

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2025-68-2-154-174>

УДК 621.644.2.02.07:620.197.5

Развитие методологии технического диагностирования трубопроводов газораспределительной системы и анализ эффективности способов восстановления их работоспособности

Асп. С. Ф. Гориченко¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

Реферат. Главным требованием к функционированию газораспределительной системы является обеспечение ее надежности, безопасности и эффективности эксплуатации при снижении нагрузки на окружающую среду, начиная от источников газоснабжения до конечных потребителей газа. При этом необходимы поддержание всех объектов газораспределительной системы в технически исправном состоянии, их постоянное обновление и развитие. На сегодняшний день актуальной проблемой становятся старение и износ находящихся в эксплуатации объектов газораспределительной системы (распределительных газопроводов, газорегуляторных пунктов, шкафных регуляторных пунктов, средств электрохимической защиты стальных газопроводов). В статье рассматриваются структура и динамика роста протяженности стальных подземных газопроводов, эксплуатируемых в г. Минске и Минском районе, в зависимости от длительности эксплуатации. Представлены результаты лабораторных исследований фактического состояния стальных труб с различными сроками службы. Определена степень деградации структуры, механических свойств и химического состава образцов металла стальных газопроводов подземного залегания с различными сроками эксплуатации. Приведены способы оценки фактического состояния изоляционного покрытия стальных подземных газопроводов. Проведен анализ результатов измерений электрического переходного сопротивления изоляционного покрытия, полученных в полевых и лабораторных условиях. Представлены расчет остаточного ресурса изоляционного защитного покрытия на примере мастичной битумной изоляции путем определения фактической постоянной времени старения и способ оценки по изменению их энергии активации термоокислительной деструкции в качестве метода определения остаточного ресурса изоляционного покрытия стальных подземных газопроводов. Определены значения энергии активации для мастичных защитных битумных покрытий стальных подземных газопроводов с различными сроками эксплуатации, в том числе и для предельного состояния. Предложена методика технического диагностирования стальных подземных газопроводов с учетом агрегированных статистических данных. Описан способ приоритизации объектов газораспределительной системы.

Ключевые слова: газопровод, энергия активации, термодеструкция, остаточный ресурс, срок службы, мастичное битумное покрытие, надежность, эксплуатация, переходное сопротивление

Для цитирования: Гориченко, С. Ф. Развитие методологии технического диагностирования трубопроводов газораспределительной системы и анализ эффективности способов восстановления их работоспособности / С. Ф. Гориченко // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2025. Т. 68, № 2. С. 154–174. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2025-68-2-154-174>

Адрес для переписки

Гориченко Сергей Ф.
Белорусский национальный технический университет
пр. Независимости, 65/2,
220113, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 308-26-25
pte@bntu.by

Address for correspondence

Gorichenko Sergey F.
Belarusian National Technical University
65/2, Nezavistimosti Ave.,
220113, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 308-26-25
pte@bntu.by

Development of a Methodology for Technical Diagnostics of Pipelines of the Gas Distribution System and Analysis of the Effectiveness of Ways to Restore their Operability

S. F. Gorichenko¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. The main requirement for the functioning of a gas distribution system – starting from gas supply sources to end-users of gas – is to ensure its reliability, safety and operational efficiency while reducing the burden on the environment, from gas supply sources to end users of gas. At the same time, it is necessary to maintain all facilities of the gas distribution system in a technically sound condition, their constant updating and development. So, the aging and wear of the gas distribution system facilities in operation (gas distribution pipelines, gas control points, cabinet control points, electrochemical protection equipment for steel gas pipelines) is currently becoming an urgent problem. The article discusses the structure and growth dynamics of the length of steel underground gas pipelines operated in Minsk and the Minsk region, depending on the duration of operation. The results of laboratory studies of the actual state of steel pipes with different service lives are presented. The degree of degradation of the structure, mechanical properties and chemical composition of metal samples of steel underground gas pipelines with different service lives has been determined. The methods for assessing the actual state of the insulating coating of steel underground gas pipelines are presented. The analysis of the results of measurements of the electrical transient resistance of the insulating coating obtained in the field and laboratory conditions is carried out. The calculation of the residual life of an insulating protective coating is presented using the example of mastic bitumen insulation by determining the actual aging time constant, and a method for estimating changes in their activation energy of thermal and oxidative degradation as a method for determining the residual life of the insulating coating of steel underground gas pipelines is given, too. The values of the activation energy for mastic protective bitumen coatings of steel underground gas pipelines with different service life, including the limiting state, have been determined. A technique for technical diagnostics of steel underground gas pipelines is proposed, taking into account aggregated statistical data. A method for prioritizing gas distribution system facilities is described.

Key words: gas pipeline, activation energy, thermal destruction, residual resource, service life, mastic bitumen coating, reliability, operation, transition resistance

For citation: Gorichenko S. F. (2025) Development of a Methodology for Technical Diagnostics of Pipelines of the Gas Distribution System and Analysis of the Effectiveness of Ways to Restore their Operability. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 68 (2), 154–174. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2025-68-2-154-174> (in Russian)

Введение

Главным требованием к функционированию газораспределительной системы является обеспечение ее надежности, безопасности и эффективности эксплуатации при снижении нагрузки на окружающую среду на всем ее протяжении – от источников газоснабжения до конечных потребителей газа [1]. При этом необходимы поддержание всех объектов энергораспределительной системы в технически исправном состоянии, их постоянное обновление и развитие [2]. На сегодняшний день актуальной проблемой становится старение и износ находящихся в эксплуатации объектов газораспределительной системы (распределительных газопроводов, газорегуляторных пунктов, шкафных регуляторных пунктов, средств электрохимической защиты стальных газопроводов) [3].

В настоящее время на балансе УП «МИНГАЗ» находится 2217 км стальных газопроводов с различными сроками эксплуатации. Из рис. 1

видно, что значительную долю газопроводов составляют газопроводы со сроком службы более 40 лет и если не предпринимать никаких мер, то их протяженность увеличится более чем в 1,5 раза (рис. 2). Очевидно, что интенсивное старение газопроводов негативно влияет на уровень надежности объектов газораспределительной системы, поэтому актуальным является оценка остаточного ресурса трубопроводов до наступления предельного состояния и определения рациональных подходов к их ремонту.

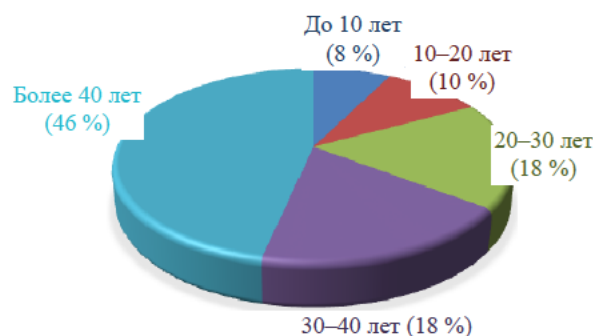


Рис. 1. Распределение газопроводов в зависимости от длительности эксплуатации

Fig. 1. Distribution of gas pipelines depending on the duration of operation

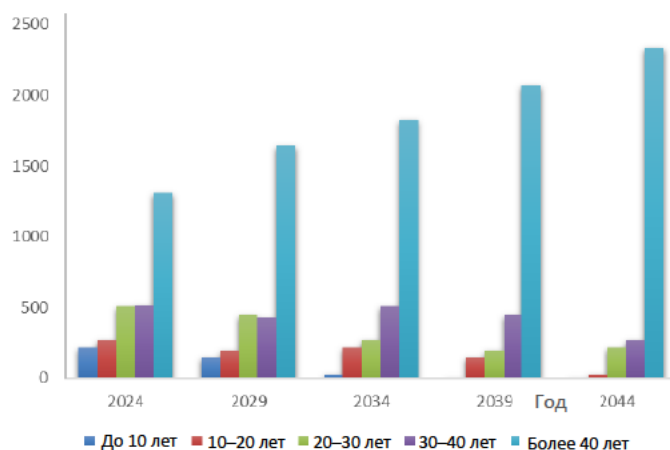


Рис. 2. Динамика роста протяженности (км) газопроводов с различными сроками эксплуатации

Fig. 2. Dynamics of growth in the length (km) of gas pipelines with different service life

Предельное состояние строительного объекта – такое состояние, при достижении которого его дальнейшая эксплуатация недопустима, затруднена или нецелесообразна [4]. Предельным состоянием для газопровода является неспособность выполнять функцию по транспортировке природного газа, т. е. потеря герметичности. Подземный газопровод состоит из трех основных элементов: стальной трубы, сварного соединения, защитного изоляционного покрытия [5], и утрата служебных свойств каждого из них может привести в итоге к потере герметичности газопровода [6]. Следовательно, при оценке остаточного ресурса газопроводов необходимо

уделить внимание изучению степени деградации каждого из этих элементов в зависимости от длительности эксплуатации [7].

Экспериментальная и аналитическая часть

Исследование состояния металла. Согласно [8], коррозионное состояние металла и изоляционного покрытия трубы определяется методом шурфов грунта, что позволяет осуществить визуальный контроль конструкций. Контроль фактического состояния трубопроводов производится в основном в лабораторных условиях, где определяются фактические механические свойства основного металла и сварных соединений, измеряются уменьшения фактической толщины стенки вследствие коррозионных процессов, оценивается накопленная поврежденность основного металла. При проведении исследований главной базой для испытаний являлись элементы газопроводов УП «МИНГАЗ».

Методика подготовки образцов, проведения испытаний и обработки их результатов основывается на [9, 10]. В процессе испытаний записывается первичная диаграмма растяжения, показывающая функциональную зависимость между нагрузкой, действующей на образец, и вызываемой ею деформацией. По геометрическим размерам образца до и после испытаний и параметрам машинной диаграммы «усилие – перемещение» путем расчетов определяются служебные свойства металла газопровода. Механические испытания на одноосное растяжение основного металла проводились при температуре плюс 20 °С на универсальной разрывной машине с определением базовых (сертификатных) характеристик механических свойств, параметров кривой упрочнения и предельных состояний исследуемого металла. Результаты испытаний образцов показали, что даже после длительной эксплуатации трубопроводов металл труб по прочностным характеристикам (предел прочности, предел текучести) удовлетворяет требованиям нормативной документации [11–14].

Одним из ключевых механизмов охрупчивания и снижения коррозионной стойкости длительно эксплуатируемых трубопроводов является распад цементита, сопровождающийся измельчением его пластин и увеличением общей протяженности границ зерен [15, 16]. При этом границы зерен являются препятствием для перемещения дислокаций, что приводит к упрочнению кристаллов и росту внутренних напряжений, создавая условия для коррозии под напряжением. Для оценки состояния микроструктуры стали после длительной эксплуатации проведены металлографические исследования основного металла труб газопроводов УП «МИНГАЗ» на бездефектных участках и участках со следами коррозионных повреждений. Для этого из действующих объектов газораспределительной системы вырезали образцы стальных труб в виде катушек диаметром от 57 до 529 мм со сроками эксплуатации от 10 до 60 лет (низкого, среднего и высокого давления), находящихся в грунтах с разной коррозионной активностью. Металлографическими исследованиями установлено, что структура труб

газораспределительной системы после длительной эксплуатации в целом соответствует требованиям действующих стандартов. Деградации механических свойств, изменения модуля Юнга и коэффициента Пуассона в участках, непосредственно примыкающих к дефектным зонам, не обнаружено: механические свойства соответствуют требованиям, предъявляемым к углеродистым сталям [17]. Факторы, отрицательно влияющие на склонность основного металла труб к хрупкому разрушению и снижающие прочностные свойства, в микроструктуре обследованных труб не выявлены. Таким образом, длительная эксплуатация в слабо нагруженных условиях (максимальное рабочее давление 0,005–0,300 МПа, в отдельных случаях 1,2 МПа; температура эксплуатации не ниже плюс 5 °С; диаметр труб 57–219 мм; толщина стенки до 6 мм) не приводит к видимым методами оптической металлографии изменениям структуры металла.

Также был проведен анализ химического состава сталей образцов газопроводов для оценки изменений в условиях длительной эксплуатации [18]. Химический состав испытываемых образцов анализировался на оптико-эмиссионном спектрометре MiniLab-150. Результаты исследований представлены в табл. 1. Анализ химического состава сталей после длительной эксплуатации не выявил отклонений от требований, предъявляемых к сталям при их производстве. Рабочая среда (природный газ) в условиях температур эксплуатации (плюс 5–20 °С) не является науглероживающей и не способствует изменению химического состава сталей.

Таблица 1

Состав образцов сталей
Composition of steel samples

№ пробы	Содержание элементов, % мас.			
	C	Si	Mn	Cr, не более
1	0,14	0,22	0,48	–
2	0,14	0,22	0,49	–
3	0,13	0,22	0,46	–
4	0,13	0,22	0,46	–
ГОСТ 1050–86	0,07–0,14	0,17–0,37	0,35–0,65	0,15

Исследование состояния изоляционных покрытий. Одной из ключевых характеристик изоляционного покрытия, определяющих его работоспособность, является переходное электрическое сопротивление, минимальное допустимое значение которого регламентировано и составляет не менее 400 Ом·м² [16]. Переходное электрическое сопротивление R определяется во всех шурфах, отрываемых в процессе эксплуатации подземного газопровода при его ремонте, реконструкции и ликвидации коррозионных повреждений или повреждений изоляции [8, 19].

В рамках работы, проводимой в системе ГПО «Белтопгаз», направленной на исследование состояния объектов газораспределительной системы,

проведен сравнительный анализ методов определения R в полевых и лабораторных условиях по стандартным методикам [20].

На рис. 3 представлена зависимость переходного электрического сопротивления образцов от условий измерения. Как видно, значения переходного электрического сопротивления, полученные в лабораторных условиях, ниже (в несколько раз), чем значения, полученные в полевых условиях. Это обусловлено тем, что при измерении в лабораторных условиях происходит более длительное воздействие электролита на битумное покрытие. Необходимо отметить, что причиной более высоких значений переходного электрического сопротивления, полученных в полевых условиях, может служить то, что дефекты покрытия сложной геометрии (извилистые поры, трещины и т. д.) за короткий промежуток испытаний в полевых условиях не заполняются электролитом. В лабораторных условиях наблюдалось значительное уменьшение переходного электрического сопротивления образцов во времени, вероятно, вызванное заполнением дефектов электролитом. Таким образом, измерение переходного электрического сопротивления в лабораторных условиях позволяет более достоверно оценить качество изоляционного материала газопровода.

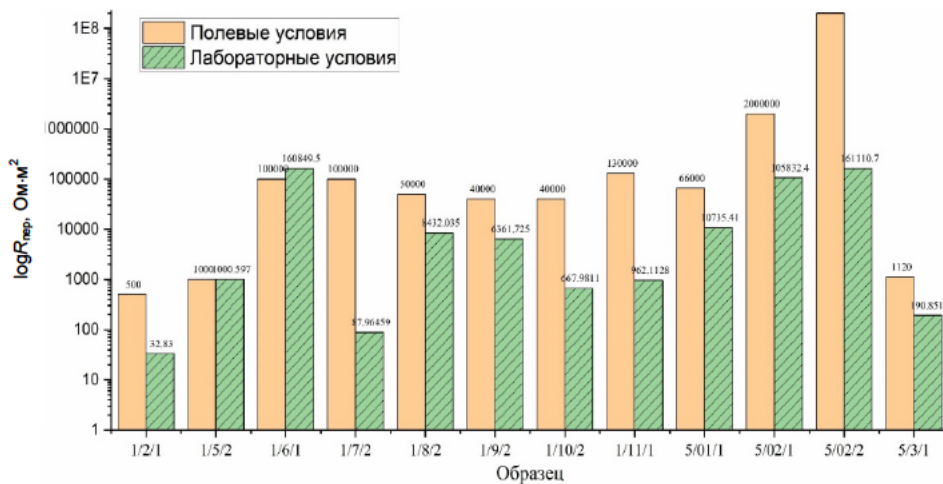


Рис. 3. Зависимость переходного электрического сопротивления образцов от условий измерения

Fig. 3. Dependence of the transient electrical resistance of samples on the measurement conditions

На стадии проектирования предельный срок службы защитного покрытия может быть определен по формуле [21]

$$t_n = \frac{1}{\alpha} \ln \frac{R_n}{R_k}, \quad (1)$$

где R_n – начальное значение переходного электрического сопротивления защитного покрытия на газопроводе, Ом·м², для битумной изоля-

ции $R_n \geq 5 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$; R_k – предельно допустимое значение переходного электрического сопротивления защитного покрытия газопровода; α – постоянная времени старения защитного покрытия [21], год^{-1} , для битумных и полимерных ленточных покрытий – $0,125 \text{ года}^{-1}$.

Таким образом, получаем расчетный предельный срок службы для битумно-мастичной изоляции, равный [22]

$$t_n = \frac{1}{0,125} \ln \frac{5 \cdot 10^4}{400} = 40 \text{ лет.}$$

Для расчета фактической постоянной времени старения α_ϕ защитного покрытия в [23] предлагается формула

$$\alpha_\phi = \frac{\ln b_0 \sum_{i=1}^n \tau_i - \sum_{i=1}^n (\tau_i \ln b_i)}{\sum_{i=1}^n \tau_i^2}. \quad (2)$$

Для коэффициентов b_0 и b_i соответственно имеем:

$$b_0 = R_n - R_k; \quad (3)$$

$$b_i = R_i - R_k, \quad (4)$$

где R_n – начальное значение переходного сопротивления, $\text{Ом} \cdot \text{м}^2$; R_k – конечное значение переходного сопротивления, $\text{Ом} \cdot \text{м}^2$; R_i – измеренное значение переходного сопротивления трубопровода $\text{Ом} \cdot \text{м}^2$; τ – время эксплуатации газопровода, лет.

Исходя из описанных выше подходов, используем для расчета фактической постоянной времени старения и срока службы защитного покрытия данные о переходном электрическом сопротивлении битумных защитных покрытий образцов стальных труб, полученные в ходе измерений в лабораторных условиях. На основании полученных данных рассчитана фактическая постоянная времени старения битумно-мастичного защитного покрытия [22]

$$\alpha_\phi = 0,0214 \text{ года}^{-1}.$$

Соответственно получаем расчетный срок службы изоляционного покрытия эксплуатируемых газопроводов [22]

$$t_n = \frac{1}{0,214} \ln \frac{50000}{400} = 225,3 \text{ года.}$$

Однако из-за относительно большой погрешности метода «мокрого контакта», применяемого газоснабжающими организациями в полевых условиях, и затратности по времени (более 100 сут.) способа определе-

ния R в лабораторных условиях необходимо применение альтернативных подходов к оценке ресурса изоляционного защитного покрытия. Наиболее прогрессивным в нашем случае является способ оценки остаточного ресурса защитного покрытия по изменению энергии активации термоокислительной деструкции [24], т. е. способ оценки долговечности полимерных изделий расчетным путем по экспериментально определенному значению энергии активации E_d , определенному в лабораторных условиях, и долговечности изделий, изготовленных из полимерных материалов. Применение данного способа к объектам газораспределительной системы показало хорошую точность наряду с относительно небольшими затратами по времени [25, 26]. Например, для образца 1962 г. ввода в эксплуатацию [26] полученная термогравиметрическая кривая имеет следующий вид (рис. 4). Значение энергии активации $E_d = 9,49 \cdot 8,31 = 79$ кДж/моль, остаточный ресурс работоспособности $\tau_{10^0} = 4,6$ года.

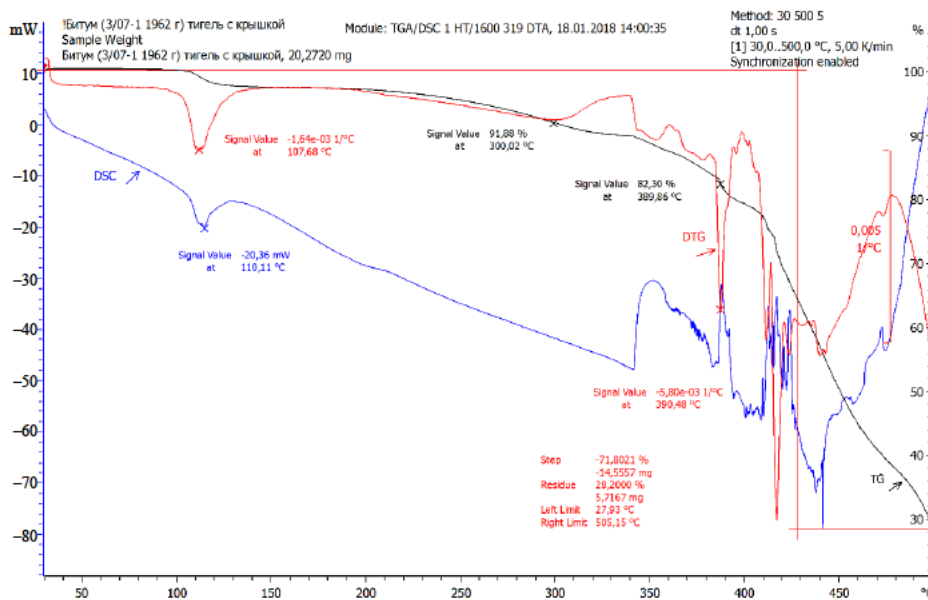


Рис. 4. Термогравиметрическая кривая для образца с защитной мастичной изоляцией

Fig. 4. Thermogravimetric curve for a sample with protective mastic insulation

Техническое диагностирование с приоритизацией объектов газораспределительной системы. В Республике Беларусь для диагностирования стальных подземных газопроводов газоснабжающими организациями ГПО «Белтопгаз» применяется балльная методика [27]. Оценка остаточного ресурса проводится по основным критериям: герметичности, состоянию изоляционных покрытий и металла трубы, качеству сварных соединений (в случае наличия такового в шурфе), коррозионной опасности.

При таком подходе необходимо излишнее количество измерительных операций, результатом которых является определение параметров на огра-

ниченных размером шурфа локальных участках, что в итоге не позволяет оценить работоспособность всего объекта после длительной эксплуатации. Для оптимизации способов технической диагностики стальных подземных газопроводов целесообразно использование методики оценки надежности газопровода и продления его ресурса с учетом агрегированных статистических данных [28].

Методика базируется на том, что надежность объекта в процессе эксплуатации описывается зависимостью интенсивности отказов объекта от времени эксплуатации [28, 29].

В период износа функция надежности в соответствии с распределением Вейбулла [30] имеет вид

$$P(t) = \exp(-\lambda t^\alpha), \quad (5)$$

где t – момент диагностики (количество полных лет эксплуатации, считая от даты предыдущего диагностирования), лет; λ – интенсивность отказов (параметр потока отказов), $1/(\text{км}\cdot\text{год})$; α – параметр формы.

Интенсивность отказов, характеризующая скорость их возникновения в различные моменты работы объекта, вычисляется по формуле

$$\lambda = \frac{\Delta n(t)}{N_p \Delta t}, \quad (6)$$

где $\Delta n(t)$ – число отказавших элементов за промежуток времени Δt ; N_p – число работоспособных элементов на момент диагностики t .

Интенсивность отказов λ и время t , за которое газопровод достигнет плановой надежности $P_{\text{пл}} = 0,95$ (время продления ресурса), определяются следующим образом:

- в период нормальной эксплуатации:
 λ принимается постоянной,

$$t = -\ln(P_{\text{пл}}) / \lambda; \quad (7)$$

- в период износа:

$$\lambda(t) = \lambda \alpha t^{\alpha-1}; \quad (8)$$

$$t = (-\ln(P_{\text{пл}}) / \lambda)^{1/\alpha}. \quad (9)$$

В табл. 2 приведены значения расчетных параметров λ стальных газопроводов в зависимости от их диаметра и толщины стенки [29].

Если время продления ресурса (9) больше 5 лет, то выдается заключение о продлении срока службы газопровода, в противном случае проводится техническое диагностирование путем вскрытия шурфов и проведение приборного контроля с оформлением протоколов.

Таблица 2

Значения параметров потока отказов для стальных газопроводов

Values of failure flow parameters for steel gas pipelines

Диаметр/толщина, мм	Параметры потока отказов, 1/(км·год)			
	λ_i^{TP}	λ_i^{k1}	λ_i^{k2}	λ_i^{k3}
57/3	0,00050	0,00005	0,00010	0,00025
76/3,5	0,00057	0,00006	0,00011	0,00029
89/3	0,00078	0,00008	0,00016	0,00039
108/3,5	0,00081	0,00008	0,00016	0,00041
114/3,5	0,00086	0,00009	0,00017	0,00043
133/3,5	0,00100	0,00010	0,00020	0,00050
159/4	0,00105	0,00010	0,00021	0,00052
219/4	0,00144	0,00014	0,00029	0,00072
273/4	0,00180	0,00018	0,00036	0,00090
325/4,5	0,00190	0,00019	0,00038	0,00095
377/5,5	0,00180	0,00018	0,00036	0,00090
426/5	0,00224	0,00022	0,00045	0,00112
530/5,5	0,00254	0,00025	0,00051	0,00127
630/9	0,00184	0,00018	0,00037	0,00092

Методика апробирована и внедрена в УП «МИНГАЗ». С 2022 г. по настоящее время с применением данного подхода продиагностировано более 400 км стальных подземных газопроводов. Для наглядности ее применения ниже представлены результаты исследования газопровода 1969 г. постройки в г. Минске на участке по ул. Авакяна от дома 28 до дома 30, корпус 1 [29].

Характеристики объекта согласно проектной документации и схеме размещения объекта:

- год постройки и ввода в эксплуатацию: 1969-й;
- общая протяженность: 372, 85 м;
- диаметр, толщина стенки, мм (длина участка, м): 57×3,5 (100,55), 159×5 (82,40), 325×9 (189,9);
- рабочее давление: 0,0005 МПа;
- тип защитного покрытия – весьма усиленное, материал – стеклоткань, конструкция – битумно-мастичная.

Исходные данные для расчета (табл. 2) взяты из исполнительной и эксплуатационной документации.

Результаты расчета представлены в табл. 3. Так как выделенный для диагностирования участок газопровода состоит из труб разных диаметров, значения параметров потока отказов определяются для каждого диаметра отдельно.

Результаты расчета по выделенным участкам газопровода показали, что надежность газопровода $P(t)$, согласно (5), составила 0,989, что превышает плановую. Время продления ресурса по плановой надежности по (8) со-

ставило 8,07 года, то есть выше минимального продленного срока безопасной эксплуатации газопровода (5 лет). Исходя из полученных результатов исследования технического состояния стальных подземных газопроводов принимается решение о продлении эксплуатации или о реконструкции (замене).

Таблица 3

Исходные данные расчета параметров потока отказов, 1/(км·год)
Initial data for calculating the failure flow parameter, 1/(km·year)

Вид повреждения	Значение для диаметра газопровода, мм			Количество повреждений/ расчетное значение для исследуемого участка		
	57 мм	159 мм	325 мм	57 мм	159 мм	325 мм
Утечка газа	0,00043	0,00084	0,00095	0/0	0/0	2/0,0019
Контакт «труба – земля» без коррозии	0,00004	0,00008	0,00009	1/0,00004	1/0,00008	0/0
Коррозия до 30 % толщины стенки	0,00009	0,00017	0,00019	0/0	0/0	0/0
Коррозия более 30 % толщины стенки	0,00021	0,00042	0,00047	0/0	0/0	0/0
Сумма значений для исследуемого участка				0,00004	0,00008	0,00190
Длина исследуемого участка, км				0,10055	0,08240	0,18990
Параметр потока отказов участка газопровода, 1/(км·год)				0,001		
Параметр потока отказов в случае утечки, 1/(км·год)				0,00165		
Параметр формы α для газопроводов, эксплуатируемых в черте населенных пунктов				1,2		

В целях эффективного расходования материальных ресурсов для формирования программы реконструкции стальных газопроводов, получивших по итогам исследования сроки безопасной эксплуатации 5 лет и менее, осуществляется ранжирование с использованием методики приоритизации на основе оценки рисков эксплуатации [31]. Риски отказов газопровода рассчитываются для двух вариантов [31]:

– с продолжением эксплуатации на срок до очередной оценки технического состояния газопровода и проведением при этом технического обслуживания и текущих ремонтов R_1 ;

– с возобновлением эксплуатации после проведения реконструкции газопровода (или его участка) R_2 .

Величину риска отказов на газопроводе R_1 рассчитаем по формуле

$$R_1 = L_{гп} \Delta T_{отс} \sum_{i=1}^I \beta_{p_i} \omega_i^{тс} + \gamma_{ав}^{\Sigma} P_{ав}^{тс}, \quad (10)$$

где $L_{гп}$ – протяженность газопровода, км; $\Delta T_{отс}$ – продолжительность интервала времени между очередными оценками технического состояния

газопровода, год; $Z_{p_i}^{тп}$ – суммарные затраты на производство работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту газопровода при возникновении i -го отказа, руб./отказ; i – вид отказа, обусловленного техническим состоянием газопровода; $\omega_i^{тс}$ – прогнозное значение параметра потока i -х отказов на период от текущей до очередной плановой оценки технического состояния газопровода, отказ/(км · год); $Y_{ав}^{\Sigma}$ – интегральный ущерб от аварии, произошедшей в результате возникновения утечки газа из газопровода, руб.; $P_{ав}^{тс}$ – вероятность возникновения аварии в результате утечки газа из газопровода в интервалах между очередными оценками его технического состояния, доли ед.

Величину риска отказов на газопроводе после проведения капитального ремонта (реконструкции) R_2 , руб., оценивают по формуле

$$R_2 = L_{гп} \left[Z_{гд} + \frac{L_{уч}}{L_{гп}} (Z_{пир} k_{пир} + Z_{смп}^{кр}) + \Delta T_{отс} \sum_{i=1}^I Z_{p_i}^{тп} \omega_i^{тс} \right] + Y_{ав}^{\Sigma} P_{ав}^{тс}, \quad (11)$$

где $Z_{гд}$ – удельная стоимость услуг по техническому диагностированию подземного газопровода, руб./км; $L_{уч}$ – протяженность участка (участков) газопровода, на котором (которых) производится его (их) капитальный ремонт (реконструкция), км; $Z_{пир}$ – удельная стоимость проектно-изыскательских работ, руб./км; $k_{пир}$ – договорный коэффициент; $Z_{смп}^{кр}$ – суммарные удельные затраты на строительно-монтажные работы по капитальному ремонту (реконструкции) газопровода, руб./км; $\Delta T_{отс}$ – продолжительность интервала времени между очередными оценками технического состояния газопровода, год; $\omega_i^{тс}$ – прогнозное значение параметра потока i -х отказов после проведения капитального ремонта (реконструкции) газопровода, отказ/(км · год); $P_{ав}^{тс}$ – вероятность возникновения аварии в результате утечки газа из газопровода после проведения его капитального ремонта (реконструкции), доли ед.

Соотношение R_1 и R_2 рассчитывается для каждого газопровода. Первоочередному выводу из эксплуатации подлежит газопровод, у которого указанное соотношение больше. По результатам формируется перечень объектов (табл. 4), из которого видно, что в первую очередь требуется реконструкция (замена) газопровода с архивным номером 1-49/1 «Газопровод среднего давления по проспекту Партизанскому от ГРС № 1 до ул. Филатова с ответвлениями к ГРП № 4, 5, 6, 7, 19».

Анализ эффективности применения способов восстановления работоспособности газопроводов. В качестве примера для оценки стоимости затрат на реконструкцию выбран рассмотренный выше газопровод среднего давления по проспекту Партизанскому от ГРС № 1 до ул. Филатова с ответвлениями к ГРП № 4, 5, 6, 7, 19.

Таблица 4

Результаты приоритизации объектов

Results of prioritization of the objects

№ п/п	Архивный номер газопровода	R_1/R_2
1	1-49/1	1,145
2	4-44/14	0,186
3	4-44/16	0,177
4	4-32a/12	0,171
5	1-53/2	0,163
6	3-122/2a	0,148
7	1-61/4	0,141
8	4-111/6	0,141
9	02.10.2001	0,124
10	3-43/3	0,112

Характеристика участков газопровода, подлежащих ремонту:

- год постройки: 1960-й;
- тип изоляции: весьма усиленная, битумно-мастичная, армированная стеклотканью;
- наличие отклонений от действующих ТНПА: нет;
- рабочее давление: 0,3 МПа;
- трубы: 720×9,0; 630×9; 133×4; 108×4; 89×4;
- наличие средств ЭХЗ: СКЗ 393 КЗУ-0,6 АМ GSM, 2002 г., защитный потенциал: от –1,5 до –2,5 В.

По классификации [32] газопровод относится к объектам третьего класса сложности (К-3).

По заказу УП «МИНГАЗ» выполнено исследование способов восстановления работоспособности объектов газораспределительной системы [33], представленных в табл. 5. Рассмотрим краткую характеристику каждого из них.

Строительство газопровода из стальных труб с демонтажом существующего. При данном способе реконструкции строительство газопровода целесообразно осуществлять по существующему следу после проведения демонтажа существующего газопровода. Строительство производится открытым способом с раскрытием траншеи и закрытым способом с использованием существующих футляров через автомобильные дороги и коммуникации, при условии их пригодности для дальнейшей эксплуатации после проведения их телеинспекции. Дополнительно потребуется устройство футляров в местах пересечения с коммуникациями, построенными после ввода газопровода в эксплуатацию согласно требованиям действующих ТНПА (например, пересечение с каналами теплотрассы, каналами ливневой канализации и др.).

Строительство газопровода из стальных труб без демонтажа существующего. Способ приведен условно, так как согласно [34, статья 25, п. 5]

в случае вывода газопровода из эксплуатации необходимо выполнить его демонтаж. Следовательно, в данном способе реконструкции необходимо рассматривать перекладку газопровода по новому следу и демонтаж существующего газопровода с выполнением тампоножа существующих футляров газопровода, проложенных под автомобильными дорогами для исключения их разрушения с последующим восстановлением. Строительство производится открытым способом с раскрытием траншеи и закрытым способом в футляре при пересечении автомобильных дорог и коммуникаций (каналов тепловой сети и ливневой канализации и др.). Монтаж и испытание газопровода необходимо выполнять в строгом соответствии с [35, раздел 9; 8; 36].

Строительство газопровода из полиэтиленовых труб с демонтажом существующего. Ввиду наличия разрешения Госпромнадзора Республики Беларусь на полиэтиленовые фитинги и неразъемные соединения диаметром только до DN400 перекладка газопровода DN600, DN700 на полиэтилен не представляется возможной. Поэтому при рассмотрении данного способа замена газопровода среднего давления от ГРС-1 до ул. Филатова DN700, DN600 выполняется на стальной газопровод, проложенный по существующему следу. Ответвления к ГРП № 4, 5, 6, 7, 19 заменяются на полиэтиленовый газопровод, проложенный по существующему следу. Монтаж и испытание газопровода следует выполнять в строгом соответствии с [8, 35, 36].

Строительство газопровода из полиэтиленовых труб без демонтажа существующего. Следует учитывать, что способ условный, так как согласно [34, статья 25 п. 5] в случае вывода газопровода из эксплуатации необходимо выполнить его демонтаж. При рассмотрении данного способа замена газопровода среднего давления от ГРС-1 до ул. Филатова DN700, DN600 выполняется на стальной газопровод, проложенный по новому следу с демонтажом существующего газопровода DN600, DN700. Ответвления к ГРП № 4, 5, 6, 7, 19 заменяются на полиэтиленовый газопровод, проложенный по существующему следу.

Перевод газопровода на повышенную категорию давления с заменой сварных соединений. Для перевода газопровода на повышенную категорию давления необходимо соблюсти требования не только прочностные к самому трубопроводу и сварным соединениям, но также и к нормативным расстояниям до зданий, сооружений, коммуникаций от газопровода, которые для газопровода повышенной категории давления соответственно увеличиваются. Кроме того, помимо основного газопровода давление будет повышено и во всех его ответвлениях, что приведет к необходимости установки на каждое ответвление ГРП для соответствующего понижения давления.

Протяжка полиэтиленовых труб в стальные. Протяжка полиэтиленовых труб в стальные – один из методов санации трубопровода (бестраншейной реконструкции). Технология реконструкции заключается в протягивании внутри стальных трубопроводов подготовленных плетей из поли-

этиленовых труб меньшего диаметра. Процесс протяжки состоит из таких этапов, как: раскопка котлованов, подготовка плетей газопровода требуемой длины; очистка полости санируемого газопровода; протаскивание контрольного отрезка полиэтиленовой трубы длиной 2–3 м; протаскивание плети полиэтиленового газопровода, их присоединение; засыпка котлованов. Из-за отсутствия возможности применения полиэтиленовых трубопроводов более DN400 (отсутствие неразъемных соединений и др.), а также невозможности уменьшения диаметра газопровода среднего давления от ГРС-1 до ул. Филатова DN600, DN700, согласно поверочному гидравлическому расчету схемы г. Минска, метод протяжки полиэтиленовых труб в стальные рассмотрен только для ответвлений к ГРП № 4, 5, 6, 7, 19.

Санация газопровода путем протягивания полимерного рукава в полость существующей трубы. Для реконструкции газопровода среднего давления методом санации рассмотрено применение системы Protector Line, основанной на использовании специального самонесущего трехслойного ремонтного рукава. Отличается простотой монтажа в любых климатических условиях, отсутствием практических ограничений к применению и имеет возможность ремонта непрерывных длинномерных участков с прохождением поворотов до 45 градусов при любом радиусе изгиба. Монтаж и испытание газопровода выполняются в строгом соответствии с [8, 35].

Таким образом, реализация каждого способа реконструкции различается не только технологией выполнения работ, но и видами применяемых материалов, их стоимостью, применяемыми механизмами и оборудованием. Сравнительная стоимость реализации реконструкции газопровода описанными выше способами дана в табл. 5, из которой следует, что для данного объекта наиболее выгодным с точки зрения затрат является строительство газопровода из стальных труб с демонтажом существующего.

Таблица 5

Стоимость видов реконструкций газопровода
Cost of types of gas pipeline reconstructions

Вид реконструкции	Стоимость, тыс. руб.
Строительство газопровода из стальных труб с демонтажом существующего	10 113,61
Строительство газопровода из полиэтиленовых труб с демонтажом существующего	11450,327
Замена газопровода методом разрушения	11574,257
Протяжка полиэтиленовых труб в стальные	16 615,77
Строительство газопровода из полиэтиленовых труб без демонтажа существующего	17805,069
Строительство газопровода из стальных труб без демонтажа существующего	22259,654
Санация газопровода	37 929,54
Перевод газопровода на повышенную категорию давления с заменой сварных соединений	Невозможен

Таким образом, существует и на практике применяется большое число технологий восстановления работоспособности газопроводов, каждая из которых имеет свои преимущества и недостатки. Выбор наиболее рациональной зависит от особенностей самого газопровода, местности, имеющейся инфраструктуры, где он проложен, и ряда сопутствующих факторов. Поэтому для каждого конкретного случая восстановления работоспособности газопровода требуется проведение технико-экономического обоснования.

ВЫВОДЫ

1. Интенсификация процесса старения газораспределительной системы Республики Беларусь делает актуальной проблему оценки остаточного ресурса трубопроводов и определения рациональных подходов к восстановлению их работоспособности. Для оценки остаточного ресурса газопроводов необходимо знать степень деградации в период эксплуатации основных их элементов (стальной трубы, сварных соединений, защитного изоляционного покрытия). Сложность решения задачи на практике требует проведения специальных исследований с целью развития методов технического диагностирования состояния газопроводов и анализа эффективности методов восстановления их работоспособности.

2. Установлено, что при сохранении свойств защитного изоляционного покрытия трубопроводов признаки старения стальной части труб не проявляются. Анализ результатов испытаний механических свойств стальных труб с различными сроками службы показал, что условия эксплуатации объектов газораспределительной системы не приводят к их деградации. Механические свойства, структура и химический состав соответствуют требованиям, предъявляемым к конструкционным низкоуглеродистым сталям.

Доказано, что метод измерения переходного электрического сопротивления защитного битумного покрытия в полевых условиях не может быть рекомендован как основной рабочий инструментарий для оценки состояния защитного битумного покрытия. На основании полученных данных лабораторного эксперимента определена фактическая постоянная времени старения битумно-мастичного защитного покрытия, которая составляет $\alpha_{\phi} = 0,0214$ года⁻¹. При данной постоянной времени старения срок службы изоляционного покрытия газопроводов в отсутствие механических и прочих силовых воздействий превышает 200 лет.

Предложено для оценки состояния защитных битумных покрытий подземных газопроводов и расчета прогнозирования срока их эксплуатации использовать метод определения долговечности изоляционных покрытий по энергии активации термоокислительной деструкции. Установлены математические зависимости, описывающие взаимосвязь между энергией активации термоокислительной деструкции битумных покрытий и их долговечности (остаточного ресурса).

3. Показано, что применяемый газоснабжающими организациями балльный метод оценки технического состояния подземных газопроводов, выработавших нормативный срок службы, не предполагает определения параметров предельного состояния объекта, что, в свою очередь, не позволяет установить его предельный срок службы. Разработан и предложен к применению метод, основанный на определении параметра потока отказов, учитывающего группу основных эксплуатационных факторов, фиксируемых на протяжении всего жизненного цикла объекта, позволяющий с заданным уровнем надежности определить сроки следующего технического диагностирования. Для формирования ранжированного перечня газопроводов, попадающих под реконструкцию или вывод из эксплуатации, предложена методика приоритизации посредством расчета интегрального критерия состояния, представляющего собой сумму критериев, отражающих уровень надежности и безопасности объекта.

4. Дано краткое описание методов восстановления работоспособности газопроводов (реконструкции, санации, реновации) на конкретном примере. Отмечено значительное отличие способов восстановления работоспособности объектов газораспределительной системы не только технологией выполнения работ, но и видами применяемых материалов, стоимостью привлекаемого оборудования и требуемых механизмов, что не позволяет отдать предпочтение определенному методу ремонта и требует проведения технико-экономического обоснования для каждого конкретного случая восстановления работоспособности газопровода. Для рассмотренного объекта наиболее приемлемым оказалось строительство нового газопровода из стальных труб с демонтажом существующего.

ЛИТЕРАТУРА

1. Седнин, В. А. Анализ и параметрическая оптимизация энерготехнологических установок на базе силового оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов / В. А. Седнин, А. А. Абрамовский // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2017. Т. 60, № 6. С. 571–583. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-571-583.
2. Анализ фактического состояния предизолированных трубопроводов систем централизованного теплоснабжения после эксплуатации / В. А. Седнин [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2024. Т. 67, № 6. С. 544–557. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-6-544-557>.
3. Программа комплексной модернизации производств газовой сферы на 2021–2025 г. // Министерство энергетики Республики Беларусь. URL: <http://minenergo.gov.by/press/glavnye-novosti/utverzhdena-programma-kompleksnoy-modernizatsii-proizvodstv-gazovoy-sfery-na-2021-2025-gg/>. Дата публ.: 05.01.2025.
4. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения по расчету ГОСТ 27751–88. Введ. 01.07.1988. М.: Стандартинформ, 2007. 6 с.
5. Газораспределение и газопотребление: СН 4.03.01–2019. Введ. 23.07.2020. Минск: РУП «Стройтехнорм», 2020. 104 с.
6. 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>.
7. Струцкий, Н. В. Оценка объемов работ по эксплуатационному контролю стальных подземных газопроводов с учетом организационно-логистического фактора / Н. В. Струцкий, В. Н. Романюк // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2024. Т. 67, № 2. С. 137–151. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-2-137-151>.

8. Правила по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения: постановление М-ва по чрезвычайным ситуациям Респ. Беларусь, 5 дек. 2022 г., № 66 // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь. URL: <https://pravo.by/document/?guid=12551&p0=W22339537p> (дата обращения: 23.12.2024).
9. Трубы металлические. Метод испытания на растяжение: ГОСТ 10006–80. Введ. 01.07.1980. М.: Стандартинформ, 2010. 12 с.
10. Металлы. Методы испытаний на растяжение: ГОСТ 1497–84. Введ. 16.07.84. М.: Стандартинформ, 2008. 26 с.
11. Механические испытания материалов эксплуатируемых газопроводов / А. С. Гаркун, С. И. Дорошко, В. А. Седнин, С. Ф. Гориченко // Інженерія поверхні та реновація виробів: матеріали 21-ї Міжнародної науково-технічної конференції, 07–11 червня 2021 р., м. Свалява. Київ: АТМ України, 2021. С. 37.
12. Мониторинг технического состояния и анализ причин разрушения элементов газораспределительной системы / С. Ф. Гориченко, В. Е. Шолоник, А. Г. Анисович, А. Р. Баев [и др.] // Неруйнівний контроль та моніторинг технічного стану: Тези допов. наук.-практ. конф. під ред. Ю.М. Посипайка. Київ: Міжнародна Асоціація «Зварювання», 2021. С. 48.
13. Методология экспериментальных исследований и анализа возможных причин разрушения элементов газораспределительной системы / В. Е. Шолоник, С. Ф. Гориченко, А. Г. Анисович [и др.] // Неразрушающий контроль и диагностика. 2021. № 2. С. 3–13.
14. Чухнов, Л. А. О возможности продления срока службы труб распределительных газопроводов с учетом изменений их структуры и основных механических свойств / Л. А. Чухнов, А. П. Андриевский, О. П. Штемпель, А. Н. Янушонок // Энергетическая стратегия. 2022. № 4 (88). С. 32–35.
15. Анисович, А. Г. Анализ остаточного ресурса по состоянию металла труб газораспределительной системы города Минска / А. Г. Анисович, М. Л. Хейфец, А. С. Гаркун [и др.] // Неразрушающий контроль и диагностика. 2023. № 1. С. 3–11.
16. Structure and Properties of the Pipes of the City Gas Distribution Network after Long-Term Operation / A. G. Anisovich, M. V. Asadchaya, A. R. Baev [et al.] // Russian Metallurgy (Metally). 2023. Vol. 2023. P. 1535–1541. <https://doi.org/10.1134/S0036029523100038>.
17. Анисович, А. Г. Исследование структуры и свойств труб городской газораспределительной системы после длительной эксплуатации / А. Г. Анисович, М. В. Асадчая А. Р. Баев [и др.] // Деформация и разрушение материалов. 2023. № 5. С. 32–39.
18. Анисович, А. Г. Диагностика состояния труб городской газораспределительной системы после их длительной эксплуатации / А. Г. Анисович, А. С. Гаркун, Г. А. Ланцман [и др.] // Неразрушающий контроль и диагностика. 2022. № 2. С. 22–29.
19. Струцкий, Н. В. Организация электрохимической защиты стальных подземных трубопроводов от коррозии в газораспределительной отрасли Республики Беларусь / Н. В. Струцкий, В. Н. Романюк // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2023. Т. 67, № 3. С. 257–267. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-3-257-267>.
20. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии: ГОСТ 9.602–2016. Взамен ГОСТ 9.602–1989. Введ. 01.06.2017. М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. 87 с.
21. Системы газораспределительные. Сети газораспределения. Определение продолжительности эксплуатации стальных наружных газопроводов при проектировании: ГОСТ Р 58094–2018. Введ. 01.10.2018. М.: Технический комитет по стандартизации РФ, 2018. 19 с.
22. Седнин, В. А. Оценка срока службы изоляционного покрытия подземных стальных газопроводов / В. А. Седнин, А. А. Абрамовский, С. Ф. Гориченко // Энергетическая стратегия. 2022. № 6. С. 36–39.
23. Методика определения остаточного ресурса изоляционных покрытий подземных трубопроводов: РД 39Р-00147105-025–02. Введ. 01.11.2002. Уфа: ООО «Монография», 2002. 11 с.
24. Изделия полимерные для строительства. Метод определения долговечности по энергии активации термоокислительной деструкции полимерных материалов: СТБ 1333.0–2002. Введ. 01.03.2003 (первые). Минск: М-во архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2002. 8 с.
25. Седнин, В. А. Оценка срока эксплуатации газопровода по энергии активации термоокислительной деструкции изоляционного покрытия / В. А. Седнин, А. А. Абрамовский, Н. Р. Прокопчук [и др.] // Энергетическая стратегия. 2021. № 6. С. 45–48.

26. Прокопчук, Н. Р. Исследование ресурса эксплуатации защитных мастичных покрытий подземных газопроводов по энергии активации термоокислительной деструкции / Н. Р. Прокопчук, В. А. Седнин, А. А. Абразовский [и др.] // Энергетическая стратегия. 2024. № 4. С. 58–62.
27. Инструкция по оценке технического состояния подземных газопроводов, выработавших нормативный срок службы: утв. концерном «Белтопгаз» М-ва энергетики Респ. Беларусь 20.05.05. Минск: НПРУП «Белгазтехника», 2005. 180 с.
28. Абразовский, А. А. Метод оценки надежности и остаточного ресурса распределительного стального подземного газопровода по статистическим данным / А. А. Абразовский, А. Я. Савастиенок, С. Ф. Гориченко // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: сб. тез. докл. X Междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 8–9 дек. 2022 г. / Полоц. гос. ун-т им. Евфросинии Полоцкой; редкол.: В. К. Липский (пред.) [и др.]. Новополоцк, 2022. С. 44.
29. Сравнительный анализ методик оценки технического состояния подземных газопроводов / В. А. Седнин, А. А. Абразовский, А. Я. Савастиенок, С. Ф. Гориченко // Энергетическая стратегия. 2024. № 1. С. 33–38.
30. Федотов, А. В. Основы теории надежности и технической диагностики / А. В. Федотов, Н. Г. Скабкин. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010. 64 с.
31. Приоритизация подземных стальных газопроводов на основе оценки рисков эксплуатации / В. А. Седнин, А. А. Абразовский, А. Я. Савастиенок, С. Ф. Гориченко // Энергетическая стратегия. 2022. № 5. С. 41–45.
32. Объекты строительства. Классификация: СН 3.02.07–2020. Введ. 10.06.2021 (впервые). Минск: М-во архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2021. 8 с.
33. Разработка технических решений и определение капитальных затрат на строительство сетей газоснабжения: отчет о НИР (заключ.) / Проектное научно-исследовательское РУП «НИИ Белгипрогаз»; рук. Ю. В. Черота. Минск, 2024. 18 с.
34. Об обращении с отходами: Закон Респ. Беларусь от 20 июля 2007 г. № 271-3 // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь. URL: <https://pravo.by/document/?guid=3871&p0=h10700271> (дата обращения: 23.12.2024).
35. Газоснабжение: СНиП 3.05.02–88. Введ. 01.07.1988. М.: (ЦИТП) Госстроя СССР, 1988. 56 с.
36. Монтаж наружных газопроводов: СП 4.03.01–2020. Введ. 16.09.2020 (впервые). Минск: РУП «Стройтехнорм», 2020. 41 с.

Поступила 24.12.2024 Подписана в печать 25.02.2025 Опубликована онлайн 31.03.2025

REFERENCES

1. Sednin V. A., Abravzovskii A. A. (2017) Analysis and Parametric Optimization of Energy-and-Technology Units on the Basis of the Power Equipment of Compressor Plants of Main Gas Pipelines. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (6), 571–583. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-571-583 (in Russian).
2. Sednin V. A., Sednin A. V., Bondarovich A. I., Nekalo I. N., Mukhin A. D. (2024) Analysis of the Actual Condition of Pre-Insulated Pipelines of District Heating Systems After *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 67 (6), 544–557. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-6-544-557> (in Russian).
3. The Program of Comprehensive Modernization of Gas Production Facilities for 2021–2025 Has Been Approved. *Ministry of Energy of the Republic of Belarus*. 2005. Available at: <https://minenergo.gov.by/press/glavnye-novosti/utverzhdena-programma-kompleksnoy-modernizatsii-proizvodstv-gazovoy-sfery-na-2021-2025-gg/> (in Russian).
4. State standard 27751–88. *Reliability of Constructions and Foundations. Principal Rules of the Calculations*. Moscow, Standartinform Publ., 2007. 6 (in Russian).
5. SN 4.03.01–2019. *Gas Distribution and Gas Consumption*. Minsk, Stroytekhnorm Publ., 2020. 106 (in Russian).
6. Romaniuk V. N., Strutsky N. V. (2023) Applied Insulating Coatings for Gas Distribution Pipelines in the Republic of Belarus and Their Characteristics. *Nauka i Tehnika = Science & Technique*, 22 (4), 308–316. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2023-22-4-308-316> (in Russian).

7. Strutsky N. V., Romaniuk V. N. (2024) Assessment of the Scope of Work for Operational Control of Steel Underground Gas Pipelines, Taking into Account the Organizational and Logistical Factor. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 67 (2), 137–151. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-2-137-151> (in Russian).
8. Rules for Ensuring Industrial Safety in the Field of Gas Supply: Resolution of the Ministry of Emergency Situations of the Republic of Belarus of 5 December 2022, N 66. *National Legal Internet Portal of the Republic of Belarus*. Available at: <https://pravo.by/document/?guid=12551&p0=W22339537p> (accessed 23 December 2024) (in Russian).
9. State standard 10006-80. *Metal tubes. Tensile test method*. Moscow, Standartinform Publ., 2010. 12 (in Russian).
10. State standard 1497-84. *Metals. Tensile Testing Methods*. Moscow, Standartinform Publ., 2008. 22 (in Russian).
11. Garkun A. S., Doroshko S. I., Sednin V. A., Gorichenko S. F. (2021) Mechanical Testing of Materials of Operated Gas Pipelines. *Inzheneriya poverkhni ta renovatsiya virobiv: materiali 21-i Mizhnarodnoi naukovo-tekhnichnoi konferentsii, 07-11 chervnya 2021 r., m. Svalyava* [Surface Engineering and Product Renovation. Dedicated to the 60th Anniversary of the V. M. Bakul' Institute of Superhard Materials of NAS of the Ukraine. Proceedings of the 21st International Scientific and Technical Conference June 07-11, 2021, Svalyava]. Kiev, 37–39 (in Russian).
12. Gorichenko S. F., Sholonik V. E., Anisovich A. G., Baev A. R., Garkun A. S., Kren' A. P., Kheifets M. L. (2021) Monitoring of the Technical Condition and Analysis of the Causes of Destruction of the Elements of the Gas Distribution System. *Neruinivnii kontrol' ta monitoring tekhnichnogo stanu: Tezi dopov. nauk.-prakt. konf. pid red. Yu.M. Posipaika* [Nondestructive Testing and Monitoring of Technical Condition: Abstracts of the Presentations at the Scientific-and-Practical Conference Edited by Yu. M. Posypayko]. Kiev: International Association “Welding”, 48 (in Russian).
13. Sholonik V. E., Gorichenko S. F., Anisovich A. G., Garkun A. S., Kren' A. P., Asadchaya M. V., Mayorov A. L., Baev A. R., Burmos A. U., Sednin V. A., Doroshko S. I. (2021) Methodology of Experimental Research and Analysis of Possible Causes of Destroying Elements of the Gas Distribution System. *Nerazrushayushchii Kontrol' i Diagnostika = Nondestructive Testing and Diagnostics*, (2), 3–13 (in Russian).
14. Chukhnov L. A., Andrievskii A. P., Shtempel' O. P., Yanushonok A. N. (2022) On the Possibility of Extending the Service Life of Gas Distribution Pipes, Taking into Account Changes in Their Structure and Basic Mechanical Properties. *Energeticheskaya Strategiya* [Energy Strategy], (4), 32–35 (in Russian).
15. Anisovich A. G., Kheifets M. L., Garkun A. S. [et al.] (2023) Analysis of the Residual Resource According to the State of the Metal Pipes of the Gas Distribution System of the City of Minsk. *Nerazrushayushchii Kontrol' i Diagnostika = Nondestructive Testing and Diagnostics*, (1), 3–11 (in Russian).
16. Anisovich A. G., Asadchaya M. V., Baev A. R., Garkun A. S., Kren' A. P., Kheifetz M. L. (2023) Structure and Properties of the Pipes of the City Gas Distribution Network after Long-Term Operation *Russian Metallurgy (Metally)*, 2023 (10), 1535–1541. <https://doi.org/10.1134/S003602952310003/>
17. Anisovich A. G., Asadchaya M. V., Baev A. R., Garkun A. S., Kren' A. P., Gorichenko S. F. (2023) Investigation of the Structure and Properties of Pipes of the Urban Gas Distribution System After Long-Term Operation. *Deformatsiya i Razrushenie Materialov* [Deformation and Fracture of Materials], (5), 32–39 (in Russian).
18. Anisovich A. G., Garkun A. S., Lantsman G. A., Gorichenko S. F., Doroshko S. I., Sednin V. A., Abrazovsky A. A. (2022) Control and Diagnostics of Products and Structural Materials. *Nerazrushayushchii kontrol' i diagnostika = Nondestructive Testing and Diagnostics*, (2), 22–29 (in Russian).
19. Strutsky N. V., Romaniuk V. N. (2024) Organization of Electrochemical Protection of Steel Underground Pipelines Against Corrosion in the Gas Distribution Industry of the Republic of Belarus. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 67 (3), 257–267. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-3-257-267> (in Russian).

20. State standard 9.602–2016. *Unified Corrosion and Aging Protection System. Underground Structures. General Requirements for Corrosion Protection*. Moscow, Standartinform Publ., 2016. 87 (in Russian).
21. State standard R 58094-2018. *Gas Distribution Systems. Gas Distribution Networks. Determination of the Duration of Operation of Steel External Gas Pipelines in the Design*. Moscow, Standartinform Publ., 2018. 19 (in Russian).
22. Sednin V. A., Abrazovskii A. A., Gorichenko S. F. (2022) Evaluation of the Service Life of the Insulating Coating of Underground Steel Gas Pipelines. *Energeticheskaya Strategiya* [Energy Strategy], (6), 36–39 (in Russian).
23. RD 39R-00147105-025–02. *Methodology for Determining the Residual Life of Insulation Coatings of Underground Pipelines*. Ufa, Publishing House for Scientific and Technical Literature “Monograph”, 2002. 11 (in Russian).
24. Standard of the Republic of Belarus STB 1333.0–2002. *Polymer Products for Construction. Method for Determining Durability by the Activation Energy of Thermo-Oxidative Degradation of Polymer Materials*. Minsk, Ministry of Architecture and Construction of the Republic of Belarus, 2002. 8 (in Russian).
25. Sednin V. A., Abrazovskii A. A., Prokopchuk N. R., Garkun, A. S., Gorichenko S. F. (2021) Estimation of the Service Life of the Gas Pipeline by the Activation Energy of the Thermal Oxidative Degradation of the Insulation Coating. *Energeticheskaya Strategiya* [Energy Strategy], (6), 45–48 (in Russian).
26. Prokopchuk N.R., Sednin V. A., Abrazovskii A. A., Strutsky N. V., Gorichenko S. F. Investigation of the Service Life of Protective Mastic Coatings of Underground Gas Pipelines Based on the Activation Energy of Thermal Oxidative Degradation. *Energeticheskaya Strategiya* [Energy Strategy], (4), 58–62 (in Russian).
27. *Instructions for Assessing the Technical Condition of Underground Gas Pipelines that Have Reached their Standard Service Life: Approved by the “Beltopgaz” Concern of the Ministry of Energy of the Republic of Belarus*, 20.05.2005. Minsk: SIRUE “Belgaztekhnik”, 2005. 180 (in Russian).
28. Abrazovsky A. A., Savastienok A. Ya., Gorichenko S. F. (2022) Method of Assessing Reliability and Residual Resource of a Distribution Steel Underground Gas Pipeline Based on Statistical Data. *Nadezhnost' i bezopasnost' magistral'nogo truboprovodnogo transporta: sb. tez. dokl. Kh Mezhdunar. nauch.-tekhn. konf., Novopolotsk, 8–9 dekabrya 2022 g.* [Reliability and Safety of Trunk Pipeline Transport: Collection of Abstracts of the Xth International Scientific and Technical Conference, Novopolotsk, December 8–9, 2022]. Novopolotsk, Polotsk State University Named after Euphrosyne of Polotsk, 44–46 (in Russian).
29. Sednin V. A., Abrazovskii A. A., Savastienok A. Ya., Gorichenko S. F. (2024) Comparative Analysis of Methods for Assessing the Technical Condition of Underground Gas Pipelines; *Energeticheskaya Strategiya* [Energy Strategy], (1), 33–37 (in Russian).
30. Fedotov A.V., Skabkin N. G. (2010) *Fundamentals of Reliability Theory and Technical Diagnostics*. Omsk, OmSTU Publishing House. 64 (in Russian).
31. Sednin V. A., Abrazovskii A. A., Savastienok A. Ya., Gorichenko S. F. (2022) Prioritization of Underground Steel Gas Pipelines Based on Operational Risk Assessment. *Energeticheskaya Strategiya* [Energy Strategy], (5), 41–45 (in Russian).
32. SN 3.02.07–2020. *Construction Sites. Classification*. Minsk, Ministry of Architecture and Construction of the Republic of Belarus, 2021. 7 (in Russian).
33. Cherota Yu. V. (2024) Development of Technical Solutions and Determination of Capital Costs for the Construction of Gas Supply Networks: a Research Report (Final). Minsk, Design Research RUE “NII Belgiprotopgaz”, 18 (in Russian).
34. The Law of the Republic of Belarus of July 20, 2007, No 271-3 On Waste Management. *National Legal Internet Portal of the Republic of Belarus*. Available at: <https://pravo.by/document/?guid=3871&p0=h10700271> (accessed 23 December 2024) (in Russian).
35. SNiP 3.05.02-88. *Gas Supply*. Moscow, CISD of the Gosstroy of the USSR, 1988. 54 (in Russian).
36. Building Regulations of the Republic of Belarus SP 4.03.01-2020. *Installation of Outdoor Gas Pipelines*. Minsk, 2020, Stroitekhnorm, 36 (in Russian).