

ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО РЕСУРСА СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ПО ТОЛЩИНЕ СТЕНКИ ТРУБЫ

¹Седнин В.А., ²Абразовский А.А., ²Савастииенок А.Я., ²Гориченко С.Ф.

¹Седнин Владимир Александрович- д.т.н, профессор, Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Республика Беларусь, e-mail: ysednin@bntu.by

²Абразовский А.А. -к.т.н., доцент, Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Республика Беларусь

²Савастииенок А.Я. -к.т.н, Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Республика Беларусь

²Гориченко С.Ф.- к.т.н, Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Республика Беларусь

Аннотация: Разработаны методические подходы для оценки остаточного ресурса стальных труб. Анализ условий эксплуатации объектов газораспределительной системы и существующих подходов к оценке несущей способности стальных труб показал, что остаточный ресурс газопроводов, отработавших нормативный срок службы, не исчерпан.

Ключевые слова: надежность; остаточный ресурс; эксплуатация газораспределительной системы; срок службы газопровода.

Abstract: Methodological approaches have been developed to assess the residual life of steel pipes. An analysis of the operating conditions of gas distribution system facilities and existing approaches to assessing the bearing capacity of steel pipes showed that the residual life of gas pipelines that have completed their standard service life has not been exhausted.

Keywords: reliability; residual resource; operation of the gas distribution system; pipeline service life.

Протяженность газопроводов газораспределительной системы г. Минска и Минского района составляет более 6 тыс.км, из них около 2942 км изготовлены из стальных труб. На этапе проектирования толщина стенок труб определяются расчетом и принимается по стандартам или техническим условиям на трубы. При этом для подземных газопроводов номинальная толщина стенки труб должна быть не менее 3 мм [1, 2]. Для сравнения фактической и расчетной толщины стенки трубы на основании [3–5] был выполнен расчет для подземного газопровода с $d = 530$ мм и $p = 0,6$ МПа.

Расчет газопровода по СП 42-102-2004 [3] включает: определение толщин стенок труб и соединительных деталей по-рабочему (нормативному) давлению, а также проведение поверочного расчета принятого конструктивного решения. Расчетными характеристиками материала газопроводов являются: временное сопротивление и предел текучести металла труб и сварных соединений, принимаемые по государственным стандартам и техническим условиям на трубы, модуль упругости материала труб, коэффициент линейного теплового расширения, коэффициент Пуассона, плотность материала труб.

Расчетные толщины стенок труб, отводов, переходов, днищ и основной трубы тройников определяются по формуле (1)

$$t = \frac{pd\eta}{2(R+0,6p)} \quad (1)$$

где p – рабочее давление, МПа;

d – наружный диаметр газопровода, м;

η – коэффициент несущей способности труб и соединительных деталей;

R – расчетное сопротивление, МПа.

Значения расчетного сопротивления R определяются по формуле (2)

$$R = \min \left(\frac{R_{un}}{2,6}; \frac{R_{yn}}{1,5} \right) \quad (2)$$

где R_{un} , R_{yn} – нормативные сопротивления материала труб и соединительных деталей соответственно по временному сопротивлению и пределу текучести, МПа.

Проверка прочности подземного газопровода состоит в соблюдении следующих условий:

при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений:

$$\sigma_{npNS} \leq 1,15R \tag{3}$$

$$\sigma_{npS} \leq 1,3R \tag{4}$$

где σ_{npNS} – продольное осевое напряжение, МПа;

σ_{npS} – продольное фибровое напряжение, МПа.

при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений и сейсмических воздействий:

$$\sigma_{npNS} \leq 1,3R \tag{5}$$

$$\sigma_{npS} \leq 1,6R \tag{6}$$

Значения σ_{npNS} и σ_{npS} определяются по формулам (7) и (8):

$$\sigma_{npNS} = \left| \frac{\mu p(d_c - 1,2t_{nom})}{2t_{nom}} - \alpha \Delta t E \right| + \sigma_c \tag{7}$$

$$\sigma_{npS} = \left| \frac{\mu p(d_c - 1,2t_{nom})}{2t_{nom}} - \alpha \Delta t E \right| + \frac{E d_c}{2\rho} + \sigma_{oy} + \sigma_c, \tag{8}$$

где μ – коэффициент Пуассона материала труб;

t_{nom} – номинальная толщина стенки труб и соединительных деталей, м;

α – коэффициент линейного теплового расширения материала труб, $^{\circ}C^{-1}$;

Δt – температурный перепад, $^{\circ}C$;

E – модуль упругости материала труб, МПа;

ρ – радиус упругого изгиба газопровода, м;

σ_{oy} – дополнительное напряжение в газопроводе, обусловленное прокладкой его в особых условиях;

σ_c – дополнительные напряжения в газопроводе, обусловленные прокладкой его в сейсмических районах.

Исходные данные и результаты расчета по СП 42-102-2004 приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Исходные данные и результат расчета на прочность по СП

p , МПа	d , мм	R_{un} , МПа	R_{yn} , МПа	R , МПа	t , мм	Δt , $^{\circ}C$	E , МПа	μ	α , C^{-1}
0,6	530	333	206	128	1,2	30	206000	0,3	$1,2 \cdot 10^{-5}$

Таким образом, необходимые условия при проверке прочности подземного газопровода выполнены с существенным запасом. Посредством метода итераций определена минимальная толщина стенки, при которой выполняется указанное условие. Для приведенных исходных данных расчетная толщина стенки составляет 1,2 мм.

В соответствии со СНиП 2.04.12-86 [4] расчет трубопроводов на прочность производится по методу предельных состояний и также включает определение толщины стенки газопровода и поверочный расчет принятого конструктивного решения.

Расчетные толщины стенок труб и соединительных деталей определяют по формулам:

при соотношении $\frac{R_y \gamma_n}{R_u \gamma_c} \geq 0,77$

$$t = \frac{\gamma_{fi} \eta p_n d_b}{2(\bar{R} + \gamma_{fi} p_n)} \quad (9)$$

в которой \bar{R} определяется как отношение

$$\bar{R} = \frac{R_u \gamma_c}{\gamma_u \gamma_n} \quad (10)$$

при условии $\frac{R_y \gamma_n}{R_u \gamma_c} < 0,77$

$$t = \frac{\gamma_{fi} \eta p_n d_b}{2(R_y + \gamma_{fi} p_n)} \quad (11)$$

где γ_{fi} – коэффициент надежности по нагрузке;

η – коэффициент несущей способности труб и соединительных деталей;

p_n – рабочее (нормативное) давление транспортируемой среды;

d_b – наружный диаметр и соединительных деталей;

R_u, R_y – расчетное сопротивление материала труб и соединительных деталей соответственно по временному сопротивлению и пределу текучести;

γ_c – коэффициент условий работы трубопровода;

γ_u – коэффициент надежности для труб;

γ_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

В таблице 2 приведены исходные данные и результат расчета толщины стенки.

Таблица 2

Исходные данные и результат расчета толщины стенки по СНиП

P , МПа	D_n , мм	R_{un} , мм	R_{yn} , мм	R_y , МПа	R_u , МПа	t , мм
0,6	530	333	206	187	303	1,4

Расчет на прочность трубопроводов по ГОСТ 32388-2013 выполняются в два этапа [5]:
определение толщин стенок труб и деталей;

поверочный расчет на прочность и устойчивость трубопровода с учетом нагрузок и воздействий, возникающих при строительстве, испытаниях и эксплуатации.

Для трубопроводов бесканальной прокладки в грунте, имеющих отношение $\frac{s}{D_a} \leq 0,015$, для толщины должно выполняться условие

$$s_R \geq \sqrt{\frac{D_a(0,375g_1 + 0,546g_2)}{[\sigma]\eta_b}}, \quad (12)$$

где D_a – наружный диаметр трубы или детали трубопровода, мм;

g_1 – расчетная нагрузка на единицу длины трубопровода от веса грунта и продукта, Н/мм;

g_2 – расчетная нагрузка на единицу длины от веса трубопровода и изоляции, Н/мм;

η_b – коэффициент, учитывающий боковое сопротивление грунта и изоляционного слоя сплющиванию трубы

$[\sigma]$ – допускаемые напряжения при расчетной температуре и при 20°C, МПа.

В таблице 3 приведены исходные данные и результат расчета толщины стенки.

При выполнении технического диагностирования подземных стальных газопроводов в соответствии с [6] возможно определение остаточного ресурса газопроводов на основании данных по коррозионному утонению стенок.

Таблица 3.

Исходные данные и результат расчета толщины стенки по ГОСТ 32388-2013

D_a , мм	g_1 , Н/мм	g_2 , Н/мм	η_b	[σ], МПа	s_R , мм
530	8,7533	0,886	2,69	206	1,772

Для участков газопровода, на которых при проведении диагностирования обнаружены обширные коррозионные утонения стенок и изменения механических характеристик металла труб, остаточный ресурс $T_{пр}$ определяется по формуле (13):

$$T_{пр} = (c_{\phi} - c_{д})/w_{ср} \quad (13)$$

где c_{ϕ} – фактическая глубина коррозионного повреждения, мм, измеренная при проведении технического диагностирования газопровода;

$c_{д}$ – допустимая глубина коррозионного повреждения, мм, значение которой рассчитывается по формуле (14);

$w_{ср}$ – средняя скорость коррозии, миллиметры в год, оцениваемая либо по формуле (15), либо по экспериментальным или справочным данным.

Значение допустимой глубины коррозионного повреждения $c_{д}$ зависит как от геометрических размеров трубы, так и от изменения механических характеристик металла трубы и рассчитывается по формуле:

$$c_{д} = \delta - \frac{p \cdot d}{2 \cdot (\sigma_T + p)}, \quad (14)$$

где δ – номинальная толщина стенки трубы, миллиметров;

σ_T – фактический предел текучести металла трубы, МПа.

При наличии данных о глубине коррозионных повреждений, измеренных на участке газопровода в различные годы, среднюю скорость коррозии $w_{ср}$, миллиметры в год, следует оценивать по формуле:

$$w_{ср} = (c_{t2} - c_{t1}) / (t_2 - t_1), \quad (15)$$

где c_{t2}, c_{t1} – глубина коррозионного повреждения, зафиксированная при первом и втором измерениях, мм;

t_2, t_1 – продолжительность эксплуатации газопровода до проведения первого и второго измерений, год.

В случае отсутствия данных о произведенных в предыдущие годы измерениях глубины коррозионных повреждений на диагностируемом участке газопровода допустимо оценивать значение средней скорости коррозии $w_{ср}$, мм в год, по экспериментальным или справочным данным.

В настоящее время на практике применяются различные методы определения предела текучести по твердости. В литературе приведены различные эмпирические формулы для пересчета данных измерения твердости по Бринеллю (НВ) в величину предела текучести.

В таблице 4 приведены примеры расчета остаточного ресурса по коррозионному утонению стенок и изменению механических характеристик металла труб [5].

Таблица 4

Результаты расчета остаточного ресурса

P , МПа	D_n , мм	δ , мм	N_b	σ_T , МПа	c_d , мм	W_{cp} , мм в год	c_f , мм	$T_{пр}$, лет
0,6	530	6	122	269	5,4	0,062	0,5	79,2
							1	71,1
							1,5	63,1

Полученные результаты подтверждаются опытом эксплуатации стальных газопроводов, отработавших нормативный срок службы. Аварий и инцидентов, связанных с потерей свойств металла трубы, не зафиксировано. С целью выявления признаков деградации металла стальных газопроводов были проведены исследования структуры и свойств более 40 объектах УП «МИНГАЗ» с различными сроками эксплуатации от 11 до 62 лет. Фактические эксплуатационные свойства металла соответствуют требованиям, предъявляемой к Стали 10, деградации свойств выявлено не было [6].

Выводы:

1. Расчеты подземного газопровода ($p = 0,6$ МПа, $d = 0,53$ мм) на прочность выполненные в соответствии с требованиями СП 42-102-2004, СНиП 2.04.12-86, ГОСТ 32388–2013 показали, что минимальная толщина стенки, необходимая для нормальной эксплуатации составляет 1,2 мм, 1,4 мм, 1,8 мм соответственно.

2. Для подземного стального газопровода ($p = 0,6$ МПа, $d = 0,53$ м, $\delta = 6$ мм.) выполнен расчет остаточного ресурса газопровода по фактической толщине стенки, который показал, что при коррозионном повреждении равном 0,5 мм, 1 мм, 1,5 мм остаточный ресурс газопровода составляет 79,2 года, 71,1 года, 63,1 года соответственно.

ЛИТЕРАТУРА

1. Газораспределение и газопотребление: СН 4.03.01-2019. Введ. 21.09.2020 (с отменой ТКП 45-4.03-257-2012 (02250), ТКП 45-4.03-267-2012 (02250) – Минск: РУП «Стройтехнорм», 2020. – 106 с.
2. Трубопроводы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия: ГОСТ 20295-85. Введ. 01.01.1987 (с отменой ГОСТ 20295-74) – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1987. – 39 с.
3. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб : СП 42-102-2004. – Введ. 27.05.2004 (с отменой СП 42-102-96). – Москва: ЗАО «Полимергаз», 2004. – 107 с.
4. Расчет на прочность стальных трубопроводов / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 16 с.
5. Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия : ГОСТ 32388–2013. – Введ. 01.10.2016. – Москва: Стандартинформ, 2016. – 108 с.
6. Руководство по безопасности «Инструкция по техническому диагностированию подземных стальных газопроводов»: утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ 06.02.17г.: Москва: Центральное управление, 2017. – 90 с.