

Мониторинг коэффициента запаса прочности линейных участков в различные годы эксплуатации магистрального газопровода

С.Л. Голофаст
ООО «Газпром проектирование»
trasser@inbox.ru

Аннотация

В работе представлены результаты мониторинга коэффициента запаса прочности линейных участков в различные годы эксплуатации магистрального газопровода. Расчет фактических значений коэффициента запаса выполнен с учетом индивидуальных для каждого года эксплуатации законов распределения избыточного внутреннего давления и температурного перепада на исследуемых участках, а также случайной природы предела текучести материала труб. На основе полученных результатов мониторинга значений коэффициента запаса выполнена оценка фактического уровня надежности и обоснован класс безопасности участков линейной части для различных периодов времени на стадии эксплуатации магистрального газопровода. Обоснована необходимость учета установленного в результате мониторинга случайного разброса значений коэффициента запаса прочности в пределах одних и тех же участков для различных периодов времени эксплуатации магистрального газопровода при планировании стратегии его эксплуатации, технического обслуживания и ремонта.

Ключевые слова

мониторинг, магистральный газопровод, линейный участок, коэффициент запаса прочности

Материалы и методы

Проектные значения коэффициента запаса для участков магистрального газопровода рассчитаны в соответствии с требованиями СНиП 2.05.0685* (Магистральные трубопроводы). Экспериментальные

исследования механических характеристик материала труб, изготовленных из стали 17Г1С, выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ 1497-84. (Металлы. Методы испытаний на растяжение). Закономерности изменения предела текучести металла труб получены на основе обработки результатов экспериментов методами непараметрической статистики. Оценка фактических значений коэффициента запаса прочности и текущего уровня надежности участков магистрального газопровода выполнена согласно СТО ПАО Газпром 2-2.3-184-2007.

Для цитирования:

С.Л. Голофаст. Мониторинг коэффициента запаса прочности линейных участков в различные годы эксплуатации магистрального газопровода. 2020. №3. С. 48-52. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10085.

Поступила в редакцию: 15.05.2020

PIPELINE

UDC 621.6+539.2/6+519.2 | Original Paper

Monitoring of the safety factor of linear sections in different years of operation of the main gas pipeline

Sergey L. Golofast
«Gazprom-Project» LLC
trasser@inbox.ru

Abstract

The paper presents the results of monitoring the safety factor of linear sections in different years of operation of the main gas pipeline. The actual values of the reserve coefficient are calculated taking into account the laws of distribution of excess internal pressure and temperature drop in the studied areas, which are individual for each year of operation, as well as the random nature of the yield strength of the pipe material. Based on the obtained results of monitoring the values of the reserve coefficient, the actual level of reliability is estimated and the safety class of the linear section sections is justified for different periods of time at the stage of operation of the main gas pipeline. The necessity of taking into account the random variation of the safety factor values established as a result of monitoring within the same sections for different periods of operation of the main gas pipeline when planning the strategy of its operation, maintenance and repair is justified.

Keywords

monitoring, main gas pipeline, linear section, safety factor

Materials and methods

The design values of the reserve coefficient for sections of the main gas pipeline are calculated in accordance with the requirements of SNiP 2.05.0685* (Main pipelines). Experimental studies of the mechanical

characteristics of the material of pipes made of steel 17G1C, performed in accordance with the requirements of GOST 1497-84. (Metals. Tensile testing methods). Regularities of changes in the yield strength of pipe metal are obtained based on processing of experimental results using nonparametric statistics. The actual values of the safety margin coefficient and the current level of reliability of sections of the main gas pipeline were estimated according to the STO of PJSC Gazprom 2-2.3-184-2007.

For citation:

Sergey L. Golofast. Monitoring of the safety factor of linear sections in different years of operation of the main gas pipeline // Экспозиция Нефть Газ / Exposition Oil Gas, 2020, issue 3, pp.48-52. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10085.

Received: 15.05.2020

Введение

К одному из основных этапов оценки прочностной надежности линейных участков магистральных газопроводов (МГ) относится процесс сбора, анализа и обработки данных, которые являются значимыми для расчета показателей надежности. В перечень этих данных входят выборки значений таких параметров, как избыточное внутреннее давление p и температурный перепад ΔT в пределах участка, для которого производится оценка надежности [1, 2, 3]. Параметры p и ΔT имеют случайную природу и, как следствие, определяют случайный спектр напряжений, возникающих в стенке трубы на обследуемом участке. Процесс сбора значимых данных реализуется на стадии эксплуатации и технического обслуживания магистральных газопроводов. При этом временной интервал сбора данных, и как следствие, соответствующий этому интервалу объем выборки фактических параметров, интегрируемых в расчетные модели показателей надежности, может соответствовать разным периодам времени этапа эксплуатации МГ. Более того, закономерности распределения таких значимых параметров, как избыточное давление p и температурный перепад ΔT , подвержены с течением времени изменениям физического, природного и технического характера даже в пределах одних и тех же участков МГ [2]. Вследствие этого результаты расчета показателей прочностной надежности на основе выборок значений таких данных также будут отличаться для различных периодов времени. Фактически, мониторинг показателей надежности, к которым в соответствии со Стандартом ПАО «Газпром» [3] относятся коэффициент запаса прочности K и вероятность отказа Q , будет давать дифференциальную оценку уровню надежности участков МГ. Такие оценки будут соответствовать периоду времени, в течение которого выполнялся сбор значимых для расчета показателей надежности исходных данных с учетом отличий в закономерностях их распределения для каждого из выбранных временных периодов. Результаты такого мониторинга являются основой для индивидуальной оценки или уточнения класса безопасности обследуемого участка с учетом динамики изменения во времени значимых параметров и корректировки, в случае необходимости, стратегии дальнейшей эксплуатации, проведения технического обслуживания или ремонта линейной части МГ.

Основная часть

Подход к оценке уровня надежности участков МГ на основе фактических значений

коэффициентов запаса прочности рассмотрен в работе [4]. Следуя данному подходу на первом этапе его реализации на основе нормативных документов [3, 5] для исследуемого участка рассчитывают проектное значения коэффициента запаса K_{np} :

$$K_{np} = \frac{n \cdot k_1 \cdot k_u}{m} \quad (1),$$

где n — коэффициент надежности по внутреннему давлению;

k_1 — коэффициент надежности по материалу труб;

k_u — коэффициент надежности по назначению трубопровода;

m — коэффициент условий работы трубопровода.

Далее согласно формул, представленных в таб. 1, вычисляются допускаемые значения коэффициентов запаса, которые соответствуют классам безопасности, принятым для линейных участков магистральных газопроводов в соответствии со Стандартом ПАО «Газпром» [3]:

На следующем этапе реализуют процесс формирования выборок значимых для расчета показателей надежности параметров. К таким параметрам при решении задач оценки уровня надежности участков МГ относят избыточное внутреннее давление p , температурный перепад ΔT и предельные для материала трубы напряжения s , которые по своей природе являются случайными величинами [1, 2, 3, 4, 6, 7, 8]. Выборки значений $s, i=\overline{1, n}$ предельных напряжений s получают в результате лабораторных экспериментальных исследований механических характеристик трубных сталей [4, 7, 9]. Объем таких выборок определяется количеством образцов, вырезанных из материала трубы и подвергнутых испытаниям. Выборки значений $p, j=\overline{1, m}$ избыточного внутреннего давления p и $\Delta T, i=\overline{1, m}$ температурного перепада ΔT для каждого обследуемого участка формируются на этапе эксплуатации МГ [1, 2, 4, 6], а объем данных выборок определяется продолжительностью периода сбора информации о фактических значениях данных параметров.

На третьем этапе реализации подхода на основе функциональных зависимостей $\sigma = \sigma(p, T, D_n, \delta, h, L, \psi)$ и выборок значений $p, j=\overline{1, m}$ и $\Delta T, i=\overline{1, m}$ формируют выборку значений $\sigma, j=\overline{1, m}$ напряжений σ , возникающих в стенке трубы на обследуемом участке МГ.

На заключительном этапе определяют фактический коэффициент запаса прочности K_ϕ как частное двух случайных величин s и σ на

основании зависимости:

$$K_\phi = \frac{s}{\sigma} \quad (2),$$

где s — предельные для материала трубы напряжения (МПа), имеющие выборку значений $s, i=\overline{1, n}$, σ — фактические кольцевые напряжения в трубе (МПа), имеющие выборку значений $\sigma, j=\overline{1, m}$, сформированную на предыдущем этапе.

Полученная на основании зависимости (2) функция плотности вероятности функции $f_{K_\phi}(K_\phi)$ коэффициента запаса прочности позволяет рассчитать значения квантилей искомого коэффициента K_ϕ^α [10] при любом уровне значимости (например, $\alpha = 0,01$ или $\alpha = 0,05$) в результате решения уравнения:

$$\int_{K_{\phi \min}}^{K_\phi^\alpha} f_{K_\phi}(K_\phi) dK_\phi = \alpha \quad (3).$$

Сравнение рассчитанных значений квантилей K_ϕ^α с проектным K_{np} и допускаемыми K_2, K_3 и K_4 значениями коэффициента запаса прочности, вычисленными в ходе реализации первого этапа, позволяет на основании таб. 1 установить класс безопасности для исследуемого участка МГ [3, 4].

Полученные при решении уравнения (3) квантильные значения коэффициента запаса прочности будут отражать тот уровень надежности, который соответствует временному периоду сбора значимых параметров, например, месяц, квартал, год и т.д. Соответственно мониторинг коэффициента запаса прочности позволит оценивать класс безопасности исследуемого участка с учетом изменения закономерностей и пределов рассеивания значимых параметров для различных периодов времени этапа эксплуатации МГ. Результаты такого мониторинга будут являться основой для обоснования или коррекции индивидуальной стратегии эксплуатации, технического обслуживания или ремонта участков магистрального газопровода.

Пример расчета

Мониторинг значений коэффициента запаса прочности K_ϕ и оценку уровня надежности выполним для двух различных участков линейной части одного из магистральных газопроводов, находящихся на территории Западной Сибири. Данные участки, расположенные после компрессорных станций КС-03 «Губкинская» и КС-7 «Демьянская», обозначим условно как

Таб. 1 — Формулы для расчета коэффициентов запаса в зависимости от классов безопасности линейных участков МГ
Tab. 1 — Formulas for calculating the safety factors depending on the safety classes of the main gas pipelines linear sections

	Класс безопасности участка МГ	Формула для расчета коэффициента запаса
1.	Высокий (проектный)	K_{np}
2.	Средний	$K_4 = \frac{k_1}{6 + k_1} \cdot (1 + 6 \cdot k_n)$
3.	Нормальный	$K_3 = \frac{k_1}{2.5 + k_1} \cdot (1 + 2.5 \cdot k_n)$
4.	Низкий	$K_2 = \frac{k_1}{1.2 + k_1} \cdot (1 + 1.2 \cdot k_n)$

* k_n — коэффициент перегрузки

Таб. 2 — Исходные данные для расчета показателей надежности
Tab. 2 — Initial data for calculation of safety factors

1.	Материал трубы	Сталь 17Г1С
2.	Стандарт (технические условия)	ТУ14-3-109-73
3.	Внешний диаметр трубы	$D_n = 1420$ мм
4.	Толщина стенки	$t = 18$ мм
5.	Категория участка	III
6.	Коэффициент надежности по внутреннему давлению	$n = 1,1$
7.	Коэффициент условий работы	$m = 0,9$
8.	Коэффициент надежности по материалу труб	$k_1 = 1,34$
9.	Коэффициент надежности по назначению трубопровода	$k_n = 1,1$

Участок 1 и Участок 2. Расчеты фактических значений коэффициента K_{ϕ} выполним для 2010, 2011, 2012 и 2013 гг. эксплуатации МГ. Выборки для исследуемых линейных участков таких параметров, как избыточное внутреннее давление p и температурный перепад ΔT сформированы отдельно для каждого из указанных выше годов эксплуатации. Необходимые для выполнения расчетов фактических значений коэффициентов запаса прочности исходные данные представлены в таб. 2.

При выполнении расчетов примем, что материал трубы на исследуемых участках — сталь 17Г1С, а труба изготовлена на Челябинском ТПЗ в соответствии с ТУ 14-3-109-73. Выборки значений предела текучести σ_s , принятого в соответствии со Стандартом [3] в качестве допускаемых напряжений s для данной стали, получены

в процессе исследований, результаты которых приведены в работах [4, 7, 10], а гистограмма и функция плотности вероятности данного параметра представлены на рис. 1.

Вычислим на основании зависимости (1), а также представленных в таб. 1 формул и таб. 2 исходных данных, проектное K_{np} и допускаемые K_2-K_4 значения коэффициентов запаса:

$$K_{np} = \frac{n \cdot k_1 \cdot k_n}{m} = \frac{1,1 \cdot 1,34 \cdot 1,1}{0,9} = 1,8 \quad (3)$$

$$K_4 = \frac{k_1}{6 + k_1} \cdot (1 + 6 \cdot k_n) = \frac{1,34}{6 + 1,34} \left(1 + 6 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,1}{0,9} \right) = 1,66 \quad (4)$$

$$K_3 = \frac{k_1}{2,5 + k_1} \cdot (1 + 2,5 \cdot k_n) = \frac{1,34}{2,5 + 1,34} \left(1 + 2,5 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,1}{0,9} \right) = 1,52 \quad (5)$$

$$K_2 = \frac{k_1}{1,2 + k_1} \cdot (1 + 1,2 \cdot k_n) = \frac{1,34}{1,2 + 1,34} \left(1 + 1,2 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,1}{0,9} \right) = 1,38 \quad (6)$$

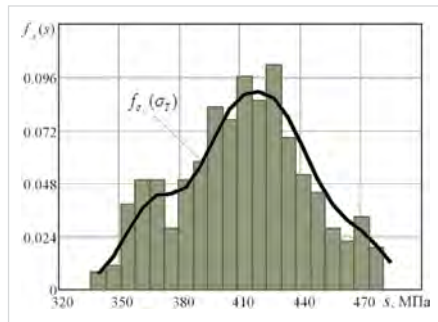


Рис. 1 — Гистограмма и функция плотности допускаемых напряжений s
Fig. 1 — The histogram and probability density function of the limit stresses s

Гистограммы и функции плотности

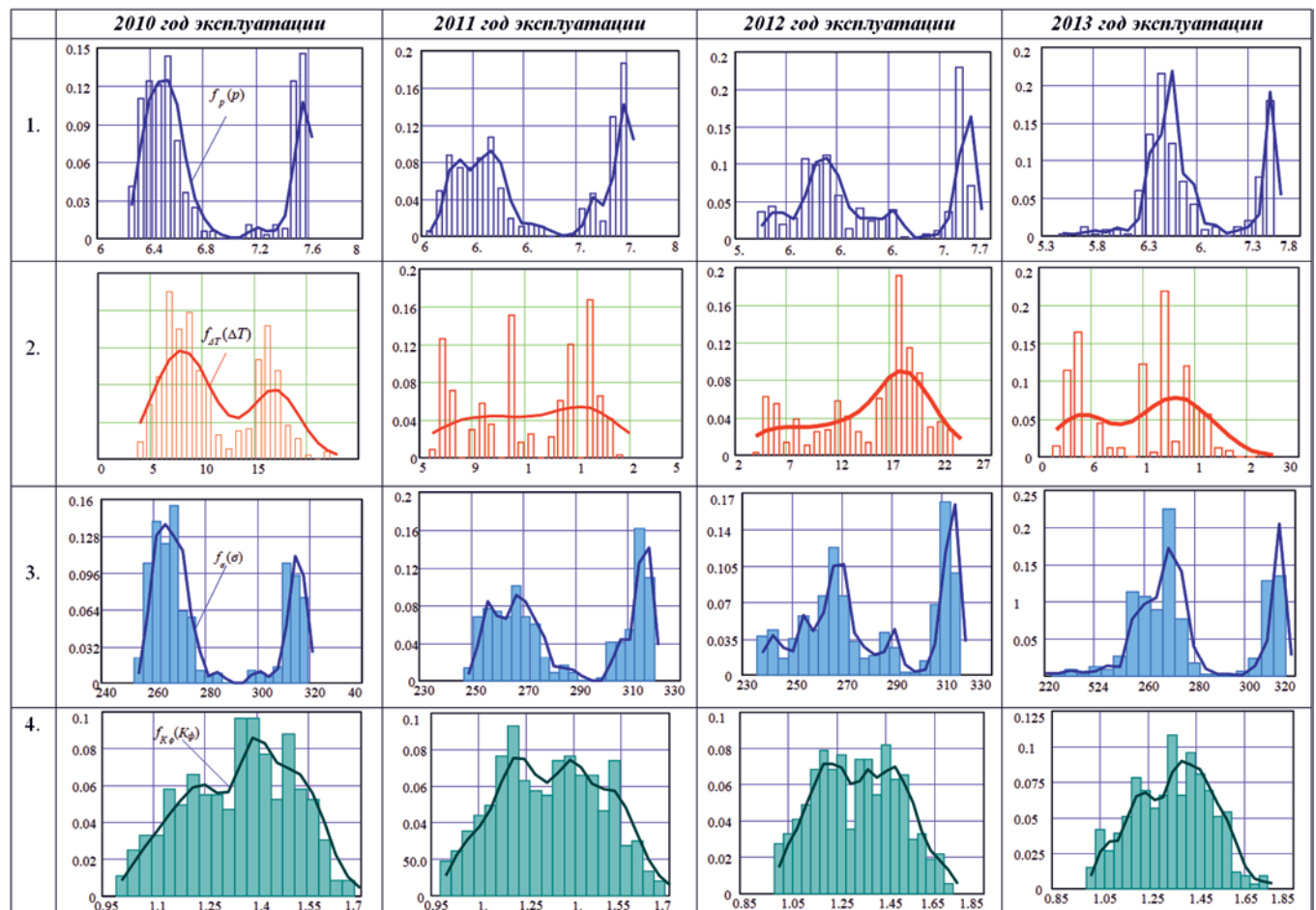
вероятности $f_p(p), f_{\Delta T}(\Delta T)$ параметров p и ΔT , полученные для Участка 1 на основании выборок значений $p, j=1, m$ и $\Delta T, i=1, m$, сформированных для каждого из рассматриваемых в примере годов эксплуатации МГ, представлены в строках 1 и 2 таб. 3. В строке 3 таб. 3 приведены функции плотности $f_{\sigma}(\sigma)$ напряжений σ , возникающих в стенке трубы на Участке 1 в 2010, 2011, 2012 и 2013 гг. эксплуатации МГ. Функция плотности вероятности $f_{K_{\phi}}(K_{\phi})$ для фактического коэффициента запаса прочности, полученная на основании уравнения (3) для каждого года эксплуатации, представлена в строке 5 таб. 3. а квантильные значения коэффициентов запаса прочности $K_{\phi}^{0,95}$, рассчитанные при уровне значимости $\alpha = 0,05$ — в строке 1 таб. 5. Аналогичная информация для Участка 2 представлена в таб. 4 и строке 2 таб. 5.

Анализ результатов

Анализ представленных в таб. 3 и 4 закономерностей и границ распределения случайных по своей природе параметров, таких как избыточное внутреннее давление p и температурный перепад ΔT , свидетельствует, что они имеют явные отличия в пределах рассматриваемых участков в различные годы эксплуатации МГ. Вследствие этого функции плотности $f_{\sigma}(\sigma)$ возникающих в стенке трубы напряжений σ , аппроксимация которых [13, 14] выполняется на основе выборки фактических значений каждого из данных параметров, формируемой в течение принятого временного периода, также отличаются. Результатом таких отличий являются индивидуальные и специфические для каждого

Таб. 3 — Функции плотности избыточного внутреннего давления, температурного перепада и напряжений, возникающих в стенке трубы на Участке 1

Tab. 3 — Probability density function of excess internal pressure, temperature drop and stresses in the wall of the pipe for linear sections 1



года эксплуатации МГ функции плотности вероятности $f_{K_\phi}(K_\phi)$ коэффициента запаса прочности и различные величины определяемых на их основе квантильных значений коэффициента $K_\phi^{0,95}$ на каждом линейном участке.

В рассмотренном примере для Участка 1 фактические значения коэффициента запаса прочности составили $K_\phi^{0,95}=1,59$, $K_\phi^{0,95}=1,60$, $K_\phi^{0,95}=1,63$ и $K_\phi^{0,95}=1,61$ соответственно для 2010; 2011; 2012 и 2013 гг. эксплуатации МГ. Несмотря на различия в полученных значениях $K_\phi^{0,95}$, все они находятся в одном интервале допускаемых значений $K_3 < K_\phi^{0,95} < K_4=1,66$ вне зависимости от года эксплуатации, вследствие чего класс безопасности Участка 1 соответствует уровню «нормальный» на протяжении 4 лет эксплуатации МГ.

Однако при анализе результатов расчета для Участка 2 имеет место ситуация, когда значения коэффициентов запаса прочности существенно отличаются между собой для каждого года эксплуатации. Так, для 2010 г. значение коэффициента составило $K_\phi^{0,95}=1,64$, следовательно, класс безопасности данного участка можно отнести к уровню «нормальный», т.к. $K_3=1,52 < K_\phi^{0,95}=1,64 < K_4=1,66$. Но для 2011 и 2012 гг. эксплуатации МГ значения коэффициентов запаса уменьшились по отношению к величине данного коэффициента в 2010 году и составили $K_\phi^{0,95}=1,46$ и $K_\phi^{0,95}=1,49$ соответственно. Вследствие того, что полученные величины коэффициентов запаса стали относиться к другому интервалу допускаемых значений $K_2=1,38 < K_\phi^{0,95}=1,64 < K_3=1,52$, класс безопасности участка в 2011 и 2012 гг. изменился до уровня

«низкий». При этом для временного интервала, соответствующего 2013 г. эксплуатации МГ, зафиксировано увеличение коэффициента запаса прочности до величины $K_\phi^{0,95}=1,69$. Т.к. полученное значение данного коэффициента стало соответствовать другому интервалу допускаемых значений $K_4=1,66 < K_\phi^{0,95}=1,69 < K_{np}=1,8$, то уровень безопасности данного участка в 2013 г. изменился в сторону повышения и его можно оценить как «средний».

Итоги

Представленные в статье результаты мониторинга коэффициента запаса прочности линейных участков свидетельствуют, что значения данного показателя надежности существенно отличаются в различные годы эксплуатации магистрального газопровода. Вследствие этого для повышения достоверности оценки уровня надежности участков газопровода необходимо учитывать отличия в закономерностях рассеивания значимых для расчета показателей надежности параметров не только в пределах каждого участка линейной части, но и периода времени сбора информации о

значимых параметрах на стадии эксплуатации газопровода.

Выводы

1. Применяемые для расчета показателей надежности участков линейной части параметры, такие как избыточное внутреннее давление и температурный перепад, имеют в пределах одних и тех же участков существенные отличия в закономерностях распределения в различные годы эксплуатации МГ. Вследствие этого фактические значения коэффициентов запаса прочности, расчет которых выполняется на основе выборки случайных значений указанных параметров, будут индивидуальными не только для каждого обследуемого участка, но и отличаться в зависимости года эксплуатации МГ.
2. Рассмотренный подход позволяет выполнить оценку надежности и класса безопасности линейных участков на основе результатов мониторинга фактических значений коэффициентов запаса для любого периода времени эксплуатации обследуемого участка МГ. При этом в процессе мониторинга учитываются отличия в закономерностях и пределах рассеивания для

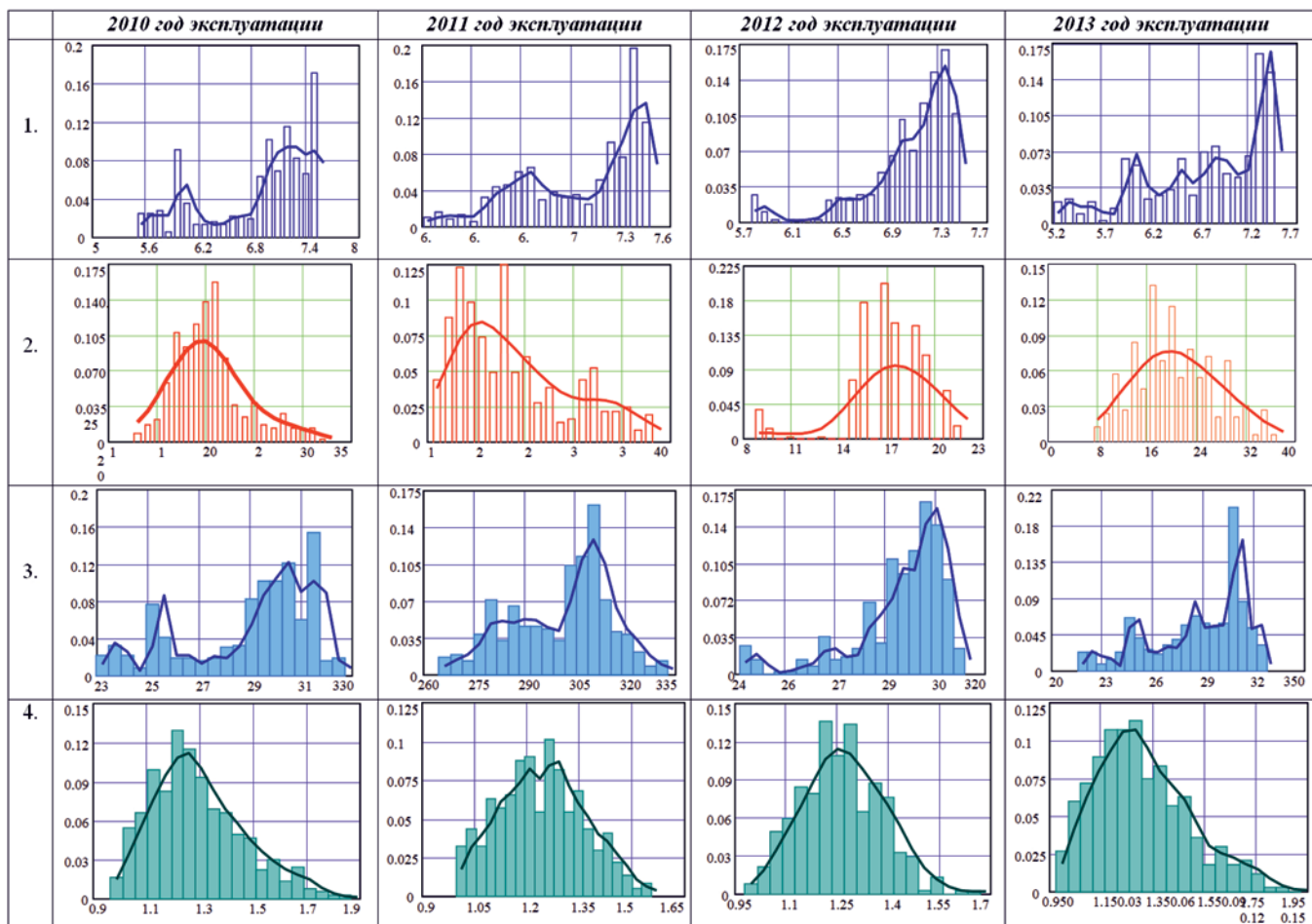
Таб. 5 — Значения коэффициента запаса прочности $K_\phi^{0,95}$ для участков МГ в разные годы эксплуатации

Tab. 5 — Values of the safety factor $K_\phi^{0,95}$ for main gas pipelines section in different years of operation

№п/п	№ участка	Значение фактического коэффициента запаса прочности			
		2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
1.	Участок 1	1,59	1,60	1,63	1,61
2.	Участок 2	1,64	1,46	1,49	1,69

Таб. 4 — Функции плотности избыточного внутреннего давления, температурного перепада и напряжений, возникающих в стенке трубы на Участке 2

Tab. 4 — Probability density function of excess internal pressure, temperature drop and stresses in the wall of the pipe for linear sections 2



различных периодов времени сбора информации о значимых параметрах в пределах каждого исследуемого участка на стадии эксплуатации МГ.

3. Определение класса безопасности участка с учетом выявленных по результатам мониторинга отличий в значениях коэффициента запаса прочности для различных периодов времени эксплуатации МГ позволяет оперативно корректировать стратегию эксплуатации, технического обслуживания или ремонта для каждого обследуемого участка линейной части МГ.

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 (54). С. 75–82.
2. Голофаст С.Л. Мониторинг надежности линейных участков магистрального газопровода в различные периоды эксплуатации // Безопасность труда в промышленности. 2019. №7 (751). С. 7–14.
3. 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.

4. Голофаст С.Л. Влияние фактических закономерностей распределения предела текучести стали 17Г1С на коэффициент запаса прочности участков магистрального газопровода // Экспозиция Нефть Газ. 2019. №3 (70). С. 58–64.
5. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. М.: ФГУП ЦПП, 2005. 60 с.
6. Суриков В.И. Система геотехнического мониторинга и безопасного управления магистральными нефтепроводами, проложенными в сложных природно-климатических условиях // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. №2 (22). С. 20–27.
7. Голофаст С.Л. Влияние статистического разброса предела текучести трубной стали марки 17Г1С на прочностную надежность магистральных газопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2019. №2 (746). С. 42–47.
8. Филатов А.А., Новоселов В.В. Влияние прочностных свойств материала трубы на вероятностные характеристики коэффициента запаса прочности в условиях эксплуатации газопровода // Известия высших учебных

9. ГОСТ1497-84. Металлы. Методы испытаний на растяжение. М.: Стандартинформ, 2005.
10. Голофаст С.Л. Оценка прочностной надежности магистральных трубопроводов на основе квантильных значений коэффициента запаса прочности // Безопасность труда в промышленности. 2018. №7 (739). С. 22–28.
11. Владова А.Ю., Владов Ю.Р. Прогноз температуры грунта линейного протяженного объекта // Безопасность труда в промышленности. 2020. №6 (762). С. 14–20.
12. Голофаст С.Л. Оценка прочностной надежности магистрального газопровода с учетом фактических закономерностей распределения толщины стенки трубы // Безопасность труда в промышленности. 2020. №6 (762). С. 21–28.
13. Maritz J.S. Distribution-free statistical methods. 2nd ed. London: Chapman & Hall, 1995. 255 p. (In Eng.).
14. Симахин В.А. Робастные непараметрические оценки: адаптивные оценки взвешенного максимального правдоподобия в условиях статистической априорной неопределенности. Saarbrücken, Germany: LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH & Co. KG, 2011.

ENGLISH

Results

The results of monitoring the safety factor of linear sections presented in the article show that the values of this reliability indicator differ significantly in different years of operation of the main gas pipeline. As a consequence, to improve the reliability of estimation of level of reliability sections of the pipeline need to consider differences in patterns of dispersion are significant for the calculation of the reliability parameters, not only within each plot the linear part, but the time period of the collection of information about important parameters during operation phase of the pipeline.

Conclusions

1. The parameters used for calculating the reliability indicators of sections of the linear part, such as excessive internal pressure and temperature drop, have significant differences within the same sections in the distribution patterns in different years of operation of the MG. As

a result, the actual values of safety factors calculated on the basis of a sample of random values of these parameters will be individual not only for each surveyed area, but also differ depending on the year of operation of the MG.

2. The considered approach makes it possible to evaluate the reliability and safety class of linear sections based on the results of monitoring the actual values of the reserve coefficients for any period of operation of the surveyed MG section. At the same time, the monitoring process takes into account differences in the patterns and dispersion limits for different periods of time for collecting information about significant parameters within each study area at the stage of MG operation.

3. Determining the safety class of the site, taking into account the differences in the values of the safety margin coefficient for different periods of operation of the MG, revealed by the results of monitoring, allows you to quickly adjust the strategy of operation, maintenance or repair for each surveyed section o

References

1. Filatov A.A., George M.S. Influence of the operating conditions of the gas pipeline on the indicators of its strength reliability // Science and technology in the gas industry, 2013, issue 2 (54), pp. 75–82. (In Russ.).
2. 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, pp. 7–14. (In Russ.).
3. СТО Газпром 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.).
4. Golofast S.L. Effect of the actual regularities of distribution of the yield strength for steel 17G1S on safety factor of the main gas pipeline sections // Exposition Oil Gas, 2019, issue 3 (70), pp. 58–64. (In Russ.).
5. СНиП 2.05.06-85. Trunk pipelines. Moscow: FGUP TsPP, 2005, 60 p. (In Russ.).
6. Surikov V.I. Geotechnical monitoring and safe management system for main oil pipelines laid in severe natural climatic // Science and Technology of Pipeline Transport of Oil and Oil Products, 2016, issue 2 (22), pp. 20–27. (In Russ.).
7. 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 (746). pp. 42–47. (In Russ.).
8. Filatov A.A., Novoselov V.V. Influence of pipe material strength properties on the probabilistic characteristics of safety factor in the operating conditions of gas pipeline // News of higher educational institutions. Oil and Gas, 2014, issue 4, pp. 80–85. (In Russ.).
9. GOST 1497—84. Metals. Tensile test methods. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/gost-1497-84> (accessed: May 30, 2020). (In Russ.).
10. Golofast S.L. Assessment of the Strength Reliability of the Trunk Pipelines based on the Quantile Values of Safety Factor // Occupational Safety in Industry, 2018, issue 7 (739), pp. 22–28. (In Russ.).
11. Vladova A.Yu., Vladov Yu.R. Ground Temperature Forecast for a Linear Extended Object // Occupational Safety in Industry, 2020, issue 6, pp. 14–20. (In Russ.).
12. 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, pp. 21–28. (In Russ.).
13. Maritz J.S. Distribution-free statistical methods. 2nd ed. London: Chapman & Hall, 1995. 255 p.
14. 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.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Sergey L. Golofast, Ph.D., professor, «Gazprom-Project» LLC, Saint-Petersburg, Russian Federation
Corresponding author: trasser@inbox.ru