицируется по показателю **«Дефектность (количество утечек теплоносителя за год на километр длины участка теплопровода)»** – рассчитывается на основе статистических сведений, получаемых от Заказчика.
- признак, характеризующий вероятный период разрушения теплопровода, который классифицируется по показателю **«Срок эксплуатации»** – также рассчитывается на основе статистических сведений, получаемых от Заказчика (например, предприятия, эксплуатирующего тепловые сети).

Все сведения, полученные в результате выполнения диагностических работ, объединены в прогнозно-вероятностную модель,

которая даёт возможность ранжировать участки тепловых сетей по эксплуатационному состоянию.

Основываясь на многолетнем опыте, можно отметить, что при выполнении полномасштабного инструментального обследования подземных теплопроводов по вышеуказанной методике в режиме мониторинга, а также при получении корректной статистической информации, достоверность прогноза состояния тепловых сетей оценивается на уровне не менее 70%.

При этом, развитие современных технологий выполнения диагностических работ позволяет сделать вывод о возможности повышения уровня достоверности прогнозной оценки технического состояния тепловых сетей.

Одним из наиболее легкодоступных и при этом эффективных путей является переход от статических критериев оценки состояния теплопроводов к динамическим.

Инструментальное обследование методом тепловой аэросъёмки

Использование беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) значительно удешевляет обследование подземных теплопроводов методом тепловой аэросъёмки (ТАС), что, в свою очередь, позволяет выполнять такое обследование в режиме мониторинга, т.е. неоднократно в течение отопительного сезона. Мониторинговый режим обследования позволяет оценивать динамику развития регистрируемых температурных аномалий.

Для решения задачи классификации по динамическим характеристикам подземных участков тепловых сетей, характеризующихся повышенным тепловыделением, предлагается использовать полученный в результате выполненных теоретических расчётов и экспериментальных работ универсальный параметр, который определяется, как отношение одномоментных значений линейной плотности теплового потока с поверхности грунта, измеренной в разных местах над подземным теплопроводом: $q(s) / q(b)$, где $q(s)$ – это линейная плотность теплового потока в любой точке подземного теплопровода с координатой s , а $q(b)$ – это базовое,

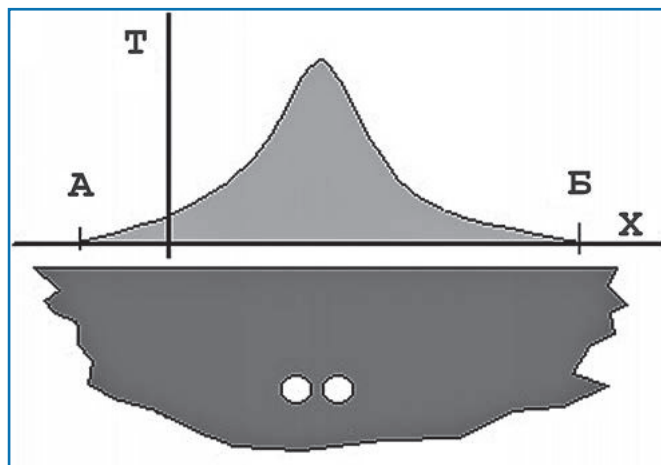


Рисунок 1. Разрез грунта перпендикулярно оси подземного теплопровода и график температуры на поверхности грунта.

наиболее часто встречающееся значение линейной плотности теплового потока в выборочной совокупности минимальных значений этого параметра (мода выборочной совокупности минимальных значений).

На рис. 1 схематично показан разрез грунта перпендикулярно оси подземного теплопровода и график температуры на поверхности грунта. Площадь под графиком температуры в бесконечных пределах изменения координаты x соответствует величине тепловых потерь. Это значение численно равно полному интегралу температурных контрастов $M(s)$. Величины температурных контрастов по профилям вкрест оси теплопровода определяются как разность зарегистрированных и фоновых значений температуры. Однако, измеряемые температурные контрасты, а также и собственно плотность теплового потока, отличаются от их полных, истинных значений, в силу ограниченной чувствительности приборов, наличия природных неоднородностей поверхности и толщины грунта. Поэтому измеренный или «видимый» интеграл температурных контрастов $m(s)$ (как и «видимая» избыточная линейная плотность теплового потока) будет значительно меньше его истинного значения и соответствует площади под графиком (рис.1) в пределах изменения координаты x на отрезке [АВ].

Модельными расчётами было установлено, что полный интеграл температурных контрастов $M(s)$ практически линейно зависит

от регистрируемой части $m(s)$. Отношение полных значений интегралов температурных контрастов также линейно связано с отношением интегралов регистрируемых температурных контрастов и описывается формулой: $F(s) = q(s) / q(b) = M(s) / M(b) = p \cdot m(s) / m(b) + 1 - p$, где: $q(s)$ – линейная плотность теплового потока (Вт/м);

$q(b)$ – базовая линейная плотность теплового потока (Вт/м);

$M(s)$ – полный интеграл температурных контрастов;

$M(b)$ – базовый полный интеграл температурных контрастов;

$m(s)$ – измеренный интеграл температурных контрастов;

$m(b)$ – базовый измеренный интеграл температурных контрастов;

p – коэффициент, лежащий в пределах от 0 до 1 (чем ближе к 1, тем большая часть температурных контрастов поддается регистрации).

Параметр $F(s)$ принципиально может быть определён повсеместно, для всей обследуемой системы теплоснабжения. При использовании такого способа обследования, как тепловая аэросъемка, этот параметр можно определить с высокой производительностью.

Бесспорным преимуществом такого методического приёма является тот факт, что величина относительной систематической погрешности определения параметра $F(s)$ оказывается намного меньше, чем погрешность вычисления абсолютных значений полной величины интеграла температурных контрастов $M(s)$.

Анализируя динамику изменения параметра $F(s)$ за определённый период, возможно получить дополнительную информацию о техническом состоянии подземных теплопроводов. Естественное «старение» теплогидроизоляции трубопроводов, обуславливающее постепенное возрастание её проницаемости и, следовательно, увеличение тепловых потерь, процесс довольно длительный. По данным ВНИПИТеплопроект и ВНИПИЭнергопром, срок службы теплоизоляции до времени увеличения тепловых потерь в 1,3 раза от первоначальных состав-

ляет около 15 лет для АПБ-изоляции и более 30 лет для ППУ изоляции (АПБ – армопенобетон, ППУ – пенополиуретан. – Прим. ред.).

Фиксируемые изменения параметра $F(s)$ (за полгода или год), значительно превосходящие по темпу естественное увеличение тепловых потерь, могут наблюдаться на участках сильного воздействия факторов, разрушающих теплоизоляцию (включая температурные и гидравлические испытания теплопроводов), на участках, где теплоизоляция уже имеет повышенную проницаемость и её дальнейшие деструктивные изменения нарастают лавинообразно, или на участках резкого изменения влагонасыщенности либо самой теплоизоляции, либо канала или грунта, а также при резком изменении температуры и циркуляции теплоносителя. Все эти факторы оказывают влияние на интенсивность коррозии металлических трубопроводов тепловых сетей. В случае, когда влагонасыщенность колеблется в течение года (периодическое намокание и осушение изоляции), процесс разрушения теплоизоляции и коррозии металла труб также ускоряется.

Сравнение материалов, полученных при мониторинговом обследовании тепловых сетей методом ТАС, даёт возможность отслеживать динамику развития деструктивных процессов на теплопроводе.

На рис. 2 приведены тепловые аэроснимки участка теплотрассы, с рассчитанными значениями параметра $F(s)$ по материалам разновременных съёмок. По характеру изменения величины $F(s)$ сделан вывод, что на этом участке имеются локальные зоны нарушения защитного изоляционного слоя с повышенным влагонасыщением изоляции вследствие подтопления грунтовыми водами, что создаёт благоприятные условия для развития внешней коррозии. По результатам диагностики участок отнесён к категории потенциально-дефектных и принят на контроль.

Участок проконтролирован при последующей ТАС, которая была выполнена через четыре месяца. За короткий промежуток времени на этом участке зафиксировано резкое увеличение тепловых потерь с $q(s) / q(b) = 1.3 \div 1.6$ до $q(s) / q(b) = 1.6 \div 2.5$.

Такое резкое увеличение плотности теплового потока характерно для участка со значительным разрушением теплоизоляции, подверженному интенсивной коррозии металла, в пределах которого уже могут образоваться микросвищи. Участок был рекомендован для ремонтных работ. В скором времени (менее месяца) здесь произошла утечка теплоносителя.

При вскрытии было установлено, что трубы диаметром 219 мм проложены в коробе, подтопленном грунтовой водой, которая контактирует и нагревается непосредственно от поверхности труб. Теплоизоляция АПБ на локальных участках протяжённостью в несколько метров практически полностью разрушена. В пределах этих участков металлическая поверхность нижней части трубы подвержена значительному коррозионному износу, имеются глубокие каверны и язвы. Таким образом, материалы визуального осмотра теплопровода полностью подтвердили заключение, сделанное по результатам инструментальной диагностики методом ТАС с использованием динамических параметров.

Коррозионное обследование теплопроводов методами электрометрии

Результаты выполненных исследований и опытно-методических работ свидетельствуют, что для классификации подземных участков тепловых сетей, характеризующихся наличием коррозионных процессов, также возможно использование динамических параметров, получаемых в результате проведения разновременных измерений методами электрометрии.

При периодическом проведении коррозионных наблюдений представляется возможным оценить изменение интенсивности коррозионного процесса на наружной поверхности труб по изменению величины плотности тока, выходящего из трубопровода в зонах развития коррозии.

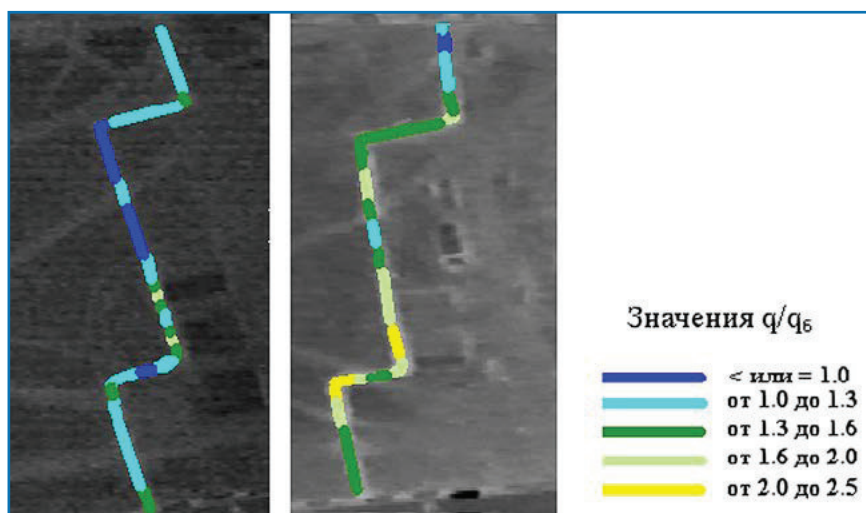


Рисунок 2. Участок сети теплоснабжения по данным тепловой аэросъёмки в ноябре (слева) и в апреле следующего года (справа).

Местоположение и интенсивность коррозионных процессов оценивается по характеру поведения и величине параметров естественного электрического поля (ЕП), создаваемого трубами на земной поверхности. Коррозионный процесс, сопровождаемый прохождением электрического тока через почву на участках «анод-катод», естественным образом создаёт в почве участки с различными значениями потенциала. Следовательно, потенциал почвы над заложенным подземным теплопроводом может быть использован для определения местоположения коррозионных зон, возникающих в результате гальванокоррозии, или под действием блуждающих токов.

На рис. 3 приведены графики поведения потенциала естественного поля (ЕП) над участком магистрального теплопровода, который находится в эксплуатации более 20 лет (ТК-29 – ТК-30) и над соседним участком этого же теплопровода, где за несколько месяцев до инструментального обследования выполнен капитальный ремонт (ТК-33 – ТК-34). Характер графика потенциалов ЕП свидетельствует об эквипотенциальности (букв. равнозначности потенциалов. – Прим. ред.) новых труб и хорошем качестве изоляционного покрытия. В отличие от него, на участке ТК-29 – ТК-30, где не был проведён капитальный ремонт, характер поведения наблюдаемого поля над неотремонтированным участком свидетельствует о наличии коррозионных гальванопар различной интенсивности.

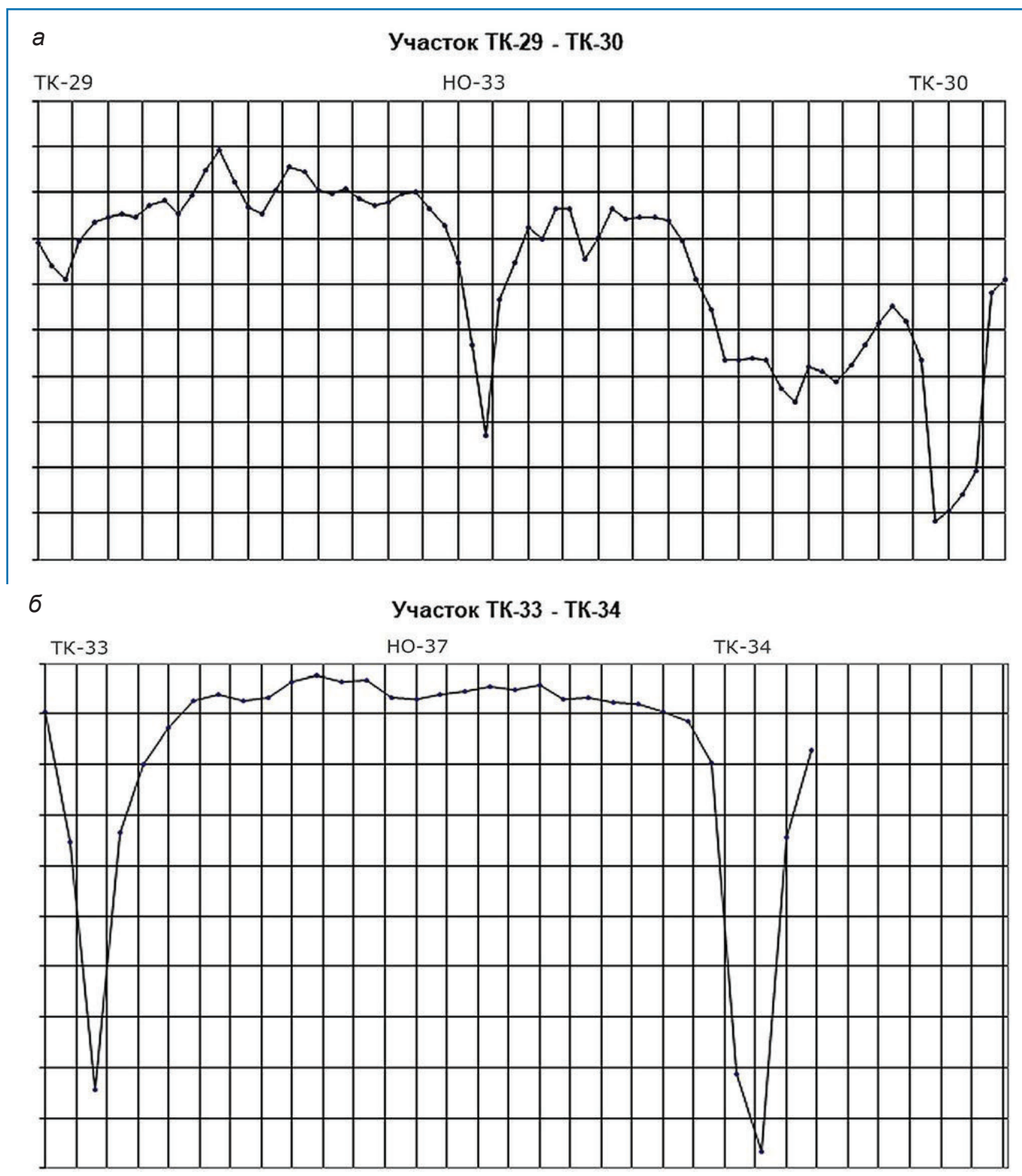


Рисунок 3. Графики регистрации потенциалов ЕП над участками теплопроводов с различным сроком эксплуатации: *а – ТК-29 – ТК-30 – срок эксплуатации более 20 лет;*
б – ТК-33 – ТК-34 – срок эксплуатации менее одного года.

На рис. 4, 5 приведены результаты разновременных измерений потенциала ЕП, выполненные на двух участках теплосети.

Как видно из рис. 4, характер и интенсивность значений потенциалов ЕП, измерен-

ных с промежутком в восемь месяцев, практически идентичны, что свидетельствует о пространственно-временном постоянстве деятельности имеющихся здесь коррозионных гальванопар.

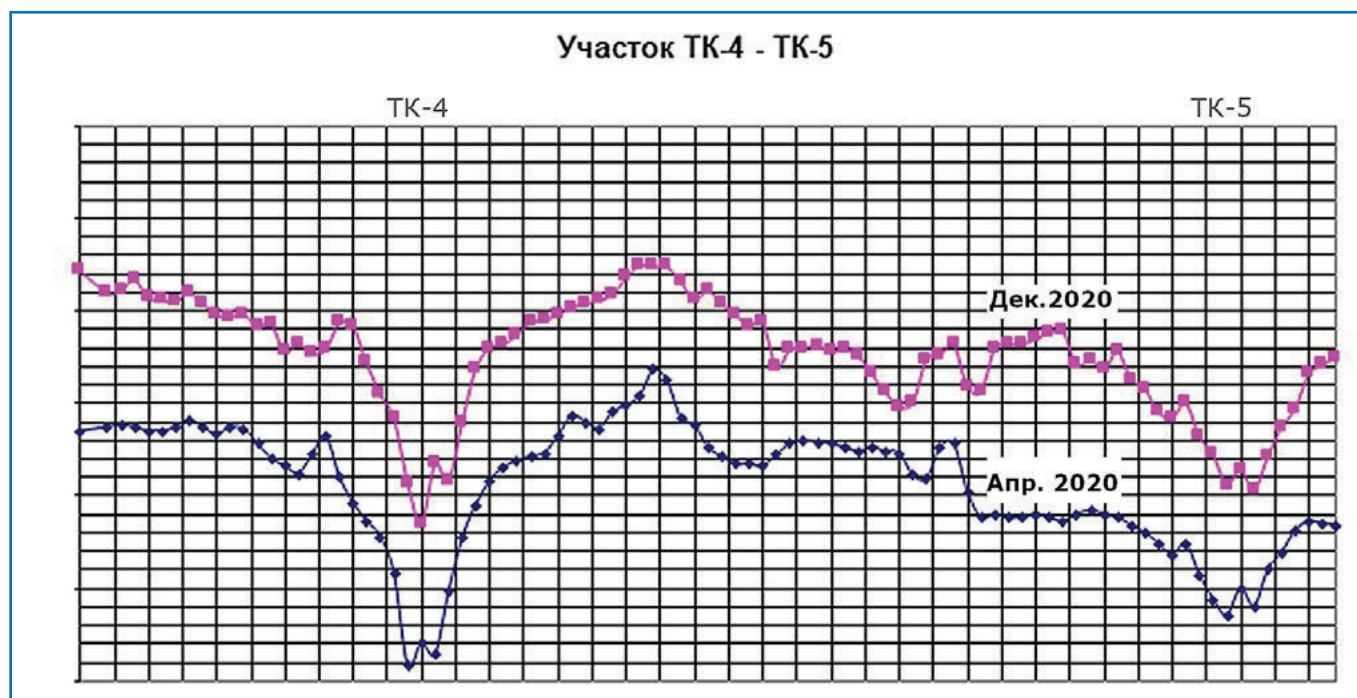


Рисунок 4. Разновременные графики измерений потенциала естественного поля (ЕП) над участком подземного теплотрасса ТК-4-ТК-5.

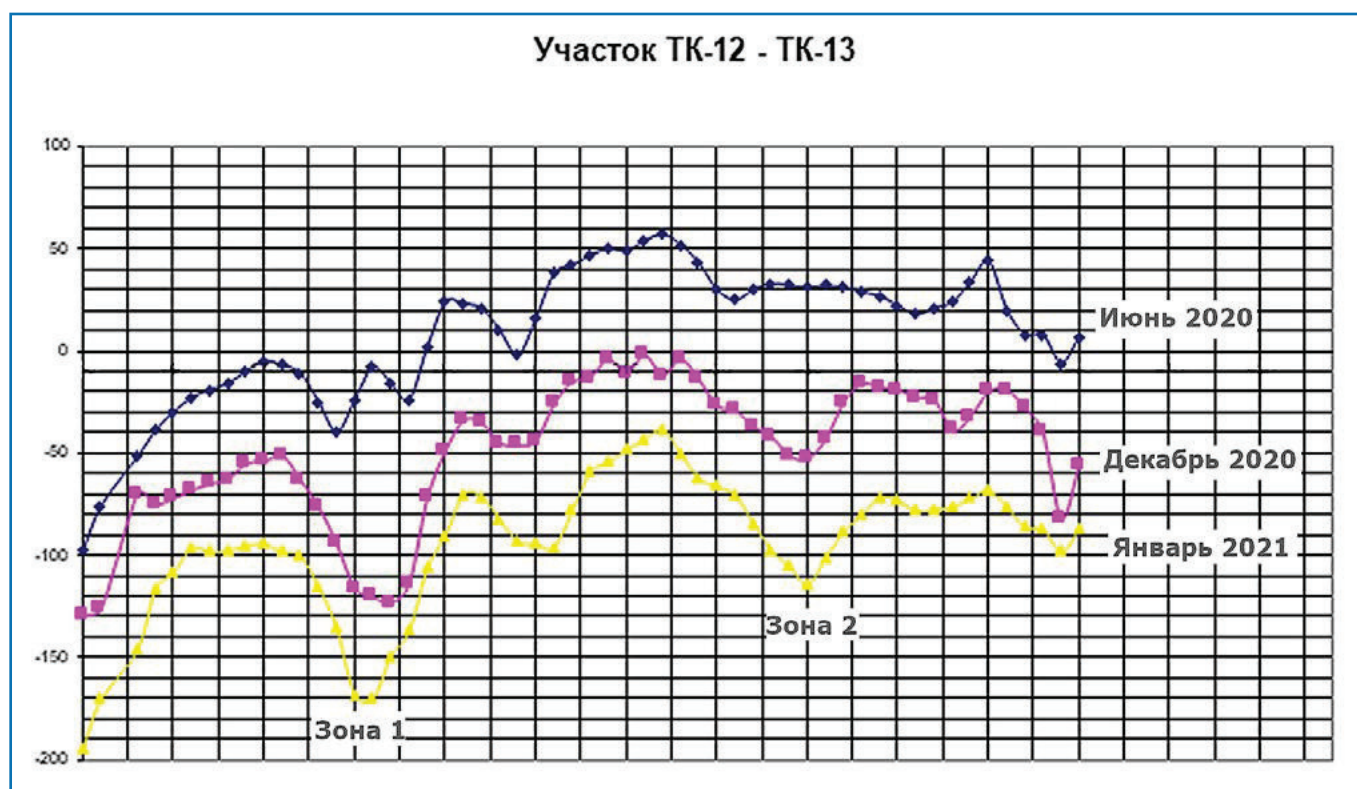


Рисунок 5. Разновременные графики ЕП над участком подземного теплотрасса ТК-12 – ТК-13.

По результатам разновременных измерений потенциалов ЕП, представленным на рис. 5, выделены две зоны (Зона 1 и Зона 2), где за шестимесячный период произошли изменения в распределении электродных потенциалов и интенсивности процессов

коррозии. При выполнении контрольной съёмки в третий раз, зафиксирована стабилизация процессов коррозии на новом уровне интенсивности.

По инструментальным измерениям потенциала ЕП с дифференциальной установ-

кой возможно определить плотность тока, выходящего из трубопровода, подвергнутого коррозии:

$$J = 2 \cdot \Delta U / (K \cdot H \cdot D \cdot \rho), \text{ (мА/дм}^2\text{)},$$

где: ΔU – измеренный потенциал, мВ;

ρ – сопротивление внешней цепи, Ом·м;

H – коэффициент измерительной установки, учитывающий геометрические соотношения размеров установки, глубины заложения трубы и протяжённость коррозионной зоны;

D – диаметр трубы, дм;

K – переходный коэффициент от линейной плотности тока к плотности тока на единицу поверхности трубы.

Таким образом, имея возможность по величине потенциалов ЕП, измеренных инструментальным способом, фиксировать временные изменения значений плотности тока, можно контролировать изменение скорости коррозии в течение времени. Далее, получив в результате шурфового осмотра и инструментального измерения с помощью ультразвукового толщиномера «нуль отсчёта» толщины стенки трубы на момент обследования, возможно контролировать глубину проникновения коррозии и остаточную толщину трубопровода.

Приведённые примеры иллюстрируют возможности используемых в компании методов инструментальной диагностики регистрировать и отслеживать во времени динамику деструктивных процессов, оказывающих влияние на снижение надёжности тепловых сетей.

Дополнительная информация для оценки состояния теплопроводов

Для повышения уровня достоверности прогнозной оценки технического состояния тепловых сетей также предлагается использовать дополнительную информацию при построении прогнозно-вероятностной модели. Эту информацию предприятия, эксплуатирующие тепловые сети, должны иметь согласно требованиям нормативных документов.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. приказом Минэнерго РФ от 24.03.2003 г. № 115)», первичная информа-

ция о состоянии тепловых сетей может быть дополнена следующими данными:

- сведениями о прочностных характеристиках труб, получаемые в результате проведения гидравлических испытаний;
- сведениями об эффективности работы дренажной системы подземных теплопроводов на основании регулярных обходов и проверки работоспособности дренажных насосов и автоматики;
- сведениями об остаточной толщине стенки труб, полученные при шурфовом контроле тепловых сетей;
- сведениями о коррозионной агрессивности грунтов и опасном воздействии блуждающих токов;
- сведениями о наличии и эффективности действия установок электрохимической защиты труб от наружной коррозии;
- сведениями о результатах контроля за внутренней коррозией трубопроводов.

Эти материалы могут быть включены в систему оценки эксплуатационного состояния подземных участков тепловых сетей при формировании рекомендаций в Адресную программу ремонтных работ.

Для этого потребуется задать перечень дополнительных признаков, которые предполагается использовать для прогнозирования состояния подземных участков тепловых сетей, определить шаг квантования и, поинтервально, весовые коэффициенты для каждого признака. Также потребуется формализация имеющихся знаний о возможных значениях рассматриваемых признаков для повреждённых и неповреждённых участков трубопроводов.

По предварительным оценкам, реализация вышеизложенных предложений позволит существенно повысить достоверность прогноза эксплуатационного состояния подземных теплопроводов и достигнуть уровня не менее 80%.

Программный диагностический модуль для выдачи рекомендаций в Адресную программу ремонтных работ

Планирование ремонта тепловых сетей по фактическому состоянию, с привлечением дополнительных сведений, выдвигает

ещё более жёсткие требования к информационному обеспечению диагностических работ. Обработка, систематизация и хранение такого большого количества разноплановой информации требует наличия специального инструмента, позволяющего с максимальной эффективностью осуществлять сбор, транспортировку, обмен и использование материалов инструментального обследования и всех имеющиеся статистических сведений.

Рекомендации в Адресную программу ремонтных работ на основании оценки эксплуатационного состояния подземных теплопроводов должны формироваться с помощью современной информационной системы, в которую автоматически должна поступать и содержаться вся доступная информация, передаваемая в дальнейшем во внутренний расчётный модуль для определения прогнозно-вероятностных показателей (параметр «Вероятность отказа»). Такая система обеспечит возможность расширять набор используемых признаков, периодически уточнять количественную оценку (вес) каждого из них, что, в конечном итоге приведёт к совершенствованию и повышению достоверности прогнозной оценки.

В настоящее время у нас разработан и успешно эксплуатируется диагностический модуль для расчёта прогнозно-вероятностного показателя «Вероятность отказа» в виде плагина к известной в стране геоинформационной системе Zulu. Специалистами предприятия разработан алгоритм расчёта, учитывающий специфику используемых данных (статический характер результатов инструментального обследования, неполный объем статистической информации на участки тепловых сетей, получаемой от предприятий-заказчиков и т.д.).

Учитывая необходимость оперативного и более качественного получения данных, а также увеличения объёма данных при мониторинговых инструментальных исследованиях, предполагается разработка новой версии диагностического модуля, которая будет представлять из себя web-сервис с открытым интерфейсом (API), что сделает его доступным для любых информационных систем, используемых предприятиями.

Все материалы и результаты расчётов будут доступны пользователям в режиме реального времени, для формирования как Адресной программы ремонтных работ, так и других управленческих Программ и составления отчётной документации.

Выводы

1. Комплексная методика инструментального обследования подземных теплопроводов методами тепловой аэросъёмки, наземными пирометрическим, акустическим, акустико-корреляционным и электрометрическими методами может быть в полной мере использована для оценки технического состояния тепловых сетей с целью определения мест существующих дефектов и получения необходимой информации для ранжирования участков тепловых сетей по степени надёжности.

2. Используемые методы инструментальной диагностики позволяют уверенно регистрировать и отслеживать во времени динамику деструктивных процессов, оказывающих влияние на снижение надёжности тепловых сетей, что существенно повышает эффективность результатов диагностических методов за счёт перехода от статических параметров к динамическим.

3. Предложенный способ прогнозирования состояния подземных теплопроводов позволяет использовать вероятностный подход при разделении участков тепловых сетей по эксплуатационному состоянию.

4. Опыт успешного использования диагностического модуля для расчёта прогнозно-вероятностного показателя «Вероятность отказа», разработанного в виде плагина к ГИС ZULU показывает целесообразность создания новой версии модуля на основе WEB-технологий с открытым интерфейсом, что сделает его доступным для любых информационных систем, используемых предприятиями тепловых сетей.