

Влияние величины температурного перепада на уровень риска магистрального нефтепровода на стадии эксплуатации

С.А. Шоцкий

ПАО «Транснефть» | Москва, Россия
Sshotssky@mail.ru

Аннотация

На этапе проектирования расчет на прочность и устойчивость магистрального нефтепровода в соответствии с требованиями СНиП учитывает такой параметр, как температурный перепад. Допускаемые значения температурного перепада определяются в результате расчета для принятого конструктивного решения трубопровода на основании установленного нормами предельного состояния трубопровода. Однако на этапе эксплуатации абсолютные значения данного параметра могут не соответствовать проектным, т.к. сезонные и суточные колебания температуры, тепловое взаимодействие подземного магистрального нефтепровода и грунта приводят к изменению температурного поля трассы. В результате возникают отличия между нормативными значениями температурного перепада и фактическими, при которых производились засыпка грунтом нефтепровода на этапе строительства и его последующая эксплуатация. Вследствие этого возникает увеличение продольных и поперечных перемещений и напряжений с последующим отклонением пространственного положения участков линейной части от проектного, что может привести к потере несущей способности и надежности трубопровода, а также риску возникновения аварийных ситуаций. В работе представлены результаты исследования изменения надежности участков линейной части и уровня риска, возникающего при эксплуатации магистрального нефтепровода в зависимости от различных значений температурного перепада в стенке трубы.

Ключевые слова

магистральный нефтепровод, линейная часть, температурный перепад, надежность, вероятность отказа, уровень риска.

Для цитирования:

С.А. Шоцкий. Влияние величины температурного перепада на уровень риска магистрального нефтепровода на стадии эксплуатации // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №2. С. 35–39. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10078.

Поступила в редакцию: 20.02.2020

PIPELINE	UDC621.6+539.2/6+519.2 Original Paper
----------	---

Impact of temperature drop value on the risk level of main oil pipeline during the operation stage

Sergey A. Shockiy

PJSC "Transneft" | Moscow, Russia
Sshotssky@mail.ru

Abstract

The temperature drop is one of the parameters that is taken into account when calculating the strength and stability of the main oil pipeline in accordance with the requirements of the industry regulatory standard (SNiP). The acceptable values of the temperature drop are determined as the result of calculation for the accepted pipeline design based on the limit state of the pipeline, which is determined in accordance with industry standards. However, at the operation stage, the absolute values of this parameter may not correspond to the design values, since seasonal and daily temperature fluctuations, thermal interaction of the underground oil trunk pipeline and the ground lead to changes in the temperature field around the pipe along the pipeline route. As a result, there are differences between the standard values of the temperature drop and the actual values at which the pipeline was filled with soil during construction and its subsequent operation. For this reason, longitudinal and transverse displacements and stress increase, which causes the spatial positions of the sections of the linear part to deviate from the design and may lead to loss of bearing capacity and reliability of the pipeline, as well as the risk of accidents. The paper presents the results of a study of changes in the reliability of sections of the linear part and the level of risk that occurs during the operation of the main oil pipeline, depending on different values of the temperature difference in the pipe wall.

Keywords

main oil pipeline, linear part, temperature drop, reliability, probability of failure, risk

For citation:

Sergey A. Shockiy. Impact of temperature drop value on the risk level of main oil pipeline during the operation stage // Ekspozitsiya Neft' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 2, pp. 35–39. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10078

Received: 20.02.2020

Введение

Температура магистрального нефтепровода (далее — МН) подвержена изменениям во времени вследствие того, что на этапе строительства она определяется температурой окружающей среды, а на этапе эксплуатации зависит от температуры транспортируемого продукта [1]. При расчете в процессе проектирования МН на прочность и устойчивость выполняется учет такого параметра, как температурный перепад [2]. Под данным параметром для конструкции МН, применительно к которой производится расчет, понимается разность между температурой трубопровода на этапе эксплуатации и температурой, при которой выполнено строительство данной конструкции.

Допускаемые значения температурного перепада определяются в результате расчета для принятого конструктивного решения МН на основании установленного нормами предельного состояния трубопровода. Выполнение условия устойчивости МН для принятого предельного значения обеспечивается за счет выбора кривизны оси трубопровода, глубины его укладки, а также применения балластировки.

При этом на этапе эксплуатации в результате взаимодействия МН с окружающей средой фактические значения данного параметра могут отличаться от принятых на этапе проектирования. Различия между фактическими и проектными значениями температурного перепада вызывают возникновение продольных осевых напряжений, поперечных и продольных перемещений, которые приводят к потере устойчивости и снижению заложенной на этапе проектирования прочностной надежности. Учитывая потенциальную опасность таких объектов, как магистральные нефтепроводы, актуальной является задача оценки рисков эксплуатации МН с учетом отклонения от проектных значений такого параметра, как температурный перепад. Одним из путей решения данной задачи является расчет показателей надежности, которые позволяют выполнить оценку критичности рисков для линейных участков. Базовым показателем для выполнения такой оценки является вероятность отказа. Расчет данного показателя надежности при варьировании значений температурного перепада позволит оценить соответствующее изменение уровня рисков и определить приоритетные меры безопасности применительно к рассматриваемому потенциально опасному объекту.

Теоретическая часть

Расчет показателей надежности, из которых для оценки уровня рисков применяется вероятность отказа Q , базируется на использовании вероятностных методов. В данных методах, такие параметры, как внешняя нагрузка σ и предельные для материала трубы напряжения s принимаются случайными величинами [3, 4, 5]. Вследствие этого данные параметры имеют соответствующие им законы распределения, характеристиками которых являются функции распределения $F(\sigma)$ и $F(s)$, а также функции плотности вероятности $f_{\sigma}(\sigma)$ и $f_s(s)$. Функции $f_{\sigma}(\sigma)$ и $f_s(s)$

являются основой для базовых зависимостей, позволяющих выполнить расчет численных значений вероятности безотказной работы R (вероятности отказа Q) [1, 3, 4, 5, 6]:

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

или

$$R = \int_0^{\infty} f_y(y) dy = \int_0^{\infty} \int_0^{\infty} f_y(y + \sigma) f_{\sigma}(\sigma) d\sigma dy \quad (2),$$

где y — случайная величина, определяемая на основе выражения

$$y = s - \sigma \quad (3).$$

Для аппроксимации функции плотности $f_s(s)$ предельных напряжений s , входящей в зависимости (1) и (2), применяют массив (выборку) экспериментальных значений прочностных характеристик предела текучести σ_T или предела прочности σ_e . Такие массивы получают в результате проведения в соответствии с требованиями стандарта [7] механических испытаний образцов, изготовленных из материала трубы. Например, если в качестве предельных напряжений при расчетах принят предел текучести σ_T материала труб, то $s_j = \sigma_{Tj}, j = \overline{1, m}$ (в данном случае m — количество экспериментов по разрушению образцов из материала трубы).

Формирование массива значений возникающих в стенке трубы напряжений σ , который необходим для аппроксимация соответствующей функции плотности вероятности $f_{\sigma}(\sigma)$, выполняют на основе функциональных зависимостей, приведенных, например, в нормативном документе [2]:

$$\sigma = \sigma(p, \Delta T, D_{TP}, \delta, h, L, \psi) \quad (4),$$

где p — избыточное давление в газопроводе (МПа), ΔT° — температурный перепад для участка МТ ($^{\circ}\text{C}$), D_n — наружный диаметр трубы (мм), δ — толщина стенки трубы (мм), h — глубина дефекта (мм), L — длина дефекта (мм), ψ — коэффициент концентрации напряжений.

Из анализа зависимости (4) следует, что принятие какого-либо из входящих в ее правую часть параметров в виде случайной величины, имеющей выборку известного объема, позволяет на основе функциональной связи сформировать выборку значений напряжений σ , которая будет иметь объем, аналогичный количеству значений принятой случайной величины. Например, если в качестве случайной величины принят такой параметр, как избыточное внутреннее давление p , имеющее выборку значений $p_j, j = \overline{1, n}$ то на основе зависимости (1) для напряжений σ , возникающих в стенке трубопровода, будет сформирована выборка $\sigma_j, j = \overline{1, n}$ аналогичного объема (где n — количество значений каждого из параметров).

Восстановление функций распределения предельных s и возникающих в стенке трубы напряжений σ по выборкам их случайных значений $s_j = \sigma_{Tj}, j = \overline{1, m}$ и $\sigma_j, i = \overline{1, n}$, является одним из основных этапов расчета показателей надежности. Реализация

данного этапа возможна на основе двух подходов, первый из которых базируется на методах классической статистики, а второй — на применении математического аппарата непараметрической статистики [3, 8]. Ограничения и проблемы, возникающие при реализации первого подхода, а также примеры расчета показателей надежности для участков МН рассмотрены в работах [4, 5, 9].

В рамках подхода, основанного на применении аппарата непараметрической статистики, основным является метод аппроксимации Розенблатта-Парзена [3, 8], в соответствии с которым искомая функция распределения оценивается локально в каждой точке массива значений $x_i, i = \overline{1, n}$ с помощью элементов обучающей выборки из окрестности данной точки x_i . Общая функция вероятности $F(y)$ является некоторой комбинацией известных функций:

$$F(y) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{y - x_i}{h}\right) \quad (3),$$

где $K(t), t = \left(\frac{y - x_i}{h}\right)$ — ядерная функция $K(t)$; h — параметр «размытости» [3, 8]).

В итоге зависимость для плотности распределения вероятности можно представить в виде:

$$f(y) = \frac{1}{n \cdot h} \sum_{i=1}^n k\left(\frac{y - x_i}{h}\right) \quad (4),$$

где $k = \frac{d}{d(y)} K(y)$.

Значения, которые будут являться оптимальными для параметра h и ядерной функции $K(t)$ определяются в результате вычисления информационного функционала качества при условии достижения им максимального значения:

$$J = \int_{-\infty}^{\infty} \ln k(t) \cdot f(t) dt \rightarrow \max \quad (5).$$

Примеры реализации методов непараметрической статистики при решении задачи расчета показателей надежности для участков магистральных трубопроводов рассмотрены в работах [1, 3, 6, 10].

Таким образом, рассмотренный подход позволяет на основе зависимостей (1), (2) и (3) выполнить для любого участка МН расчет показателей надежности (вероятности отказа), которые соответствуют различным значениям температурного перепада ΔT .

Для оценки увеличения или снижения уровня рисков при изменении температурного перепада на этапе эксплуатации МН применяется матрица «частота-тяжесть последствий», представленная в таб. 1 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценке риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденного Приказом Ростехнадзора от 13.05.2015 №188.

Представленная в таб. 1 матрица позволяет ранжировать каждый вид отказа с учетом двух аспектов критичности — вероятности (или частоты) и тяжести последствий отказа, уровни которых определяют приоритетности мер безопасности.

Таб. 1 — Матрица «вероятность — тяжесть последствий»
Tab. 1 — Matrix «Probability — risk level»

Отказ	Частота возникновения отказа в год	Тяжесть последствий отказа			
		катастрофического	критического	некритического	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

Буквенными индексами в таб. 1 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.

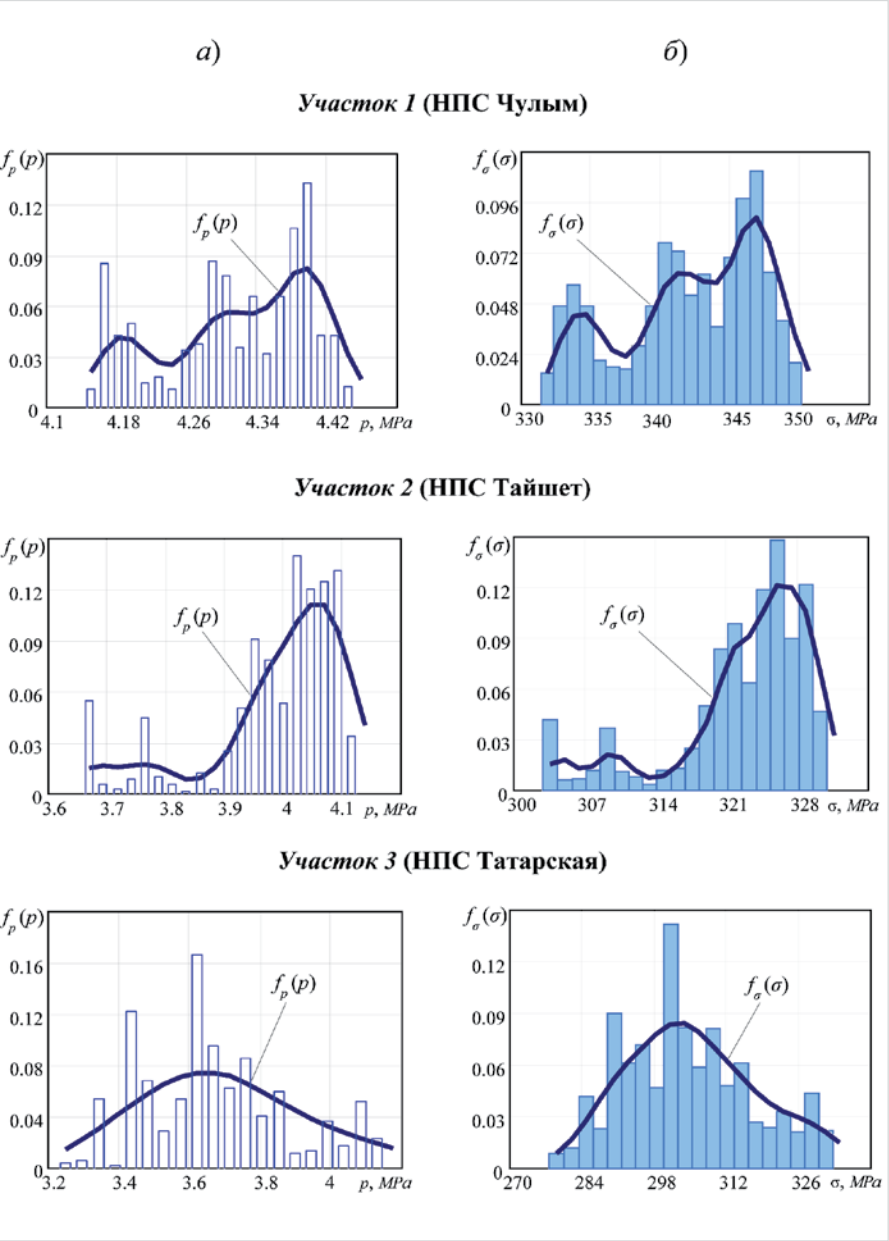


Рис. 1 — Гистограммы и функции плотности вероятности (температурный перепад — 45°C): а) — избыточного внутреннего давления p ; б) — напряжений σ , возникающих в стенке трубы
Fig. 1 — The histograms and probability density functions (temperature drop value — 45°C): а) — of excessive internal pressure p ; б) — of stress σ in the pipe wall

Пример расчета

Оценку влияния различных значений температурного перепада ΔT на показатели надежности выполним на примере расчета вероятности отказа для трех различных участков линейной части одного из магистральных нефтепроводов, проложенного по территории Восточной Сибири. Для исследования выберем участки, расположенные после насосно-перекачивающих станций (НПС) «Чулым», «Тайшет» и «Татарская». Обозначим данные участки как Участок 1, Участок 2 и Участок 3. Расчеты вероятности отказа Q для каждого участка выполним на основании исходных данных, представленных в таб. 2, и значениях температурного перепада $\Delta T = 25, 30, 35, 40, 45$ и 50°C .

С целью возможности сопоставления значений вероятности отказа Q , примем одинаковым для всех участков материал трубы, который приведен в таб. 2, и нормальный закон распределения предельных напряжений s [6, 12]. В качестве таких напряжений выберем предел текучести σ_T стали 17Г1С.

Гистограммы и функции плотности $f_p(p)$ избыточного внутреннего давления p для каждого из рассматриваемых участков приведены рисунке 1а). Аппроксимация функций плотности вероятности $f_p(p)$ выполнена на основе методов непараметрической статистики в результате обработки массивов значений давления $p_j, j = \overline{1, n}$ для каждого из участков. Способы формирования таких массивов рассмотрены в работах [1, 3], а примеры реализации для линейных участков МН — в работах [1, 4, 9, 12].

Массивы значений избыточного внутреннего давления p и функциональная зависимость (4), связывающая данный параметр с величиной напряжений σ , возникающих в стенке трубы при выбранном значении

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

1.	Изготовитель трубы	Харцизский ТЗ
2.	Условный диаметр трубы	$D_y = 800$ мм
3.	Материал трубы	Сталь 17Г1С
4.	Технические условия (ТУ) на изготовление трубы	TU14-3-109-73
5.	Толщина стенки трубы в соответствии с ТУ	$\delta = 8$ мм
6.	Категория участка	III
7.	Коэффициент надежности по внутреннему давлению	$n = 1,1$
8.	Коэффициент условной работы	$m = 0,9$
9.	Коэффициент надежности по материалу труб	$k_1 = 1,34$
10.	Коэффициент надежности по назначению трубопровода	$k_n = 1,1$

температурного перепада ΔT , позволяють сформировать для каждого участка выборку значений напряжений $\sigma_i, i = \overline{1, n}$ объемом, соответствующим объему выборки $p_j, j = \overline{1, n}$. Гистограммы и функции плотности вероятности $f_\sigma(\sigma)$ напряжений σ , полученные в результате аппроксимации выборок значений $\sigma_i, i = \overline{1, n}$, сформированных для каждого из рассматриваемых в примере участков при температурном перепаде $\Delta T = 45^\circ\text{C}$, представлены на рисунке 1б).

Полученные для рассматриваемых в примере участков функции плотности $f_\sigma(\sigma)$ возникающих в стенке трубы напряжений σ отличаются вследствие различных закономерностей и пределов рассеивания на данных участках значений избыточного внутреннего давления p , которое является в примере расчета случайной величиной. Вследствие этого и значения вероятности отказа, вычисленные для каждого из участков на основании зависимостей (1), (2) будут разными. Пример графической иллюстрации к расчету вероятности отказа для каждого из выбранных в примере участков при величине температурного перепада $\Delta T = 45^\circ\text{C}$ приведен на рис. 2.

Результаты расчета вероятности отказа для рассматриваемых участков МН при других значениях температурного перепада ΔT представлены в таб. 3.

Приведенные в таб. 3 значения вероятности отказа Q (частоты возникновения события) свидетельствуют, что величина температурного перепада и отклонения ее фактических значений от принятых на этапе проектирования в значительной степени влияют на степень тяжести возможных негативных событий (таб. 1). Например, если на этапе проектирования для Участка 1 было принято значение температурного перепада $\Delta T = 45^\circ\text{C}$, то для критического события, которое угрожает жизни людей и приводит существенному ущербу имуществу и окружающей среде риск имеет уровень «А» и является выше допустимого, т.к. вероятность отказа находится в диапазоне значений $10^{-2} < Q = 5,32 \times 10^{-2} < 1$. Вследствие этого требуется разработка дополнительных мер безопасности для рассматриваемого участка линейной части.

Однако если на этапе эксплуатации фактическое значение температурного перепада для Участка 1 составило $\Delta T = 40^\circ\text{C}$, то риск соответствует уровню «В» и является ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности, так как вероятность отказа находится уже в другом диапазоне $10^{-4} < Q = 5,23 \times 10^{-3} < 10^{-2}$.

Изменение в процессе эксплуатации температурного перепада до значения $\Delta T = 30^\circ\text{C}$ приводит к снижению риска до уровня «С», который для критической тяжести последствий отказа на данном участке является ниже допустимого. При этом, в соответствии с принятой в таб. 1 классификацией, вероятность отказа $Q = 1,71 \times 10^{-7}$ считается для данного участка линейной части МН практически невероятным событием.

Аналогичный анализ рисков не сложно сделать как для случая, когда данный участок соответствует другому уровню тяжести

последствий отказа, так и для других участков, рассмотренных в настоящем примере.

Выводы

1. Значение такого параметра, как температурный перепад, оказывает существенное влияние на вероятность отказа и, как следствие, уровень риска для участков магистрального нефтепровода на стадии его эксплуатации. При этом оценки риска могут значительно отличаться для различных участков магистрального нефтепровода, имеющих одинаковые конструктивные решения и значения температурного перепада вследствие случайной природы избыточного внутреннего давления, закономерности и пределы изменения которого отличаются на различных участках. Вследствие этого принятие в расчетах нормативного значения избыточного давления как детерминированной (постоянной) величины не обеспечивает достоверных результатов оценки риска.

2. Повышение достоверности результатов оценки уровня риска требует организации мониторинга фактических значений температурного перепада для каждого участка на стадии эксплуатации магистрального нефтепровода. Результаты сопоставления фактических и проектных значений температурного перепада позволяют на основе рассмотренного в статье подхода обосновать допустимые пределы изменения уровня фактического риска, после которых требуется ремонт или внесение изменений в конструкцию участка с целью обеспечения его проектной надежности и безопасности.

Литература

1. Голофаст С.Л., Влодова А.Ю. Влияние температурного поля трассы магистрального нефтепровода на прочностную надежность линейных участков // Безопасность труда в промышленности. 2019. № 11 (755). С. 24–33.

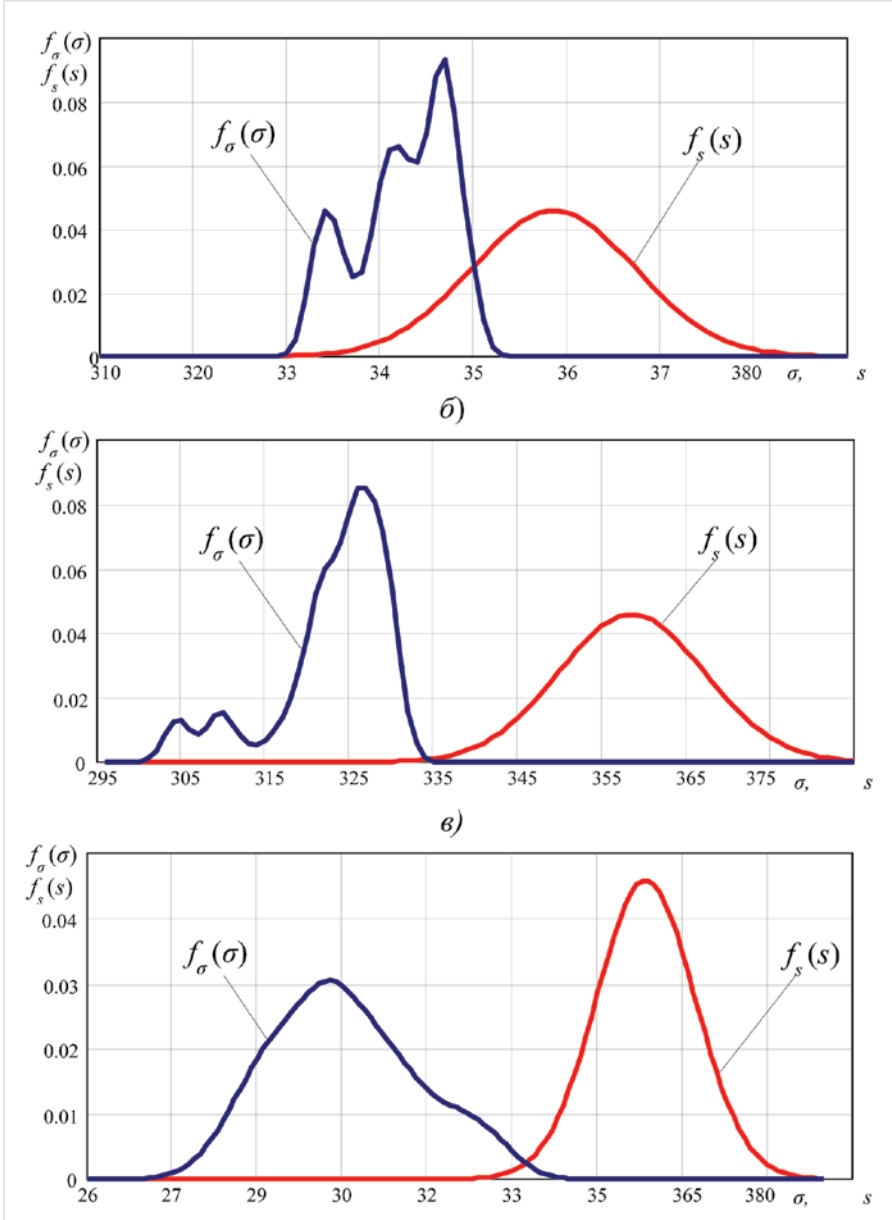


Рис. 2 — Графическая иллюстрация к определению вероятности отказа участка магистрального нефтепровода: а) — Участок 1 (НПС Чулым); б) — Участок 2 (НПС Тайшет); в) — Участок 3 (НПС Татарская)
Fig. 2 — Graphic illustration to the determination of the probability of failure of the main oil pipeline section: а) — Pipeline section 1 (PS Chulyum); б) — Pipeline section 2 (PS Tayshet); в) — Pipeline section 3 (PS Tatarskaya)

2. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. М.: ФГУП ЦПП, 2005. 60 с.

3. Сызранцев В.Н., Новоселов В.В., Созонов П.М., Голофаст С.Л. Оценка безопасности и прочностной надежности магистральных трубопроводов методами непараметрической статистики. Новосибирск: Наука, 2013. 172 с.

4. Голофаст С.Л. Проблемы оценки надежности линейной части магистральных трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2018. №4 (736). С. 36–40.

5. Барышев С.Н. Вероятностное прогнозирование ресурса нефтегазового оборудования при эксплуатации в сероводородосодержащих средах. Москва, 2009. 371 с.

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

7. ГОСТ1497-84. Металлы. Методы испытаний на растяжение. М.: Стандартиформ, 2005.

8. Симахин В. А. Робастные непараметрические оценки: адаптивные оценки взвешенного максимального правдоподобия в условиях статистической априорной неопределенности. Saarbrucken, Germany:

Таб. 3 — Результаты расчета вероятности отказа Q
Tab. 3 — Results of calculating the probability of failure Q

№ п/п	Температурный перепад ΔT°С	Вероятность отказа Q		
		НПС «Чулым»	НПС «Тайшет»	НПС «Татарская»
1	25	6,98 × 10 ⁻⁹	4,67 × 10 ⁻¹⁵	4,76 × 10 ⁻¹¹
2	30	1,71 × 10 ⁻⁷	1,45 × 10 ⁻¹⁰	5,39 × 10 ⁻⁹
3	35	4,69 × 10 ⁻⁵	1,81 × 10 ⁻⁹	2,90 × 10 ⁻⁷
4	40	5,23 × 10 ⁻³	4,92 × 10 ⁻⁶	5,96 × 10 ⁻⁶
5	45	5,32 × 10 ⁻²	4,55 × 10 ⁻⁵	2,30 × 10 ⁻⁴
6	50	2,60 × 10 ⁻¹	5,31 × 10 ⁻³	3,02 × 10 ⁻³

LAP LAMBERT Academic Publishing Gmb H&Co. KG, 2011.

9. Давыдов А.Н. Сопоставление надежности линейных участков с учетом изменения свойств трубной стали 14ХГС длительно эксплуатируемых нефтепроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2019. №4 (71). С. 103–107.

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. 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.

12. Голофаст С.Л. Оценка влияния механических свойств трубной стали 17Г1С различных производителей на прочностную надежность магистральных трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2018. №7 (67). С. 20–25.

ENGLISH

Conclusions

1.The value of such a parameter as the temperature drop has a significant impact on the probability of failure and, as a result, the level of risk for the main oil pipeline at the stage of its operation. At the same time, risk assessments may differ significantly for different sections of the main oil pipeline that have the same design solutions and temperature drop values due to the random nature of excessive internal pressure, the patterns and limits of change of which differ in different sections. As a result, the calculation of the standard value of excess pressure as a

deterministic value does not provide reliable results of risk assessment. 2. Increasing the reliability of the risk assessment results requires monitoring the actual values of the temperature drop for each sections at the stage of operation of the main oil pipeline. The results of comparing the actual and design values of the temperature drop allow us to justify the acceptable limits of changes in the actual risk level, after which it is necessary to repair or make changes to the design of the site in order to ensure its design reliability and safety.

References

1. 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, pp. 24–33. (In Russ.). DOI: 10.24000/0409-2961-2019-11-24-33

2. SNiP 2.05.06-85. Trunk pipelines. Moscow: FGUP TsPP, 2005, 60 p. (In Russ.).

3. Syzrantsev V.N., Novoselov V.V., Sozonov P.M., Golofast S.L. Assessment of safety and strength reliability of the trunk pipelines using non-parametric statistics. Novosibirsk: Nauka, 2013, 172 p. (In Russ.).

4. Golofast S.L. Problems of Reliability Assessment for Linear Part of Trunk Pipelines. Occupational Safety in Industry. 2018, issue 4, pp. 36–40. (In Russ.). DOI:

10.24000/0409-2961-2018-4-36-40

5. Baryshev S.N. Probabilistic forecast of the resource of oil and gas equipment at operation in hydrogen sulfide environments. Moscow, 2009, 371 p. (In Russ.).

7. GOST 1497—84. Metals. Tensile test methods. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/gost-1497-84> (accessed: May 1, 2019). (In Russ.).

8. Simakhin V.A. Robust nonparametric estimates: adaptive estimates of weighted maximum likelihood in the conditions of statistical a priori uncertainty. Saarbrucken: LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH&Co. KG, 2011, 292 p. (In Russ.).

9. 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 (71), pp. 103–107. (In Russ.). DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10038

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, № 7 (739), pp. 22–28. (In Russ.).

11. 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.).

12. 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, pp. 20–25. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ | INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Шоцкий Сергей Александрович, вице-президент ПАО «Транснефть», Москва, Россия.
Для контактов: Sshotssky@mail.ru

Sergey A. Shockiy, vise-president PJSC "Transneft", Moscow, Russia
Corresponding author: Sshotssky@mail.ru