

туаций по жилищному строительству городов и возможности проектного процесса и мониторинга градостроительной деятельности [3].

1. Крушевский А.В., Барков Е.В., Поддубный А.Р. Экономико-математические модели в планировании и управлении народным хозяйством. – К.: Вища школа, 1973. – 312 с.

2. Стадник Г.В., Семенов В.Т., Холодова Е.Е. Центр высоких технологий и информационных систем в городском хозяйстве // Коммунальное хозяйство городов: Науч.-техн. сб. – К.: Техніка, 2001. – вып.32. – С.31-33.

3. Семенов В.Т., Завальный А.В., Штомпель Н.Э., Рошин А.В., Садовский А.Н., Семеренко И.В. Методология разработки и реализации "Городского проекта" в региональных условиях // Коммунальное хозяйство городов: Науч.-техн. сб. Вып.33. – К.: Техника, 2001. – С.33-106.

Получено 15.01.2002

УДК 622.941.4

И.И.КАПЦОВ, д-р техн. наук

Харьковская государственная академия городского хозяйства

ПРОБЛЕМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДОВ

Рассматриваются вопросы определения технического состояния неудовлетворительных участков трубопроводов различными методами диагностики: определение дефектов в металле труб и сварных швах с помощью внутритрубной дефектоскопии, определение геометрических параметров дефектов наружной поверхности труб и напряженно-деформированного состояния труб на опасных участках, применение разрушающих и неразрушающих методов контроля металла стенок трубопроводов. Предложены методы определения скорости изменения фактической толщины стенки трубопровода и прогнозируемого ресурса газопровода.

Оценку технического состояния металла труб и остаточного ресурса газопроводов с длительным сроком эксплуатации или с неудовлетворительным состоянием их антикоррозионного покрытия проводит рабочая экспертная комиссия в составе:

- представителей газотранспортного предприятия (Трансгаза и УМГ), в том числе службы охраны труда;
- представителей Госнадзорохрантруда Украины (участкового газового инспектора, главного инспектора Территориального управления и др.);
- специализированных научных и инженерно-технических организаций, получивших разрешение Госнадзорохрантруда и ДК «Укртрансгаз» на выполнение диагностического обследования линейной части газопроводов, имеющих лицензию, технические приборы и подготовленные кадры.

Состав рабочей экспертной комиссии и рабочих групп назначается специальным приказом руководителя газотранспортного предприятия.

Газотранспортные предприятия предоставляют экспертной комиссии для ознакомления паспорт газопровода, а также информацию, которая имеется в проектной, технической и эксплуатационной документации на газопровод, в том числе:

- марки и механические характеристики металла труб (граница прочности, текучести, ударная вязкость и др.);
- журнал сварочных работ и марки сварочных материалов;
- рабочее давление, диаметр, толщина стенки труб;
- глубина заложения подземного газопровода;
- вид и технология нанесения защитного покрытия;
- вид электрохимической защиты, результаты электрометрических измерений;
- технология и результаты приемочных испытаний газопровода;
- данные об отказе труб за период эксплуатации МГ;
- данные о ремонтно-восстановительных работах на газопроводе;
- изменение температуры стенки трубы по трассе газопровода;
- наличие конденсата и примесей в транспортном продукте;
- наличие крутых поворотов (меньше 5 Ду), характеристика подводных и воздушных переходов, переходов через железные и автомобильные дороги, через болота и т.д.;
- наличие источников блуждающих токов вдоль трассы;
- расчетная долговечность (ресурс), если она раньше определялась;
- основные характеристики грунтов.

На основе анализа документации и предыдущих обследований комиссия определяет дефектные участки газопроводов, которые необходимо проверить в первую очередь неразрушающими методами.

Все основные данные, которые имеются в проектной и оперативной документации о техническом состоянии газопровода, приводятся в акте №1 рабочей экспертной комиссии.

Рабочая экспертная комиссия после ознакомления с данными материалами устанавливает сроки проведения, объем и условия технической диагностики газопровода. Основными направлениями технической диагностики металла труб действующего газопровода, которая необходима для прогноза остаточного ресурса безопасной эксплуатации трубопровода после продолжительного срока эксплуатации (больше 10 лет), являются:

- определение дефектов в металле труб и сварных швах газопровода с помощью внутритрубных дефектоскопов;
- дефектоскопия наружной поверхности металла труб и сварных швов газопровода, определение и обследование дефектных участков, в первую очередь установление геометрических параметров дефектов наружной поверхности труб;
- определение снижения минимальных значений толщины стенки газопровода;
- определение напряженно-деформированного состояния труб на опасных участках газопроводов;
- определение ухудшения механических свойств металла труб: снижение начальной границы прочности (временного сопротивления), ухудшение границ его текучести, ударной вязкости и других механических свойств:
 - а) неразрушающими методами;
 - б) разрушающими методами;
- оценка степени опасности обнаруженных дефектов путем расчета коэффициента интенсивности напряжений в металле трубопровода.

Процесс проведения технической диагностики МГ включает в себя:

- внутритрубную дефектоскопию газопроводов Ду 1400, 1200 и меньше – при наличии дефектоскопов и камер запуска и приема очистных приспособлений;
- применение неразрушающих методов контроля металла стенок трубопровода наружными техническими средствами;
- применение разрушающих методов контроля металла стенок трубопровода, в случае необходимости.

Технология проведения работ с внутритрубной дефектоскопией состоит из следующих этапов:

- проверка работоспособности узлов запуска и приема поршней;
- очистка внутренней полости МГ очистными поршнями и контроль качества ее очистки;
- исследование внутренней геометрии трубопровода профильным снарядом;
- обследование трубопровода снарядом-дефектоскопом с целью определения больших и средних дефектов;
- шурфование подземного газопровода в местах наиболее опасных дефектов и контроль их наружными дефектоскопами;

- составление отчета, в котором приводится таблица дифференциации дефектов по степени их опасности, что записывается в технические паспорта или в банк данных;
- анализ результатов и принятие решений.

Для очистки внутренней полости газопроводов используют стандартные и магнитные очистные поршни.

Пропуск очистного поршня проводят несколько раз (в зависимости от объема загрязнения, эффективности поршня) до тех пор, пока количество загрязнения, которое выносится поршнем, не уменьшится до 5 кг и меньше.

Для исследования внутренней геометрии трубопровода используют навигационно-профильный снаряд и поршень с калибровочными шайбами, которые определяют:

- наличие сужения проходного сечения газопровода, в том числе в местах врезки отводов, где возможно застревание дефектоскопов;
- наличие радиусов кривизны (в плане и профиле) меньше допустимого уровня (меньше 5 Ду);
- наличие латок, вмятин, катушек и т.д.

При использовании внутритрубных (интеллектуальных) дефектоскопов определяют такие параметры: место расположения, длину и ширину дефектов, их глубину, расстояние от поверхности трубы до нижней кромки дефекта, а также учитывают фактическую толщину стенок трубы, угол ориентации большой оси по отношению к оси газопровода, радиус кривизны дна дефекта и другие параметры.

Максимальные величины перечисленных параметров характеризуют степень близости дефектов до критических размеров.

При пропуске снаряда и снаряда-дефектоскопа необходимо обеспечивать специфические требования, которые изложены в «Инструкции по эксплуатации».

После пропускания снаряда-дефектоскопа надо уточнить место расположения обнаруженных дефектов с помощью шурфования. Это делают тогда, когда в полученных результатах отсутствуют достоверные данные о глубине трещин, степени их опасности и т.д. В местах шурфования проводят дополнительное обследование дефектов наружными методами с применением приборов-дефектоскопов.

На основе полученных данных о параметрах дефектов уточняют степень их опасности, определяют срок дальнейшей эксплуатации данного участка магистрального газопровода, а также разрабатывают план мероприятий по устранению обнаруженных дефектов, повышению надежности обследуемого газопровода.

Результаты применения внутритрубных дефектоскопов отображают в техническом паспорте газопровода или заносят в банк данных.

Для определения дефектов-трещин наземными техническими средствами в наружной металлической поверхности и внутри стенок труб подземного газопровода проводят его раскрытие путем шурфования в 12-15 местах через 500-1000 метров или чаще – в тех пунктах, которые определяются по результатам коррозионных электрометрических обследований.

Особое внимание следует уделять «горячим» участкам трубопроводов – протяженностью 20-30 км после КС.

Наружную поверхность газопровода очищают от изоляции и продуктов коррозии. Размеры дефекта (глубина, длина, ширина) измеряют, тщательно осматривают форму дна дефекта (плоское, острое), определяют количество трещин в трубе, при возможности оценивают радиус округления в дне дефекта и фиксируют его форму.

В случае определения нескольких дефектов, близко расположенных один возле другого, должны быть измерены расстояния между ними.

Глубину повреждения измеряют глубиномером микрометрическим или глубиномером, оснащенным индикатором часового типа, или штангенциркулем.

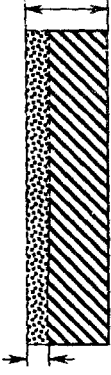




Длину и ширину повреждений измеряют линейкой с точностью до 1 мм.

Для определения дефектов на участках МГ, размещенных возле шурфа, следует применять акустико-эмиссионный (АЭ) метод неразрушающего контроля, основанный на анализе упругих колебаний материалов, которые вызваны образованием и развитием дефектов. Он позволяет обнаруживать дефекты с утечками и дефекты, которые только развиваются, проводить их локализацию, в том числе в местах, недопустимых для методов контроля, основанных на прямом контакте (на переходах через железные дороги, автодороги, водные преграды, на балковых переходах и т.д.).

Для повышения достоверности результатов АЭ контроля рекомендуется реализовать режим изменения напряженности металла труб газопроводов путем снижения, а потом увеличения давления газа приблизительно на 20-35% от рабочего давления. Это позволяет акустически определить развивающиеся мини-дефекты. Степень опасности дефектов в стенках труб определяют по таблице.

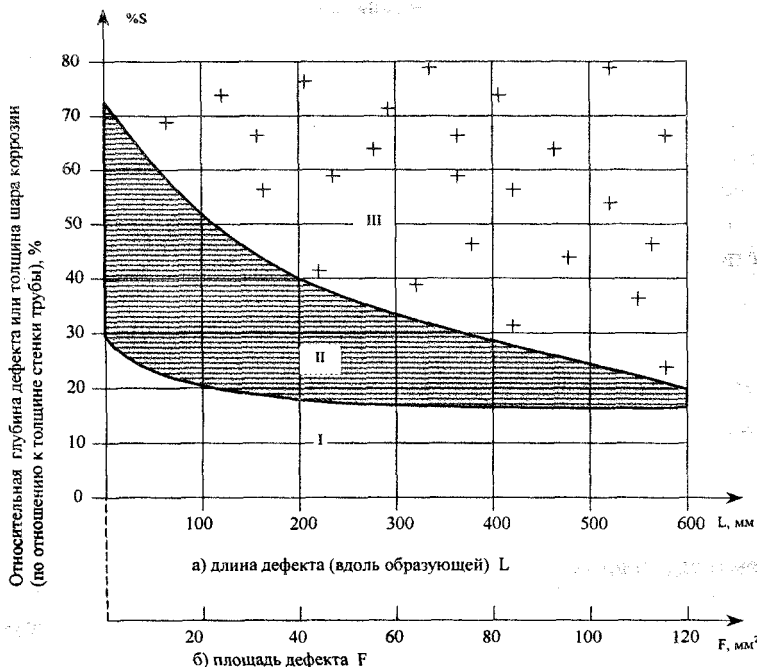
При глубине дефектов 20% и больше от толщины стенки трубы и при его площади (3x3) S (см. таблицу) вся зона, прилегающая к дефекту, должна быть обследована методами неразрушающего контроля –

Виды коррозионных разрушений стенки газопровода

Вид коррозии и ее глубина	Форма поражения стенки газопровода	Характер поражения, его площадь	Характеристика коррозии
Равномерная $h < 0,2 S$		Сплошная коррозия	Сплошная коррозия, мелкими про- дуктами коррозии покрыта вся по- верхность
Неравномерная $h \geq 0,2 S + < 0,4 S$		Сплошная коррозия Более (3x3) S	Сплошная коррозия, продукты кор- розии носят слоистый чешуйчатый характер
Пятнами $h \geq 0,2 S + < 0,4 S$		Местная коррозия (более опасная) Более (3x3) S	Диаметр поражения больше глубин- ны. Сравнительно неглубокое про- хождение в тело трубы при доста- точно большой поверхности.
Язвами- кавернами $h \geq 0,4 S + < 0,8 S$		То же	Диаметр поражения приблизительно равен глубине. Процесс коррозии направлен в глубину металла
Точечная (пигинговая) $h \geq 0,4 S + < 0,8 S$		Наиболее опасная Менее (3x3) S	Диаметр поражения меньше глубины проникновения

ультразвуковыми дефектоскопами типа «Крауткрамер», УСЛ-32, УСК-7 или аналогичными АЭ методами на наличие мелких трещин, расслоения.

На рисунке показана III опасная зона (при глубине дефектов больше 20 % S и при длине 300-400 мм и больше), при которых участок газопровода подлежит отбраковке или срочному снижению давления.



Определение степени опасности коррозионных дефектов в стенках труб газопроводов:
 I – зона относительно безопасной работы, но требуется усиленный контроль;
 II – зона опасных дефектов, которая требует экспертной оценки решения вопроса об отбраковке или ремонте дефектного участка, назначении, виде, технологии и сроке проведения ремонтных работ;
 III – опасная зона сильной коррозии, которая требует немедленного снижения давления в газопроводе и замены дефектного участка.

Примечание: при наличии данных о длине дефекта надо использовать показатели по абсциссе (а), а при наличии данных о площади дефекта – показатели по абсциссе (б).

Среднее значение фактической минимальной толщины стенки трубы ($S_{\text{ср-ф}}^{\text{min}}$) на участке трубопровода определяют по формуле

$$S_{\text{ср-ф}}^{\text{min}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n S_{i-\text{ф}}^{\text{min}}, \text{ мм}, \quad (1)$$

где n – число измерений фактической толщины стенок трубы; $S_{i-\text{ф}}^{\text{min}}$ – минимальное значение фактического результата i -го измерения, мм.

Скорость изменения фактической толщины стенки газопровода за $\tau_{\text{ф}}$ лет устанавливают по формуле

$$V_S = \frac{S_0 - S_{\text{ср-ф}}^{\text{min}}}{\tau_{\text{ф}}}, \text{ мм/год}, \quad (2)$$

где $\tau_{\text{ф}}$ – время (в годах), которое прошло за период от введения газопровода в эксплуатацию до момента его обследования; S_0 – номинальная толщина стенки газопровода, мм.

Прогнозируемый ресурс газопровода $\tau_{\text{пр}}$, исходя из известной скорости V_S , оценивают по формуле

$$\tau_{\text{пр}} \leq \frac{S_{\text{ср-ф}}^{\text{min}} - S_{\text{доп}}}{V_S}, \text{ лет}. \quad (3)$$

Здесь $S_{\text{доп}}$ – максимально допустимое уменьшение минимальной толщины стенки газопровода, которое равно

$$S_{\text{доп}} = 0,83 \cdot S_0, \text{ мм}. \quad (4)$$

Здесь S_0 – номинальная толщина стенки газопровода, мм.

На основе комплексного анализа результатов обследований рабочая комиссия оценивает данные об остаточном ресурсе безопасной работы газопровода и берёт за основу наиболее достоверные расчёты.

На основе детального анализа данных, полученных при неразрушающем контроле МГ, рабочая экспертная комиссия рассматривает и обосновывает такие варианты решений:

- о необходимости усовершенствования катодной защиты наилучших по защищённости участков газопроводов и доведения её до требований соответственно ГОСТ 25812-83 и ГОСТ 015-74;

- о заварке дефектов (каверн) на отдельных местах на поверхности стенок трубопровода, если количество дефектов небольшое;

- о проведении переиспытания газопровода;

- о переизоляции на тех участках, где обнаружена бракованная изоляция, но сохранена наружная поверхность металла труб (если равномерная коррозия не превысила 12% от толщины стенки трубы, а скорость коррозии не больше 1% S в год).

В случае обнаружения фактов, вызывающих сомнение в эффективности решений, нужно перейти к методам разрушающего контроля с вырезанием образцов с трубопроводов для определения в лабораторных условиях основных характеристик металла «старых» стальных труб:

- граница текучести и граница прочности;
- ударная вязкость и трещиностойкость;
- относительное удлинение при разрыве;
- относительное сужение и т.п.

После проведения дополнительного анализа решений и при подтверждении ухудшения механических свойств стальных труб рабочая экспертная комиссия рассматривает и обосновывает варианты новых решений:

- о текущем ремонте участка газопровода для устранения обнаруженных дефектов с остановкой газопроводов (без замены труб);
- об организации выборочного капитального ремонта с заменой бракованных труб (при остановке газопровода);
- о проведении сплошного капитального ремонта дефектного участка или всего газопровода;
- о сроках, условиях и возможности дальнейшей эксплуатации всего газопровода или его участка на основе определения его остаточного ресурса;
- о сроках проведения следующего этапа технической диагностики газопровода.

При анализе вариантов решений необходимо сопоставлять стоимость работ по ремонту трубопровода и затраты на проведение других видов работ по восстановлению его работоспособности.

Получено 19.01.2002

УДК 338.244:004.85

А.Л.НЕФЕДОВА, канд. техн. наук

Харьковская государственная академия городского хозяйства

УПРАВЛЕНИЕ КОММУНИКАЦИЯМИ ПРОЕКТА СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Рассмотрены вопросы управления коммуникациями проекта совершенствования топливно-энергетического комплекса, планирования коммуникаций сбора и распределения информации, отчетности и документирования хода работ. Сформулированы основные функции информационно-поисковой системы.