

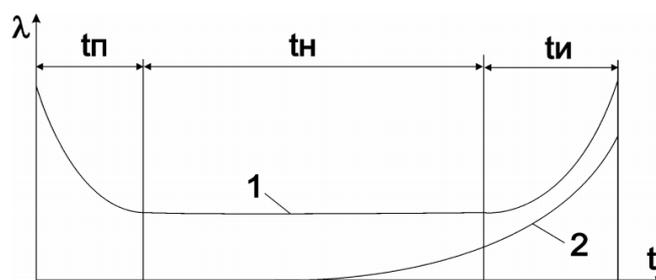
МЕТОД ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО СТАЛЬНОГО ПОДЗЕМНОГО ГАЗОПРОВОДА ПО СТАТИСТИЧЕСКИМ ДАННЫМ

А.А. Абразовский¹, А.Я. Савастииенок¹, С.Ф. Гориченко²

¹ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ», ²УП «МИНГАЗ», Минск, Беларусь

На данный момент действует бадьяная методика технического диагностирования, предполагающая рытьё контрольных шурфов каждые 500 м и проведение механических испытаний образцов [1]. ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ» предложил техническое диагностирование газопровода 1 (ТД 1) и техническое диагностирование газопровода 2 (ТД 2). Для ТД 1 предлагается два основных метода определения остаточного ресурса газопровода: метод оценки надежности и остаточного ресурса газопровода по статистическим данным и метод определения остаточного ресурса газопровода по коррозионному утонению стенок и изменению механических характеристик металла труб газопровода (на основании показаний твердомера). ТД 1 проводится один раз в пять лет. Необходимость ТД 2 (с испытаниями образцов) определяется ТД 1.

Метод оценки надежности и остаточного ресурса газопровода по статистическим данным состоит в следующем. Надежность объекта на стадии эксплуатации можно иллюстрировать графиком типичной зависимости интенсивности отказов объекта от времени эксплуатации, представленном на рисунке.



1 – интенсивность отказов $\lambda(t)$; 2 – кривая старения; t_p – период приработки; t_n – нормальная работа; t_i – период износа

**Рисунок 1. – Зависимость интенсивности отказов объекта
от времени эксплуатации**

В период износа функция надежности в соответствии с распределением Вейбулла [2] имеет вид

$$P(t) = e^{-\lambda t^\alpha} \quad (1)$$

где α – параметр формы кривой распределения.

Интенсивность отказов в период износа определяется формулой

$$\lambda(t) = \lambda \alpha t^{\alpha-1}. \quad (2)$$

Время, за которое газопровод достигнет плановой надежности (время продления ресурса), в период износа определяется по формуле

$$t = (-\ln(P_{пл})/\lambda)^{1/\alpha}. \quad (3)$$

Параметр формы α принимается исходя из условий эксплуатации: для межпоселковых газопроводов $\alpha = 1,1$; для газопроводов в черте населенных пунктов $\alpha = 1,2$; для газопроводов в грунтах с высокой коррозионной активностью $\alpha = 1,2$; для газопроводов в грунтах с высокой коррозионной активностью и при наличии опасного влияния блуждающих токов $\alpha = 1,3$.

Интенсивность отказов характеризует скорость возникновения отказов объекта в различные моменты времени его работы:

$$\lambda(t) = \frac{\Delta n(t)}{N_p \Delta t}, \quad (4)$$

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

В качестве элемента принята определенная длина газопровода с учетом отношения наружного диаметра к толщине стенки трубы.

Для диагностируемого газопровода (выделенного участка) газопровода определяется общий параметр потока отказов по формуле

$$\lambda_i = k_{тр} \lambda_i^{тр} + k_1 \lambda_i^{к1} + k_2 \lambda_i^{к2} + k_3 \lambda_i^{к3}, \quad (5)$$

где k_i - количество повреждений одного типа.

Параметр потока отказов учитывает удельные значения, указанные в таблице, по следующим отказам (повреждениям): $\lambda_i^{тр}$ – утечки газа, $\lambda_i^{к1}$ – контакты «труба-земля» без коррозии, $\lambda_i^{к2}$ – контакты «труба-земля» с коррозией до 30% толщины стенки трубы, $\lambda_i^{к3}$ – контакты «труба-земля» с коррозией более 30% толщины стенки трубы.

Таблица 1. – Значения удельных параметров потока отказов

труба	$\lambda_i^{тр}$	$\lambda_i^{к1}$	$\lambda_i^{к2}$	$\lambda_i^{к3}$
133*3,5	0,00100	0,00010	0,00020	0,00050
133*4	0,00088	0,00009	0,00018	0,00044
133*4,5	0,00078	0,00008	0,00016	0,00039

В качестве критериев фактического технического состояния газопровода приняты надежность газопровода через 5 лет эксплуатации и (или) прогнозируемый срок службы.

Если по результатам ТД 1 срок службы газопровода, рассчитанный из условия начала периода износа, более пяти лет, или надежность газопровода через 5 лет эксплуатации выше плановой (0,98), это значит, что дальнейшая безопасная эксплуатация газопровода допустима, срок службы газопровода продлевается на 5 лет.

ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция по оценке технического состояния подземных газопроводов, выработавших нормативный срок службы. – Мн.: Концерн «Белтопгаз», 2005.
2. Основы теории надежности и технической диагностики / А. В. Федотов, Н. Г. Скабкин. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2010. – 64 с.
3. Савастийенок А.Я., Гориченко С.Ф. – Вероятностный метод диагностирования распределительных газопроводов //Промышленная безопасность и охрана труда. Практикум, 2021 №11 С. 45-48.