

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА АВАРИЙ НА УЧАСТКАХ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ С ОПАСНЫМИ ДЕФЕКТАМИ



Газопровод Уренгой-Челябинск, классификация аварий,
время эксплуатации, прогнозирование дефектных секций

Gas pipeline Urengoi-Chelyabinsk, emergencies classification, operation time, defective
sections prediction

UDC 622.691:620

Prediction of quantity of emergencies in the trunk gas pipeline sections with critical defects.
Malyushin N.A., Minyailo I.V.

The results of diagnostic survey of the trunk gas pipeline Urengoi-Chelyabinsk are presented. A formula was obtained for determination of defective sections of linear runs of pipelines. A comparison of actual and predicted data showed a good convergence of results. The error was only 0.2%. The formula obtained makes it possible to predict with high accuracy a presence of defective sections preventing the emergency situations. Fig. 1, Table 1.

Результаты диагностического обследования линейных участков магистрального газопровода Уренгой-Челябинск позволяют оценить их техническое состояние и определить безопасные режимы перекачки газа или установить очередность ликвидации опасных дефектов, одновременно спрогнозировав остаточный ресурс сооружения.

Анализ результатов обследования ряда нефте- и газопроводов показывает, что за последние 20 лет основными видами дефектов и аварий являются коррозионные повреждения металла труб. Встречаются так же механические повреждения, связанные с работой ремонтной техники на трассах. Брак строительно-монтажных работ в основном выявлен в интервале начальных 10-ти лет эксплуатации. Классификация аварий линейной части осуществляется по различным признакам. При построении модели выделяют две группы причин: внешние и внутренние. Внешние причины включают условия прокладки, свойства транспортируемой среды, режимы перекачки и т.п., то есть причины, являющиеся постоянными при эксплуатации, а внутренние – причины, зависящие от времени эксплуатации. При такой классификации дефектов можно использовать для анализа динамики отказов секций трубопроводов вероятностную модель отказов. Принимаем, что все секции находятся в одинаковых условиях эксплуатации, что позволяет использовать аппарат формально-кинетического анализа и представить функцию отказов в виде следующего дифференциального уравнения:

$$\frac{dN(\tau)}{d\tau} = -[k_1 + k_2(\tau)]N(\tau), \quad (1)$$

где $N(\tau)$ – число работоспособных секций трубопровода; k_1 – коэффициент, учитывающий влияние на отказ секций трубопроводов причин первой группы (условия прокладки, режимы работы и т.п.); $k_2(\tau)$ – коэффициент, учитывающий влияние второй группы (коррозионные повреждения металла труб), зависящие от времени эксплуатации. Следовательно, коэффициент k_2 будет отражать увеличение вероятности отказов, связанных с изменением свойств материала, а в качестве основного принимаются коррозионные повреждения. Коэффициент k_2 , исходя из предложенных моделей коррозии

онного повреждения, можно представить в виде

$$k_2 = ae^{\alpha\tau}, \quad (2)$$

где a и α – эмпирические коэффициенты. Сопоставление уравнений (1) и (2) позволяют преобразовать уравнение (1) и представить его в виде

$$\frac{dN}{d\tau} = -[k_1 + ae^{\alpha\tau}]N. \quad (3)$$

Для начала эксплуатации $\tau = 0$, тогда $N = N_0$ – число секций рассматриваемого участка газопровода, шт. Тогда

$$N = N_0 \exp\left[-k_1\tau - \frac{a}{\alpha}(e^{\alpha\tau} - 1)\right], \quad (4)$$

то есть закон изменения отказов секций газопровода, так же как и коррозионные повреждения, оказывается экспоненциальным. В этом случае основной задачей является определение эмпирических коэффициентов предложенной модели. Они могут быть определены следующим образом с введением обозначений:

$$(a) \quad \bar{N} = \ln\left(\frac{N}{N_0}\right), \quad (б) \quad \bar{N} = -k_1\tau - \frac{a}{\alpha}(e^{\alpha\tau} - 1).$$

Эту функцию можно разложить в ряд Тэйлора:

$$e^{\alpha\tau} \cong 1 + \alpha\tau + \frac{\alpha^2\tau^2}{2} + \frac{\alpha^3\tau^3}{3} + \dots \quad (5)$$

Исходя из анализа рассмотренного ряда и учитывая, что $\alpha\tau \ll 1$, можно ограничиться тремя членами ряда, тогда

$$\bar{N} = -(k_1 + a)\tau - \frac{a\alpha}{2}\tau^2. \quad (6)$$

Коэффициенты в уравнении (6) можно определить, располагая данными о количестве отказов труб в фиксированные отрезки времени от начала эксплуатации. Это позволяет записать для их определения систему нелинейных уравнений:

$$\begin{aligned} y_1 &= (k_1 + a)\tau_1 + \frac{a\alpha}{2}\tau_1^2 = m_1; \\ y_2 &= (k_1 + a)\tau_2 + \frac{a\alpha}{2}\tau_2^2 = m_2; \\ &\dots\dots\dots \\ y_n &= (k_1 + a)\tau_n + \frac{a\alpha}{2}\tau_n^2 = m_n. \end{aligned} \quad (7)$$

В этом случае y_i и τ_i – фактические данные по количеству отказов секций труб (их замене) в интервале времени $\tau_i - \tau_0$. Обозначим $n = k_1 + a$, $p = \frac{a\alpha}{2}$.

Запишем для расчета эмпирических коэффициентов условную функцию вида

$$u = u(n, p) = \sum_{i=1}^n m_i^2. \quad (8)$$

Получим

$$u = \sum_i y_i^2 + 2p \sum_{i=1} y_i \tau_i + 2p \sum_{i=1} y_i \tau_i^2 + n^2 \sum_{i=1} \tau_i^2 + 2np \sum_{i=1} \tau_i^3 + p^2 \sum_{i=1} \tau_i^4. \quad (9)$$

Минимумы функций позволяют определить требуемые коэффициенты из следующих уравнений:

$$\frac{1}{2} \frac{\partial u}{\partial n} = \sum_i Y_i \tau_i + n \sum_i \tau_i^2 + p \sum_i \tau_i^3 = 0, \quad (10a)$$

$$\frac{1}{2} \frac{\partial u}{\partial p} = \sum_i Y_i \tau_i^2 + n \sum_i \tau_i^3 + p \sum_i \tau_i^4 = 0. \quad (10б)$$

Преобразуем полученные уравнения (10a) и (10б):

$$n \sum_i \tau_i^2 + p \sum_i \tau_i^3 = - \sum_i y_i \cdot \tau_i, \quad (a)$$

$$n \sum_i \tau_i^3 + p \sum_i \tau_i^4 = - \sum_i y_i \cdot \tau_i^2. \quad (б)$$

На основании теоремы Крамера, решая полученные уравнения, имеем следующее:

$$\Delta = \begin{vmatrix} \sum_i \tau_i^2 & \sum_i \tau_i^3 \\ \sum_i \tau_i^3 & \sum_i \tau_i^4 \end{vmatrix} = \sum_i \tau_i^2 \cdot \sum_i \tau_i^4 - \sum_i \tau_i^3 \cdot \sum_i \tau_i^3,$$

$$\Delta n = \begin{vmatrix} - \sum_i y_i \cdot \tau_i & \sum_i \tau_i^3 \\ - \sum_i y_i \cdot \tau_i^2 & \sum_i \tau_i^4 \end{vmatrix} = \sum_i y_i \cdot \tau_i^2 \cdot \sum_i \tau_i^3 - \sum_i y_i \cdot \tau_i \cdot \sum_i \tau_i^4,$$

$$\Delta p = \begin{vmatrix} \sum_i \tau_i^2 & - \sum_i y_i \cdot \tau_i \\ \sum_i \tau_i^3 & - \sum_i y_i \cdot \tau_i^2 \end{vmatrix} = \sum_i y_i \cdot \tau_i \cdot \sum_i \tau_i^3 - \sum_i y_i \cdot \tau_i^2 \cdot \sum_i \tau_i^2.$$

Окончательно получаем уравнения для расчета эмпирических коэффициентов:

$$n = \frac{\sum_i y_i \cdot \tau_i^2 \cdot \sum_i \tau_i^3 - \sum_i y_i \cdot \tau_i \cdot \sum_i \tau_i^4}{\sum_i \tau_i^2 \cdot \sum_i \tau_i^4 - \sum_i \tau_i^3 \cdot \sum_i \tau_i^3}, \quad (11)$$

$$p = \frac{\sum_i y_i \cdot \tau_i \cdot \sum_i \tau_i^3 - \sum_i y_i \cdot \tau_i^2 \cdot \sum_i \tau_i^2}{\sum_i \tau_i^2 \cdot \sum_i \tau_i^4 - \sum_i \tau_i^3 \cdot \sum_i \tau_i^3}. \quad (12)$$

Вычисление коэффициентов n и p осуществляется по известным значениям числа отказов для фиксированных значений времени τ_i , в качестве которых принимаем интервалы времени эксплуатации от начала ее до момента двух последовательных диагностических обследований. В качестве расчетных значений принимаем интервалы вре-

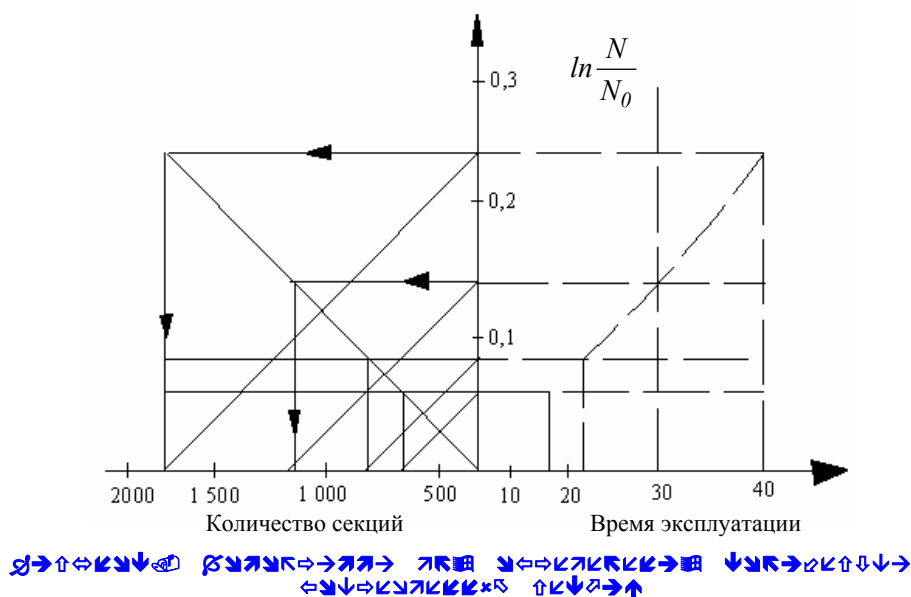
Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

мени $\tau_1 = 19$ лет и $\tau_2 = 23$ года (время проведения диагностических обследований).

Получим уравнение по расчету числа поврежденных секций с течением времени, что позволяет рассчитать число поврежденных секций при последующей эксплуатации и заранее резервировать необходимое их число для капитального ремонта, а также позволяет поддерживать надежность линейной части на проектном уровне (рис. 1).

Решение полученного уравнения имеет вид

$$\bar{N} = \ln \frac{N}{N_0} = -3,81 + 0,05689\tau. \quad (13)$$



Приведено сопоставление фактических и расчетных значений числа секций с прогнозом их повреждений до 50 лет эксплуатации (таблица).

**Сопоставление фактических и расчетных значений числа поврежденных секций
(общее число секций на участке 9334 км)**

Пор. ном	Время эксплуатации, лет	Логарифмическое отношение $\ln \frac{N}{N_0}$		Относительное количество повреждений секции $\frac{N}{N_0}$		Количество поврежденных секций	
		Расч.	Факт.	Расч.	Факт.	Расч.	Факт.
1	19	-2,729	-2,729	0,0653	0,06528	610	609
2	23	-2,5015	-2,502	0,08192	0,08196	764	765
3	30	-2,103	—	0,1220	—	1139	—
4	40	-1,534	—	0,2556	—	2013	—
5	50	-0,79	—	0,4338	—	4236	—

Из результатов сопоставления расчетных и фактических значений числа поврежденных секций оказывается, что разница составляет для 19-ти и 23-х лет эксплуатации всего одну секцию, а относительная погрешность составляет 0,2%.

Следовательно, данное уравнение можно использовать для прогнозирования по-

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

врежденных секций при последующей эксплуатации, объемах и сроках проведения ремонтов линейной части.

Сведения об авторах

Малюшин Н.А., д.т.н., профессор, президент ОАО Институт «Нефтегазпроект», г. Тюмень, тел.: (3452) 46-51-73

Миняйло И.В., генеральный директор ООО «Проектнефтегаз», тел.: (3452) 26-13-86, e-mail: minyailoiv@proektng.ru

Malyushin N.A., Doctor of Technical Sciences, professor, president of the OOOJSC Institute «Neftegasprom», Tyumen, phone: (3452) 46-51-73.

Minyailo I.V., General Director of CJSC «Proektneftegas», phone: (3452) 26-13-86, e-mail: minyailo@proektng.ru

УДК 622.690

ТЕРМОНАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ СОЛНЕЧНОЙ РАДИАЦИИ



*Ремонт нефте- и газопроводов, НДС трубы, радиационный нагрев трубы,
потеря адгезионных свойств*

Oil-and gas pipelines repair, pipes, radiation heating of pipe, adhesion properties loss

UDC 622.690

*Thermotension condition of pipeline section under the influence of solar radiation.
Satayev V.R., Polyakov A.I.A., Goncharov K.A., Polyakov A.R.A.*

The issues related to the thermotensioned condition of oil-and-gas pipeline sections placed on the surface during repairs are reviewed. The authors propose a method to solve the problem that permits to determine a distribution of stresses in the pipe during its radiation heating. The length of the repaired section of the pipe produces a noticeable effect on its tensioned condition. The algorithm developed for the problem solution makes it possible to choose the heating regime excluding the occurrence of high gradients of temperatures in the pipe and a loss of adhesion properties of polymer insulation coatings. Fig. 4, ref. 4.

При выполнении текущего ремонта нефте- или газопровода, его участок определенной длины извлекается из траншеи и располагается на поверхности почвы. Проведение ремонта предполагает удаление существующего защитного покрытия, механическую очистку поверхности трубы и последующего нанесения нового покрытия. Данный процесс сопровождается продолжительным отрезком по времени. В светлое время суток участок трубы может подвергаться воздействию солнечной радиации. В результате неравномерного нагрева, обусловленного неравномерностью теплового потока, в поперечном сечении трубы имеет место градиент температур, который сопровождается изгибом трубы. Превышение температуры выше критического значения приводит к потере адгезионных свойств мастики, расположенной между наружной поверхностью трубы и пленкой.