УДК 622.692.4:621.643

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ДИАМЕТРА ПРОДИАГНОСТИРОВАННОГО НЕФТЕПРОВОДА НОРМАЛЬНЫМ ЗАКОНОМ

PRESENTATION OF THE DIAGNOSED OIL PIPELINE DIAMETER BY NORMAL LAW

В. И. Кучерявый, Д. С. Крайнев
V. I. Kucheryavy, D. S. Krainev

Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

Ключевые слова: ***нефтепровод, наружный диаметр, математическое ожидание, дисперсия, надежность, остаточный ресурс***
Key words: ***oil pipeline, external diameter, mathematical expectation, dispersion, reliability, residual resource***

Для расчета и прогнозирования показателей надежности магистральных нефтепроводов длительного срока службы необходимо располагать вероятностными характеристиками прочности, нагрузок и размеров. Целью данной статьи является установление вероятностного закона распределения внешнего диаметра продиагностированного нефтепровода, подверженного равномерному коррозионному износу, а также оценка прочностной надежности и остаточного ресурса.

Для этого на продиагностированном участке Уса — Ухта со сроком службы 30 лет, было замерено 50 значений внешнего диаметра. Измерения проводились косвенным образом через толщину стенки с помощью ультразвукового толщиномера УТ 1280. Предварительный статистический анализ данных показал, что внешний диаметр однотипных труб $\tilde{d}$ представляет собой случайную величину, имеющую близкое к нормальному распределение. По ограниченной выборке на основании правила «трех стандартов» приближенно определены:

среднее $\bar{d}_* = (d_{\max} - d_{\min})/2$ и стандартное отклонение $S_* = (d_{\max *} - d_{\min *})/6$,

где $d_{\max *}, d_{\min *}$ — соответственно максимальное и минимальное значения диаметра в выборке ограниченного размера $n_* = 50$ значений.

Для установления точного вида вероятностного закона распределения диаметра $\tilde{d}$, а также истинных значений математического ожидания и дисперсии, которые бы удовлетворяли свойствам асимптотической несмещенности, состоятельности и эффективности, используем процедуру метода статистических испытаний. Для генерирования вектора случайных значений $\tilde{d}$ по нормальному закону с объемом выборки n = 3 000 значений используем следующую процедуру [1]:

$$\{d_i\}_n = \bar{d}_* + \{Z_i\}_n \cdot S_*, \tag{1}$$

$$Z_i = \sqrt{-2\pi \ln r_i} \cdot \cos(2\pi \cdot r_{i+1}), Z_i = \sqrt{-2\pi \ln r_i} \cdot \sin(2\pi \cdot r_{i+1}),$$

где $\{Z_i\}_n$ — последовательность нормированных нормальных чисел (среднее — ноль, дисперсия — единица); r_i — случайное число из последовательности равномерно распределенных чисел на интервале от 0 до 1.

Смоделированную по (1) непрерывную случайную величину $\tilde{d}$ заменим ее дискретным аналогом для дальнейшей статистической обработки. В результате ранжирования данных $\{d_i\}_n$ установили минимальное $\bar{d}_{\min} = 813 \cdot 10^{-3}$ м и максимальное $\bar{d}_{\max} = 819 \cdot 10^{-3}$ м значения диаметра, размах выборки

$$r_* = d_{\max} - d_{\min} = (819 - 816) \cdot 10^{-3} = 6 \cdot 10^{-3} \text{ м},$$

число интервалов k = 8 и ширину частичного интервала $\Delta d = 0{,}75 \cdot 10^{-3}$ *м*. Подсчитав число значений диаметра n_i (частоты), попавших в каждый интервал, получаем статистический ряд, представленный в табл. 1, причем $\sum_{i=1}^{k} n_i = n$, где n — объем смоделированной выборки, в нашем случае n = 3 000 значений.

Таблица 1

Статистическая обработка внешнего диаметра продиагностированного нефтепровода по нормальному закону

№	Границы интервалов $(d_i, d_{i+1}) \cdot 10^{-3}$, м	Середина интервалов $d_i \cdot 10^{-3}$, м	Частота n_i	Частость r_i	Плотность, МПа $^{-1}$		$\lvert g_i - f_i \rvert$
					эмпирическая g_i	теоретическая f_i	
1	813,00 – 813,75	813,375	6	0,00200	0,002667	0,003376	0,000709
2	813,75 – 814,50	814,125	95	0,031667	0,042222	0,037495	0,004727
3	814,50 – 815,25	814,875	407	0,135667	0,180889	0,187944	0,007055
4	815,25 – 816,00	815,625	972	0,324000	0,432000	0,425009	0,006901
5	816,00 – 816,75	816,375	950	0,316667	0,422222	0,433870	0,011648
6	816,75 – 817,50	817,125	477	0,159000	0,212000	0,199820	0,012180
7	817,50 – 818,25	817,875	84	0,028000	0,037333	0,041527	0,000419
8	818,25 – 819,00	818,625	9	0,00300	0,00400	0,003894	0,000106

Определяем относительную частоту r_i (частость) и эмпирическую плотность g_i по соотношениям:

$$r_i = n_i / n, g_i = r_i / \Delta d, \sum_{i=1}^{k} r_i = 1. \qquad (2)$$

Полученные по соотношениям (2) для первого интервала значения r_1 и g_1 равны

$$r_1 = 6/3000 = 0{,}002, g_1 = 0{,}002/(0{,}75 \cdot 10^{-3}) = 0{,}002667 м^{-1}.$$

Остальные значения r_i и g_i сведены в табл. 1.

По этим данным вычисляем числовые характеристики смоделированного статистического распределения диаметра: выборочное среднее $\bar{d}$, выборочную дисперсию $d(\bar{d})$, выборочное стандартное отклонение S_d, коэффициент вариации V_d:

$$\bar{d} = \sum_{i=1}^{k} d_i \cdot r_i, \qquad (3)$$

$$d(\bar{d}) = \sum_{i=1}^{k} (d_i - \bar{d})^2 \cdot r_i,\ S_d = \sqrt{d(\bar{d})},\ V_d = S_d / \bar{d},$$

где d_i — середина интервального значения диаметра (см. табл. 1).

Подставляя значения d_i и r_i из табл. 1 в (3), получаем искомые числовые характеристики диаметра:

$$\bar{d} = (813{,}375\cdot0{,}002 + 814{,}125\cdot0{,}031667 + 814{,}875\cdot0{,}135667 + 815{,}625\cdot0{,}324 + 816{,}375\cdot0{,}316667 + 817{,}125\cdot0{,}159 + 817{,}875\cdot0{,}028 + 818{,}625\cdot0{,}003)\cdot10^{-3} = 816{,}019\cdot10^{-3}\ м.$$

$$d(\bar{d}) = [(813{,}375 - 816{,}019)^2\cdot0{,}002 + (814{,}125 - 816{,}019)^2\cdot0{,}031667 + (814{,}875 - 816{,}019)^2\cdot0{,}135667 + (815{,}625 - 816{,}019)^2\cdot0{,}324 + (816{,}375 - 816{,}019)^2\cdot0{,}316667 + (817{,}125 - 816{,}019)^2\cdot0{,}159 + (817{,}875 - 816{,}019)^2\cdot0{,}028 + (818{,}625 - 816{,}019)^2\cdot0{,}003]\cdot10^{-6} = 0{,}707\cdot10^{-6}\ м^2.$$

$$S_d = \sqrt{0{,}707\cdot10^{-6}} = 0{,}841\cdot10^{-3}\ м,\ V_d = 0{,}841\cdot10^{-3}/816{,}019\cdot10^{-3} = 0{,}003032$$

Проверим гипотезу о том, что внешний диаметр нефтепровода $\tilde{d}$ подчиняется нормальному закону с теоретической плотностью распределения вероятностей вида g_i и функцией распределения F_i:

$$f_i = (S_d\sqrt{2\pi})^{-1}\cdot\exp\left[-(d_i - \bar{d})^2/2\cdot S_d^2\right], \quad (4)$$

$$F_i = \Phi\left[(d_i - \bar{d})\cdot S_d^{-1}\right], \quad (5)$$

где $\bar{d}, S_d$ — соответственно выборочное среднее диаметра и стандарт, найденные по (3); $\Phi[Z_*] = (\sqrt{2\pi})\cdot\int_{-\infty}^{Z}\exp(-x^2/2)dx$ — функция нормированного нормального распределения (среднее — ноль, дисперсия — единица); Z — ее аргумент, причем $\Phi[-Z_*] = 1 - \Phi[Z_*]$.

Подставляя $\bar{d}$ = 816,019·10^{-3} м и S_d = 0,841·10^{-3} м и d_i в (4), получим числовые значения теоретической плотности диаметра f_i, которые сведены в табл. 1.

Определяем меру расхождения эмпирического и теоретического распределений $\tilde{d}$ — критерий согласия χ^2:

$$\chi^2 = n\cdot\Delta d\cdot\sum_{i=1}^{k}(g_i - f_i)^2\cdot f_i^{-1}. \quad (6)$$

Подставив величины g_i и f_i из табл. 1 в (6), получаем расчетное числовое значение критерия согласия χ^2:

$$\chi^2 = 3000\cdot0{,}75\cdot[(0{,}002667 - 0{,}003376)^2\cdot0{,}003376^{-1} + (0{,}042222 - 0{,}037495)^2\cdot0{,}037495^{-1} + (0{,}180889 - 0{,}187944)^2\cdot0{,}187944^{-1} + (0{,}432000 - 0{,}425009)^2\cdot0{,}425009^{-1} + (0{,}422222 - 0{,}433870)^2\cdot0{,}433870^{-1} + (0{,}212000 - 0{,}199820)^2\cdot0{,}199820^{-1} + (0{,}037333 - 0{,}041527)^2\cdot0{,}041527^{-1} + (0{,}00400 - 0{,}003894)^2\cdot0{,}003894^{-1}] = 5{,}857.$$

Учитывая, что выбранное число интервалов равно $k = 8$, а нормальный закон двухпараметрический $m = 2(d, S_d)$, число степеней свободы определяется как $\nu = k - m - 1 = 8 - 2 - 1 = 5$.

По таблице [2] критических точек распределения χ^2 (приложение 5) при уровне значимости $\alpha = 0{,}05$ и числе степеней свободы $\nu = 5$ находим критическую точку правосторонней критической области $\chi_*^2(0{,}05;5) = 11{,}1$. Так как расчетное значение $\chi^2 = 5{,}857$ меньше критического $\chi_*^2 = 11{,}1$, то делаем вывод, что при полученных параметрах диаметр продиагностированного нефтепровода $\tilde{d}$ вследствие коррозионного износа подчиняется нормальному закону с плотностью вида (1). Поскольку полученный выборочный коэффициент вариации V_d меньше предельного 0,3, то усечение плотности распределения (1) не требуется, так исключается вероятность появления отрицательных значений диаметра. График эмпирической функции распределения диаметра $F_*(d)$, построенный по данным табл.1, и график теоретической функции $F(d)$, построенный по формуле (5), показаны на рисунке.

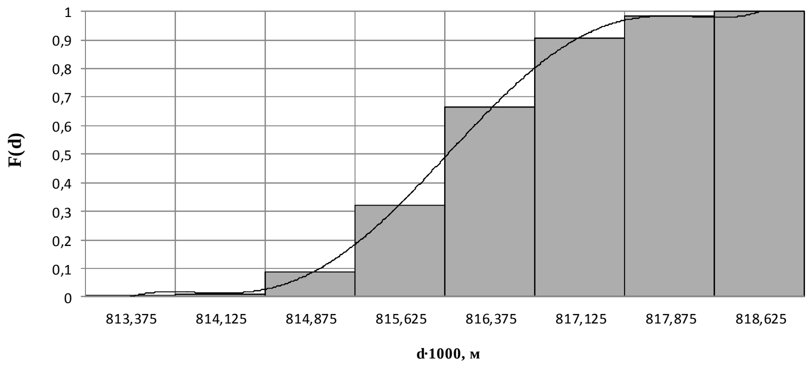

Рисунок. ***График эмпирической и теоретической функций распределения диаметра***

В качестве показателя статической модели надежности продиагностированного участка нефтепровода принимаем вероятность неразрушения *R*. Для этого запишем вероятностное условие прочности по критерию кольцевых напряжений для опасной точки стенки трубы:

$$R = \Pr ob(\tilde{\sigma}_\theta \le \tilde{\sigma}_u) = \Pr ob\left[(\tilde{\sigma}_u - \tilde{\sigma}_\theta = y > 0\right], \quad (7)$$

где $\tilde{\sigma}_\theta, \tilde{\sigma}_u$ — случайные величины, обозначающие соответственно кольцевые нормальные напряжения и предел прочности трубной стали; $\tilde{y}$ — случайная величина, представляющая разностный прочностной параметр в локальной точке стенки трубы.

Из (7) видно, что $\tilde{y}$ — это функция двух случайных аргументов $\tilde{\sigma}_\theta$ и $\tilde{\sigma}_u$. Находим приближенно ее математическое ожидание $\bar{y}$ и дисперсию S_y^2, используя метод линеаризации [2].

$$\bar{y} = \bar{\sigma}_u - \bar{\sigma}_\theta, \quad (8)$$

$$S_y^2 = (\partial\bar{y} / \partial\bar{\sigma}_u)^2 \cdot S_u^2 + (\partial\bar{y} / \partial\bar{\sigma}_\theta)^2 \cdot S_\theta^2 \ . \quad (9)$$

Применив к (8) преобразование (9), получаем выражение дисперсии S_y^2 в развернутом виде:

$$S_y^2 = S_u^2 + S_\theta^2 - 2 \cdot r_{u\theta} \cdot S_u \cdot S_\theta, \quad (10)$$

где $\bar{\sigma}_\theta, \bar{\sigma}_u; S_\theta^2, S_u^2$ — соответственно математические ожидания и дисперсия кольцевых напряжений и предела прочности трубной стали; $r_{u\theta}$ — коэффициент корреляции между пределом прочности и кольцевыми напряжениями.

Предполагая, что в (10) $\bar{\sigma}_\theta$ и $\bar{\sigma}_u$ подчинены нормальному закону, $\tilde{y}$ по (7) будет также нормально распределено, а интеграл от ее плотности распределения $f(y)$ в пределах от 0 до ∞, будет представлять вероятность неразрушения трубопровода *R* [1].

$$R = \Phi[Z], Z = (\bar{\sigma}_u - \bar{\sigma}_\theta) \cdot (S_u^2 + S_\theta^2 - 2 \cdot r_{u\theta} \cdot S_u \cdot S_\theta)^{-1/2}, \quad (11)$$

где $\Phi[Z]$ — функция нормированного нормального распределения, определяемая по (5).

Ранее модель прочность — нагрузка вида (11) приводилась в работах Н. С. Стрелецкого, А. Р. Ржаницына, В. В. Болотина, В. В. Харионовского, но без учета коэффициента корреляции.

В (11) выражение для Z принято называть уравнением связи. Выполняем численную реализацию алгоритма оценки прочностной надежности продиагностированного участка нефтепровода Уса — Ухта, протяженностью 160 км со сроком службы 30 лет на момент обследования, марка стали 17ГС. Известны среднее значение диаметра, толщины стенки, рабочего давления и предела прочности:

$$\bar{d} = 816{,}02 \cdot 10^{-3} \text{ м}, \ \bar{h} = 7{,}2 \cdot 10^{-3} \text{ м}, \ \bar{p} = 6{,}7 \text{ МПа},$$

$\bar{\sigma}_u = 510$ МПа. Находим среднее значение кольцевых нормальных напряжений $\bar{\sigma} = \bar{p} \cdot \bar{d} \cdot (2\bar{h})^{-1} = 6{,}7 \cdot 816{,}02 \cdot 10^{-3} \cdot (2 \cdot 7{,}2 \cdot 10^{-3})^{-1} = 379{,}7$ МПа. Среднее значение коэффициента запаса прочности трубы $\bar{k} = \bar{\sigma}_u / \bar{\sigma}_\theta =$ 510/379,7 МПа = 1,34. По средним значениям $\bar{\sigma}_\theta$ и $\bar{\sigma}_u$, задавшись коэффициентом вариации V, находим стандарты кольцевых напряжений и предела прочности: $S_\theta = V \cdot \bar{\sigma}_\theta$, $S_u = V \cdot \bar{\sigma}_u$. Затем по соотношению вида (1) были сгенерированы вектор кольцевых напряжений $\{\sigma_{\theta i}\}_n$ и вектор предела прочности $\{\sigma_{ui}\}_n$ объемом = 3 000 значений, рассчитан выборочный коэффициент корреляции $r_{u\theta}$. Поскольку в данном расчетном случае он оказался меньше 0,02, то в модели (11) его не учитываем. По (11) исследовано изменение надежности R продиагностированного участка нефтепровода в зависимости от разброса напряжения S_θ и прочности S_u. Результаты вычислений представлены в табл. 2.

Таблица 2

Изменение вероятности неразрушения нефтепровода от разброса напряжения и прочности

V	S_u, МПа	S_θ, МПа	Z	R	t_0, годы
0,06	30,6	22,78	3,416	0,999683	9,54
0,08	40,8	30,37	2,562	0,994799	9,39
0,10	51,0	37,97	2,049	0,979805	8,93
0,12	61,2	45,56	1,708	0,956193	8,20
0,14	71,4	53,16	1,464	0,928417	7,34
0,16	81,6	60,75	1,281	0,899919	6,46
0,18	91,8	68,34	1,139	0,872595	5,61
0,20	102,0	75,94	1,025	0,847288	5,59
0,22	112,2	83,53	0,932	0,824254	4,84
0,24	124,4	91,12	0,854	0,803464	3,49
0,26	132,6	98,72	0,788	0,784757	2,91
0,28	142,8	106,3	0,732	0,767931	2,39
0,30	153,0	113,9	0,683	0,752774	1,92

На основании обработки статистических данных по отказам труб, связанных с нарушением прочности и возникновением больших пластических деформаций вследствие коррозионного износа, установлена зависимость, позволяющая прогнозировать остаточный ресурс продиагностированного участка нефтепровода t_0 (годы эксплуатации), в зависимости от показателя прочностной надежности вероятности неразрушения R

$$t_0 = \beta_0 + \beta_1 \cdot R + \beta_2 \cdot R^2, \qquad (12)$$

где $\beta_0, \beta_1, \beta_2$ — постоянные коэффициенты, полученные аппроксимацией ресурсных отказов труб методом наименьших квадратов; R — вероятность неразрушения трубы, найденная по (11).

Для участка магистрального нефтепровода Уса-Ухта и времени постановки его на диагностическое обследование 30 лет коэффициенты модели (11) равны $\beta_0 = -21{,}3$, $\beta_1 = 30{,}85$, $\beta_2 = -3{,}74 \cdot 10^5$, а изменение остаточного ресурса t_0, в зависимости от параметра надежности R, полученное по (12), приведено в табл. 2.

Поскольку магистральные нефтепроводы — это потенциально опасные объекты, требуемый уровень надежности должен быть 0,99 и более. Из этого условия окончательно принимаем значение остаточного ресурса продиагностированных труб по модели (12) и данным табл. 2.

Практическая реализация предложенного алгоритма позволяет повысить эксплуатационную надежность и предельные безопасные сроки службы продиагностированных участков нефтепроводов.

Выводы

- По ограниченному числу замеров методом статистического моделирования установлено, что диаметр длительно эксплуатируемого нефтепровода подчиняется нормальному закону, и найдены асимптотически устойчивые, несмещенные и эффективные числовые характеристики.
- Получена математическая модель для показателя прочностной надежности — вероятности неразрушения, учитывающая корреляцию предела прочности и кольцевых напряжений. По этим данным доказано, что нормативная надежность продиагностированных нефтепроводов должна быть 0,99 и более.
- В результате аппроксимации опытных данных получена зависимость, позволяющая прогнозировать остаточный ресурс продиагностированного нефтепровода в зависимости от величины вероятности неразрушения, что повышает безопасность его эксплуатации.

Список литературы

1. Кучерявый В. И., Мильков С. Н. Оценка прочностной надежности газопровода методом статистического моделирования // Проблемы машиностроения и надежности машин. – 2006. – № 1. – С. 26-30.

2. Гмурман В. Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике: Высшее образование, 2006. – 404 с.

Сведения об авторах

Кучерявый Василий Иванович, *д. т. н., профессор кафедры «Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов», Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, тел. 8(8216)764511*

Крайнев Дмитрий Сергеевич, *аспирант, кафедра «Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов», Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, тел. 89125688766, e-mail: dmitriy.krainev@yandex.ru*

Kucheryavy V. I., *Doctor of Technical Sciences, professor of the chair «Designing and operation of trunk gas and oil pipelines», Ukhta State Technical University, phone: 8(8216)764511*

Krainev D. S., *postgraduate of the chair «Designing and operation of trunk gas and oil pipelines», Ukhta State Technical University, phone: 89125688766, e-mail: dmitriy.krainev@yandex.ru*