

Влияние статистического разброса толщины стенки трубы на коэффициент концентрации напряжений от коррозионного дефекта

Голофаст С.Л.

ООО «Газпром проектирование», Санкт-Петербург, Россия
trasser@inbox.ru

Аннотация

При оценке технического состояния магистральных трубопроводов коэффициент концентрации напряжений, возникающих в стенке трубы в зоне выявленного коррозионного дефекта, принимается детерминированной величиной. Модели, применяемые для расчета данного коэффициента, содержат такой параметр, как толщина стенки трубы, который является случайной величиной и имеет индивидуальные распределения даже для труб одного сортамента. Вследствие наличия функциональной связи с толщиной стенки трубы значения коэффициента концентрации напряжений также подчиняются распределениям, вид которых зависит от статистического разброса значений толщины стенки трубы.

На примере оценки прочностной надежности и уровня риска осложненных коррозионным дефектом линейных участков магистрального нефтепровода обоснована необходимость учета коэффициента концентрации напряжений в расчетных моделях как случайной величины.

Материалы и методы

Замеры толщины стенки трубы производились ультразвуковым толщиномером модели DM2 (фирма «Krautkrämer GmbH & CO», Germany), обработка результатов замеров и расчет значений показателей надежности выполнены на основе методов непараметрической статистики и теории надежности, расчет коэффициента концентрации напряжений выполнен на базе стандарта В31G.

Ключевые слова

магистральный нефтепровод, линейный участок, коррозионный дефект, коэффициент концентрации напряжений, прочностная надежность, вероятность отказа

Для цитирования

Голофаст С.Л. Влияние статистического разброса толщины стенки трубы на коэффициент концентрации напряжений от коррозионного дефекта // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 3. С. 50–55. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-50-55

Поступила в редакцию: 27.04.2021

PIPELINE

UDC 621.6+539.4+519.2 | Original Paper

Effect of statistical dispersion of pipe wall thickness on the stress concentration factor from corrosion defect

Golofast S.L.

“Gazprom-Project” LLC, Saint-Petersburg, Russia
trasser@inbox.ru

Abstract

At the stage of assessing the technical condition of main pipelines, the stress concentration factor for stresses occurring in the pipe wall in the area of the identified corrosion defect is taken as a deterministic value. The models used to calculate this factor contain such a parameter as the pipe wall thickness, which is a random variable and has individual distributions even for pipes of the same range. Due to the presence of a functional relationship with the thickness of the pipe wall, the values of the stress concentration factor also obey distributions, the type of which depends on the statistical spread of the values of the pipe wall thickness.

The necessity of taking into account the stress concentration factor in the calculation models as a random variable is justified by the example of assessing the strength reliability and the level of risk of linear sections of the main oil pipeline complicated by a corrosion defect.

Material and methods

The pipe wall thickness was measured using an ultrasonic thickness gauge of the DM2 model manufactured by “Krautkrämer GmbH & CO” (Germany). The processing of the measurement results and the calculation of the values of the reliability indicators are based on the methods of nonparametric statistics and the theory of reliability.

The stress concentration coefficient is calculated on the basis of the В31G standard.

Keywords

main oil pipeline, linear part, corrosion defect, stress concentration factor, strength reliability, failure probability

For citation

Golofast S.L. Effect of statistical dispersion of pipe wall thickness on the stress concentration factor from corrosion defect. Exposition Oil Gas, 2021, issue 3, P. 50–55. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-50-55

Received: 27.04.2021

Введение

Оценка технического состояния линейных участков по результатам внутритрубной диагностики на основе нормативного документа [1] предполагает определение концентрации напряжений в стенке трубы в зоне выявленных коррозионных дефектов. Комплексный подход к оценке опасности коррозионных дефектов вследствие возникновения концентрации напряжений впервые представлен в отраслевом документе ВРД 39-1.10-004-99 [2] и получил развитие в последующих методиках по обоснованию работоспособности труб с повреждениями [3–6]. Среди зарубежных нормативных документов по оценке опасности коррозионных дефектов трубопроводов одним из основных является стандарт B31G [7]. Все параметры, входящие как в отечественные, так и зарубежные методики, на основе которых выполняется оценка концентрации напряжений в зоне коррозионного дефекта, принимаются при расчетах как детерминированные величины. Вследствие этого значение искомого коэффициента концентрации также является детерминированной величиной. Однако результаты, представленные в работах [8, 9], свидетельствуют, что такой геометрический параметр, как толщина стенки трубы, фактически является случайной величиной, которая имеет индивидуальные закономерности и пределы рассеивания для труб разного сортамента. Очевидно, что в таком случае коэффициент концентрации, определяемый на основе зависимостей, содержащих параметры, которые учитываются как случайные величины, будет принимать случайные значения. Вследствие этого возникает правомерный вопрос, насколько существенное влияние оказывают фактические распределения коэффициента концентрации на случайный спектр напряжений, возникающих в стенке трубы с коррозионными повреждениями, и насколько адекватно оценивается текущий уровень надежности и риска линейного участка без учета случайной природы геометрических параметров трубы.

Теоретическая часть

Условие, обеспечивающее безопасную эксплуатацию участка магистрального трубопровода (МТ), осложненного наличием коррозионного дефекта, определяется выражением:

$$\psi \cdot \sigma_{\text{кв}} \leq [\sigma_{\text{кв}}], \quad (1)$$

где $\sigma_{\text{кв}}$ — кольцевые напряжения, возникающие в стенке трубы под действием внешней нагрузки; $[\sigma_{\text{кв}}]$ — допустимые кольцевые напряжения для материала трубы; ψ — коэффициент повышения напряжений в сечении трубы, где выявлен коррозионный дефект.

Расчет численного значения данного коэффициента с учетом установленных в процессе внутритрубной дефектоскопии параметров коррозионного дефекта может выполняться по различным методикам [2–6]. Например, в соответствии со стандартом ANSI/ASME B31G [7], значения коэффициента $\psi(h, l)$ определяются зависимостью:

$$\psi(h, l) = \frac{1 - 0,85 \cdot h / (\delta \cdot M)}{1 - 0,85 \cdot h / \delta}, \quad (2)$$

где M — корректирующий фактор Е. Фолиаса, который рассчитывают по выражениям:

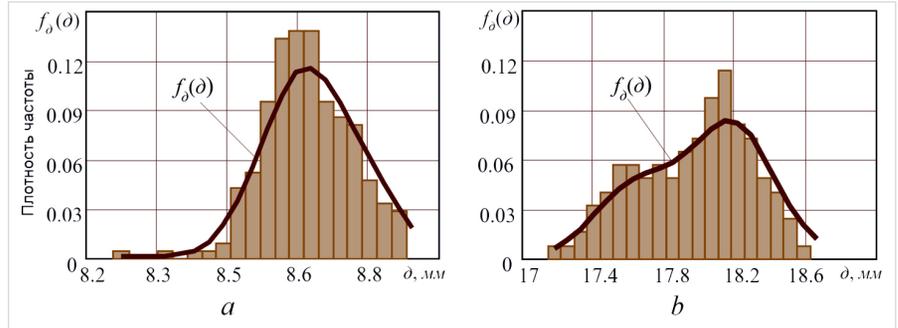


Рис. 1. Гистограмма и функция плотности $f_{\delta}(\delta)$ распределения толщины стенки трубы δ
Fig. 1. The histograms and probability density functions $f_{\delta}(\delta)$ of the pipe wall thickness distribution δ

$$M = \begin{cases} \sqrt{1 + \frac{1,255 \cdot l^2}{2 \cdot D \cdot \delta} - \frac{0,00375 \cdot l^4}{4 \cdot D^2 \cdot \delta^2}} & \text{при } \frac{l^2}{D \cdot \delta} \leq 50; \\ \frac{0,032 \cdot l^2}{D \cdot \delta} + 3,3 & \text{при } \frac{l^2}{D \cdot \delta} > 50. \end{cases},$$

где D — наружный диаметр трубы; δ — толщина стенки трубы; l — длина коррозионного дефекта; h — глубина дефекта.

Анализ зависимости (2) позволяет сделать вывод, что если при расчетах значение толщины стенки трубы δ принимается величиной детерминированной ($\delta = \text{const}$), то коэффициент концентрации напряжений ψ от выявленного в процессе диагностики коррозионного дефекта также будет являться постоянной величиной. Однако фактически толщина стенки трубы δ является случайным по своей природе параметром. Примеры распределений данного параметра, полученные в результате статистической обработки выборок значений $\delta_i, i = \overline{1, m}$ (m — количество замеров), сформированных по результатам толщинометрии труб с участков линейной части (ЛЧ) магистральных нефте- (МН) и газопроводов (МГ), представлены на рисунке 1а и 1б соответственно [8, 9].

Очевидно, что если параметр δ представлен выборкой случайных значений $\delta_i, i = \overline{1, m}$, то, следуя зависимости (2), для коэффициента концентрации напряжений ψ также будет получена выборка случайных значений $\psi_i, i = \overline{1, m}$. Однако закономерности распределения коэффициента ψ и параметра δ будут отличаться, поскольку зависимость (2) предполагает математические действия с параметром. Вследствие этого предсказать априори, какой закон распределения будет иметь коэффициент ψ , учитывающий концентрацию напряжений, возникающих в зоне коррозионного дефекта, не представляется возможным.

Аппроксимация функций плотности вероятности случайных величин, входящих в модели расчета показателей надежности, является одним из основных этапов решения задачи оценки прочностной надежности:

$$Pr[y = (\sigma - s) \geq 0], \quad (3)$$

где σ — напряжения, возникающие в стенке трубы на этапе эксплуатации МН; s — предельные напряжения, допускаемые материалом трубы на данном участке.

Для напряжений σ аппроксимация функции $f_{\sigma}(\sigma)$ выполняется в результате статистической обработки выборки напряжений $\sigma_i, i = \overline{1, m}$. Данная выборка формируется на основе совокупности случайных значений $p_i, i = \overline{1, m}$, избыточного внутреннего давления, коэффициента концентрации напряжений $\psi_i, i = \overline{1, m}$, а также толщины стенки трубы

$\delta_i, i = \overline{1, m}$ и известных функциональных зависимостей [4, 8, 9]:

$$\sigma = \sigma(p, \psi, \delta_i, (D_n, \Delta T, h, l = \text{const})), \quad (4)$$

где D_n — наружный диаметр трубы; ΔT — температурный перепад; h и l — параметры коррозионного дефекта.

Аппроксимацию функции плотности $f_s(s)$ предельных для материала трубы напряжений выполняют по выборке значений $s_j, j = \overline{1, n}$, которую получают в результате механических испытаний образцов, изготовленных из труб с обследуемого участка. В соответствии с отечественными нормативными документами в качестве предельных напряжений s принимается предел текучести σ_p , следовательно, выборка значений имеет вид:

$$s_j = \sigma_{Tp}, j = \overline{1, n}$$

где n — количество образцов при испытаниях.

Восстановление функций плотности распределения вероятности $f_{\sigma}(\sigma)$ и $f_s(s)$, необходимых для решения задачи (1), выполняют на основе методов непараметрической статистики [10, 11]. Следуя одному из них, получившему название «метод Розенблатта — Парзена», искомая функция распределения оценивается локально в каждой точке экспериментальной выборки $x_i, i = \overline{1, n}$ с помощью элементов обучающей выборки из окрестности x_i . При этом общая функция вероятности $F(y)$ является некоторой линейной комбинацией известных функций:

$$F(y) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{y - x_i}{h}\right), \quad (5)$$

где $K(t), t = \left(\frac{y - x_i}{h}\right)$ — ядерная функция $K(t)$; h — «сглаживающий» для получаемой оценки параметр [11].

Тогда зависимость для плотности распределения вероятности будет иметь следующий вид:

$$f(y) = \frac{1}{n \cdot h} \sum_{i=1}^n k\left(\frac{y - x_i}{h}\right), \quad (6)$$

где $k = \frac{d}{d(y)} K(y)$.

Оптимальные значения для параметра h и ядерной функции $K(t)$ определяются на основе информационного функционала качества:

$$J = \int_{-\infty}^{\infty} \ln k(t) \cdot f(t) dt, \quad (7)$$

исходя из условия достижения им максимального значения.

Примеры решения задач аппроксимации функции $f_{\sigma}(\sigma)$ плотности напряжений σ , возникающих в стенке трубы при случайном спектре изменения параметров p , ΔT и δ для различных участков ЛЧ магистральных нефте- и газопроводов, а также функции плотности предельных напряжений для трубных сталей различных производителей подробно рассмотрены в работах [8, 12–17].

Второй метод непараметрической аппроксимации заключается в том, что оценка неизвестной функции плотности распределения вероятности $f(t)$ ищется в виде разложения по системе тригонометрических функций

$$\varphi_j(t) = \sqrt{\frac{4}{\pi}} \cos\left(2j-1\right) \frac{\pi}{2} \cdot t, \quad j = 1, 2, \dots$$

следующим образом:

$$f^N(t) = \sum_{j=1}^N \lambda_j \varphi_j(t), \quad (8)$$

где λ_j — коэффициенты разложения.

Для определения числа тригонометрических функций N (в данном методе «сложность» оценки) и значений коэффициентов разложения λ_j применяется метод структурной минимизации риска [18]. Оптимальное число членов разложения N может быть определено на основе информационного функционала:

$$J_N = \int \ln[f_N(t)] f(t) dt = \int \ln[f_N(t)] dF(t), \quad (9)$$

при достижении им максимального значения. Сопоставление максимальных значений информационных функционалов J и J_N позволяет оценить качество аппроксимации и выбрать наиболее эффективный метод для любых выборок случайных величин, входящих в модели расчета показателей надежности.

Для известных функций $f_{\sigma}(\sigma)$ и $f_s(s)$ вероятность отказа Q участка ЛЧ рассчитывается на основании выражения (1), которое в результате преобразований можно представить в следующем виде [12, 13, 15]:

$$Q = \int_{-\infty}^{\infty} f_{\sigma}(\sigma) \left[\int_{\sigma}^{\infty} f_s(s) ds \right] d\sigma. \quad (10)$$

Полученные значения вероятности отказа Q позволяют обоснованно ответить на вопрос, насколько значимы различия в значениях показателей надежности и оценке уровня риска для линейных участков МТ при принятии в расчетах коэффициента концентрации напряжений ψ постоянной величиной

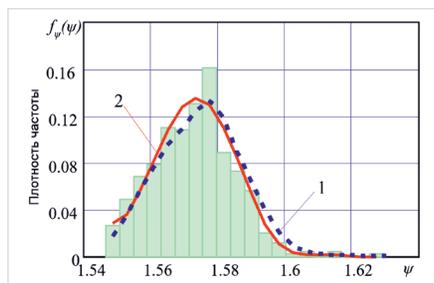


Рис. 2. Гистограмма и функция плотности $f_{\psi}(\psi)$ распределения коэффициента концентрации ψ
Fig. 2. The histograms and probability density functions $f_{\psi}(\psi)$ of the stress concentration factor distribution ψ

Табл. 1. Исходные данные для расчета вероятности отказа Q и уровня риска
Tab. 1. Initial data for the calculation of the probability of failure Q and risk level

1.	Материал трубы	Сталь 17Г1С
2.	Внешний диаметр трубы	$D_n = 720$ мм
3.	Толщина стенки	$t = 9$ мм
4.	Глубина коррозионного дефекта	$h = 3,5$ мм
5.	Протяженность коррозионного дефекта	$l = 600$ мм
6.	Категория участка	III
7.	Коэффициент надежности по внутреннему давлению	$n = 1,1$
8.	Коэффициент условий работы	$m = 0,9$
9.	Коэффициент надежности по материалу труб	$k_1 = 1,34$
10.	Коэффициент надежности по назначению трубопровода	$k_n = 1,1$

и с учетом статистического разброса данного коэффициента вследствие случайной природы толщины стенки трубы δ .

Пример расчета

Рассмотрим пример расчета, на первом этапе которого выполним оценку влияния случайной природы толщины стенки трубы δ на фактическое распределение значений коэффициента концентрации напряжений ψ в стенке трубы в зоне коррозионного дефекта.

На втором этапе выполним расчет вероятности отказа Q по критерию прочности и определим уровень риска для трех линейных участков МН, при строительстве которых применялась труба одного сортамента. Соответствующие расчеты выполним для двух вариантов. В Варианте 1 примем коэффициент концентрации напряжений ψ как детерминированную величину, значения которой рассчитаны для известных по результатам внутритрубной диагностики параметров коррозионного дефекта на основании зависимости (2). При расчетах по Варианту 2 коэффициент концентрации напряжений ψ будем учитывать как случайную величину, закономерности рассеивания которой выявлены на первом этапе рассматриваемого примера (табл. 1).

Для реализации первого этапа рассчитаем на основе зависимости (2) и данных таблицы 1 значения коэффициента концентрации напряжений при условии, что толщина стенки трубы δ является детерминированной величиной. В результате получим значение коэффициента $\psi(h, l) = 1,404$, которое будет необходимо на втором этапе примера расчета для реализации Варианта 1.

Аппроксимацию функции плотности вероятности $f_{\psi}(\psi)$ коэффициента концентрации

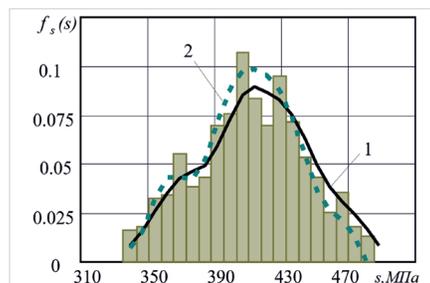


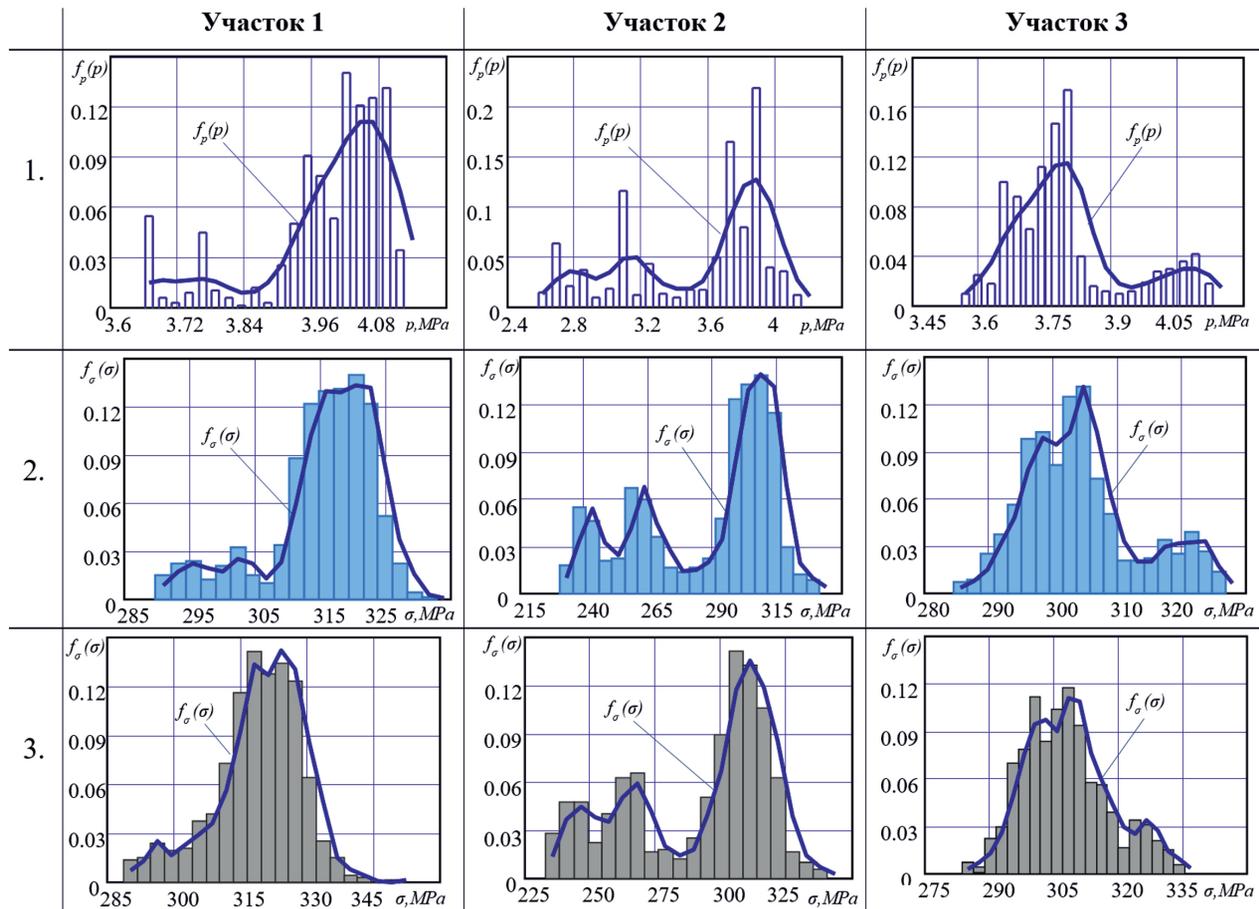
Рис. 3. Гистограмма и функция плотности $f_s(s)$ допускаемых напряжений s
Fig. 3. The histogram and probability density function of the limit stresses s

выполним по выборке его значений, сформированной на основе функциональной зависимости (2) и выборки случайных значений толщины стенки трубы δ , которая приведена в виде гистограммы на рис. 1а. Решение данной задачи выполним на основе обоих методов непараметрической статистики, рассмотренных выше. Алгоритмы и примеры решения подобных задач рассмотрены в работах [8, 9, 19]. Искомые функции плотности вероятности $f_{\psi}(\psi)$ и выборка случайных значений коэффициента ψ в виде гистограммы представлены на рисунке 2, где цифрой 1 обозначена функция $f_{\psi}(\psi)$, полученная на основе метода Розенблатта — Парзена, а цифрой 2 — методом структурной минимизации эмпирического риска.

Для первого метода максимальное значение информационного функционала качества (3) составило $J = 0,48631$, а для второго (9) — $J_N = 0,53732$. Следовательно, для выборки случайных значений коэффициента концентрации напряжений $\psi_i, i = \overline{1, m}$ лучшее качество аппроксимации функции $f_{\psi}(\psi)$ обеспечивает метод структурной минимизации эмпирического риска.

Для реализации второго этапа примера необходимы функции плотности вероятности $f_s(s)$ предельных (допускаемых) s для материала трубы напряжений и функции $f_{\sigma}(\sigma)$ для напряжений σ , возникающих в стенке трубы в зоне коррозионного дефекта. В качестве предельных напряжений s примем предел текучести σ_T стали 17Г1С, так как в соответствии с данными трубного журнала при строительстве исследуемых участков применялась труба, изготовленная из данной стали на Челябинском ПЗ в соответствии с ТУ 14-3-109-73. Выборка значений предела текучести $s_j = \sigma_{Tj}, j = \overline{1, n}$ в виде гистограммы и функция плотности вероятности $f_s(s)$, которая представлена на рисунке 3 и обозначена цифрой 1, получены в работах [14, 16]. Отметим, что в указанных работах аппроксимация функции плотности вероятности предельных напряжений выполнена методом Розенблатта — Парзена (6). В настоящей работе восстановление функции $f_s(s)$ для той же исходной выборки $s_j = \sigma_{Tj}, j = \overline{1, n}$ выполнено на основе альтернативного метода — структурной минимизации эмпирического риска (8). Полученная в итоге функция $f_s(s)$ приведена на рисунке 3 и обозначена цифрой 2. При этом значение информационного функционала качества (9) для данного метода составило $J_N = 0,08654$, а для метода Розенблатта — Парзена (3) — $J = 0,11493$. Следовательно, лучшее качество аппроксимации искомой функции $f_s(s)$ для данной выборки предела текучести обеспечивает метод Розенблатта — Парзена, что

Табл. 2. Гистограммы и функции плотности $f_{\sigma}(\sigma)$ напряжений σ , возникающих в стенке трубы
 Tab. 2. Histogram and probability density functions $f_{\sigma}(\sigma)$ of stresses σ in the pipe wall



необходимо учитывать при расчете вероятности отказа Q (10) для исследуемых линейных участков.

В качестве параметра внешней нагрузки примем избыточное внутреннее давление p . Выборки случайных значений $p_i, i=1, m$ данного параметра для каждого из рассматриваемых в примере участков представлены в виде гистограмм в первой строке таблицы 2.

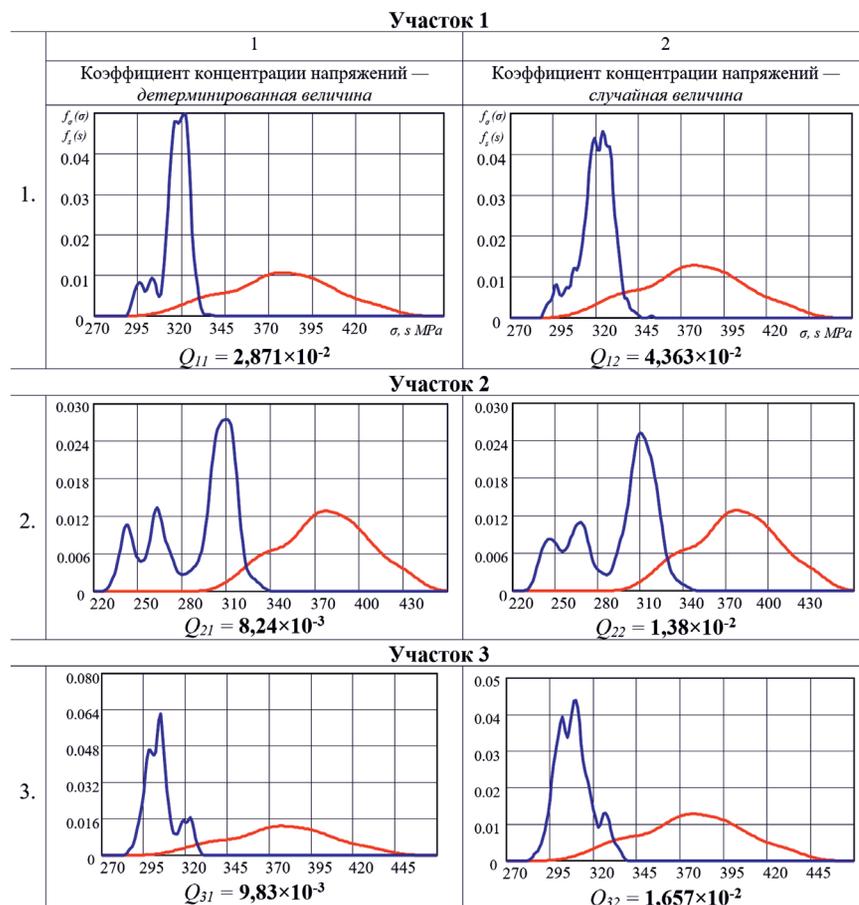
Результаты аппроксимации функций плотности вероятности напряжений, возникающих в стенке трубы на каждом из участков, полученные в результате решения задачи (4) по Варианту 1, представлены во второй строке таблицы 2. Аналогичные результаты, полученные при решении поставленной задачи по Варианту 2, приведены в третьей строке таблицы 2.

Полученные искомые функции плотности вероятности напряжений $f_{\sigma}(\sigma)$ и $f_s(s)$, графическая иллюстрация которых представлена на рисунке 3 и в таблице 2, позволяют на основе зависимости (10) выполнить в соответствии с Вариантом 1 и Вариантом 2 расчет значений вероятности отказа Q для каждого из принятых в примере участков ЛЧ. Результаты расчета и соответствующая графическая информация приведены в таблице 3.

Анализ полученных результатов

Анализ данных, представленных в таблице 2, свидетельствует, что спектр напряжений, возникающих в стенке трубы на каждом из рассматриваемых участков, отличается в зависимости от того, детерминированной (вторая строка табл. 2) или случайной (третья строка табл. 2) величиной принят в расчетах коэффициент концентрации напряжений ψ .

Табл. 3. Графическая иллюстрация и результаты расчета вероятности отказа Q для линейных участков магистрального нефтепровода
 Tab. 3. Graphic illustration and results of calculating the probability of failure Q



Следствием этого являются отличия в приведенных в таблице 3 значениях показателя надежности — вероятности отказа Q , полученных при расчете по каждому из рассматриваемых в примере вариантах. Так, для Участка 1 при расчете по Варианту 1, когда коэффициент принят детерминированной величиной, вероятность отказа для рассматриваемого участка составила $Q_{11}=2,871 \times 10^{-2}$. Для этого же участка при расчете по Варианту 2, согласно которому коэффициент концентрации ψ при вычислении вероятности отказа учитывается как случайная величина, значение вероятности отказа составляет $Q_{12}=4,363 \times 10^{-2}$ и отличается по отношению к предыдущему варианту расчета для этого же участка ~ в 1,5 раза.

Аналогичные данные о значениях вероятности отказа Q для Участка 2 составляют $Q_{21}=8,24 \times 10^{-3}$ и $Q_{22}=1,38 \times 10^{-2}$, а для Участка 3 — $Q_{31}=9,83 \times 10^{-3}$ и $Q_{32}=1,657 \times 10^{-2}$. Таким образом, результаты, полученные для Участка 2 и Участка 3, позволяющие также констатировать отличия ~ в 1,5 раза в значениях вероятности отказа Q для рассматриваемых расчетных случаев. При этом вероятность отказа Q имеет большие значения для каждого из рассматриваемых в примере участков МН при учете статистического разброса значений толщины стенки трубы δ .

Полученные значения показателей Q_{11} и Q_{12} на основе приведенной в таблице 4 матрицы позволяют классифицировать вид отказа для Участка 1 как «Вероятный» вне зависимости от варианта расчета. При этом риск эксплуатации данного участка с учетом того, что тяжесть последствий его отказа является критической, является выше допустимого и соответствует уровню «А».

Для Участка 2 и Участка 3 вид отказа в соответствии с результатами расчета значений показателя надежности Q_{21} и Q_{31} по Варианту 1 классифицируется в отличие от Участка 1 как «Возможный». При этом риск для Участка 2 и Участка 3 соответствует уровню «В» и является ниже допустимого. В случае учета статистического разброса значений толщины стенки и фактических закономерностей изменения коэффициента концентрации напряжений, что соответствует расчету по Варианту 2, вид отказа для данных участков на основании полученных значений показателей Q_{22} и Q_{32} классифицируется уже как «Вероятный». При этом риск для Участка 2 и Участка 3 соответствует уровню «А», который выше допустимого. Таким образом, для Участков 2 и 3 следует отметить существенные отличия в результатах оценки надежности и уровня риска в зависимости от того, какой величиной при выполнении расчетов учитывается коэффициент концентрации ψ — детерминированной или случайной.

В заключении следует отметить, что в рассмотренном примере расчеты коэффициента концентрации напряжений в зоне коррозионного дефекта выполнены на базе стандарта B31G [7]. Аналогичные расчеты могут быть получены на основе любого другого стандарта, принятого в качестве нормативного документа в компании-операторе.

Итоги

Оценка уровня прочностной надежности и риска для осложненных коррозионными дефектами линейных участков магистральных трубопроводов предполагает расчет показателей надежности на основе вероятностных моделей. При этом коэффициент концентрации напряжений вследствие наличия

Табл. 4. Матрица «вероятность — тяжесть последствий»
Tab. 4. Matrix “probability – risk level”

Отказ	Частота возникновения отказа в год	Тяжесть последствий отказа			
		катастрофическая	критическая	не критическая	с пренебрежимо малыми последствиями
Частый	>1	A	A	A	C
Вероятный	$1-10^{-2}$	A	A	B	C
Возможный	$10^{-2}-10^{-4}$	A	B	B	C
Редкий	$10^{-4}-10^{-6}$	A	B	C	D
Практически невероятный	$<10^{-6}$	B	C	C	D

Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценке риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Ростехнадзора от 13.05.2015 № 188.

Буквенными индексами в таблице 4 обозначены 4 уровня риска:

- «А» — риск выше допустимого, требуется разработка дополнительных мер безопасности;
- «В» — риск ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности;
- «С» — риск ниже допустимого при осуществлении контроля принятых мер безопасности;
- «D» — риск пренебрежительно мал, анализ и принятие мер не требуется.

коррозионных дефектов принимается в данных моделях детерминированной величиной. Результаты исследований и примеры расчета, приведенные в статье, позволяют сделать вывод, что коэффициент концентрации напряжений фактически является случайной величиной. Учет данного факта при расчете показателей надежности позволяет повысить достоверность полученных результатов и более корректно выполнить оценку уровня риска для участков магистральных нефтепроводов, осложненных коррозионными дефектами.

Выводы

- Статистический разброс фактических значений толщины стенки трубы определяет случайный спектр изменения коэффициента концентрации напряжений в зоне выявленных коррозионных дефектов. Вследствие этого закономерности изменения напряжений, возникающих в стенке трубы, осложненной коррозионными дефектами, имеют существенные отличия в зависимости от того, случайной или детерминированной величиной принимается при расчетах коэффициент концентрации напряжений.
- Допущение, согласно которому коэффициент концентрации напряжений принимается детерминированной величиной в вероятностных моделях, на базе которых выполняется расчет показателей надежности, является необоснованным, так как это приводит к занижению значений показателей надежности и, как следствие, некорректной оценке уровня риска обследуемых участков магистрального нефтепровода.
- Детерминированные методы оценки прочности не позволяют учесть статистический разброс и случайную природу параметров, значимых для определения фактической надежности и тем более уровня риска для осложненных коррозионными дефектами линейных участков МН. Следствием этого является необходимость совершенствования существующих и разработки новых вероятностных методов индивидуальной оценки фактического технического состояния и текущего уровня надежности линейных участков

потенциально опасных протяженных объектов, которыми являются магистральные нефтепроводы.

Литература

1. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС». 2013. 81 с.
2. ВРД 39-1.10-004-99 Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса. М.: ИРЦ Газпром, 2000. 41 с.
3. Киселев В.К., Столов В.П. Модель оценки прочности и конструктивной надежности газопроводов с произвольно ориентированными поверхностными дефектами // Надежность и ресурс газопроводных конструкций. М.: ВНИИГАЗ, 2003. С. 67–77.
4. Теплинский Ю.А., Быков И.Ю. Управление эксплуатационной надежностью магистральных газопроводов. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2007. 395 с.
5. Макаров Г.И. Стратегия технической политики модернизации систем трубопроводного транспорта нефти и газа // Сварочное производство. 2013. № 9. С. 44–48.
6. СТО Газпром 2-2.3-112-2007 // Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. М.: ИЦР Газпром, 2007. 67 с.
7. ASME-B31G. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines: A supplement to ASME B31G code for pressure piping. New York: American Society for Mechanical Engineers, 1991, 69 p. (In Eng).
8. Голофаст С.Л. Оценка прочностной надежности магистрального газопровода с учетом фактических закономерностей распределения толщины стенки трубы // Безопасность труда в промышленности. 2020. № 6. С. 21–28.
9. Голофаст С.Л., Шоцкий С.А. Обоснование прочностной надежности и уровня риска для линейных участков магистрального

- нефтепровода с учетом статистического разброса толщины стенки трубы // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 62–66.
10. Maritz J.S. Distribution-free statistical methods. 2nd Ed. London: Chapman & Hall, 1995, 255 p. (In Eng).
11. Hollander M., Wolfe D.A., Chicken E. Nonparametric Statistical Methods. John Wiley & Sons, 2014, 848 p. (In Eng).
12. Голофаст С.Л. Мониторинг надежности линейных участков магистрального газопровода в различные периоды эксплуатации // Безопасность труда в промышленности. 2019. № 7. С. 7–14.
13. Филатов А.А., Георге М.С. Влияние условий эксплуатации газопровода на показатели его прочностной надежности // Наука и техника в газовой промышленности. 2013. № 2. С. 75–82.
14. Голофаст С.Л. Оценка влияния механических свойств трубной стали 17Г1С различных производителей на прочностную надежность магистральных трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 7. С. 67–72.
15. Шоцкий С.А. Учет случайной природы предела текучести материала труб при оценке прочности пригруженных сплошным покрытием криволинейных участков трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 5. С. 69–73.
16. Голофаст С.Л. Влияние статистического разброса предела текучести трубной стали марки 17Г1С на прочностную надежность магистральных газопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2019. № 2. С. 42–47.
17. Давыдов А.Н. Сопоставление надежности линейных участков с учетом изменения свойств трубной стали 14ХГС длительно эксплуатируемых нефтепроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 4. С. 103–107.
18. Вапник В.Н. Алгоритмы и программы восстановления зависимостей. М.: Наука, 1984. 815 с.
19. Сызранцев В.Н., Невелев Я.П., Голофаст С.Л. Расчет прочностной надежности изделий на основе методов непараметрической статистики. Новосибирск: Наука, 2008, 187 с.

ENGLISH

Results

The assessment of the level of strength reliability and risk for linear sections of main pipelines complicated by corrosion defects involves the calculation of reliability indicators based on probabilistic models. In this case, the stress concentration coefficient due to the presence of corrosion defects is taken as a deterministic value in these models. The results of the research and the calculation examples given in the article allow us to conclude that the stress concentration coefficient is actually a random variable. Taking this fact into account when calculating reliability indicators makes it possible to increase the reliability of the results obtained and more correctly assess the risk level for sections of main oil pipelines complicated by corrosion defects.

Conclusions

- The statistical spread of the actual values of the pipe wall thickness determines the random spectrum of changes in the stress concentration coefficient in the zone of detected corrosion defects. As a result, the patterns of stress changes occurring in the pipe

wall complicated by corrosion defects have significant differences, depending on whether the stress concentration coefficient is taken as a random or deterministic value.

- The assumption that the stress concentration coefficient is assumed to be a deterministic value in the probabilistic models used to calculate reliability indicators is unfounded, since this leads to an underestimation of the reliability indicators and, as a result, an incorrect assessment of the risk level of the surveyed sections of the main oil pipeline.
- Deterministic methods of strength estimation do not allow us to take into account the statistical spread and random nature of the parameters that are important for determining the actual reliability and, moreover, the level of risk for linear sections of MN complicated by corrosion defects. The consequence of this is the need to improve the existing and develop new probabilistic methods for individual assessment of the actual technical condition and the current level of reliability of linear sections of potentially dangerous extended objects, which are the main oil pipelines.

References

1. SNiP 2.05.06-85. Trunk pipelines. Moscow: Gosstroy, FAU "FTsS", 2013, 81 p. (In Russ).
2. VRD 39-1.10-004-99. Recommended practice for quantitative assessment of the condition of trunk gas pipelines with corrosion defects, ranking of them in terms of hazard level, and determination of service life remaining. Moscow: IRC Gazprom, 2000, 41 p. (In Russ).
3. Kiselev V.K., Stolov V.P. Model for assessing the strength and structural reliability of gas pipelines with arbitrarily oriented surface defects. Reliability and service life of gas pipeline structures. Moscow: VNIIGAZ, 2003, P. 67–77. (In Russ).
4. Tepilinskiy Yu.A., Bykov I.Yu. Management of gas pipelines operational reliability. Moscow: TsentrLitNefteGaz, 2007, 395 p. (In Russ).
5. Makarov G.I. Strategy of technical policy of updating oil and gas pipeline transportation systems. Svarochnoye proizvodstvo, 2013, issue 9, P. 44–48. (In Russ).
6. STO Gazprom 2-2.3-112-2007. Methodological guidelines for assessment of the operability of the gas trunk pipeline sections with corrosion defects. Moscow: ITsR Gazprom, 2007, 68 p. (In Russ).
7. ASME-B31G. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines: A supplement to ASME B31G code for pressure piping. New York: American Society for Mechanical Engineers, 1991, 69 p. (In Eng).
8. Golofast S.L. Assessment of the main gas pipeline strength reliability considering the actual regularities of the distribution of the pipe wall thickness. Occupational safety in industry, 2020, issue 6, P. 21–28. (In Russ).
9. Golofast S.L., Shockiy S.A. Justification of resistance reliability and risk level for linear sections of the main oil pipeline according to statistical variability of the pipe wall thickness. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 62–66. (In Russ).
10. Maritz J.S. Distribution-free statistical methods. 2nd Ed. London: Chapman & Hall, 1995, 255 p. (In Eng).
11. Hollander M., Wolfe D.A., Chicken E. Nonparametric Statistical Methods. John Wiley & Sons, 2014, 848 p. (In Eng).
12. Golofast S.L. Monitoring of the Reliability of the main gas pipeline linear sections during various periods of operation. Occupational safety in industry, 2019, issue 7, P. 7–14. (In Russ).
13. Filatov A.A., George M.S. Influence of the operating conditions of the gas pipeline on the indicators of its strength reliability. Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti, 2013, issue 2, P. 75–82. (In Russ).
14. Golofast S.L. Assessment of the influence of the mechanical properties of 17G1S pipe steel of various manufacturers on the strength reliability of main pipelines. Exposition Oil Gas, 2018, issue 7, P. 67–72. (In Russ).
15. Shotskiy S.A. Tracking random nature of creep strength on pipeline materials, while assessing resistance power of pipelines' curved sections weighted by uniform coating. Exposition Oil Gas, 2019, issue 5, P. 69–73. (In Russ).
16. Golofast S.L. Effect of statistical straggling of the yield strength of 17G1S pipe steel grade on strength reliability of the main gas pipelines. Occupational Safety in Industry, 2019, issue 2, P. 42–47. (In Russ).
17. Davydov A.N. Comparison of linear sections reliability for the changes in the properties of pipeline steel 14HGS long maintained pipelines. Exposition Oil Gas, 2019, issue 4, P. 103–107. (In Russ).
18. Vapnik V.N., Glazkova T.G., Koshcheev V.A., Mikhalskiy A.I., Chervonenkis A.Ya. Algorithms and dependency recovery programs. Moscow: Nauka, 1984, 815 p. (In Russ).
19. Syzrantsev V.N., Nevelev Ya.P., Golofast S.L. Calculation of the strength reliability of products based on nonparametric statistics methods. Novosibirsk: Nauka, 2008, 187 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Голофаст Сергей Леонидович, д.т.н., профессор, ООО «Газпром проектирование», Санкт-Петербург, Россия
Для контактов: trasser@inbox.ru

Golofast Sergey Leonidovich, ph.d., professor, "Gazprom-Project" LLC, Saint-Petersburg, Russia
Corresponding author: trasser@inbox.ru