

Вероятностный подход к оценке прочности температурно-деформируемых участков подземных трубопроводов

С.Л. Голофаст
д.т.н., профессор¹
trasser@inbox.ru

С.А. Шоцкий²
Sshotssky@mail.ru

¹ООО «Газпром проектирование»,
Санкт-Петербург, Россия

²ПАО «ГЕОТЭК Сейсморазведка», Москва, Россия

В работе представлены результаты расчета напряжений в стенке подземного трубопровода, пригруженного одиночными грузами в углах поворота на выпуклых участках трассы. С учетом случайной природы величины избыточного внутреннего давления p , выборки фактических значений которого получены на этапе эксплуатации трубопровода, выполнена оценка прочности криволинейных участков магистрального трубопровода (далее — МТ). Обоснована необходимость индивидуального подбора веса одиночного пригруза для каждого участка трубопровода с учетом специфики закона распределения и пределов рассеивания внутреннего давления на этом участке.

Материалы и методы

Расчет напряжений в трубопроводе и проверка выполнения условия прочности пригруженного криволинейного участка МТ выполнена на основе строительных норм и правил (СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы). Оценка прочности криволинейных участков МТ в вероятностном аспекте выполнена на основе обработки случайных величин с помощью методов теории вероятности и непараметрической статистики.

Ключевые слова

магистральный трубопровод, линейный участок, продольное напряжение, условие прочности, напряженно-деформированное состояние, детерминированные расчеты, вероятностные расчеты, случайная величина, плотность вероятности

Теоретическая часть

Под действием продольного сжимающего усилия, возникающего вследствие избыточного внутреннего давления и положительного температурного перепада, на криволинейных участках магистрального трубопровода (МТ) происходят продольные и поперечные перемещения с возникновением значительных продольных напряжений. Эффективным способом снижения перемещений и напряжений

является пригрузка трубопровода одиночными грузами, сплошным утяжеляющим покрытием или закрепление анкерными устройствами. В работах [1, 2] получены аналитические зависимости, которые позволяют определить напряжения в МТ в зависимости от эксплуатационных нагрузок с учетом веса пригрузов, удерживающей способности анкерных устройств и схемы их размещения на криволинейном участке трубопровода.

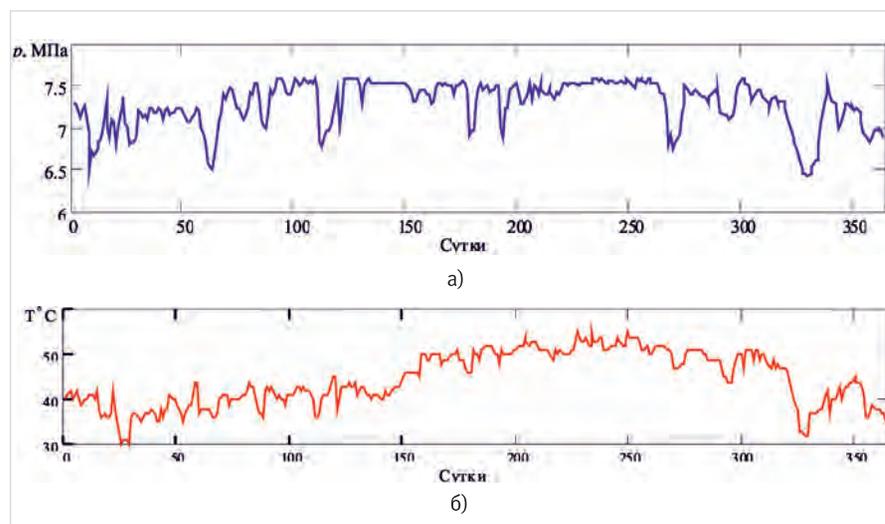


Рис. 1 — Изменение значений p и T на одном из линейных участков магистрального газопровода за двенадцать месяцев: а) избыточное внутреннее давление p ; б) температура T

Fig. 1 — The pressure and temperature change over 12 months for the some liner section of the main gas pipeline: a) p — internal pressure in the pipeline; b) T — temperature

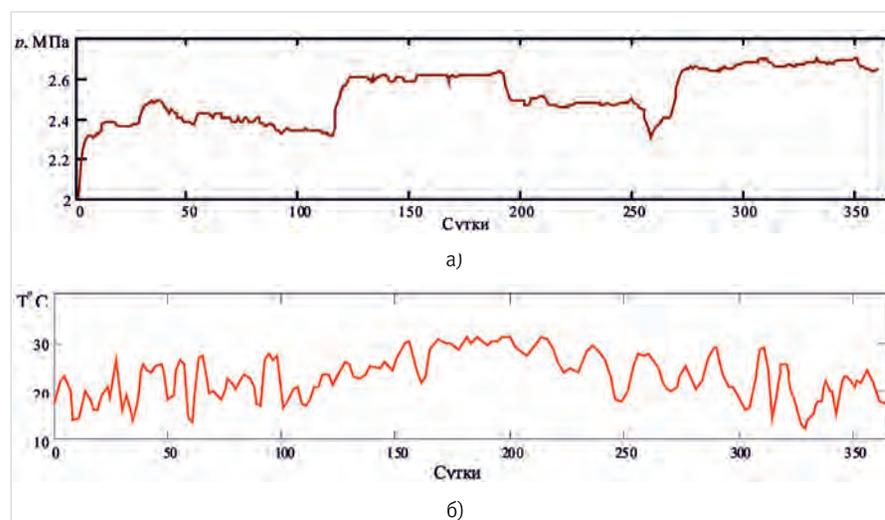


Рис. 2 — Изменение значений p и T на одном из линейных участков магистрального нефтепровода за двенадцать месяцев: а) избыточное внутреннее давление p ; б) температура T

Fig. 2 — The pressure and temperature change over 12 months for the some liner section of the main oil pipeline: c) p — internal pressure in the pipeline; d) T — temperature

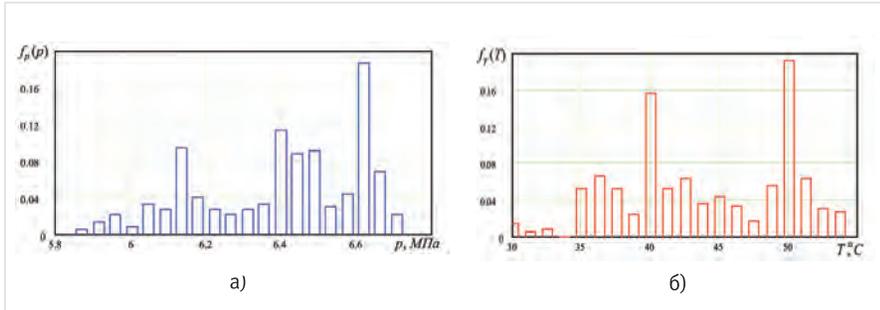


Рис. 3 — Гистограммы плотности вероятности (один из линейных участков магистрального газопровода Западной Сибири): а) избыточное внутреннее давление p ; б) температура T
 Fig. 3 — The histogram of the probability density (some liner section of the main gas pipeline in Western Siberia): e) p — internal pressure in the pipeline; f) T — temperature

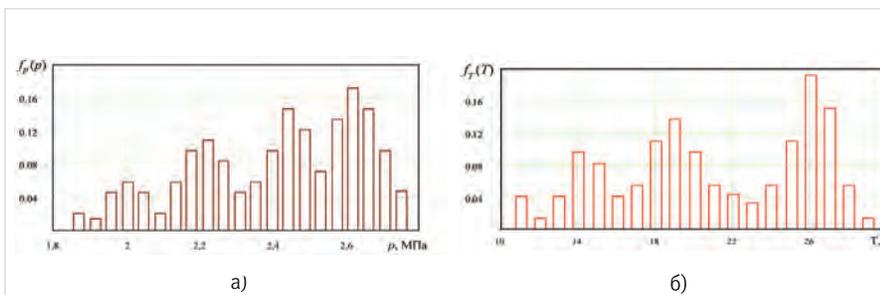


Рис. 4 — Гистограммы плотности вероятности (один из линейных участков магистрального нефтепровода Западной Сибири): а) избыточное внутреннее давление p ; б) температура T
 Fig. 4 — The histogram of the probability density (some liner section of the main oil pipeline in Western Siberia): g) p — internal pressure in the pipeline; h) T — temperature

Зависимость для определения максимальных суммарных продольных напряжений в трубопроводе в соответствии с требованиями [3] и результатами работ [1, 2, 4] имеет следующий вид:

$$\sigma_{np}^H = \mu \frac{p(D_n - 2\delta)}{2\delta} - \frac{N}{F} \pm \frac{M}{W}, \quad (1)$$

где μ — коэффициент Пуассона; p — избыточное внутреннее давление; D_n — наружный диаметр трубы; δ — толщина стенки трубы; N — продольное усилие на изогнутом участке трубопровода; M — максимальный изгибающий момент, F — площадь поперечного сечения трубы, W — момент сопротивления сечения трубопровода.

Формулы для расчета значений N и F выбираются исходя из схемы пригрузки трубопровода [1, 2].

В соответствии со строительными нормами и правилами для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопровода должно выполняться условие [3]:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \Psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_2^H, \quad (2)$$

где σ_{np}^H — максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые для углов поворота по формулам, полученным в работах [1, 2];

Ψ_3 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб и определяемый по формуле:

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{m - R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{0,9k_n R_2^H}; \quad (3)$$

$\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления:

$$\sigma_{кц} = \frac{p(D_{вн} - 2\delta)}{2\delta}; \quad (4)$$

R_2^H — минимальное значение предела текучести, принимаемое по государственным стандартам и техническим условиям на трубы; m — коэффициент условий работы трубопровода; k_n — коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Коэффициенты m и k_n определяются в соответствии с требованиями [3].

Данная методика позволяет оценить прочность криволинейного участка подземного трубопровода для выбранной схемы его пригрузки, но при этом является детерминированной и не учитывает случайную природу входящих в зависимости (1) – (4) исходных величин, которые принимаются при расчетах постоянными. Однако опыт эксплуатации МТ свидетельствует, что такие величины, как избыточное внутреннее давление p и температура T^0 , входящие в зависимости (1) – (4), имеют случайную природу, а распределения

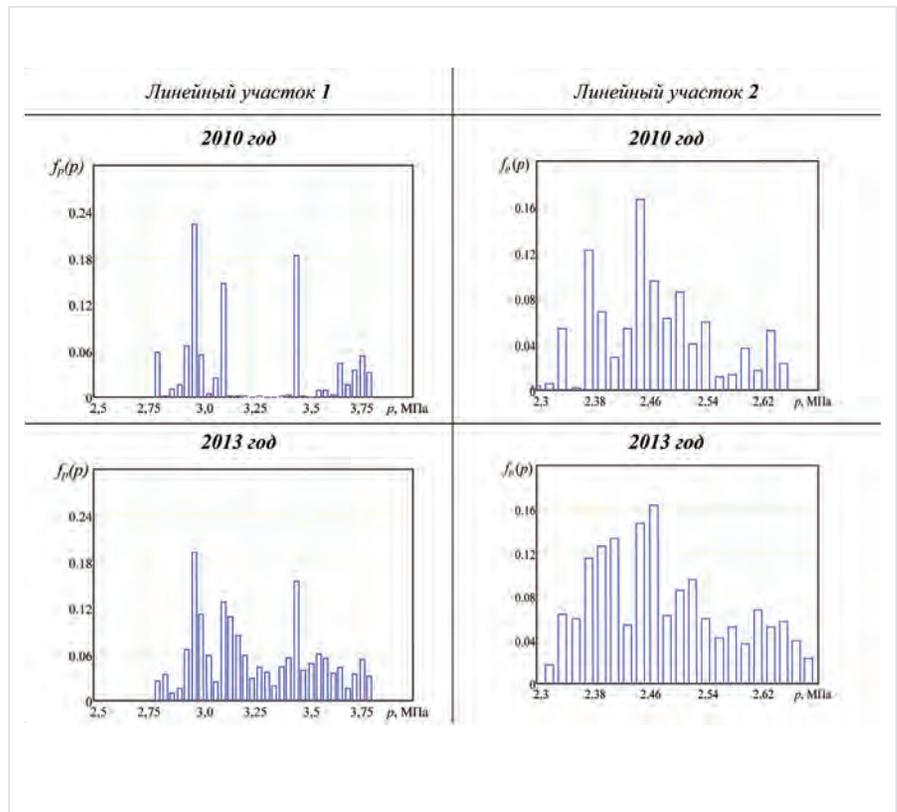


Рис. 5 — Гистограммы плотности вероятности избыточного внутреннего давления на линейных участках МТ в различные годы эксплуатации (магистральный нефтепровод Омск-Иркутск)

Fig. 5 — The histograms of internal pressure probability density at the some liner sections in different years of operations (the main oil pipeline in Western Siberia)

№ п/п	Δt , °C	P_0 , тс,	$l_i \div l$	$-\sigma_{np1}^H$, МПа	σ_{np2}^H , МПа
1	25	1,5	0	166,2	122,1
2	35	1,5	0	254,6	185,5
3	50	1,5	0	403,4	304,9
4	25	1,5	0,1	171,3	127,3
5	35	1,5	0,1	260,9	191,9
6	50	1,5	0,1	411,2	312,9
7	25	1,5	0,2	175,6	131,6
8	35	1,5	0,2	265,5	197,1
9	50	1,5	0,2	417,0	319,3
10	25	1,5	0,3	177,9	135,0
11	35	1,5	0,3	268,8	201,1
12	50	1,5	0,3	421,1	324,2
13	25	1,5	0,5	180,8	139,6
14	35	1,5	0,5	272,1	206,3
15	50	1,5	0,5	424,5	329,9
16	25	1,5	0,75	181,3	142,2
17	35	1,5	0,75	272,1	208,7
18	50	1,5	0,75	423,5	331,7
19	25	1,5	1	180,8	142,7
20	35	1,5	1	271,1	208,8
21	50	1,5	1	421,9	331,4

Таб. 1 — Зависимости максимальных суммарных продольных напряжений от температурного перепада и схемы размещения одиночных грузов ($P_0 = P_1 = 0$; $P_2 = P_3 = 0$)

Tab. 1 — Dependence of the maximum total stress on temperature Δt and load placement scheme

этих величин не подчиняются законам, исследованным в рамках теории классической статистики, и являются индивидуальными для каждого линейного участка магистрального трубопровода [5, 6, 7]. Примеры таких данных по величинам p и T , полученные на основании анализа и обработки как технологической информации, так и результатов геотехнического мониторинга [8, 9] для различных линейных участков магистральных нефте- и газопроводов подземной прокладки, представлены на рис. 1–4.

Более того, законы распределения случайных величин p и T , которые входят в условие прочности (2), изменяются с течением времени на этапе эксплуатации MT , при этом изменения носят индивидуальный характер для каждого линейного участка магистрального трубопровода. Пример таких данных по избыточному внутреннему давлению p для двух линейных участков одного из магистральных нефтепроводов Западной Сибири в различные периоды (годы) эксплуатации приведен на рис 5.

Представленная информация свидетельствует, что корректная оценка прочности криволинейных участков подземных магистральных трубопроводов невозможна без учета законов распределения случайных величин, входящих в условия прочности (2), и проведения необходимой

статистической обработки данных величин.

Основной характеристикой закона распределения вероятности случайной величины является ее плотность. Восстановление плотности распределения вероятностей случайных величин p и T выполняется на основе выборок фиксируемых в технологическом процессе транспорта углеводородов значений избыточного внутреннего давления p , $i = 1, n$ и температуры T_j , $j = 1, m$. Статистическая обработка этих выборок позволяет получить искомые функции плотности распределения $f_p(p)$ и $f_T(T)$ случайных величин p и T . Для восстановления неизвестной функции плотности распределения в рамках теории непараметрической статистики разработан ряд методов [10, 11]. Реализация данных методов позволяет восстановить функции плотности $f_p(p)$ распределения избыточного внутреннего давления и температуры $f_T(T)$ для любых (вне зависимости от их сложности) законов распределения случайных величин p и T . При известных функциях $f_p(p)$ и $f_T(T)$ для каждого исследуемого участка MT возможно рассчитать при заданном уровне значимости α ($\alpha = 0,01$, $\alpha = 0,05$ или $\alpha = 0,1$) квантильные оценки давления p^α и температуры T^α путем решения относительно σ^α и s^α уравнений [10, 11, 12, 13]:

$$\int_0^{p^\alpha} f_p(p) dp = \alpha \quad (5)$$

$$\int_0^{T^\alpha} f_T(T) dT = \alpha \quad (6)$$

Полученные значения квантилей давления p^α и температуры T^α позволяют на основе детерминированных моделей [1, 2, 3] выполнить по зависимостям (1)–(4) расчет на прочность температурно-деформируемого участка подземного трубопровода для выбранной схемы его пригрузки. При этом учитывается случайная природа избыточного внутреннего давления p , температуры T и индивидуальные для каждого исследуемого линейного участка MT законы распределения данных случайных величин. Изложенный подход позволяет оценивать прочность MT при условии, что любые исходные данные, входящие в расчетные зависимости (1) – (4), могут быть приняты как величины случайные с любыми по сложности законами распределения [14]. Такими исходными данными могут являться, например, предел текучести σ^T материала трубы, выборка значений которого формируется по результатам механических испытаний образцов из материала трубы, выборки значений толщины стенки трубы δ , полученные по результатам фактических замеров, и т.д.

Пример расчета

Реализацию изложенного подхода рассмотрим на примере прочностного расчета подземного трубопровода с наружным диаметром $D_n = 720$ мм и толщиной стенки $\delta = 10$ мм, имеющего угол поворота φ в вертикальной плоскости на выпуклом рельефе местности ($2\varphi = 12^\circ$). Угол поворота конструктивно выполнен крутоизогнутым отводом. Трубопровод проложен в песчаном грунте на глубине 80 см от верхней обрешечивающей трубы и пригужен одиночными

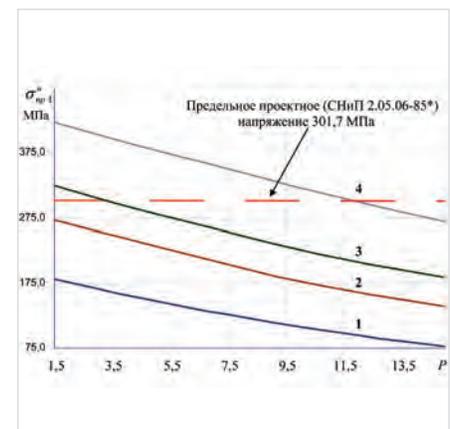


Рис. 6 — Зависимость максимальных суммарных продольных напряжений σ_{np}^H от веса одиночного груза P_0 при различных температурных перепадах Δt

Fig. 6 — Dependence of the maximum total stress on weight of single load P_0 and temperature Δt

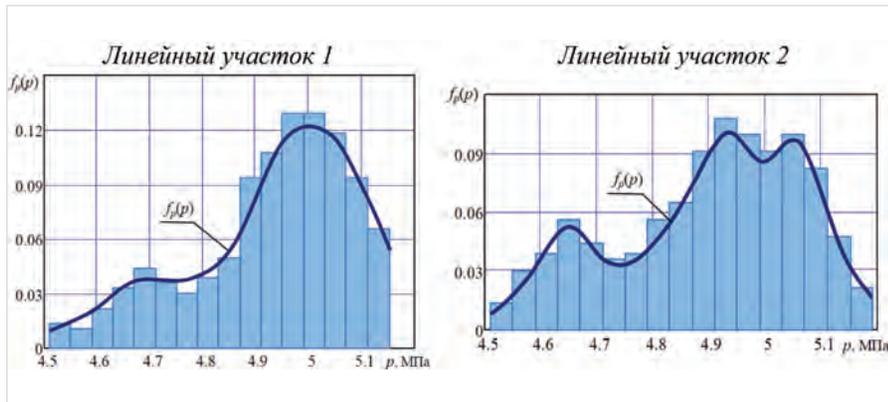


Рис. 7 — Гистограмма и функция плотности вероятности $f_p(p)$ избыточного внутреннего давления p

Fig. 7 — The histogram and the density distribution function $f_p(p)$ of the internal pressure p in the pipeline

грузами. Предел текучести материала трубы $\sigma_T = 400,0$ МПа. Оценку прочности криволинейного участка MT выполним на основании двух вариантов расчета. В первом из них внутреннее давление принято величиной постоянной ($p = const$), значение которой равно нормативному $p = 5$ МПа. Во втором варианте давление p рассматривается как случайная величина, фактические значения p_i которой варьируются в некотором диапазоне вследствие специфики процесса транспорта углеводородов, а регистрация этих значений проводится с периодичностью, определяемой нормативными документами компании – оператора.

Результаты расчета на основе зависимостей (1) – (4) максимальных суммарных продольных напряжений в стенке подземного трубопровода для первого варианта ($p=const$) представлены в таб. 1 и на рис. 6. В таблице приняты следующие обозначения: σ_{np1}^H – сжимающие и σ_{np2}^H – растягивающие напряжения. На рис. 1 приведены значения σ_{np1}^H , зависимость 1 соответствует температурному перепаду $\Delta t = 25$ °С, а зависимости 2, 3 и 4 – температурным перепадам $\Delta t = 35$ °С; $\Delta t = 40$ °С и $\Delta t = 50$ °С соответственно.

Анализ полученных результатов расчета свидетельствует, что выполнить условие прочности (2) возможно путем подбора веса одиночного пригруза, что позволяет снизить величину максимальных продольных напряжений, возникающих в стенке трубопровода, до нормативного уровня. Так, в соответствии с требованиями СНиП [3], при значении предела текучести материала трубы $\sigma^T = 400,0$ МПа величина максимальных суммарных продольных напряжений в стенке трубопровода должна быть менее 301,7 МПа, т.е. должно выполняться условие $\sigma_{np}^H \leq 301,7$ МПа. Для рассматриваемого в примере трубопровода при установке одиночного груза непосредственно на вершине угла поворота весом $P_0 = 1,5$ тс и температурном перепаде $\Delta t = 50$ °С (зависимость 4, рис. 6) величина максимальных напряжений составляет $\sigma_{np}^H \approx 422$ МПа, т.е. фактические напряжения превышают

предельные проектные. Применение пригруза весом $P_0 = 12$ тс позволяет снизить напряжения до уровня 301,7 МПа, который ниже нормативного, и обеспечить выполнение условия прочности (2).

При температурном перепаде $\Delta t = 40$ °С (зависимость 3, рис. 6) величина максимальных напряжений составляет $\sigma_{np}^H \approx 326$ МПа, т.е. фактические напряжения также превышают предельные проектные. В данном случае обеспечить выполнение условия прочности (2) возможно путем применения пригруза весом $P_0 = 3,5$ тс, что позволит снизить максимальные напряжения до уровня 301,7 МПа.

Для температурных перепадов $\Delta t = 25$ °С и $\Delta t = 35$ °С (зависимости 1 и 2 на рис. 6) и избыточном внутреннем давлении p , которое в рассматриваемом варианте расчета принято равным нормативному $p = 5$ МПа, расчетные максимальные напряжения не превышают предельные. Следовательно, условие прочности (2) выполняется, и установка пригрузов с целью снижения максимальных суммарных напряжений не требуется.

Расчет прочности подземного трубопровода по второму варианту, при котором избыточное внутреннее давление p принимается случайной величиной, основан на обработке выборки значений p_i ($i = 1, m$, m – длина выборки), полученной по результатам фактических замеров на линейном участке MT в процессе его эксплуатации. С целью оценки влияния распределения давления p на результаты расчета, оценку прочности по второму варианту выполним для двух различных линейных участков одного из MT Западной Сибири. Гистограммы плотности распределения внутреннего давления для этих линейных участков магистрального трубопровода представлены на рис. 7.

Предварительный анализ данных, представленных на рис. 7, свидетельствует, что при обработке результатов замеров избыточного давления внутри трубопровода корректно отнести выборки значений p_i к известным параметрическим законам, невозможно. Вследствие этого

Уровень значимости α	Значение давления p^α , МПа	
	Линейный участок 1	Линейный участок 2
$\alpha = 0,01$	5,16	5,19
$\alpha = 0,05$	5,13	5,15
$\alpha = 0,1$	5,11	5,10

Таб. 2 — Значения квантилей давления p^α внутри трубопровода

Tab. 2 — The quantile values p^α of the internal pressure in the pipeline

статистическая обработка случайной величины p на основе выборок ее значений p_i выполнена с помощью математического аппарата непараметрической статистики [10]. В результате реализации адаптивных методов восстановления функции плотности распределения вероятности [11] для рассматриваемых в примере линейных участков получены две функции $f_p(p)$ плотности распределения внутреннего избыточного давления, которые представлены на рис. 7. Информация на рис. 7 свидетельствует, что функции $f_p(p)$ являются индивидуальными для каждого линейного участка. Вследствие этого и квантильные значения (p^α) избыточного внутреннего давления p , рассчитанные на основе данных функций по уравнению (5), будут различными и, как следствие, также индивидуальными для каждого участка. Результаты расчета квантильных оценок (p^α) давления при различных уровнях значимости α представлены в таб. 2.

На основании зависимостей (1) – (4), где в качестве исходных данных используются индивидуальные для каждого из рассматриваемых линейных участков квантильные значения (p^α) избыточного внутреннего давления p , рассчитаны максимальные суммарные продольные напряжения, возникающие в стенке подземного трубопровода на двух рассматриваемых линейных участках. Результаты прочностного расчета на основе квантильных значений внутреннего давления $p_0, 0I$ (при уровне значимости $\alpha = 0,01$) для каждого из рассматриваемых в примере участков, представлены на рис. 8 и 9.

Проанализируем полученные результаты. Для данного варианта расчета при установке одиночного груза непосредственно на вершине угла поворота весом $P_0 = 1,5$ тс и температурном перепаде $\Delta t = 25$ °С условие прочности (2), следуя зависимостям 1 на рис. 8 и 9, выполняется как на линейном участке 1, так и на линейном участке 2 рассматриваемого MT .

При температурном перепаде $\Delta t = 35$ °С и установке на вершине угла поворота одиночного груза весом $P_0 \approx 1,5$ тс прочность обеспечена только на линейном участке 1 (зависимость 2 на рис. 8). Выполнение условия прочности на линейном участке 2 требует

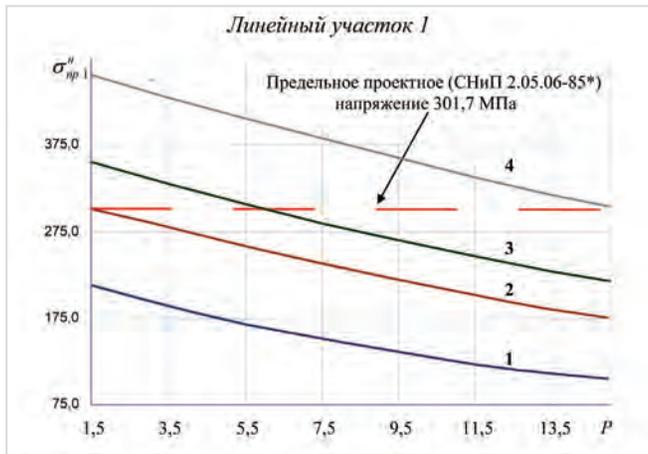


Рис. 8 — Зависимость максимальных суммарных продольных напряжений $\sigma_{пр}^H$ от веса одиночного груза P_0 при различных температурных перепадах Δt и внутреннем давлении $p^{0,01} = 5,16$ МПа

Fig. 8 — Dependence of the maximum total stress on weight of single load P_0 at temperature Δt and internal pressure in the pipeline $p^{0,01} = 5,16$ МПа

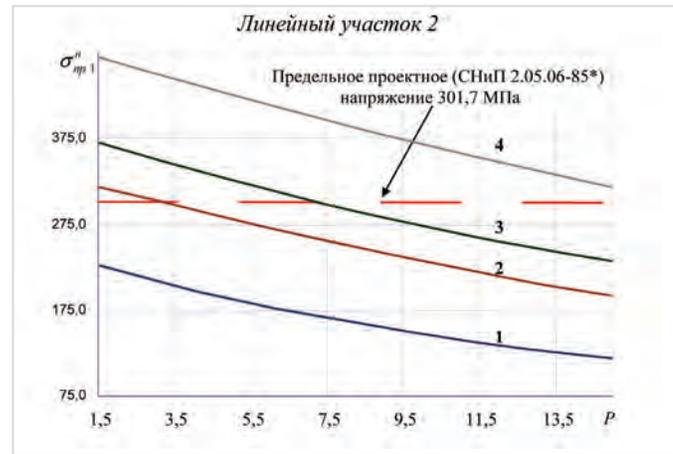


Рис. 9 — Зависимость максимальных суммарных продольных напряжений $\sigma_{пр}^H$ от веса одиночного груза P_0 при различных температурных перепадах Δt и внутреннем давлении $p^{0,01} = 5,19$ МПа

Fig. 9 — Dependence of the maximum total stress on weight of single load P_0 at temperature Δt and internal pressure in the pipeline $p^{0,01} = 5,19$ МПа

установки пригруза весом $P_0 \approx 3$ тс, что в два раза превышает вес груза на первом линейном участке (зависимость 2 на рис. 9).

При температурном перепаде $\Delta t = 40^\circ\text{C}$ для предотвращения недопустимых пластических деформаций MT на линейном участке 1 требуется установка груза весом $P_0 \approx 6$ тс (зависимость 3 на рис. 8), а на линейном участке 2 — груза весом $P_0 \approx 7,5$ тс (зависимость 3 на рис. 9).

Результаты, полученные для двух линейных участков по второму варианту расчета, являются различными, что является следствием учета случайной природы и индивидуальных для каждого линейного участка MT законов распределения избыточного внутреннего давления. Расчеты, выполненные по первому варианту, когда величина внутреннего давления в трубопроводе принимается постоянной, равной нормативному и одинаковой для всех линейных участков, не обеспечивают достоверную оценку прочности и выбор весов пригрузов для участков MT .

Итоги

Реализация вероятностного подхода позволила оценить прочность MT на основе фактических исходных данных, которые имеют случайную природу и специфические для каждого участка трубопровода законы распределения. Представленный подход позволяет обеспечить индивидуальный подбор одиночных пригрузов для каждого из криволинейных участков при ремонте или реконструкции с учетом специфики внешней нагрузки, действовавшей на трубопровод на этапе его эксплуатации

Выводы

1. Подбор веса одиночного груза, размещенного непосредственно на вершине угла поворота криволинейного участка MT , обеспечивает снижение величины максимальных продольных напряжений, возникающих в стенке трубопровода, до нормативного уровня.
2. Рассмотренный подход к оценке прочности MT позволяет выполнить расчет напряжений

пригруженных участков подземных трубопроводов и обосновать выбор веса одиночного груза с учетом случайной природы величины избыточного внутреннего давления p .

3. Вследствие случайной природы избыточного внутреннего давления p выбор веса пригрузов, обеспечивающих выполнение условия прочности криволинейных участков MT , должен производиться с учетом индивидуальных для каждого из участков пределов рассеивания и законов распределения случайной величины p .

4. Накопленная в процессе мониторинга технологических параметров на этапе эксплуатации MT информация о значениях избыточного внутреннего давления и пределах его изменения для каждого линейного участка позволяет на основе рассмотренного подхода уточнить вес или изменить схему расположения пригрузов на этапе реконструкции или ремонта линейной части.

Литература

1. Шоцкий С.А., Малюшин Н.А. Напряжения и перемещения пригруженного подземного трубопровода на углах поворота в вертикальной плоскости // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2009. №2. С. 83–85.
2. Шоцкий С.А. Анализ напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2009. №3. С. 65–68.
3. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. М.: ФГУП ЦПП, 2005. 60 с.
4. Шоцкий С.А., Голофаст С.Л. Оценка напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов. Международная конференция памяти А.Х. Мирзаджанзаде. Уфа, 2016.
5. Черпаков В.В. Разработка методики формирования аварийных запасов труб (На примере газопроводов Западной Сибири). Тюмень, 2007. 122 с.
6. 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.

7. Филатов А.А., Голофаст С.Л. Проблемы оценки прочностной надежности газопроводов // Газовая промышленность. 2015. №7. С. 45–48.
8. Голофаст С.Л., Владова А.Ю., Лободенко И.Ю. Проектирование, разработка и сопровождение информационной системы геотехнического мониторинга магистрального трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. №2. С. 80–87.
9. Голофаст С.Л., Владова А.Ю. Интеграция результатов мониторинга технического состояния магистральных трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №5. С. 76–81.
10. Сызранцев В.Н., Новоселов В.В., Созонов П.Н., Голофаст С.Л. Оценка безопасности и прочностной надежности магистральных трубопроводов методами непараметрической статистики. Новосибирск: Наука, 2013. 171 с.
11. Сызранцев В.Н., Невелев Я.П., Голофаст С.Л. Адаптивные методы восстановления функции плотности распределения вероятности // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. 2006. №12. С. 3–11.
12. Сызранцев В.Н., Голофаст С.Л. Вероятностная оценка коэффициента запаса прочности трубопровода // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2012. №2. С. 27–29.
13. Сызранцев В.Н., Филатов А.А., Голофаст С.Л. Расчет квантильных оценок коэффициента запаса прочности трубопроводов // Наука и техника в газовой промышленности. 2014. №4. С. 76–83.
14. Голофаст С.Л. Проблемы оценки надежности линейной части магистральных трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2018. №4. С. 36–42.

Probabilistic approach to the evaluation of the strength of temperature-deformable sections of underground pipelines

Authors:

Sergey Golofast — Ph.D., professor¹; trasser@inbox.ru

Sergey Shockiy² Sshotssky@mail.ru

¹ "Gazprom-Project" LLC, Saint-Petersburg, Russian Federation

² PJSC "Geotech Seismic Services", Moscow, Russian Federation

Abstract

The paper presents the results of calculating the stresses in the wall of an underground pipeline loaded with single weight in the angles of rotation on convex sections of the pipeline. Taking into account the random nature of the excess internal pressure p , the sample of the actual values of which were obtained at the pipeline operation stage, the strength of the curved sections of the main pipeline was evaluated. The necessity of individual selection of the weight of a single weight for each section of the pipeline is justified taking into account the specific law of distribution and the limits of dispersion of internal pressure in this section.

Materials and methods

Calculation of stresses in the pipeline and verification of the fulfillment of the strength condition of the loaded curvilinear section of main pipeline was carried out on the basis of construction norms and rules (SNiP 2.05.06-85* Trunk pipelines).

Evaluation of the strength of curvilinear sections of main pipelines in the probabilistic aspect is performed on the basis of processing random

variables using methods of probability theory and nonparametric statistics.

Results

The implementation of the probabilistic approach made it possible to estimate the strength of the pipeline based on the actual initial data, which are of a random nature and the distribution laws specific for each section of the pipeline. The presented approach allows to provide individual selection of single weight for each of curvilinear sites at repair or reconstruction taking into account specificity of the external loading acting on the pipeline at a stage of its operation

Conclusions

1. Selection of the weight of a single weight placed directly at the top of the angle of rotation of the curvilinear main pipeline section ensures a reduction in the magnitude of the maximum longitudinal stresses arising in the pipeline wall to a standard level.
2. The considered approach to the evaluation of the strength of main pipeline allows to calculate the stresses of the loaded sections of underground pipelines and justify the choice of

the weight of a single cargo, taking into account the random nature of the excess internal pressure p .

3. Due to the random nature of the excess internal pressure p , the choice of the weight of the loads that ensure the fulfillment of the strength condition for the curvilinear sections of the main pipeline must be carried out taking into account the dispersion limits and the distribution laws for the random variable p , which are individual for each of the sections.
4. Accumulated in the process of monitoring of technological parameters during the operation phase of the main pipeline, information on the values of the excess internal pressure and the limits of its change for each linear section makes it possible, based on the approach considered, to clarify the weight or to change the arrangement of the supplies at the stage of reconstruction or repair of the linear part.

Keywords

main pipeline, line section, axial stress, strength condition, strain-stress state, determine calculations, probability calculations, random variable, probability density

References

1. Shotskiy S.A., Malyushin N.A. *Napryazheniya i peremeshcheniya prigruzhennogo podzemnogo truboprovoda na uglakh povorota v vertikal'noy ploskosti* [Stresses and movements of the weighted-down underground pipeline at the line bend angles in the vertical plane]. Higher Educational Institutions News. *Neft' i gaz*, 2009, issue 2, pp. 83–85.
2. Shotskiy S.A. *Analiz napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya podzemnykh truboprovodov* [The analysis of the underground pipelines mode of deformation]. Higher Educational Institutions News. *Neft' i gaz*, 2009, issue 2, pp. 65–68.
3. SNiP 2.05.06-85*. Trunk pipelines. Moscow: FGUP TsPP, 2005, 60 p.
4. Shotskiy S.A., Golofast S.L. *Otsenka napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya podzemnykh truboprovodov* [Assessment of the underground pipelines mode of deformation]. International Conference in memory of A.H. Mirzadganzade. Ufa, 2016.
5. Cherpakov V.V. *Razrabotka metodiki formirovaniya avariynyykh zapasov trub (Na primere gazoprovodov Zapadnoy Sibiri)* [Development of the methods for the formation of emergency stocks of pipes using the example of gas pipelines of the Western Siberia]. Tyumen, 2007, 127 p.
6. Filatov A.A., George M.S. *Vliyaniye usloviy ekspluatatsii gazoprovoda na pokazateli ego prochnostnoy nadezhnosti* [Effect of the operating conditions of the gas pipeline on the indices of its strength reliability]. *Science & Technology in the Gas Industry*, 2013, issue 2, pp. 75–82.
7. Filatov A.A., Golofast S.L. *Problemy otsenki prochnostnoy nadezhnosti gazoprovodov* [Problems of assessment of gas pipelines strength reliability]. *Gas Industry*, 2015, issue 7, pp. 45–48.
8. Golofast S.L., Vladova A.Yu., Lobodenko I.Yu. *Proektirovaniye, razrabotka i soprovozhdeniye informatsionnoy sistemy geotekhnicheskogo monitoringa magistral'nogo truboprovoda* [Projection, development and maintenance of information system for geo-technical monitoring of transfer pipeline]. *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2016, issue 2, pp. 80–87.
9. Golofast S.L., Vladova A.Yu. *Integratsiya rezul'tatov monitoringa tekhnicheskogo sostoyaniya magistral'nykh truboprovodov* [Integration of results of monitoring technical conditions of transfer pipelines]. *Exposition Oil & Gas*, 2017, issue 5, pp. 76–81.
10. Syzrantsev V.N., Novoselov V.V., Sozonov P.N., Golofast S.L. *Otsenka bezopasnosti i prochnostnoy nadezhnosti magistral'nykh truboprovodov metodami neparametricheskoy statistiki* [Assessment of safety and strength reliability of the trunk pipelines using the nonparametric statistics methods]. Novosibirsk: *Nauka*, 2013, 178 p.
11. Syzrantsev V.N., Nevelev Ya.P., Golofast S.L. *Adaptivnyye metody vosstanovleniya funktsii plotnosti raspredeleniya veroyatnosti* [Adaptive methods for recovering the function of density distribution probability]. *Proceedings of Higher Educational Institutions. Machine Building*, 2006. № 12. pp. 3–11. (*In Russ.*)
12. Syzrantsev V.N., Golofast S.L. *Veroyatnostnaya otsenka koeffitsienta zapasa prochnosti truboprovoda* [Probabilistic assessment of pipelines factor of safety]. *Pipeline Transport: Theory and Practice*, 2012, issue 2. pp. 27–29.
13. Syzrantsev V.N., Filatov A.A., Golofast S.L. *Raschet kvantil'nykh otsenok koeffitsienta zapasa prochnosti truboprovodov* [Calculation of the quantile values of pipelines factor of safety]. *Science and Technology in the Gas Industry*, 2014, issue 4, pp. 76–83.
14. Golofast S.L. *Problemy otsenki nadezhnosti lineynoy chasti magistral'nykh truboprovodov* [Problems of Reliability Assessment for Linear Part of Trunk Pipelines]. *Occupational Safety in Industry*, 2018, № 4, pp. 36–40.