

Обоснование прочностной надежности и уровня риска для линейных участков магистрального нефтепровода с учетом статистического разброса толщины стенки трубы

Голофаст С.Л.¹, Шоцкий С.А.²

¹ООО «Газпром проектирование», Санкт-Петербург, Россия, ²ПАО «Транснефть», Москва, Россия
trasser@inbox.ru

Аннотация

Оценка надежности линейных участков магистральных трубопроводов выполняется на основе показателей надежности. Вероятностные модели, применяемые для вычисления данных показателей, содержат ряд параметров, которые при расчетах принимаются как случайные величины. Закономерности распределения и пределы рассеивания таких параметров оказывают значимое влияние на результаты расчета показателей надежности. Одним из параметров, который входит в вероятностные модели как детерминированная величина, но фактически имеет случайную природу, является толщина стенки трубы. В работе на примерах оценки прочностной надежности участков магистрального нефтепровода обоснована необходимость учета данного параметра в расчетных моделях как случайной величины.

Материалы и методы

Замеры фактических значений толщины стенки трубы выполнены с помощью ультразвукового толщиномера модели DM2 производства фирмы «Kräutkramer GmbH & CO» (Германия), обработка результатов замеров и расчет значений вероятности отказа выполнены на основе методов непараметрической статистики и теории надежности.

Ключевые слова

магистральный нефтепровод, линейная часть, надежность, вероятность отказа, уровень риска

Для цитирования

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. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-62-66

Поступила в редакцию: 29.07.2020

PIPELINE

UDC 621.6+539.2/6+519.2 | Original Paper

Justification of resistance reliability and risk level for linear sections of the main oil pipeline according to statistical variability of the pipe wall thickness

Golofast S.L.¹, Shockiy S.A.²

¹“Gazprom-Project” LLC, Saint-Petersburg, Russia, ²“Transneft”, PJSC, Moscow, Russia
trasser@inbox.ru

Abstract

The strength reliability of linear sections of main pipelines is evaluated based on indicators that include the probability of failure and the safety coefficient. Probabilistic models used for calculating these indicators contain a number of parameters that are taken as random variables when calculating them. Patterns of distribution and dispersion limits of such parameters have a significant impact on the results of calculating reliability indicators. One of the parameters that is included in probabilistic models as a deterministic value, but actually has a random nature, is the thickness of the pipe wall. Based on the examples of assessing the strength reliability of sections of the main oil pipeline, the necessity of taking this parameter into account in the calculation models as a random variable is justified.

Material and methods

Measurements of the actual values of the pipe wall thickness were performed using an ultrasonic thickness gauge of the DM2 model manufactured by “Kräutkramer GmbH & CO” (Germany), processing of the measurement results and calculation of the failure probability

values were performed based on the methods of nonparametric statistics and reliability theory.

Keywords

main oil pipeline, linear part, reliability, probability of failure, risk level

For citation

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). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-62-66

Received: 29.07.2020

Введение

Вероятностные модели, на основе которых выполняется оценка уровня прочностной надежности участков линейной части (ЛЧ) магистральных трубопроводов (МТ), содержат параметры, которые условно можно

разделить на 2 группы. К первой группе относятся параметры, которые при расчетах показателей надежности принимаются как случайные величины. Примером таких параметров являются избыточное внутреннее давление на обследуемом участке МТ, температура

грунта вокруг трубопровода, силы морозного пучения, прочностные характеристики материала трубы и грунта. Во вторую группу входят параметры, которые при оценке прочностной надежности интегрируются в расчетные модели как детерминированные величины,

например, геометрические характеристики трубы, размеры коррозионных дефектов и т.д. Одним из параметров, входящих во вторую группу, является толщина стенки трубы, которая оказывает существенное влияние на величину напряжений, возникающих в трубе под воздействием внешней нагрузки. В сложившейся практике расчетов показателей надежности данный параметр принимается как детерминированная величина. Однако результаты выполняемой в процессе диагностики технического состояния ЛЧ МТ толщинометрии свидетельствуют, что фактические значения толщины стенки трубы имеют разброс по отношению к сертифицированным. Причем закономерности и пределы рассеивания фактических значений данного параметра отличаются в зависимости от номенклатуры трубной продукции, ее производителя и даты выпуска. Накопленный к настоящему времени опыт решения задач по оценке уровня надежности линейных участков МТ свидетельствует, что учет в расчетных моделях не только случайной природы, но и индивидуальных закономерностей и фактических пределов рассеивания любого из значимых параметров оказывает существенное влияние на результаты расчета показателей надежности [1–4]. Вследствие этого возникает правомерный вопрос об обоснованности принятия такого параметра, как толщина стенки трубы, детерминированной величиной при расчете показателей надежности. Учитывая высокую тяжесть последствий отказа на ЛЧ, актуальной является задача повышения достоверности результатов расчета показателей, позволяющих оценить надежность и риск эксплуатации МТ. Одним из этапов решения данной задачи является исследование влияния фактических закономерностей распределения толщины стенки трубы, в случае интеграции ее в расчетные модели как случайной величины, на результаты расчета показателей надежности. Сопоставление результатов расчета, полученных для данных показателей с учетом случайной природы и детерминированного значения толщины стенки, позволит корректно обосновать целесообразность принятия данного параметра в расчетных моделях в качестве детерминированной или случайной величины и, как следствие, повысить достоверность оценки фактического уровня надежности МТ.

Теоретическая часть

К основным показателям, позволяющим выполнить количественную оценку прочностной надежности участков линейной части МТ, относятся вероятность отказа Q и коэффициент запаса прочности K . В ПАО «Газпром» разработан отраслевой Стандарт [5], регламентирующий расчет значений данных показателей, на основе которых устанавливается класс безопасности обследуемого участка и определяется стратегия его дальнейшего технического обслуживания, ремонта или реконструкции на этапе эксплуатации магистрального газопровода (МГ). Аналогичные нормативные документы, определяющие порядок расчета показателей для оценки надежности участков магистральных нефтепроводов (МН), в настоящее время отсутствуют. Один из подходов к ранжированию вида отказа участка ЛЧ МН с учетом двух аспектов критичности — вероятности (или частоты) и тяжести последствий отказа — возможен на основе представленной в таблице 1 матрицы «частота — тяжесть последствий». Пример реализации данного подхода рассмотрен в работе

Табл. 1. Матрица «вероятность — тяжесть последствий»
Tab. 1. Matrix “probability – risk level”

Отказ	Частота возникновения отказа в год	Тяжесть последствий отказа			
		катастрофическая	критическая	некритическая	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 1 обозначены 4 уровня риска:

«A» — риск выше допустимого, требуется разработка дополнительных мер безопасности;

«B» — риск ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности;

«C» — риск ниже допустимого при осуществлении контроля принятых мер безопасности;

«D» — риск пренебрежительно мал, анализ и принятие мер не требуется.

[6]. Соотношение рассчитанных фактических значений вероятности отказа и тяжести его последствий для обследуемого участка позволяет определить уровни риска и в конечном итоге приоритетность мер безопасности для данного участка магистрального нефтепровода.

Реализация такого подхода определяет необходимость расчета только одного из показателей надежности — вероятности отказа Q . Для его вычисления используется, например, зависимость [1, 6, 7]:

$$Q = \int_{-\infty}^{\infty} f_{\sigma}(\sigma) \left[\int_{-\infty}^{\infty} f_s(s) ds \right] d\sigma, \quad (1)$$

где $f_{\sigma}(\sigma)$ — функция плотности распределения напряжений σ , возникающих в стенке трубы под действием случайного спектра внешней нагрузки;

$f_s(s)$ — функция плотности распределения предельных для материала трубы напряжений s , имеющих случайную природу.

Напряжения σ , возникающие в стенке трубы, связаны на основе известных функциональных зависимостей [8, 9] со следующими значимыми параметрами:

$$\sigma = \sigma(p, \Delta T, D_n, \delta, h, L, \psi), \quad (2)$$

где p — избыточное внутреннее давление; ΔT — температурный перепад; D_n — наружный диаметр трубы; δ — толщина стенки трубы; h — глубина дефекта; L — длина дефекта; ψ — коэффициент концентрации напряжений.

Из зависимости (2) следует, что если параметры, входящие в ее правую часть, имеют случайную природу, то напряжения σ также будут являться случайной величиной. При этом выборка значений $\sigma_i, i = \overline{1, m}$, необходимая для аппроксимации функции $f_{\sigma}(\sigma)$, формируется на основании выражения (2) и фактических выборок тех параметров, которые учитываются в функциональных зависимостях (2) как случайные величины.

Решение задачи аппроксимации функции плотности вероятности $f_{\sigma}(\sigma)$ напряжений σ при случайном характере изменения таких параметров, как избыточное внутреннее давление (p) и температурный перепад (ΔT), которые заданы выборками их значений ($p_i, \Delta T_i, i = \overline{1, m}, m$ — длина выборки), подробно рассмотрено в работах [1, 2, 10].

Опыт решения данных задач показывает, что распределения величин (p) и (ΔT), входящих в зависимость (2) и определяющих итоговую закономерность изменения напряжений σ , являются специфическими и не унимодальными [1, 2, 10], что не позволяет отнести их ни к одному из известных в теории математической статистики законов. Вследствие этого для аппроксимации функций плотности распределения вероятности применяются методы непараметрической статистики [11, 12]. Следуя одному из них, получившему название «метод аппроксимации Розенблатта — Парзена», оценка искомой функции $f_{\sigma}(\sigma)$ представляется в виде разложения:

$$f_{\sigma}(\sigma) = \frac{1}{m \cdot h \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \times \times \sum_{i=1}^m \exp \left[-0,5 \left(\frac{\sigma - \sigma_i}{h} \right)^2 \right], \quad (3)$$

где h — параметр «размытости», определяющий гладкость получаемой оценки, значение которого определяется в результате поиска максимума информационного функционала:

$$\max_h J = \max_h \left\{ \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \ln \left[\frac{1}{(m-1)h} \times \times \sum_{j \neq i}^{m-1} \frac{1}{\sqrt{2 \cdot \pi}} \exp \left(-0,5 \left(\frac{\sigma_i - \sigma_j}{h} \right)^2 \right) \right] \right\}. \quad (4)$$

Отличим настоящей работы по отношению к предыдущим исследованиям [1, 2, 3, 4, 9, 10, 15] является учет при формировании выборки возникающих в стенке трубы напряжений $\sigma_i, i = \overline{1, m}$, необходимой для аппроксимации функции $f_{\sigma}(\sigma)$, не только случайной природы давления (p) и температурного перепада (δ), но и толщины стенки трубы (δ) на обследуемом участке МН. Для этого параметр (δ) задается выборкой значений $\delta_i, i = \overline{1, m}$, полученной в результате толщинометрии труб, а функциональная зависимость (2) для формирования выборки

напряжений σ , возникающих в стенке трубы, будет иметь вид:

$$\sigma_i = \sigma(p_i, \Delta T, \delta_i, (D_n, h, L, \psi = \text{const})), \quad (5)$$

В качестве предельных напряжений s при оценке прочностной надежности линейных участков МТ принимают предел текучести материала трубы σ_T . Функция плотности вероятности предельных напряжений $f_s(s)$, входящая в зависимости 1 и 2, аппроксимируется в результате статистической обработки выборки случайных значений $s_j, j = 1, \overline{m}$, где $s_j = \sigma_{Tj}$. Данные выборки формируются по результатам механических испытаний образцов (m — количество испытаний), вырезанных из материала труб [13], которые применялись на этапе строительства обследуемого участка. Примеры решения данной задачи для различных трубных сталей рассмотрены в работах [1, 2, 4, 9, 14, 15].

Известные функции $f_\sigma(\sigma)$ и $f_s(s)$ позволяют на основе зависимости (1) вычислить вероятность отказа Q с учетом фактического спектра изменения предельных s и возникающих в стенке трубы σ напряжений на обследуемом участке ЛЧ МН, на основании таблицы 1 оценить для него текущий уровень риска и необходимость принятия соответствующих мер безопасности.

Пример расчета

Рассмотрим пример расчета вероятности отказа Q для двух различных участков ЛЧ магистрального нефтепровода, проложенного на территории Западной Сибири и Урала. Обозначим их условно как Участок 1 и Участок 2.

Выборки значений $p_i, i = 1, \overline{m}$ избыточного внутреннего давления p для каждого участка сформированы на основании данных, соответствующих 2010 г. эксплуатации МН. Гистограммы (в виде столбчатых диаграмм) плотности распределения случайных значений давления (p) и функции плотности вероятности $f_p(p)$, полученные в результате решения задачи (3)–(4) применительно к параметру p , представлены на рисунке 1.

Значения температурного перепада (ΔT) примем соответствующими нормативным, которые были заложены на этапе проектирования и приведены в соответствующей технической документации.

Расчеты показателя надежности Q для каждого из участков произведем для двух вариантов. В первом варианте толщина стенки трубы (δ) принята величиной постоянной, значение которой соответствует техническим условиям на трубную продукцию и составляет $\delta = 9$ мм. Второй вариант расчета выполним исходя из условия, что толщина стенки трубы является случайной величиной и имеет полученную в результате измерений выборку значений $\delta_i, i = 1, \overline{m}$ (где m — количество замеров, выполненных с помощью толщиномера ДМ2). Гистограмма плотности распределения значений параметра δ и функция плотности вероятности $f_\delta(\delta)$ (рис. 2).

Для возможности корректного сопоставления результатов оценки прочностной ЛЧ МН критерием выбора принятых в примере расчета участков было условие, что они построены из труб одного сортамента. В соответствии с данными трубного журнала и схемой раскладки труб выбраны участки, при строительстве которых применялась одинаковая труба диаметром $D_n = 720$ мм, изготовленная из стали 17ГС на Челябинском трубопрокатном заводе в 1979 г. В качестве

Табл. 2. Параметры закона Грамма — Шарлье для распределения предела текучести
Tab. 2. Parameters of the Gram-Charlier statistical law for the yield strength distribution

Марка стали	$\bar{X}$, МПа	S , МПа	γ_1	γ_2	σ_{Tmin} МПа	σ_{Tmax} МПа
17ГС	395,9	19,8	0,2036	-0,3431	345	455

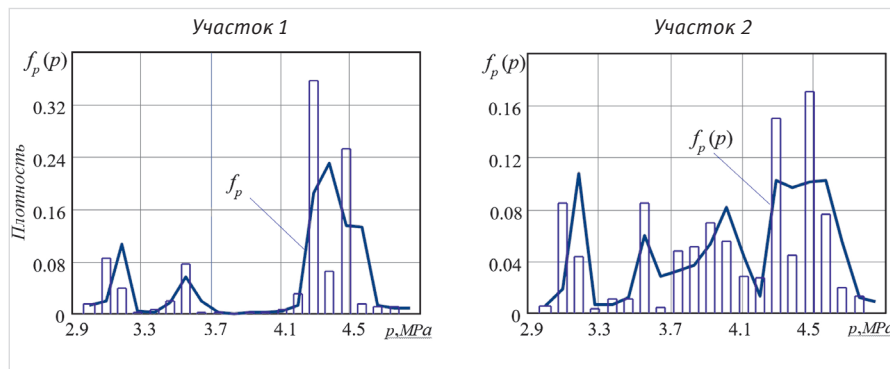


Рис. 1. Гистограмма и функция плотности $f_p(p)$ распределения избыточного внутреннего давления p
Fig. 1. The histograms and probability density functions $f_p(p)$ of excessive internal pressure p

предельных для материала трубы напряжений s примем предел текучести σ_T данной стали. Результаты механических испытаний образцов [13], вырезанных из труб, изготовленных из стали 17ГС, представлены в работах [1, 9]. Для описания распределения предельных напряжений s (предела текучести σ_T) авторами принят закон Грамма — Шарлье:

$$p_s(s) = \frac{1}{\lambda_2 \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(u_s)^2}{2}\right] \times \left\{ 1 + \frac{\lambda_1}{6} \left[(u_s)^3 - (u_s) \right] - \frac{\lambda_2}{24} \times \left[(u_s)^4 - 5(u_s)^2 + 3 \right] \right\} \quad (6)$$

где $u_s = \frac{s - \bar{X}}{S}$; $\bar{X}$ и S — среднее значение и среднеквадратичное отклонение случайной величины s ; $\lambda_1 = \frac{1}{m \cdot S^3} \sum_{j=1}^m (s_j - \bar{X})^3$; $\lambda_2 = \frac{1}{m \cdot S^4} \sum_{j=1}^m (s_j - \bar{X})^4 - 3$ — асимметрия и эксцесс случайной величины.

Параметры $\bar{X}$, S , λ_1 и λ_2 , которые входят в выражение (6), рассчитаны в работе [9] на основе полученной в результате экспериментов выборки значений $s_j = \sigma_{Tj}, j = 1, \overline{m}$ (табл. 2).

Следует отметить, что согласно данным (табл. 2) все значения выборки предела текучести σ_T находятся в диапазоне от $\sigma_{Tmin} = 345$ МПа до $\sigma_{Tmax} = 455$ МПа, то есть распределение случайной величины σ_T фактически является усеченным как слева, так и справа. В работах [7, 14, 15] показано, что результаты расчета вероятности отказа Q при усеченных распределениях могут существенно отличаться от результатов расчета Q полученных при отсутствии ограничений к интервалу возможных значений предела текучести σ_T . Вследствие этого в каждом из принятых выше вариантов 1 и 2 расчета вероятности отказа рассмотрим по 2 расчетных случая. В первом случае при определении показателя Q будем учитывать, что ограничения к пределам изменения напряжений σ и s отсутствуют, а во втором — распределения возникающих в стенке трубы σ и предельных s напряжений являются усеченными.

Результаты расчета вероятности отказа Q для Участка 1 и соответствующие графические иллюстрации функций $f_\sigma(\sigma)$ (обозначены

синим цветом) и $f_s(s)$ (обозначены красным цветом), возникающих в стенке трубы σ и предельных для ее материала s напряжений для каждого варианта и расчетного случая, представлены в таблице 3, а для Участка 2 — в таблице 4 соответственно.

Анализ полученных результатов

Анализ информации (табл. 3–4) показывает, что учет случайной природы и фактического закона распределения толщины стенки трубы δ оказывает значимое влияние на результаты расчета вероятности отказа Q . Для каждого из рассмотренных в примере участков ЛЧ МН значения показателя надежности Q , рассчитанные для Варианта 1 при условии, что параметр δ является детерминированной величиной, практически на порядок отличаются от результатов расчета для Варианта 2, когда параметр δ принят случайной величиной. Так, например, для Участка 1 в расчетном случае 1 значения данного показателя для рассматриваемых вариантов составляют $Q_{11} = 3,9 \times 10^{-4}$ и $Q_{12} = 2,92 \times 10^{-3}$ соответственно. Если обратиться к матрице (табл. 1), то выявленная разница в значениях вероятности отказа позволяет констатировать возможные изменения в уровнях риска для данного участка в случае учета параметра δ случайной величиной при расчете показателя Q . К примеру, если тяжесть последствий отказа для данного участка определена как

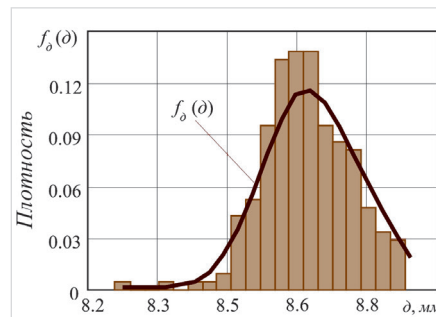


Рис. 2. Гистограмма и функция плотности $f_\delta(\delta)$ распределения толщины стенки трубы δ
Fig. 2. The histograms and probability density functions $f_\delta(\delta)$ of the pipe wall thickness distribution δ

некритическая, то в соответствии с матрицей (табл. 1) и полученными значениями Q_{11} и Q_{12} следует отметить повышение уровня риска для данного участка с уровня «С» до уровня «В». Следует отметить, что аналогичные данные о существенном различии в результатах расчета вероятности отказа Q получены в работе [16] при оценке надежности и ранжировании классов безопасности для участков линейной части магистральных газопроводов. Данный факт подтверждает необходимость учета случайной природы толщины стенки трубы при расчете показателей надежности линейных участков магистральных нефте- и газопроводов. Результаты расчетов вероятности отказа Q с учетом того, что фактические распределения возникающих в стенке трубы σ и предельных s напряжений являются усеченными исхода из физического смысла данных величин, также существенно отличаются от значений данного показателя, расчет которых выполнен при условии отсутствия ограничений на распределения случайных величин σ и s . Например, для Участка 2 в Варианте 2, когда толщина стенки принята случайной величиной, значения вероятности отказа составляют $Q_{22} = 1,11 \times 10^{-4}$ и $Q_{12} = 3,14 \times 10^{-3}$ для усеченных и не имеющих ограничений распределений соответственно. Полученная разница в значениях показателя Q на основании матрицы «вероятность — тяжесть последствий» также позволяет отметить возможное изменение уровня риска для данного участка в зависимости от принятого вида распределения случайных величин σ и s .

Итоги

Сложившаяся на сегодняшний день практика оценки уровня прочностной надежности и риска для линейных участков магистральных трубопроводов предполагает расчет показателей надежности на основе вероятностных моделей, в которых случайными величинами принимаются только два параметра, такие как избыточное внутреннее давление и температурный перепад. Представленные в статье результаты исследований свидетельствуют, что расширение перечня этих параметров за счет включения в него еще одной случайной величины, которой является толщина стенки трубы, позволяет повысить достоверность результатов расчета показателей надежности и более корректно ранжировать уровень риска для обследуемого участка магистрального нефтепровода.

Выводы

1. Расчет вероятности отказа линейных участков магистральных нефтепроводов без учета статистического разброса значений толщины стенки трубы является необоснованным допущением. Принятие данного параметра в вероятностных моделях как детерминированной величины приводит к существенному занижению значений показателей надежности и некорректной оценке уровня риска обследуемого участка магистрального нефтепровода.
2. Фактические распределения напряжений, которые возникают в стенке трубы, а также предельных для материала трубопровода напряжений являются усеченными в силу физического смысла данных случайных величин. Вследствие этого значения вероятности отказа, рассчитанные на основе неусеченных распределений указанных величин, оказываются завышенными и не позволяют достоверно оценивать и ранжировать риски.
3. Для реализации единого подхода к оценке

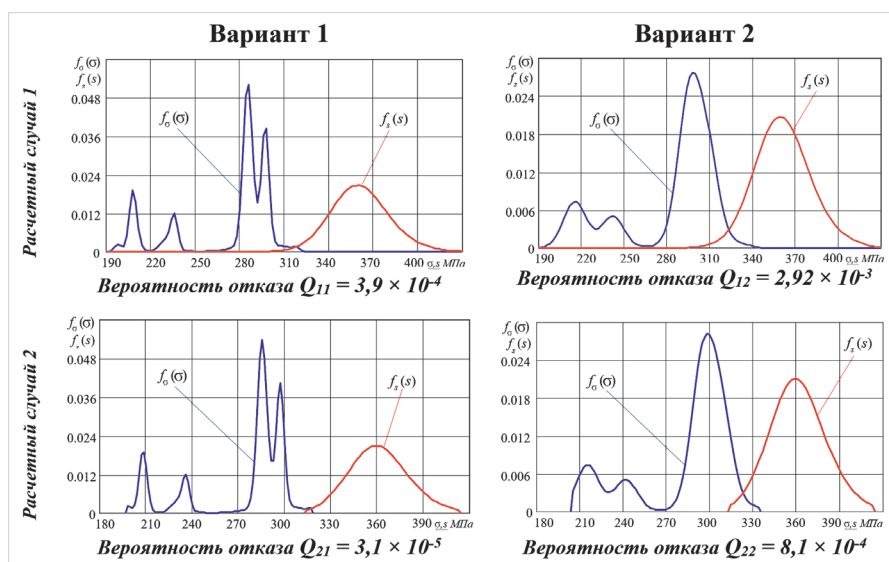


Табл. 3. Графическая иллюстрация и результаты расчета вероятности отказа Q для линейного Участка 1

Tab. 3. Graphic illustration and results of calculating the probability of failure Q for linear Section 1

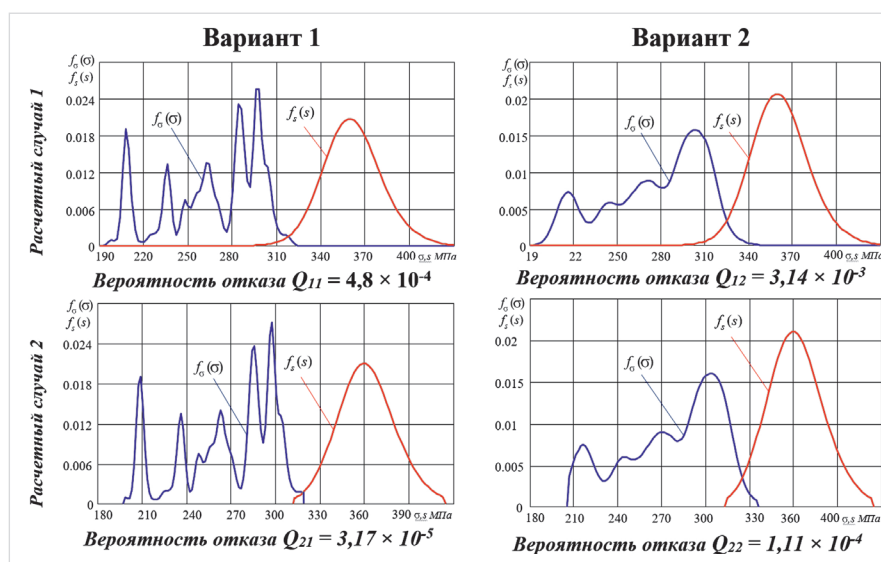


Табл. 4. Графическая иллюстрация и результаты расчета вероятности отказа Q для линейного Участка 2

Tab. 4. Graphic illustration and results of calculating the probability of failure Q for linear Section 2

надежности и уровня риска линейных участков магистральных нефтепроводов требуется формирование соответствующей нормативной базы. Такая база должна не только регламентировать перечень параметров, которые при расчетах принимаются как случайные величины, но и содержать массивы значений таких параметров. Для трубной продукции к таким массивам должны относиться выборки значений геометрических и механических характеристик труб, которые применялись на этапе строительства, ремонта и реконструкции линейной части магистральных нефтепроводов.

Литература

1. 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.
2. 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.
3. Филатов А.А., Новоселов В.В. Влияние прочностных свойств материала трубы на вероятностные характеристики коэффициента запаса прочности в условиях эксплуатации газопровода // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. № 4. С. 80–85.
4. Голофаст С.Л. Влияние фактических закономерностей распределения предела текучести стали 17Г1С на коэффициент запаса прочности участков магистрального газопровода // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 3. С. 58–64.
5. СТО Газпром 2-2.3-184-2007. Методика по расчету и обоснованию коэффициента запаса прочности и устойчивости магистральных газопроводов на стадии эксплуатации и технического обслуживания. Введен с 14.05.2008.
6. Шощкий С.А. Влияние величины температурного перепада на уровень риска магистрального нефтепровода

- на стадии эксплуатации // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 2. С. 50–54.
7. Филатов А.А., Голофаст С.Л. Проблемы оценки прочностной надежности газопроводов // Газовая промышленность. 2015. № 7. С. 45–48.
 8. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. М.: ФГУП ЦПП, 2005. 60 с.
 9. Бирилло И.Н., Яковлев А.Я., Теплинский Ю.А., Быков И.Ю., Воронин В.Н. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. 168 с.
 10. Голофаст С.Л., Влодова А.Ю. Влияние температурного поля трассы магистрального нефтепровода на прочностную надежность линейных участков // Безопасность труда в промышленности. 2019. № 11. С. 24–33.
 11. Maritz J.S. Distribution-free statistical methods. 2nd Ed. London: Chapman & Hall, 1995, 255 p.
 12. Симахин В.А. Робастные непараметрические оценки: адаптивные оценки взвешенного максимального правдоподобия в условиях статистической априорной неопределенности. Saarbrücken: Lambert Academic Publishing, 2011. 292 с.
 13. ГОСТ 1497-84. Металлы. Методы испытаний на растяжение. М.: Стандартинформ, 2005.
 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. 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.
 16. 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.

ENGLISH

Results

The current practice of assessing the level of strength reliability and risk for linear sections of main pipelines involves calculating reliability indicators based on probabilistic models, in which only two parameters are taken as random variables, such as excess internal pressure and temperature difference. The research results presented in the article show that expanding the list of these parameters by including another random variable, which is the thickness of the pipe wall, allows increasing the reliability of the results of calculating reliability indicators and more correctly ranking the risk level for the surveyed section of the main oil pipeline.

Conclusions

1. Calculating the probability of failure of linear sections of oil trunk pipelines without taking into account the statistical spread of the values of the pipe wall thickness is an unsubstantiated assumption. Acceptance of this parameter in probabilistic models as a deterministic value leads to

a significant underestimation of the reliability indicators and an incorrect assessment of the risk level of the surveyed section of the main oil pipeline.

2. The actual stress distributions that occur in the pipe wall, as well as the stress limits for the pipeline material, are truncated due to the physical meaning of these random variables. As a result, the failure probability values calculated on the basis of non-truncated distributions of these values are overestimated and do not allow reliable assessment and ranking of risks.

3. To implement a unified approach to assessing the reliability and risk level of linear sections of oil trunk pipelines, it is necessary to form an appropriate regulatory framework. Such a database should regulate not only the list of parameters that are accepted as random variables in calculations, but also contain arrays of values of such parameters. For pipe products, such arrays should include samples of values of geometric and mechanical characteristics of pipes that were used during the construction, repair and reconstruction of the linear part of oil trunk pipelines.

References

1. 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.).
2. 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.). DOI: 10.24000/0409-2961-2019-2-42-47
3. Filatov A.A., Novoselov V.V. Impact of strength properties of the pipe material on probabilistic characteristics of the safety factor in the conditions of gas pipeline operation. *Oil and gas studies*, 2014, issue 4, P. 80–85. (In Russ.).
4. Golofast S.L. The effect of the actual patterns of distribution of the yield strength of steel 17G1S on the safety factor of main gas pipeline sections. *Exposition Oil Gas*, 2019, issue 3, P. 58–64. (In Russ.).
5. STO Gazprom 2-2.3-184-2007. Methods for calculation and substantiation of the safety factor and the stability of the main gas pipelines at the stage of operation and maintenance. (In Russ.).
6. Shockiy S.A. Impact of temperature drop value on the risk level of main oil pipeline during the operation stage. *Exposition Oil Gas*, 2020, issue 2, P. 50–54. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10078
7. Filatov A.A., Golofast S.L. Problems of strength reliability assessment for gas pipelines. *Gas industry*, 2015, issue 7, P. 45–48. (In Russ.).
8. SNiP 2.05.06–85. Trunk pipelines. Moscow: FGUP TsPP, 2005. 60 p. (In Russ.).
9. Biriillo I.N., Yakovlev A.Ya., Teplinskiy Yu.A., Bykov I.Yu., Voronin V.N. Assessment of the strength resource of gas pipes with corrosion damage. Moscow: TsentrLitNefteGaz, 2008, 168 p. (In Russ.).
10. Golofast S.L., Vladova A.Yu. Influence of temperature field route of the oil-trunk pipeline on linear section strength reliability. *Occupational Safety in Industry*, 2019, issue 11, P. 24–33. (In Russ.). DOI: 10.24000/0409-2961-2019-11-24-33
11. Maritz J.S. Distribution-free statistical methods. 2nd Ed. London: Chapman & Hall, 1995, 255 p.
12. Simakhin V.A. Robust nonparametric estimates: adaptive estimates of weighted maximum likelihood in the conditions of statistical a priori uncertainty. Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH&Co. KG, 2011. 292 p. (In Russ.).
13. GOST 1497-84. Metals. Methods of tension test. Moscow: Standartinform, 2005. (In Russ.).
14. Golofast S.L. Assessment of the effect of the mechanical properties of 17G1S pipe steel of various manufacturers on the strength reliability of the main pipelines. *Exposition Oil Gas*, 2018, issue 7, P. 67–72. (In Russ.).
15. 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.). DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10038
16. 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.). DOI: 10.24000/0409-2961-2020-6-21-28

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

Шоцкий Сергей Александрович, вице-президент,
ПАО «Транснефть», Москва, Россия

Shockiy Sergey Aleksandrovich, vice-president, “Transneft” PJSC,
Moscow, Russia