

УДК 621.644.07

DOI 10.52928/2070-1683-2022-32-14-71-77

**ОЦЕНКА ОБЩЕГО УРОВНЯ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ
СТАЛЬНЫХ ПОДЗЕМНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

д-р техн. наук, проф. В.Н. РОМАНИЮК
(Белорусский национальный технический университет, Минск)
Н.В. СТРУЦКИЙ
(ГПО «Белтопгаз», Минск)

В статье представлены результаты анализа многолетней динамики повреждений защитных покрытий распределительных газопроводов, выявляемых в процессе эксплуатации. Освещена применяемая методика комплексного приборного обследования и диагностирования изоляции. Проведена оценка общего уровня повреждаемости защитных покрытий на основе величины удельной плотности дефектов. Полученные результаты свидетельствуют о незначительной степени износа и отсутствии признаков приближения к предельному состоянию изоляционных покрытий газопроводов, в том числе находящихся в эксплуатации больше 40 лет. Это является дополнительным аргументом в пользу пересмотра нормативного срока службы стальных распределительных газопроводов в сторону увеличения.

Ключевые слова: газораспределительные сети, изоляционное покрытие газопроводов, повреждаемость, дефектность, удельная плотность дефектов, надежность, срок эксплуатации.

Введение. Газоснабжение – одна из форм энергоснабжения, представляющая собой деятельность по обеспечению потребителей газом¹. В масштабах республики потребители – это 3,7 млн. газифицированных квартир, более 9 тыс. коммунально-бытовых организаций непроизводственного характера, более 4 тыс. промышленных предприятий с общим потреблением природного газа до 20 млрд м³ в год. Даже с учетом ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС, природный газ надолго сохранит свою важную роль в производстве тепловой и электрической энергии, создании комфортных условий для населения.

Концепцией Национальной стратегии устойчивого развития Республики Беларусь на период до 2035 года стратегической задачей в газовой сфере определено поддержание производственных фондов на безопасном уровне².

Государственным производственным объединением по топливу и газификации «Белтопгаз» уделяется особое внимание вопросам обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации газораспределительной системы республики и, в первую очередь, ее структурообразующей составляющей – сети наружных распределительных газопроводов.

Весомую и наиболее ответственную часть газовой сети составляют стальные газопроводы. Это связано как со значительно более поздним внедрением труб из полиэтилена в широкую практику строительства (для Беларуси – это начало 2000-х годов), так и долгое время существовавшими ограничениями для полиэтиленовых газопроводов по давлению газа (не более 0,6 МПа, а на территории населенных пунктов – не более 0,3 МПа)³.

Важным элементом стального подземного газопровода, имеющим прямое влияние на его надежность и безопасность, является защитное покрытие. При этом, непосредственно контактируя с эксплуатационной средой, изоляция в наибольшей степени подвергается воздействию ее негативных факторов. В этой связи, вопросы контроля, оценки и прогнозирования технического состояния изоляционных покрытий стальных подземных газопроводов заслуживают отдельного внимания и требуют своего решения на современном научно-техническом уровне.

Следует отметить еще один немаловажный аспект: значительная часть стальных подземных газопроводов превысила нормативный 40-летний срок службы. Данный срок закреплён в Правилах обеспечения промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь⁴, однако установлен еще в советский период, исходя из актуальных тому времени экономических показателей.

Сейчас установленный когда-то временной рубеж давно пройден, максимальный возраст распределительных газопроводов в Беларуси достиг 64-х лет. При этом до настоящего времени не был зафиксирован ни один случай отказа стальных газопроводов из-за возрастной деградации физико-механических свойств металла.

Таким образом, приобретает большую актуальность проблема несоответствия морально устаревшего нормативного срока службы стальных распределительных газопроводов заложенному в них ресурсу эксплуатации, требующая своего решения во избежание затрат на проведение избыточных, преждевременных диагностических работ (например, путем перехода на диагностирование по техническому состоянию).

В контексте данной проблемы ясное понимание степени и динамики общего износа защитных покрытий стальных подземных газопроводов тем более необходимо. Чтобы получить объективную картину в масштабах республики, обобщим и проанализируем результаты многолетней эксплуатационной практики газоснабжающих организаций ГПО «Белтопгаз».

¹ Закон Республики Беларусь о газоснабжении. URL: <https://etalonline.by/document/?regnum=h10300176>.

² Концепция Национальной стратегии устойчивого развития Республики Беларусь на период до 2035 года. – Минск : М-во экон. Респ. Беларусь, 2018. – 82 с. URL: <https://economy.gov.by/uploads/files/ObsugdaemNPA/Kontseptsija-na-sajt.pdf>.

³ Газоснабжение : СНиП 2.04.08.87. – Введ. 01.01.88. – М. : Госстрой СССР, 1988. – 64 с.

⁴ Правила обеспечения промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь. – Минск, 2017. – 218 с.

Краткая характеристика газораспределительной сети. Газораспределительная система – производственный комплекс, входящий в систему газоснабжения и состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для организации снабжения газом непосредственно потребителей газа⁵.

Основу, пространственный каркас газораспределительной системы составляют около 65,0 тыс. км наружных распределительных газопроводов, 29,8 тыс. км (зачастую это газопроводы высокого давления и больших диаметров, обладающие высокой пропускной способностью и несущие основную нагрузку по расходам газа) являются стальными, из них 28,0 тыс. км проложено в подземном исполнении. Доля выработавших нормативных срок стальных подземных газопроводов составляет 18,64% при протяженности 5220,2 км (данные по состоянию на 01.08.2022).

К техническому состоянию стальных подземных газопроводов предъявляются повышенные требования, в том числе в части обеспечения защиты от коррозии. Коррозия представляет опасность снижения уровня надежности и безопасности газопроводов вследствие их повреждения и разгерметизации. Используется пассивная и активная (электрохимическая) защита от коррозии.

Защитные покрытия физически отделяют стальные подземные газопроводы от агрессивной среды (грунта). Все без исключения стальные подземные распределительные газопроводы на всем протяжении обеспечены защитными покрытиями «усиленного типа»⁶ («весьма усиленного типа» по ранее принятой терминологии⁷), битумно-мастичными или более современными полимерными.

С 2003 года в системе объединения при строительстве стальных подземных газопроводов применяются наилучшие по своим характеристикам покрытия на основе экструдированного полиэтилена и термоусаживающихся лент. Вместе с тем, учитывая, что к тому моменту пик строительства стальных газопроводов уже прошел, доля таких покрытий не превышает 10%.

Под электрохимической защитой (ЭХЗ) находятся более 26,0 тыс. км стальных подземных распределительных газопроводов. Для этого используется метод катодной поляризации, заключающийся в придании газопроводу отрицательного электрического потенциала относительно окружающей среды, что обеспечивает эффективное противодействие протекающим в грунте коррозионным процессам.

Методика обследования и диагностирования изоляционных покрытий. Существующий порядок технического обслуживания стальных подземных распределительных газопроводов включает в себя ряд технических мероприятий, основными из которых являются:

- периодическое приборное обследование (комплексное приборное обследование – КПО);
- диагностирование (оценка) технического состояния газопроводов, выработавших нормативный срок службы.

Комплексное приборное обследование включает в себя выявление мест повреждений изоляции и утечек газа бесконтактными методами, без вскрытия трубопровода. Защитные покрытия обследуют такими приборами, как искатель повреждений изоляции трубопроводов ИПИТ различных модификаций, комплекс поисково-диагностический «Прогресс» ФК-01 и др. Их принцип работы, как правило, основан на обнаружении изменения электромагнитного поля, создаваемого вокруг исследуемого металлического трубопровода протекающим по нему током, что позволяет определять такие изменения состояния покрытия, как нарушение целостности, потеря электроизолирующих свойств, резкий переход толщины и т.д.

Таким образом, если контроль металла трубы, по сути, ведется по наличию уже свершившегося факта критического повреждения (а утечка газа однозначно указывает на потерю целостности трубопровода), то в части изоляции чувствительность контроля находится уже на уровне незначительных дефектов, либо даже изменений состояния, еще не вышедших за допустимые пределы.

Все выявленные дефекты изоляции подлежат обязательному устранению:

- в течение 1 месяца после обнаружения в застроенной части и зонах опасного влияния блуждающих токов;
- не позднее 3 месяцев в остальных случаях⁸.

Таким образом, целостность и защитные свойства защитного покрытия по результатам КПО полностью восстанавливаются.

Следует отметить, что на территории нашей страны подобный жесткий режим поддержания технического состояния изоляционного покрытия соблюдался всегда и в полном объеме – с момента сдачи в эксплуатацию первого стального подземного газопровода. Это оказало безусловное положительное влияние на общую надежность газораспределительной системы.

Другой взаимосвязанный аспект – в каждом вскрытом для ремонта шурфе осуществляется непосредственное наблюдение и изучение состояния изоляции и трубы, учет и типизация дефектов. По опыту, к основным эксплуатационным дефектам изоляции относятся продавливание твердыми включениями грунта, повреждения корнями растений, микротрещины, отслоение (рисунок 1).

⁵ См. сноску 1.

⁶ Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии : ГОСТ 9.602-2016. – Введ. 01.06.17. – М. : Стандартинформ, 2016. – 87 с.

⁷ Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии : ГОСТ 9.602-1989. – Введ. 01.01.91. – М. : Госстандарт СССР, 1989. – 59 с.

⁸ См. сноску 4.



Рисунок 1. – Типичные повреждения изоляционного покрытия газопроводов

Комплексное приборное обследование, как правило, проводится каждые 5 лет, отдельные характерные участки (например, переходы через естественные и искусственные преграды) обследуются чаще. Также КПО входит в состав работ, выполняемых при диагностировании (оценке) технического состояния стальных подземных газопроводов, выработавших нормативный срок службы. Методика и порядок проведения диагностических работ установлены отраслевой Инструкцией по оценке технического состояния подземных газопроводов, выработавших нормативный срок службы (11-95.25)⁹.

Данная инструкция отражает подходы к техническому диагностированию распределительных газопроводов, сложившиеся в контексте общесоюзной практики (РД 204 РСФСР 3.3-87, затем РД 243 РФ 3.11-1999), а также собственные, отечественные наработки. Документ согласован с надзорным органом в области промышленной безопасности – Госпромнадзором.

Кроме приборного обследования методика предполагает шурфовое обследование (при котором производится измерение толщины, переходного электрического сопротивления, сплошности и адгезии изоляции), анализ технической документации на объект за весь период эксплуатации и, наконец, выставление итоговой оценки.

Ключевым параметром, по которому производится оценивание состояния изоляционного покрытия, является количество дефектов. Принятая градация предусматривает оценки «отлично», «хорошо», «удовлетворительно» и «неудовлетворительно».

Таким образом, благодаря непрерывному циклу обследований и диагностических работ накапливается массив данных по всем эксплуатируемым объектам, в том числе на протяжении ряда последних лет, – с использованием возможностей специализированных программных комплексов [1].

Оценка общего состояния изоляционных покрытий. Сделаем небольшое отступление и уточним место изоляционного покрытия в схеме обеспечения надежности стального подземного газопровода.

С точки зрения надежности, стальной подземный газопровод можно представить как систему, состоящую из трех элементов с последовательным и параллельным соединением (рисунок 2). По сути, это будет упрощенный вариант классической схемы надежности трубопровода, предложенной А.М. Зиневичем в работе [2], с небольшим уточнением в части вспомогательной роли защитных элементов.



Рисунок 2. – Модель-схема надежности стального подземного газопровода

Данная модель дает необходимый уровень приближения, чтобы проиллюстрировать два основных момента. Во-первых, несмотря на физическое соединение, сцепление с поверхностью стального трубопровода, изоляционное покрытие является отдельным элементом системы, так как выполняет самостоятельную функцию, и имеет свои, специфические физические свойства и конструкцию.

⁹ Инструкция по оценке технического состояния подземных газопроводов, выработавших нормативный срок службы : 11-95.25 // Защита и оценка технического состояния систем газоснабжения. – Минск, 2006. – С. 162–190.

Во-вторых, изоляция является защитным, вспомогательным элементом, при этом, как правило, действующим в паре с другим защитным элементом – электрохимической защитой. При снижении защитных свойств изоляционного покрытия катодный потенциал успешно препятствует растворению металла в грунте (естественно, расход защитного тока при этом увеличивается).

Отсюда вытекают два следствия. Первое, определение и построение базовых зависимостей для оценки и прогнозирования технического состояния защитного покрытия должно производиться на основании данных, непосредственно относящихся к защитному покрытию. Второе, повреждение защитного покрытия, пока под ним нет коррозии трубы, нельзя ранжировать как повреждение (тем более, как отказ) газопровода.

Под термином «повреждение» в настоящей статье будем понимать (в соответствии с определением, данным в СН 1.04.01-2020) дефект, образующийся в результате природно-климатических, механических, химических или других воздействий¹⁰.

Наиболее полно принципы определения надежности для трубопроводных систем представлены А.А. Иониным в работе «Надежность систем тепловых сетей» [3]. Надежность трубопроводной системы определяется как совокупность надежностей ее элементов. Количественная оценка надежности базируется на обработке статистики отказов, для расчетов используются ключевые параметры потока отказов ω и средней интенсивности отказов λ .

Вместе с тем, как уже отмечалось выше, в случаях дефектов изоляции не идет речь о потере работоспособности (отказах) газопровода. Имеет место локальная потеря исправности вспомогательного элемента, в определенной мере снижающая эксплуатационно-технические характеристики газопровода.

В силу этого, использование общепринятых в теории надежности параметров ω и λ в данном случае искусственно занижает общие показатели надежности. Для возможности корректного оценивания состояния изоляционного покрытия в процессе эксплуатации целесообразно исходить из степени его повреждаемости (дефектности).

Определим удельную повреждаемость как среднее число повреждений элемента в год. Она будет равна величине, обратной среднему промежутку времени между повреждениями одного элемента¹¹. Характеризовать повреждаемость будем через относительное распределение выявляемых дефектов изоляции по длине трубопровода, то есть удельную плотность дефектов на единицу длины контролируемого участка, $D_{\text{деф}}$. Данный показатель напрямую отражает текущее техническое состояние защитных покрытий, позволяя провести на основании динамики его изменения дальнейший продуктивный анализ.

Итак, рассмотрим газораспределительную сеть республики как совокупность типовых объектов – газопроводов (это так и есть), а всю совокупность изоляционных покрытий газопроводов – как отдельный большой элемент газораспределительной сети.

Для оценки этого элемента используем массив статистических данных, обобщающих результаты комплексного приборного обследования газопроводов (в том числе, проведенного в рамках технического диагностирования газопроводов со сроком службы 40 лет и более) с 2010 по 2021 год. Это достаточно длительный период, в течение которого все стальные подземные газопроводы прошли не менее двух комплексных приборных обследований. При годовых объемах КПО в районе 6,5 тыс. км, общая протяженность обследованных приборным способом газопроводов составила 78494,0 км (рисунок 3).

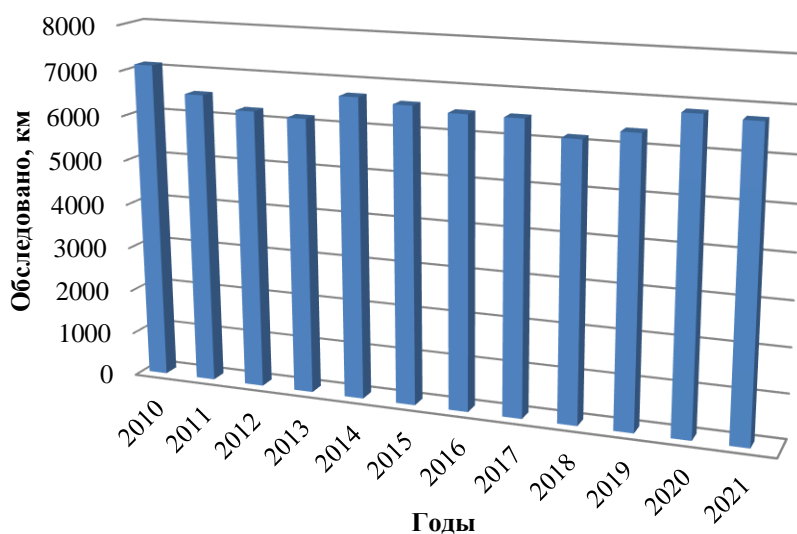


Рисунок 3. – Объемы работ по КПО газопроводов

¹⁰ Техническое состояние зданий и сооружений : СН 1.04.01-2020. – Введ. 27.10.20. – Минск : Стройтехнорм, 2021. – 68 с.

¹¹ Экономика надежности электроснабжения : пер. докл. на конф. Англ. ин-та инженеров-электриков (окт. 1967 г.) / под ред. Ю.А. Якуба. – М. : Энергия, 1969. – 208 с.

Для удобства работы на реальных объектах, обычно имеющих протяженность от нескольких сотен метров до нескольких километров, газопровод, согласно действующей методике диагностирования, при обследовании и дальнейшем оценивании изоляции условно делится на стометровые участки¹².

Таблица 1. – Оценка состояния изоляционного покрытия в зависимости от количества повреждений

Количество мест повреждения изоляции, обнаруженных приборами при проверке газопровода без вскрытия грунта на каждом стометровом участке	Локальная оценка по каждому стометровому участку
0–1	«отлично»
2–3	«хорошо»
4–8	«удовлетворительно»
Свыше 8	«неудовлетворительно»

Для характеристики изоляционных покрытий на уровне целой газораспределительной системы удобнее оперировать величинами с размерностью дефект на километр.

Таким образом, отличная оценка изоляции будет предполагать значение плотности дефектов не более 10 деф./км, хорошая – 30 деф./км, удовлетворительная – 80 деф./км, при превышающем данный предел значении покрытие будет признано негодным.

Для общей характеристики технического состояния защитного покрытия стальных подземных газопроводов как одного большого элемента газораспределительной сети целесообразно применить данную градацию к укрупненным в масштабах республики показателям, принятым как отношение суммарного числа выявленных в течение календарного года дефектов к суммарной протяженности обследованных за год газопроводов.

На рисунке 4 представлены результаты приборного обследования изоляции газопроводов (с учетом объемов работ, выполняемых при диагностировании) за рассматриваемый период. Отдельно показаны плотности дефектов изоляции для газопроводов, выработавших нормативный срок службы.

Как видно из рисунка 4, значения плотности дефектов защитных покрытий стальных распределительных газопроводов, взятых по всей протяженности, находятся в диапазоне от 0,45 до 0,66 деф./км, среднее значение плотности дефектов (штриховая линия) составляет 0,56 деф./км. Значения плотности изоляции на газопроводах со сроком службы 40 лет и более находятся в диапазоне от 0,42 до 0,98 деф./км, среднее значение плотности дефектов составляет 0,74 деф./км. Максимальное превышение плотности дефектов покрытия для газопроводов, выработавших нормативный срок службы, над общим уровнем зафиксировано в 2012 году и составило 0,35 деф./км. Разница между средними значениями плотности дефектов защитных покрытий для всей протяженности стальных распределительных газопроводов и для газопроводов, выработавших нормативный срок службы, составляет 0,18 деф./км.

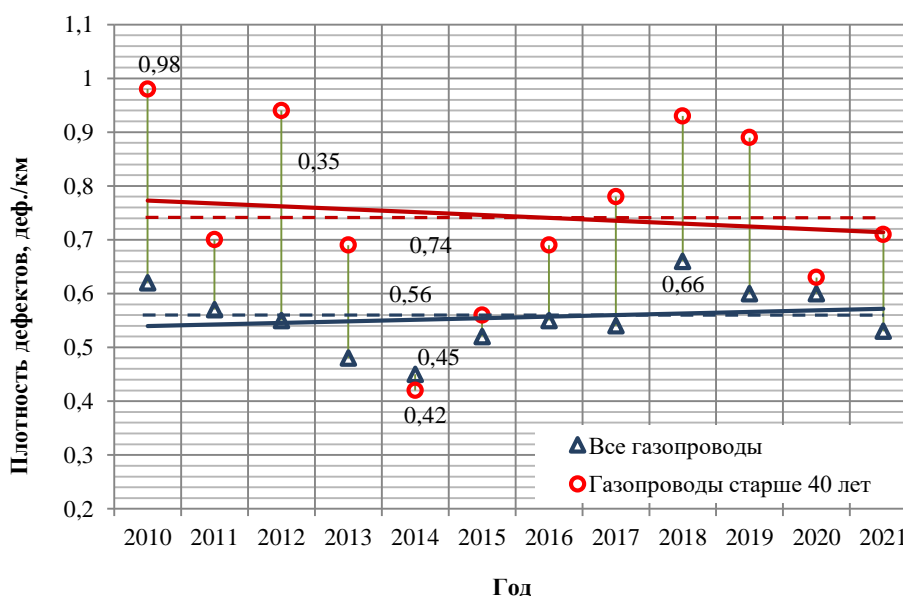


Рисунок 4. – Анализ годовых плотностей дефектов изоляционного покрытия за период с 2010 по 2021 год

Итак, вся полоса значений плотности дефектов защитного покрытия полностью укладывается в диапазон от 0,4 до 1,0 деф./км.

Разброс данных в десятые доли деф./км можно оценить как практически ничтожный, учитывая, что состав попадающих под обследование объектов ежегодно полностью меняется, а статистическая база составляет примерно 6,5 тыс. км газопроводов в год. Несколько больший разброс данных для газопроводов со сроком службы 40 лет и более объясняется их меньшей протяженностью, и, соответственно, более узкой статистической базой.

¹² См. сноску 9.

В соответствии с принятой градацией оценивания¹³, максимальный достигнутый уровень плотности дефектов в 1,0 деф./км составляет 10% от предельного значения для оценки «отлично», 3,33% для оценки «хорошо» и всего 1,23% для удовлетворительной оценки. Если бы мы построили графики дефектности изоляции, отложив на оси ординат всю область допустимых значений $D_{\text{деф}} - 80$ деф./км, мы бы получили практически совпадающие друг с другом, и осью абсцисс, прямые.

Поскольку образование дефектов изоляционных покрытий газопроводов до настоящего времени представляет собой равномерно развивающийся во времени процесс, для получения математической модели, выражающей общую тенденцию (тренд) изменения уровня временного ряда плотности дефектов изоляции, его аналитическое выравнивание проведено по линейной функции. Для расчета аппроксимации использован табличный процессор Excel.

Как видно, оба тренда (сплошные линии на рисунке 4), как для защитных покрытий в целом, так и для изоляции газопроводов старше 40 лет, имеют очень малые коэффициенты регрессии, демонстрируя устойчивость уровня технического состояния во времени.

Итак, по результатам проведенного анализа, удельная повреждаемость изоляционных покрытий стальных подземных газопроводов составляет 0,56 деф./км·год, временной интервал между повреждениями изоляции на 1 км газопровода – 1,79 года, оценка технического состояния – «отлично», прогноз изменения технического состояния – положительный.

Для газопроводов старше 40 лет удельная повреждаемость изоляционных покрытий стальных подземных газопроводов составляет 0,74 деф./км·год, временной интервал между повреждениями изоляции на 1 км газопровода – 1,35 года, оценка технического состояния – «отлично», прогноз изменения технического состояния – положительный.

Для проверки и подтверждения полученных результатов воспользуемся методикой определения оценки технического состояния зданий и сооружений, строительных конструкций и инженерных систем согласно СН 1.04.01-2020. По данной методике техническое состояние оцениваемого объекта (элемента) характеризуется пятью категориями технического состояния (КТС) – от I до V, в порядке увеличения степени износа и снижения работоспособности. В свою очередь, КТС назначается в соответствии со степенью распространения дефектов, их классом и степенью ответственности элемента¹⁴.

Определим степень распространения дефектов. Данный показатель имеет следующую градацию:

- единичные дефекты – занимающие 10% и менее площади, линейного размера или количества;
- многочисленные дефекты – занимающие от 10% до 40% площади, линейного размера или количества;
- массовые дефекты – занимающие более 40% площади, линейного размера или количества.

Приняв из практики (с запасом) эквивалентную длину участка повреждения защитного покрытия $l_{\text{экв}}=2,0$ м (стандартная длина шурфа), при максимальной достигнутой плотности дефектов в 0,98 деф./км получаем 1,96% от принятого линейного размера участка газопровода в 1 км. По степени распространения это единичные дефекты.

Учитывая вспомогательную функцию защитного покрытия, его повреждения необходимо относить к классу малозначительных (при наличии ЭХЗ) либо, в худшем случае (при отсутствии ЭХЗ и влиянии дополнительных негативных факторов), к классу значительных дефектов, степень ответственности элемента – 2.

В первом случае защитное покрытие соответствует I, наивысшей, категории КТС. Состояние оценивается как исправное: дефекты устраняются в процессе установленного регламента технического обслуживания. При фактических нагрузках и воздействиях эксплуатация в соответствии с функциональным назначением разрешается без ограничений до очередного обследования.

Во втором случае защитное покрытие соответствует II категории КТС. Состояние оценивается как работоспособное: имеющиеся дефекты не приводят к нарушению работоспособности конструкции в данных конкретных условиях эксплуатации, но в перспективе могут снизить ее долговечность. Дефекты устраняются в процессе технического обслуживания и текущего ремонта. При фактических нагрузках и воздействиях эксплуатация конструкции разрешается без ограничений до очередного обследования.

Таким образом, оценка технического состояния изоляции стальных подземных распределительных газопроводов по степени ее удельной повреждаемости, проведенная по двум методикам, показывает схожие результаты.

В любом случае, вне зависимости от применяемой методики, очевидно, что один дефект защитного покрытия на километр или два газопровода является крайне низким показателем износа. При этом следует еще дополнительно учесть такие моменты, как:

- высокая чувствительность применяемых при обследовании приборов, позволяющая выявлять минимальные дефекты, или даже преддефектные состояния;
- отсутствие немедленного и безусловного последствия повреждения изоляции в виде коррозии трубы;
- обязательное устранение всех дефектов защитного покрытия газопроводов в срок от 1-го до 3-х месяцев.

Безусловно, общие показатели надежности нельзя прямо распространять на конкретные единичные объекты газораспределительной системы, рассматриваемые в отдельности. Их техническое состояние, в силу различных причин, может значительно отличаться от среднего уровня. Вместе с тем, представленные результаты анализа многолетней динамики повреждений однозначно свидетельствуют о том, что защитные покрытия стальных подземных газопроводов в масштабах республики находятся в периоде нормальной эксплуатации, и признаков их приближения к предельному состоянию нет.

¹³ См. сноску 9.

¹⁴ См. сноску 10, таблица 12.3.

Заключение. На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

1. Впервые выполнен анализ многолетних данных о повреждениях изоляционных покрытий, выявляемых в ходе приборного обследования и диагностирования стальных подземных распределительных газопроводов.
2. Через показатель плотности дефектов определена степень повреждаемости (дефектности) защитных покрытий. Вся полоса значений плотности дефектов полностью укладывается в диапазон от 0,4 до 1,0 деф./км. Удельная повреждаемость изоляции стальных подземных газопроводов составляет 0,56 деф./км-год, временной интервал между повреждениями изоляции на 1 км газопровода – 1,79 года. Для газопроводов старше 40 лет удельная повреждаемость изоляции составляет 0,74 деф./км-год, временной интервал между повреждениями изоляции на 1 км газопровода – 1,35 года.
3. Произведена аппроксимация общей тенденции изменения плотности дефектов изоляции, процесс изменения уровня данного показателя имеет спокойный, равномерный характер.
4. Проведена оценка технического состояния защитного покрытия стальных подземных распределительных газопроводов по степени ее удельной повреждаемости по двум методикам. Согласно методике, изложенной в Инструкции И1-95.25, общее состояние покрытий должно быть оценено как отличное. Согласно методике, изложенной СН 1.04.01-2020, общее состояние покрытий необходимо отнести к I категории КТС (исправное состояние), либо (при отсутствии ЭХЗ и влиянии дополнительных негативных факторов) ко II категории КТС (работоспособное состояние).
5. Предыдущий вывод верен также для покрытий, находящихся в эксплуатации больше 40 лет, что, наряду с отсутствием случаев отказа металла труб из-за возрастной деградации физико-механических свойств, является дополнительным доводом в пользу отмены установленного нормативного срока службы стальных распределительных газопроводов и перехода на их диагностирование по техническому состоянию. Данная мера позволит сэкономить значительные государственные средства.
6. В целом, использование массива накопленных в процессе эксплуатации данных о повреждениях объектов и элементов газораспределительной системы является одним из приоритетных направлений для повышения точности оценки и прогнозирования их технического состояния и требует дальнейшего изучения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Струцкий, Н.В. Единая автоматизированная система ГПО «Белтопгаз». От идеи к результату / Н.В. Струцкий, В.Ю. Васильев // Энергетическая стратегия. – 2017. – Т. 3, № 57. – С. 52–55.
2. Зиневич, А.М. Научно-техническое обеспечение надежности сооружения линейной части магистральных трубопроводов / А.М. Зиневич. – М. : Информнефтегазстрой, 1984. – 132 с.
3. Ионин, А.А. Надежность систем тепловых сетей / А.А. Ионин. – М. : Стройиздат, 1989. – 265 с.

REFERENCES

1. Strutskii, N.V. & Vasil'ev, V.Y. (2017). Edinaya avtomatizirovannaya sistema GPO «Beltopgaz». Ot idei k rezul'tatu. *Energeticheskaya strategiya*, 3 (57), 52–55. (In Russ.).
2. Zinevich, A.M. (1984). *Nauchno-tekhicheskoe obespechenie nadezhnosti sooruzheniya lineinoi chasti magistral'nykh truboprovodov*. Moscow: Informneftegazstroj. (In Russ.).
3. Ionin, A.A. (1989). *Nadezhnost' sistem teplovykh setei*. Moscow: Stroizdat. (In Russ.).

Поступила 14.10.2022

ASSESSMENT OF THE GENERAL LEVEL OF DAMAGEABILITY TO INSULATION COATINGS OF STEEL UNDERGROUND GAS DISTRIBUTION PIPELINES

V. ROMANIUK

(Belarusian National Technical University, Minsk)

N. STRUTSKY

(Beltopgaz SPA, Minsk)

The article presents the results of analysis of long-term dynamics of damage of protective coatings of distribution gas pipelines revealed in the process of operation. The applied methodology of complex instrumental inspection and diagnostics of insulation is highlighted. The estimation of the general level of damageability of protective coverings on the basis of the value of specific density of defects was carried out. The received results testify to an insignificant degree of wear and absence of signs of approaching the limit state of gas pipelines' insulating coatings, including those being in operation for more than 40 years. This is an additional argument in favor of revising the normative service life of steel distribution gas pipelines towards increase.

Keywords: gas distribution networks, insulating coating of gas pipelines, damageability, defectability, specific defect density, reliability, service life.