

<https://doi.org/10.21122/2227-1031-2023-22-4-308-316>

УДК 621.644.07

## Применяемые изоляционные покрытия распределительных газопроводов в Республике Беларусь и их характеристика

Докт. техн. наук, проф. В. Н. Романюк<sup>1)</sup>, Н. В. Струцкий<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup>Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь),

<sup>2)</sup>ГПО «Белтопгаз» (Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2023  
Belarusian National Technical University, 2023

**Реферат.** Газораспределительная система – производственный комплекс, входящий в систему газоснабжения и состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для организации снабжения газом непосредственно потребителей. В масштабах республики потребители – это 3,7 млн газифицированных квартир, более 9 тыс. коммунально-бытовых организаций непроизводственного характера и 4 тыс. промышленных предприятий с общим потреблением природного газа до 20 млрд м<sup>3</sup> в год. Основу газораспределительной системы составляют около 67 тыс. км наружных распределительных газопроводов, 28 тыс. км из которых – это стальные газопроводы в подземном исполнении. К обеспечению защиты от коррозии стальных подземных распределительных газопроводов, как потенциально опасных объектов, предъявляются повышенные требования. Они, как правило, обеспечиваются комплексной антикоррозийной защитой, обязательной составляющей которой являются изоляционные покрытия. Учитывая изложенное, определение общих показателей, характеризующих состояние изоляции, степень ее износа, является актуальной задачей. Для ее решения впервые проанализирован массив многолетних статистических данных о дефектах защитных покрытий распределительных газопроводов, выявляемых приборным методом. Определены величины удельной плотности дефектов и повреждаемости для всех видов применяемых защитных покрытий. Наилучшие показатели выявлены у изоляции на основе термоусаживаемых лент. Определено характерное повреждение защитного покрытия на основе битумных мастик (микротрещины), которое возможно использовать в качестве индикатора старения данного вида изоляции. Показано, что дефектообразование в изоляционных покрытиях газопроводов до настоящего времени представляет собой, как правило, малоинтенсивный процесс, что подтверждено в том числе для длительно эксплуатируемых газопроводов. Полученные результаты вошли в обоснование отмены ранее применявшегося 40-летнего нормативного срока службы стальных газопроводов в новой редакции Правил по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь.

**Ключевые слова:** распределительные газопроводы, изоляционные покрытия, плотность дефектов, повреждаемость, целостность изоляции, техническое состояние, надежность

**Для цитирования:** Романюк, В. Н. Применяемые изоляционные покрытия распределительных газопроводов в Республике Беларусь и их характеристика / В. Н. Романюк, Н. В. Струцкий // *Наука и техника*. 2023. Т. 22, № 4. С. 308–316. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2023-22-4-308-316>

## Applied Insulating Coatings for Gas Distribution Pipelines in the Republic of Belarus and Their Characteristics

V. N. Romaniuk<sup>1)</sup> N. V. Strutsky<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup>Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus),

<sup>2)</sup>Beltopgaz SPA (Minsk, Republic of Belarus)

**Abstract.** Gas distribution system is a production complex, which is part of the gas supply system and consists of organizational and economically interconnected facilities designed to organize the supply of gas directly to consumers. On the national

### Адрес для переписки

Романюк Владимир Никанорович  
Белорусский национальный технический университет  
просп. Независимости, 65/2,  
220013, г. Минск, Республика Беларусь  
Тел.: +375 17 293-92-16  
pte@bntu.by

### Address for correspondence

Romaniuk Vladimir N.  
Belarusian National Technical University  
65/2, Nezavisimosty Ave.,  
220013, Minsk, Republic of Belarus  
Tel.: +375 17 293-92-16  
pte@bntu.by

scale, consumers are 3.7 million gasified apartments, more than 9 thousand communal and household non-productive organizations and 4 thousand industrial enterprises with a total consumption of natural gas up to 20 billion m<sup>3</sup> per year. The basis of the gas distribution system is formed by about 67.0 thousand km of external distribution gas pipelines, 28.0 thousand km of which are underground steel pipelines. As potentially hazardous objects, steel underground distribution pipelines are subject to higher requirements for corrosion protection. As a rule, they are provided with complex anticorrosion protection, an obligatory component of which is insulation coatings. Taking into account the above mentioned, the definition of general indicators characterizing condition of insulation, the degree of its wear is an actual task. To solve it, for the first time, we have analyzed an array of long-term statistical data on defects of protective coatings of distribution gas pipelines, detected by instrumental method. The values of specific defect density  $D_d$  and damageability  $A_d$  have been determined for all types of applied protective coatings. The best values have been found for insulation on the basis of heat-shrinkable tapes. The characteristic damage of the protective coating on the basis of bituminous mastics (microcracks), which can be used as an indicator of aging of this type of insulation, has been determined. It has been shown that defect formation in the insulation coatings of gas pipelines up to the present time is, as a rule, a low-intensive process, which has been confirmed, among other things, for gas pipelines operated for a long time. The obtained results were included into the justification of abolition of the previously used 40-year normative service life of steel gas pipelines in the new edition of the Rules of Technical Safety in the Field of Gas Supply of the Republic of Belarus.

**Keywords:** gas distribution pipelines, insulation coatings, defect density, damageability, insulation integrity, technical condition, reliability

**For citation:** Romaniuk V. N., Strutsky N. V. (2023) Applied Insulating Coatings for Gas Distribution Pipelines in the Republic of Belarus and Their Characteristics. *Science and Technique*. 22 (4), 308–316. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2023-22-4-308-316> (in Russian)

## Введение

В Республике Беларусь эксплуатируется с превышением ранее применявшегося 40-летнего нормативного срока службы около 20 % стальных газопроводов. Признаков старения трубного металла, выраженных в ощутимом снижении его физико-механических свойств или деградации внутренней структуры, в газораспределительной системе страны до сих пор не наблюдается [1]. На настоящем этапе возрастной фактор пока не относится к значимым.

Исторически сложилось так, что стальные газопроводы (зачастую обладающие за счет высокого внутреннего давления и больших диаметров повышенной пропускной способностью и несущие основную нагрузку по расходам газа) – одновременно и наиболее длительно эксплуатируемая, и наиболее ответственная часть газораспределительной сети. Это связано со значительно более поздним внедрением труб из полиэтилена в широкую практику строительства (начало 2000-х гг.), а также существовавшими ранее ограничениями для полиэтиленовых газопроводов по давлению газа (не более 0,6 МПа, а на территории населенных пунктов – не более 0,3 МПа).

Исходя из опыта эксплуатации, фактором, обладающим наибольшим потенциалом влияния на техническое состояние стальных подземных распределительных газопроводов, яв-

ляются коррозионные процессы различного происхождения. В силу своего назначения распределительные газопроводы доходят непосредственно до потребителя и значительная часть их протяженности приходится на территории населенных пунктов и промышленных зон, где плотность потребителей и объемы потребления выше. Повсеместная прокладка в условиях плотной застройки, насыщенности подземными коммуникациями, промышленных и коммунальных воздействий и загрязнений дополнительно усложняет коррозионную обстановку.

В этой связи к обеспечению защиты от коррозии стальных подземных распределительных газопроводов традиционно предъявляются повышенные требования. Для этого, как правило, используются пассивная и активная (электрохимическая) составляющие в комплексе. Таким образом, техническое и функциональное состояние защитных элементов имеет прямое влияние на общую надежность газопроводов и должно в обязательном порядке учитываться в процессе их диагностирования.

В этих целях следует установить общие показатели, характеризующие эффективность и ресурс работы изоляции и электрохимической защиты. Такие показатели необходимы для непосредственной оценки общего состояния газораспределительной системы, а также дадут

возможность сравнительного анализа при оценке отдельных объектов системы.

Изоляционное покрытие является базовым уровнем защиты, так как функционирует в нерегулируемом режиме, но в то же время само непосредственно влияет на режим работы электрохимической защиты (ЭХЗ). Поэтому определение общих показателей, характеризующих состояние изоляции, степень ее износа, является первоочередной задачей.

### Основная часть

Все без исключения стальные подземные распределительные газопроводы в Беларуси на всем протяжении обеспечены защитными покрытиями усиленного типа (весьма усиленного типа по ранее принятой терминологии) [2, 3].

Используются как традиционные покрытия (на основе битумных мастик, полимерных липких лент холодного нанесения), так и более современные: начиная с 2003 г. при строительстве стальных подземных газопроводов в республике 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 составляет около 11 %. Распространенность различных видов применяемой изоляции показана на рис. 1.

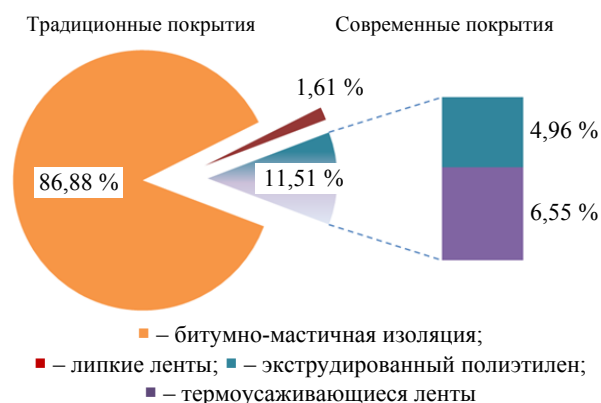


Рис. 1. Структура пассивной защиты газопроводов по видам применяемых покрытий

Fig. 1. Structure of passive protection of gas pipelines by types of applied coatings

Кроме указанных выше покрытий, свое применение на распределительных газовых сетях нашли рулонные мастично-полимерные

материалы различных производителей, конструктивно состоящие из изоляционного мастично-полимерного слоя и полимерной ленты. Но поскольку данные материалы используются в основном для местного ремонта выявляемых повреждений изоляции, их доля в общей протяженности не велика.

Изоляция является защитным, вспомогательным элементом стального подземного газопровода. Проиллюстрируем ее место в обеспечении надежного функционирования стального подземного газопровода с помощью так называемой блок-схемы надежности (reliability block diagram, RBD), определив те элементы, отказ которых вызывает отказ системы (последовательное соединение), и те элементы, отказ которых приводит лишь к увеличению вероятности отказа системы (параллельное соединение) [4].

Блок-схема для стального подземного газопровода будет иметь последовательно-параллельное построение (рис. 2).

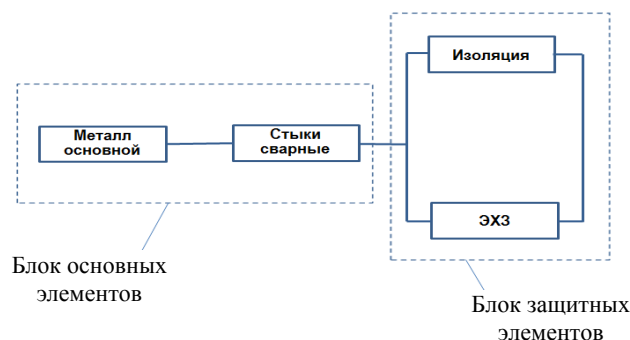


Рис. 2. Блок-схема надежности газопровода

Fig. 2. Gas pipeline reliability block diagram

Строго говоря, даже одновременный отказ всего защитного блока в действительности не означает немедленного и безусловного отказа газопровода, вероятностная задача определения надежности газопровода значительно сложнее, чем это можно представить, исходя из представленной схемы.

Вместе с тем 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 самостоя-

тельную функцию и имеет свои, специфические физические свойства и конструкцию. Во-вторых, изоляционное покрытие функционирует параллельно с электрохимической защитой – повреждение защитного покрытия, пока под ним нет коррозии металла, никак не влияет ни на работоспособность, ни на исправность основных элементов газопровода. При снижении защитных свойств изоляционного покрытия катодный потенциал успешно препятствует растворению металла в грунте (естественно, расход защитного тока при этом увеличивается).

Следует особо отметить, что поскольку коррозия стали является электрохимическим процессом, тормозящее влияние на нее может достигаться именно и только внешними электрическими (или электромагнитными) полями, формируемыми ЭХЗ. Роль изоляции состоит в максимально возможном снижении площади оголенной поверхности стального трубопровода, прямо контактирующей с коррозионной агрессивной средой (так называемый контакт «труба–земля») [5]. Таким образом, целостность (сплошность) следует отнести к одной из ключевых характеристик защитного покрытия.

Ценным источником информации для понимания степени и динамики изменения целостности изоляции газопроводов в ходе эксплуатации является массив многолетних статистических данных о дефектах покрытия, выявляемых в ходе периодического приборного обследования. Данный вид эксплуатационного контроля включает в себя выявление мест утечек газа и повреждений изоляционного покрытия приборными методами, без вскрытия трубопровода.

При этом достигается высокая чувствительность контроля: заявляемая минимальная площадь определяемого повреждения изоляции газопровода для современных приборов составляет до 10 мм<sup>2</sup>, точность определения места дефекта – 0,5 м.

Периодическое приборное обследование газопроводов, как правило, проводится каждые пять лет. Некоторые характерные участки газопроводов могут обследоваться чаще: раз в три года (переходы через судоходные водные преграды), или даже ежегодно (например, пересе-

чения с автомобильными и железными дорогами). Все выявленные дефекты изоляции подлежат обязательному устранению в сроки от одного до трех месяцев [6]. При ремонте осуществляются непосредственное наблюдение, изучение и документирование дефектов.

Таким образом, накапливается значительный объем данных, в том числе на протяжении ряда последних лет – с использованием возможностей специализированных программных комплексов [7].

Итак, обобщим результаты приборного обследования газопроводов с 2010 по 2022 г. За этот период каждый объект прошел не менее двух циклов обследования, при общей протяженности стальных подземных газопроводов 28 тыс. км, протяженность обследованных газопроводов составила 85,7 тыс. км.

Рассмотрим газораспределительную сеть республики как совокупность типовых объектов – газопроводов, а всю совокупность изоляционных покрытий газопроводов – как ее отдельный большой элемент. Учитывая примерно постоянные годовые объемы приборного обследования на уровне 6,5–7,0 тыс. км, ежегодно контролю сплошности изоляции подвергается до 25 % газораспределительной сети, что предоставляет надежную статистическую базу.

Для оценивания динамики сохранения сплошности изоляционного покрытия в процессе эксплуатации целесообразно исходить из степени его повреждаемости (дефектности,  $A_d$  – ability of defects). Определим удельную повреждаемость как среднее число повреждений элемента (участка газопровода определенной протяженности) в год. Она будет равна величине, обратной среднему промежутку времени между повреждениями одного элемента. Характеризовать повреждаемость будем через относительное распределение выявляемых дефектов изоляции по длине трубопровода, то есть удельную плотность дефектов на единицу длины контролируемого участка ( $D_d$  – defect density). Данные показатели напрямую характеризуют целостность защитных покрытий, позволяя провести дальнейший продуктивный анализ [8].

Полученные результаты представлены на рис. 3.

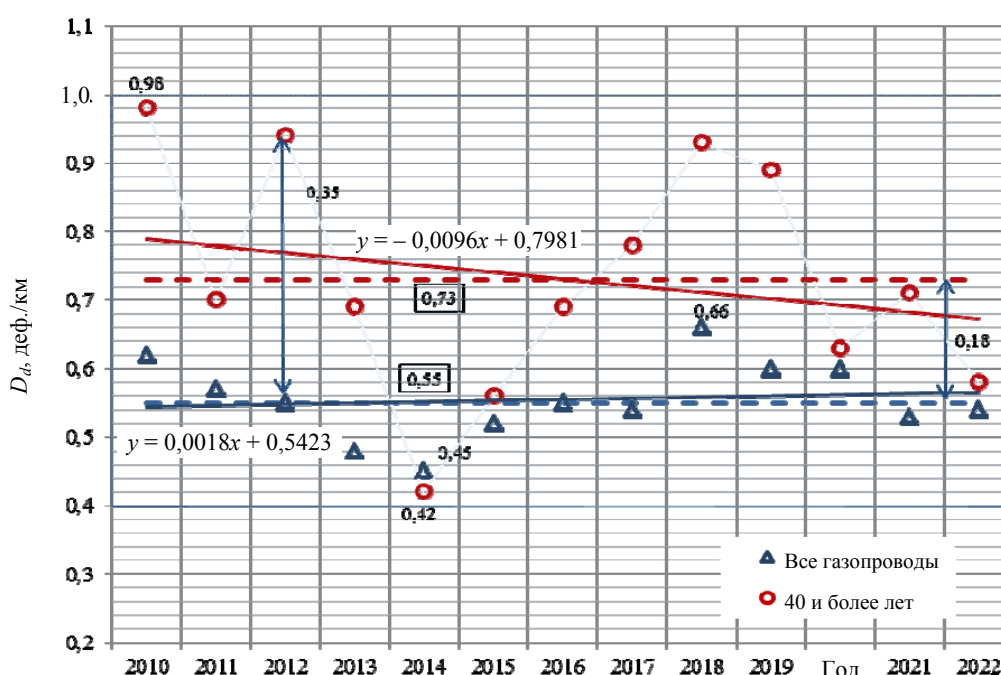


Рис. 3. Анализ годовых плотностей дефектов изоляционного покрытия

Fig. 3. Analysis of annual of insulating coating defects

Как видно на рис. 3, значения плотности дефектов защитных покрытий стальных распределительных газопроводов, взятых по всей протяженности, находятся в диапазоне от 0,45 до 0,66 деф./км, средняя повреждаемость (штриховая линия) составляет 0,55 деф./км. Значения плотности изоляции на длительно эксплуатируемых газопроводах со сроком службы 40 лет и более находятся в диапазоне от 0,42 до 0,98 деф./км, средняя повреждаемость составляет 0,73 деф./км.

Максимальное превышение плотности дефектов покрытия для газопроводов, выработавших нормативный срок службы, над общим уровнем зафиксировано в 2012 г. и составило 0,35 деф./км. Разница между средней повреждаемостью защитных покрытий по всей протяженности стальных распределительных газопроводов и для газопроводов старше 40 лет составляет всего 0,18 деф./км. Вся полоса значений плотности дефектов защитного покрытия полностью укладывается в диапазон от 0,4 до 1,0 деф./км.

Для оценки полученных данных воспользуемся действующим отраслевым документом ГПО «Белтопгаз» по техническому диагностированию газопроводов [9]. Согласно принятой методике, для удобства работы на реальных объектах, обычно имеющих протяженность от нескольких сотен метров до нескольких кило-

метров, газопровод при обследовании и дальнейшем оценивании изоляции условно делится на стометровые участки. Принятая градация предусматривает оценки «отлично», «хорошо», «удовлетворительно» и «неудовлетворительно» в зависимости от количества выявленных дефектов (табл. 1).

Таблица 1

Оценка состояния защитного покрытия в зависимости от количества повреждений  
Assessment of the state of the protective coating depending on the amount of damage

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. Тогда оценка «отлично» изоляции будет предполагать не более 10 деф./км, «хорошо» – 30, «удовлетворительно» – 80 деф./км, при превышающем данный предел количестве повреждений покрытие будет признано негодным.

В соответствии с данной градацией оценивания даже верхняя граница плотности дефектов (~1,0 деф./км) характеризует защитные покрытия как исправные (оценка «отлично»), причем с большим запасом. Если исходить из критерия сохранения работоспособного состояния (оценка «удовлетворительно»), максимальное значение  $D_d$  составит всего 1,23 % от допустимой области значений 80 деф./км.

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 рис. 3) как для защитных покрытий в целом, так и для изоляции газопроводов старше 40 лет имеют незначительные коэффициенты регрессии, демонстрируя стабильность технического состояния изоляционных покрытий газопроводов во времени.

Для проверки и подтверждения полученных результатов воспользуемся методикой определения оценки технического состояния зданий и сооружений, строительных конструкций и инженерных систем, согласно [10]. Здесь повреждаемость элемента характеризуется степенью распространения дефектов. Данный показатель имеет следующую градацию: единичные дефекты – занимающие 10 % и менее площади, линейного размера или количества; многочисленные дефекты – от 10 до 40 %; массовые дефекты – более 40 %.

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

Результаты оценки повреждаемости изоляции стальных подземных распределительных газопроводов, согласно [9] и [10], показаны на рис. 4.

Далее, в соответствии с методикой [10], исходя из степени распространения дефектов, их класса и степени ответственности элемента (табл. 2), определяется категория технического состояния (КТС). Всего документом устанавливается пять категорий – от I до V, в порядке увеличения степени износа и снижения работоспособности.

Таблица 2

**Определение категории технического состояния конструкции [10]**  
**Determination of the category of thermal resistance of the structure [10]**

Дефекты по степени распространения	КТС для класса дефектов		
	1 (критические)	2 (значительные)	3 (малозначительные)
Массовые	$\frac{V}{IV, V}$	$\frac{IV, V}{III}$	$\frac{III}{II, III}$
Многочисленные	$\frac{V}{IV}$	$\frac{IV}{II, III}$	$\frac{II, III}{II}$
Единичные	$\frac{IV, V}{III, IV}$	$\frac{III}{II}$	$\frac{II}{I}$

*Примечание.* В числителе приведены КТС для элементов степени ответственности 1, в знаменателе – для элементов степени ответственности 2.

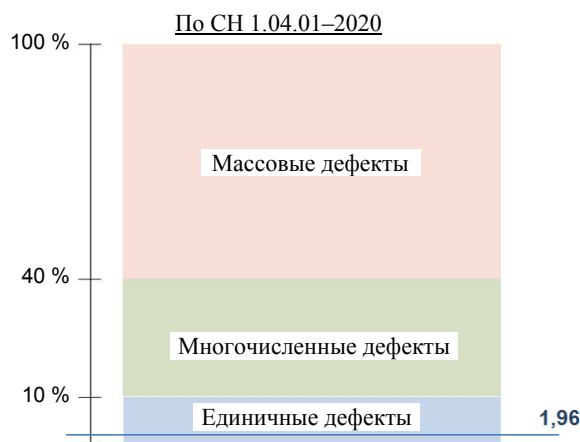
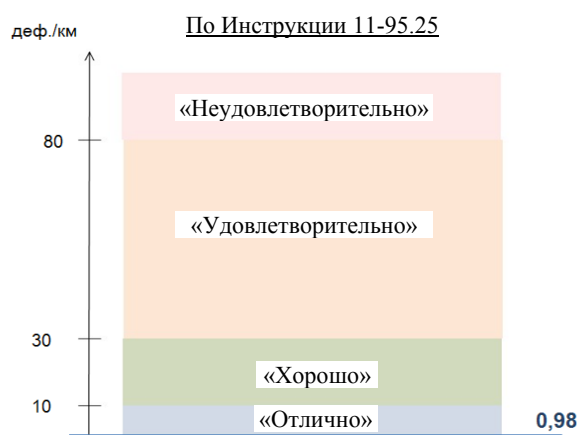


Рис. 4. Общая оценка степени износа (потери сплошности) изоляционных покрытий

Fig. 4. General assessment of the degree of wear (loss of continuity) of insulation coatings

Учитывая вспомогательную функцию защитного покрытия, его повреждения необходимо относить к классу малозначительных 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 технического состояния (исправное состояние). Во втором – покрытие соответствует II категории КТС (работоспособное состояние): имеющиеся дефекты не приводят к нарушению работоспособности конструкции в данных конкретных условиях эксплуатации, но в перспективе могут снизить ее долговечность.

Отдельно рассмотрим битумно-мастичную изоляцию, применявшуюся в газораспределительной системе Беларуси с 1958 по 2003 г. и остающуюся для стальных распределительных газопроводов преобладающим, а для газопроводов старше 40 лет – практически единственным видом наружного защитного покрытия. Именно для битумно-мастичной изоляции вопрос оценки и прогнозирования технического состояния стоит наиболее остро [11].

Это многослойное армированное покрытие, в котором сцепление слоев и адгезия к поверхности трубы обеспечиваются нагреванием битумной мастики до состояния плавления. По опыту эксплуатации можно указать тип дефекта, характерный именно для данного вида изоляции и наиболее связанный с деградацией внутренней структуры покрытия вследствие температурных и механических воздействий,

возрастного охрупчивания. Это – микротрещины. Распространенность микротрещин, их долю в общем количестве повреждений, а особенно динамику изменения удельной плотности во времени можно принять в качестве характерного показателя (индикатора) старения изоляции на основе битумных мастик [11].

Динамика годовых плотностей дефектов битумно-мастичной изоляции с выделением микротрещин показана на рис. 5.

Удельная плотность дефектов для битумно-мастичной изоляции стальных распределительных газопроводов ГПО «Белтопгаз» до настоящего времени практически остается в диапазоне значений от 0,48 до 0,71 деф./км, плотность микротрещин находится в диапазоне от 0,09 до 0,16 деф./км. Если средняя повреждаемость для битумно-мастичной изоляции составляет 0,6 деф./км·год, то доля микротрещин 0,12 деф./км·год (20 %).

Аппроксимация временного ряда показывает, что распространенность микротрещин не имеет тенденции к росту, сохраняя стабильность. Таким образом, принятая периодичность приборного обследования газопроводов и практика обязательного устранения выявляемых дефектов пока позволяют в значительной степени нивелировать негативные эффекты естественного старения покрытий.

Сравнение средних значений повреждаемости для различных видов применяемой изоляции (на основе битумных мастик, липких лент холодного нанесения, термоусаживаемых лент, экструдированного полиэтилена) представлено на рис. 6.

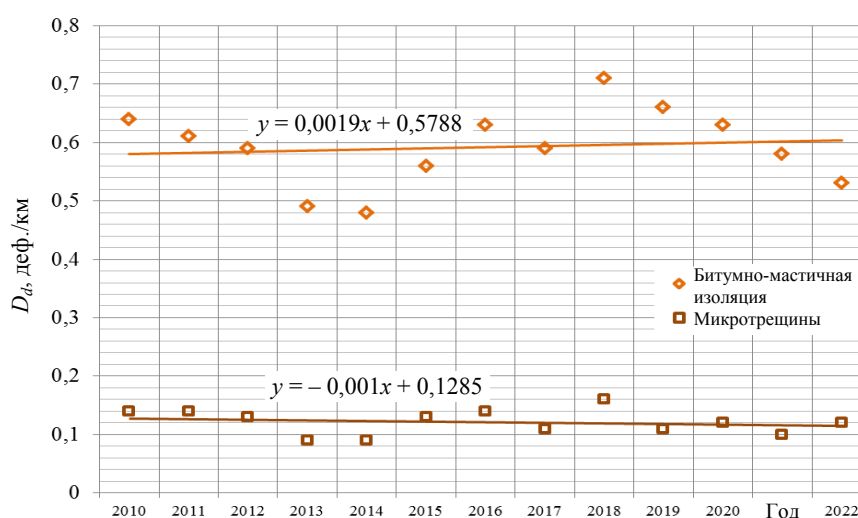


Рис. 5. Анализ годовых плотностей дефектов битумно-мастичной изоляции с выделением микротрещин  
 Fig. 5. Analysis of annual densities of defects in bitumen-mastic insulation with identification of microcracks

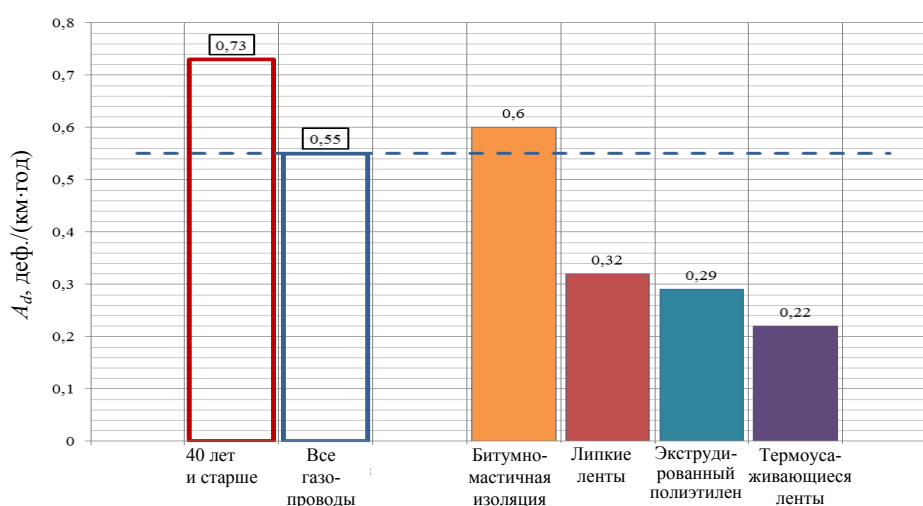


Рис. 6. Средняя повреждаемость различных видов защитных покрытий

Fig. 6. Average damage to various types of protective coatings

Как видно, средние значения повреждаемости для полимерных защитных покрытий ниже, чем для битумно-мастичной изоляции. Вместе с тем следует учитывать, что и средний возраст эксплуатируемых полимерных покрытий значительно ниже.

Наименьшие значения повреждаемости ( $A_d = 0,22$  деф./.(км·год)) по результатам приборного обследования демонстрируют защитные покрытия на основе термоусаживаемых лент. Несколько неожиданными выглядят достаточно хорошие показатели для изоляции на основе липких лент, учитывая неоднозначный опыт эксплуатации подобных покрытий трассового нанесения на магистральных трубопроводах 1980-х гг. постройки. По-видимому, определяющим фактором здесь является то, что при строительстве распределительных газопроводов использовались трубы, изолированные в базовых условиях.

В любом случае, все виды покрытий демонстрируют высокую степень сохранения целостности в процессе эксплуатации. Полученные общие значения параметров плотности дефектов  $D_d$  и средней повреждаемости  $A_d$  изоляционных покрытий с учетом их вида и срока службы могут использоваться как для общей оценки состояния газораспределительной системы, так и для сравнительного анализа с частными показателями конкретных объектов при их диагностировании.

## ВЫВОДЫ

1. Впервые выполнен анализ многолетних данных о повреждениях изоляции стальных подземных распределительных газопроводов, кото-

рый позволил через показатель плотности дефектов определить степень повреждаемости (дефектности) защитных покрытий. Вся полоса значений плотности дефектов полностью укладывается в диапазон от 0,4 до 1,0 деф./км. Средняя повреждаемость изоляции стальных подземных газопроводов составляет 0,55 деф./.(км·год), для газопроводов старше 40 лет – 0,73 деф./.(км·год).

2. Значения повреждаемости также определены для всех видов применяемых покрытий. Наилучший показатель выявлен у изоляции на основе термоусаживаемых лент – 0,22 деф./.(км·год).

3. Определено характерное повреждение защитного покрытия – микротрещины, которое возможно использовать в качестве индикатора старения изоляции на основе битумных мастик.

4. Полученные результаты демонстрируют незначительный уровень износа защитных покрытий стальных подземных распределительных газопроводов в масштабах республики, исходя из такой ключевой характеристики, как целостность (сплошность) покрытия. Полученные результаты вошли в обоснование отмены ранее применявшегося 40-летнего нормативного срока службы стальных газопроводов в новой редакции Правил по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь [6].

5. Предыдущий вывод верен для изоляции газопроводов с длительными сроками эксплуатации, а также для всех видов покрытий, включая традиционные битумно-мастичную изоляцию и липкие ленты.



6. Общее состояние изоляции стальных подземных распределительных газопроводов, согласно [9], должно быть оценено как отличное. Согласно [10], 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).

7. Полученные общие значения параметров плотности дефектов  $D_d$  и средней повреждаемости  $A_d$  изоляционных покрытий с учетом их вида и срока службы могут использоваться для сравнительного анализа с частными показателями конкретных объектов диагностирования в рамках как детерминистских, так и стохастических расчетных методик.

## ЛИТЕРАТУРА

1. О возможности продления срока службы труб распределительных газопроводов с учетом изменений их структуры и основных механических свойств / А. П. Андриевский [и др.] // Энергетическая стратегия. 2022. № 4. С. 32–35.
2. ГОСТ 9.602–1989. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. М.: Госстандарт СССР, 1989. 59 с.
3. ГОСТ 9.602–2016. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. М.: Стандартинформ, 2016. 87 с.
4. Справочник по надежности / под ред. Л. М. Якименко, М.: Мир, 1970. Т. 3. 376 с.
5. Пригула, В. В. Современные проблемы защиты от подземной коррозии / В. В. Пригула // Коррозия территории «Нефтегаз». 2012. № 3 (23). С. 18–21.
6. Правила обеспечения промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь: утв. М-вом по чрезвычайным ситуациям Респ. Беларусь 05.12.2022 № 66. Минск: Энергопресс, 2023. 280 с.
7. Струцкий, Н. В. Применение мобильных устройств в работе газовых хозяйств Беларуси / Н. В. Струцкий, А. А. Ананенко, И. М. Перельгин, О. В. Голубева // Энергетическая стратегия. 2018. № 5 (66). С. 32–34.
8. Романюк, В. Н. Оценка общего уровня повреждаемости изоляционных покрытий стальных подземных газопроводов / В. Н. Романюк, Н. В. Струцкий // Вестник Полоцкого государственного университета. Сер. Ф. Строительство. Прикладные науки. 2022. № 14. С. 71–77.
9. Инструкция по оценке технического состояния подземных газопроводов, выработавших нормативный срок службы 11-95.25 // Защита и оценка технического состояния систем газоснабжения: сборник локальных нормативных правовых актов. Минск: Минсктипроект, 2006. С. 162–190.
10. СН 1.04.01–2020. Техническое состояние зданий и сооружений. Минск: Стройтехнорм, 2021. 68 с.
11. Струцкий, Н. В. Анализ эксплуатационных дефектов изоляционного покрытия распределительных газопроводов и дальнейшая оценка его технического состояния [Электронный ресурс] / Н. В. Струцкий // Энерге-

тика Беларуси-2022: материалы Респ. науч.-практ. конф., 25–26 мая 2022 г. / сост. И. Н. Прокопеня. Минск: БНТУ, 2022. С. 65–69. Режим доступа: <https://rep.bntu.by/handle/data/121684>.

Поступила 11.04.2023

Подписана к печати 20.06.2023

Опубликована онлайн 31.07.2023

## REFERENCES

1. Andrievsky A. P., Shtempel O. P., Yanushonok A. N., Chukhnov A. A. (2022) On the Possibility of Extending the Service Life of Pipes of Distribution Gas Pipelines, Taking Into Account Changes in their Structure and Basic Mechanical Properties. *Energeticheskaya Strategiya* [Energy Strategy], (4), 32–35 (in Russian).
2. State Standard 9.602–1989. *Unified System of Protection Against Corrosion and Ageing. Underground Structures. General Requirements for Corrosion Protection*. Moscow, Publishing House of USSR Gosstandart, 1989. 59 (in Russian).
3. State Standard 9.602–2016. *Unified System of Protection Against Corrosion and Ageing. Underground Structures. General Requirements for Corrosion Protection*. Moscow, Standartinform Publ., 2016. 87 (in Russian).
4. Yakimenko L. M. (ed.) (1970) *Reliability Handbook*. Vol. 3. Moscow, Mir Publ. 376 (in Russian).
5. Pritula V. V. (2012) Modern Problems of Protection Against Underground Corrosion. *Korroziya Territorii "Neftegaz"* [Corrosion of the Neftegaz Territory], (3), 18–21 (in Russian).
6. Industrial Safety Rules in the Field of Gas Supply of the Republic of Belarus. Minsk, 2017. 218 (in Russian).
7. Strutsky N. V., Anannenko A. A., Perelygin I. M., Golubeva O. V. (2018) The use of Mobile Devices in the Work of Gas Facilities in Belarus. *Energeticheskaya Strategiya* [Energy Strategy], (5), 32–34 (in Russian).
8. Romanyuk V. N., Strutsky N. V. (2022) Estimation of the General Level of Damageability of Insulating Coatings of Steel Underground Gas Pipelines. *Vestnik Polotskogo Gosudarstvennogo Universiteta. Seriya F. Stroitel'stvo. Prikladnye Nauki = Vestnik of Polotsk State University. Part F. Constructions. Applied Sciences*, (14), 71–77 (in Russian).
9. Instructions for Assessing the Technical Condition of Underground Gas Pipelines that Have Reached their Standard Service life 11-95.25. Protection and Assessment of the Technical Condition of Gas Supply Systems. Collection of Local Regulatory Legal Acts. Minsk, Minsktiproekt Publ., 2006, 162–190 (in Russian).
10. SN [Building Norms] 1.04.01–2020. *Technical Condition of Buildings and Structures*. Minsk, Stroytekhnorm Publ., 2021. 68 (in Russian).
11. Strutsky N. V. (2022) Analysis of Operational Defects of Insulating Coating of Gas Distribution Pipelines and Further Assessment of its Technical Condition. *Energetika Belarusi-2022: Materialy Resp. Nauch.-Prakt. Konf., 25–26 Maya 2022 g.* [Energy of Belarus-2022: Proceedings of Republican Scientific and Practical Conference, 25–26 may 2022]. Minsk, Belarusian National Technical University, 65–69. Available at: <https://rep.bntu.by/handle/data/121684> (in Russian).

Received: 11.04.2023

Accepted: 20.06.2023

Published online: 31.07.2023