

Интернет-журнал «Транспортные сооружения» / Russian journal of transport engineering <http://t-s.today/>

2017, Том 4, №2 / 2017, Vol 4, No 2 <http://t-s.today/issues/vol4-no2.html>

URL статьи: <http://t-s.today/PDF/03TS217.pdf>

DOI: 10.15862/03TS217 (<http://dx.doi.org/10.15862/03TS217>)

Ссылка для цитирования этой статьи:

Муравьева Л.В., Овчинников И.Г. Определение повреждаемости морского заглубленного трубопровода методом спектрального суммирования напряжений при колебаниях от технологической и случайной сейсмической нагрузок // Интернет-журнал «Транспортные сооружения», Том 4, №2 (2017) <http://t-s.today/PDF/03TS217.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ. DOI: 10.15862/03TS217

For citation:

Muravieva L.V., Ovchinnikov I.G. [Definition of the subsea buried pipeline damage by the method of spectral summation of stresses under fluctuations from the technological and random seismic loads] Russian journal of transport engineering, 2017, Vol. 4, no. 2. Available at: <http://t-s.today/PDF/03TS217.pdf> (In Russ.) DOI: 10.15862/03TS217

УДК 621.643.053:624.042.7(204.1)

Муравьева Людмила Викторовна

АО «ЦКБ «Коралл», Россия, Севастополь¹
Ведущий конструктор по направлению «Линейные трубопроводы»
Доктор технических наук, доцент
E-mail: rfludmia@yandex.ru

Овчинников Игорь Георгиевич

Национально исследовательский ядерный университет «МИФИ»
Балаковский инженерно-технологический институт (филиал), Россия, Балаково
ФГБОУ ВПО «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.», Россия, Саратов
ФГБОУ ВПО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», Россия, Пермь
Доктор технических наук, профессор
E-mail: bridgesar@mail.ru

Определение повреждаемости морского заглубленного трубопровода методом спектрального суммирования напряжений при колебаниях от технологической и случайной сейсмической нагрузок

Аннотация. На основе метода конечных элементов предложена методика определения повреждений, зон усталости конструкции трубопровода. Цель работы состоит в оценке сбоев трубопроводов природного газа из-за усталости, вызванной циклическим изменением температуры транспортировки, которые усугубляют развитие дефектов.

Требование обеспечения эксплуатации трубопроводных систем при землетрясении без остановки на выполнение ремонтных работ, является основным при эксплуатации морских трубопроводов. Эти требования в условиях экстремальных нагрузок широкого диапазона, сочетания давления и температуры и с учетом появления экстремальных природных воздействий приводят к необходимости решения ряда задач, связанных с оценкой напряженно-деформированного состояния трубопровода.

¹ 299028, Россия, г. Севастополь, ул. Репина, 1

Ключевые слова: морской заглубленный трубопровод; оценка усталости; повреждаемость; спектр; передаточная функция; сейсмическое воздействие; экстремальные нагрузки

Требование обеспечения эксплуатации трубопроводных систем при землетрясении без остановки на выполнение ремонтных работ, является основным при эксплуатации морских трубопроводов. Эти требования в условиях воздействия экстремальных нагрузок широкого диапазона, сочетания давления и температуры и с учетом появления экстремальных природных воздействий приводят к необходимости решения ряда задач, связанных с оценкой напряженно-деформированного состояния трубопровода.

Целью расчета является анализ безопасности морского подводного трубопровода (МПТ) при случайных эксплуатационных и природных воздействиях и циклическом изменении параметров транспортировки.

Проектные нагрузки на МПТ: внутреннее давление продукта «природный газ», температура транспортируемого продукта, весовое воздействие среды. При реализациях некоторых эксплуатационных условий в стенке подводного трубопровода возникают опасные для прочности трубопровода напряженные состояния, мгновенные при статико-динамическом случайном воздействии. Анализ нагрузок основного сочетания представлен на рис. 1 (примечание: объект анализа подводный заглубленный трубопровод).

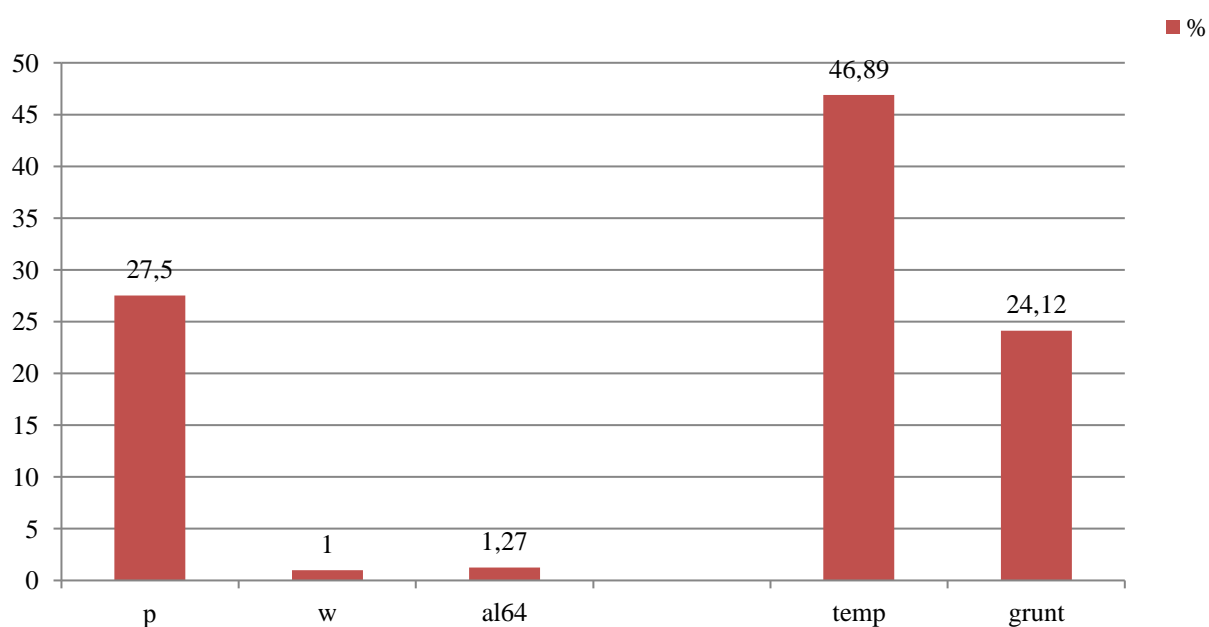


Рисунок 1. Анализ вклада нагрузок действующих на подводный трубопровод в особое сочетание; здесь p – нагрузка от рабочего давления, w – нагрузка от собственного веса, $temp$ – температурное воздействие, $al64$ – сейсмическое воздействие (рисунок авторов)

Figure 1. Analysis of the loads contribution acting on the subsea pipeline in a special combination, here p is a load from the working pressure, w is a load from its own weight, $temp$ is the temperature effect, $al64$ is the seismic action (the authors' drawing)

Линейная комбинация входных воздействий связана с выходным процессом линейным соотношением

$$x(t) = w \left[\sum_{i=1}^k C_i \xi_i(t) \right] = \sum_{i=1}^k C_i w[\xi_i(t)] \quad (1)$$

где C – постоянные или случайные величины.

Математическая модель колебаний подводного трубопровода под действием случайных эксплуатационной и сейсмической нагрузок описывается линейным стохастическим оператором

$$\left(\frac{EI}{L^2 T} \right)^2 \frac{\partial^4 w}{\partial x^4} + \left[-\frac{T_0}{T} + \left(\alpha \frac{EA_0}{TL} \theta \right) (1 - \gamma) + P \frac{P_0 A_0}{T} \gamma \right] \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} + \left[-\alpha \frac{E\theta_0}{TL} \gamma \theta - P \frac{T_0}{T} \gamma \right] \frac{\partial w}{\partial t} + k_c w = \tilde{F}(t); \quad (2)$$

где: EI – жесткость трубопровода, k_c – коэффициент постели основания, T_0 – характеристика начального напряжения в трубопроводе, θ – температура транспортируемого продукта, P_0 – начальное давление продукта, γ – коэффициент деформаций трубы, принят равным 0,2, $\tilde{F}(t)$ – случайное сейсмическое воздействие.

После разделения переменных получаем два самостоятельных дифференциальных уравнения. Первое определяет свободные колебания системы [1]. Второе – уравнение колебаний трубопровода в обобщенных координатах под действием сейсмической нагрузки и эксплуатационных параметров транспортировки продукта

$$\frac{\partial^2 w}{\partial t^2} + \left[\frac{\left(-\alpha \frac{E\theta_0}{TL} \gamma \theta - P \frac{T_0}{T} \gamma \right) L^2 T}{EI m} \right] \frac{\partial w}{\partial t} + \frac{(\omega_i^2 + k_c) L^2 T}{m EI} w = \frac{\tilde{F}(t)}{m} \cdot \frac{L^2 T}{EI} \quad (3)$$

где $\tilde{F}(t)$ – случайное сейсмическое воздействие.

Рассмотрим эксплуатационные нагрузки на трубопровод (внутреннее давление, температурное воздействие), как случайные процессы. Определим спектральную плотность суммы случайных процессов, от эксплуатационного и сейсмического воздействий:

$$S_\sigma(\omega) = S_u(\omega) + S_t(\omega) + 2\xi_{ut}^0(\omega), \quad (4)$$

где: $S_u(\omega)$ – спектр перемещений при сейсмическом воздействии, $S_t(\omega)$ – спектр колебаний температурных воздействий.

Третье слагаемое в (4) рассматривается как интерференционный член. Оно дает дополнительный вклад за счет коррелированности.

Запишем уравнения колебаний трубопровода под действием суммы нагрузок от воздействия случайной сейсмической нагрузки и изменения параметров транспортировки «продукта»:

$$\ddot{\tilde{t}}_i(t) + b \cdot \frac{\partial w}{\partial t} + \frac{(\omega_i^2 + k_c)}{m} \cdot \frac{L^2 T}{EI} = \frac{\ddot{u}(t)}{m_s + m_{np}}, \quad (5)$$

где: m – соответственно масса трубопровода на 1 пог. м., $b = \left[\frac{-\alpha \frac{E\theta_0}{TL} \gamma \theta - P \frac{T_0}{T} \gamma}{m} \cdot \frac{L^2 T}{EI} \right]$, α – коэффициент.

Решая уравнение (5), определим корни характеристического уравнения:

$$\lambda_1 = -\frac{[b]}{2} - \sqrt{-\left(\frac{[-b]}{2}\right)^2 - \left(\frac{\omega_i^2 + K_c}{m}\right)}, \quad (6a)$$

$$\lambda_2 = -\frac{[b]}{2} + \sqrt{\left(\frac{[b]}{2}\right)^2 - \left(\frac{\omega_i^2 + K_c}{m}\right)}, \quad (6b)$$

здесь m – масса трубопровода.

Определим передаточную функцию системы (6), принимая $y = \Phi(\lambda) e^{\lambda t}$ и решая полученное уравнение:

$$\Phi(\lambda) = \frac{(-\ddot{u}(t) - K_c)/EI}{\lambda^2 + \omega_i^2 K_c + [b]} S_t(\omega) \quad (7)$$

Взаимная спектральная плотность случайных функций $\ddot{u}(t)$ и $S_t(\omega)$ определяется согласно условиям:

$$s_{\ddot{u}t}(\omega) = \Phi(i\omega) s_x(\omega) = \begin{cases} -i s_x(\omega) (\omega > 0), \\ i s_x(\omega) (\omega < 0). \end{cases} \quad (8)$$

С учетом передаточной функции (7), взаимная спектральная плотность определяется как:

$$s_{ut}(\omega) = \Phi(i\omega) s_t(\omega) = \frac{-\ddot{u}_0(t) - K_c}{\lambda^2 + k_c \omega_i^2 + \left[-\alpha \frac{E\theta}{TL} \gamma \theta - P \frac{T_0}{T} \gamma\right]} S_t(\omega), \quad (9)$$

где: $S_t(\omega)$ – спектральная плотность колебаний температуры продукта.

Напряженно-деформированное состояние оболочки трубопровода определяется методом конечных элементов. Внутренние напряжения связаны с нагрузками на стенку трубопровода (рис. 2).

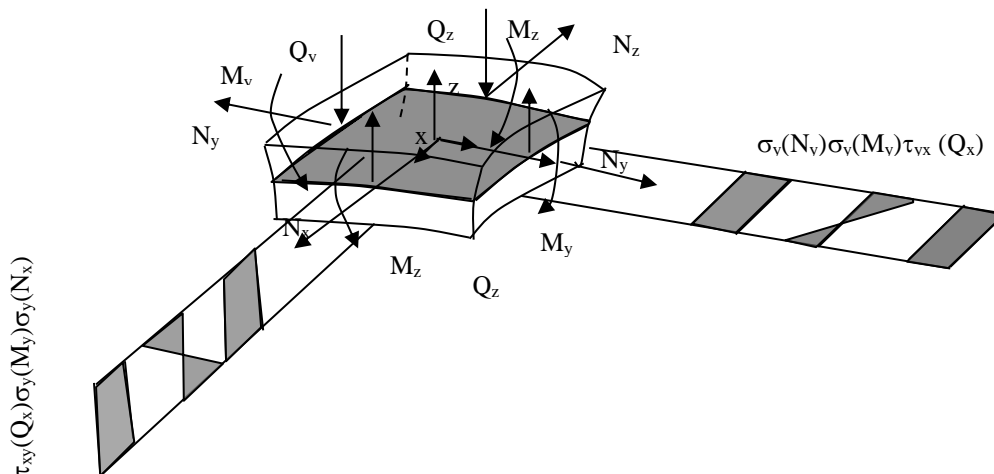


Рисунок 2. Схема действия усилий и напряжений в элементе оболочки трубопровода: здесь N – продольные усилия в стенке трубопровода, M, Q – изгибающие моменты, напряжения, распределены по толщине стенки трубопровода симметрично относительно срединной поверхности оболочки (рисунок авторов)

Figure 2. The diagram of acting forces and stresses in the element of the pipeline shell: here N – longitudinal forces in the pipeline wall, M, Q – bending moments and stresses distributed along the pipeline wall thickness symmetrically with respect to the middle surface of the shell (the authors' drawing)

Рассмотрим вариант случайного стационарного внешнего воздействия на стенку морского трубопровода. Соотношение, связывающее тензор случайных деформаций с эквивалентным напряжением – формула Мизеса [2, 4] имеет вид:

$$\sigma_{\text{ЭКВ}}^2(t) = \frac{1}{2} \left| (\sigma_x - \sigma_y)^2 + (\sigma_y - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_x)^2 + \sigma(\tau_{xy}^2 + \tau_{yx}^2 + \tau_{zx}^2) \right| \quad (10)$$

Выполним оценку вероятностных характеристик случайного эквивалентного напряженного состояния во временной и спектральной областях.

Выражение для $\sigma_{\text{ЭКВ}}^2(t)$ представим в матричной форме:

$$\bar{\sigma}(t) = \begin{pmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \sigma_z \\ \tau_{xy} \\ \tau_{yz} \\ \tau_{zz} \end{pmatrix}, \quad (11)$$

Тогда $\sigma_{\text{ЭКВ}}^2(t) = \sigma^T(t)M\bar{\sigma}(t)$, где согласно [5]

$$M = \frac{1}{2} \begin{pmatrix} 2 & -1 & -10 & 0 & 0 \\ -1 & 2 & -10 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & 2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 6 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 6 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 6 \end{pmatrix}^* \quad (12)$$

При равномерном всестороннем сжатии или растяжении $\sigma_{\text{ЭКВ}} = 0$, $|M| = 0$.

Напряженное состояние в точке конструкции $\sigma_{\text{ЭКВ}}$ является многомерным случайным процессом с шестью изменяющимися во времени компонентами. Критериями прочности конструкции трубопровода являются эквивалентные напряжения по критерию Мизеса [4].

Эквивалентное напряжение $\sigma_{\text{ЭКВ}}^{(t)}$ в рассматриваемой точке трубопроводной конструкции n определяет усталостную долговечность конструкции.

В практике эксплуатации трубопроводных конструкций в сейсмоопасных районах случайный характер нагружения конструкции, когда параметры внешнего воздействия в данных условиях являются случайными процессами, являются не исключением. Распределенная статическая нагрузка, создающая опасное напряженное состояние в стенке трубопровода, ограничивается предельно допустимой нагрузкой.

Рассмотрим МПТ как линейную систему. Будем считать вектор $Z(t)$ нормальной случайной стационарной векторной функцией, полагая, что таковы же внешние нагрузки на МПТ. Эквивалентные напряжения $\tilde{\sigma}_{\text{ЭКВ}j}(t)$, вызываемые случайными обобщенными перемещениями $\tilde{Z}(t)$, являются случайными процессами.

Данные напряжения в сечении трубопровода можно рассматривать как стационарный нормальный процесс со спектральной плотностью, аппроксимируемой формулой (спектром Таджими);

$$G(\omega) = G_0 \frac{1 + 4\zeta_m^2(\omega/\omega_m)^2}{\left[1 - (\omega/\omega_m)^2\right]^2 + 4\zeta_m^2(\omega/\omega_m)^2}, \quad (13)$$

где: G_0 – интенсивность изменения усилий в трубопроводе.

Если известны частотные характеристики конструкции как линейной колебательной системы, т. е. передаточные функции от воздействий к рассматриваемым силовым факторам, то компоненты спектральной матрицы нагружения можно представить в виде:

$$S_1(\Omega) = S_{\text{вх}}(\Omega)|T_1(i\Omega)|^2; \quad (1)$$

где: $T_1(i\Omega)$ – комплексно сопряженные частотные характеристики; $S_1(\Omega), S_{12}(i\Omega)$ соответственно спектральные плотности и взаимные спектральные плотности изгибающих и касательных напряжений $\Omega = w/V$ [рад/м] – пространственная частота [5].

Распределение экстремумов случайного процесса можно определить согласно [5]. Параметр β можно истолковать как отношение среднего числа экстремумов процесса к среднему числу пересечений нулевого уровня.

$$\text{При учете } p(\dot{v}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\beta\omega_e^2\sigma_v} \exp\left(-\frac{\dot{v}^2}{2\beta^2\omega_e^2\sigma_v^2}\right),$$

получим:

$$p_{\text{макс}}(v_*) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\beta\sigma_v} \left\{ \sqrt{\beta^2 - 1} \exp + \sqrt{2\pi} \frac{v_*}{\sigma_v} \exp\left(-\frac{v_*^2}{2\sigma_v^2}\right) \Phi\left(\frac{v_*}{\sqrt{\beta^2 - 1}\sigma_v}\right) \right\}, \quad (14)$$

где: $\omega_e, \sigma_v, \dot{v}$ – сейсмические колебания.

Изменения напряжений в элементе при прохождении сейсмической волны, можно описать интенсивностью G_0 . Коэффициент интенсивности изменения напряжений в конструкции рассматривается как фактор, влияющий на прочность конструкции.

Функция работоспособности элемента с учетом повреждения будет

$$S(G_0) = \frac{1}{G_0^2 + 1} \cdot S_R. \quad (15)$$

Коэффициент безопасности подводного трубопровода с учетом повреждений будет равен

$$\beta_s = \frac{\bar{S}(G_0)}{\sqrt{\sigma_s^2 \cdot \left(\frac{1}{G_0^2 + 1}\right)^2}}, \quad (16)$$

здесь σ_s – стандарт резерва прочности трубопровода.

Учет (циклических) изменений параметров транспортировки «продукта» можно рассматривать, используя гипотезу линейного суммирования Майнера [2]. Данная методика разработана для определения общей повреждаемости Π за время T от всех циклов нагружения конструкции [5]:

$$\Pi = \sum_{k=0}^{N_m-1} \sum_{j=0}^{N_a-1} \frac{P_{kj}}{N_{pkj}}, \quad (17)$$

здесь: N_m – число интервалов, на которые разбит диапазон изменения σ_m ; N_a – число интервалов, на которые разбит диапазон изменения σ_a , σ_a – амплитуда напряжений; P_{ki} – повторяемость полных циклов, попадающих в k -й диапазон по σ_a и j -й диапазон по σ_m ; $k=0,1,\dots, (N_a-1)$; $j=0,1,\dots, (N_m-1)$; $k\Delta\sigma_a < \sigma_a \leq (k+1)\Delta\sigma_a$; $(\sigma_m)_{\min} + j\Delta\sigma_m < \sigma_m \leq (\sigma_m)_{\min} + (j+1)\Delta\sigma_m$.

постоянная составляющая цикла, где $(\sigma_m)_{\min}$ – минимальное значение σ_m ; $\Delta\sigma_m$ – шаг по σ_m ; $\Delta\sigma_a$ – шаг по σ_a .

Блок-схема реализации соотношения (17) представлена на рис. 3.

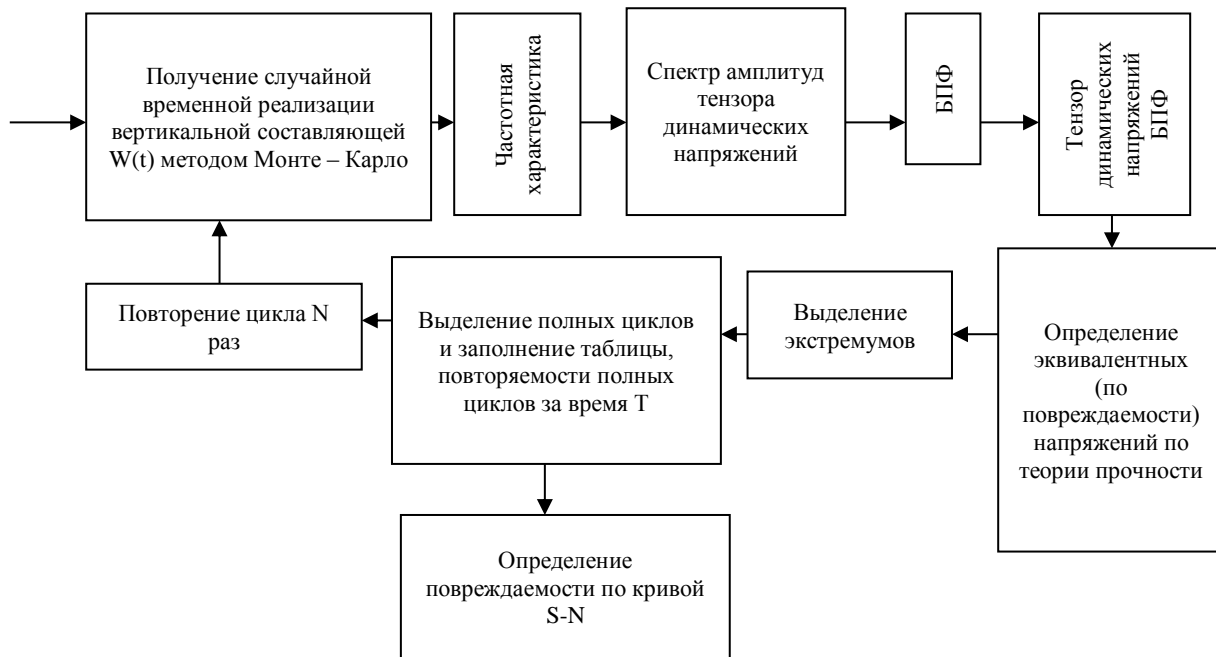


Рисунок 3. Блок-схема определения общей повреждаемости конструкции (схема авторов)
Figure 3. Block diagram of determining the general structural damaging (the authors' diagram)

Трубопроводы с отношением диаметра к толщине стенки более 20 мм считаются «тонкостенными», распределение нормальных напряжений, перпендикулярных к поверхности, равномерно по всей толщине стенки. Для изотропных материалов зависимость между напряжением и деформацией в условиях плоского напряжения:

$$\begin{pmatrix} \varepsilon_H \\ \varepsilon_L \end{pmatrix} = \frac{1}{E} \begin{bmatrix} 1 & -\nu \\ -\nu & 1 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \sigma_H \\ \sigma_L \end{pmatrix} \quad (18)$$

где: ε_H – относительная радиальная деформация трубы, ε_L - относительная продольная деформация трубы.

Для определения внутренних усилий, возникающих в стенке МПТ при действии расчетных нагрузок, создана конечно-элементная модель трубопровода с использованием объемных конечных элементов. Определение внутренних усилий выполнено методом конечных элементов с использованием программного комплекса “ANSYS”.

Циклы изменения давления и температуры, связанные с изменениями режимов транспортировки «природного газа», были смоделированы с помощью методики, представленной на рис. 3 [5].

Расчеты, выполненные ранее для незаглубленного трубопровода согласно [6], показали, что суммарное повреждение D_i по всем состояниям волновой нагрузки составило $D = 0.026$, $A = 1.574 \times 10^{14}$, при сроке эксплуатации $T = 38,4$ лет [6].

При проектировании на Каспийском море подводных трубопроводов, с учетом сейсмической опасности было принято заглубление подводных трубопроводов.

На основании расчета, был сделан вывод о необходимости заглублений подводных трубопроводов в местах выхода на береговые станции для защиты от циклического волнового воздействия [6].

Исследования усталостных параметров заглубленных МПТ трубопроводов не проводились. В методике на рис. 3 определяется общая повреждаемость трубопроводов. Необходимо также провести исследования по определению усталости трубопровода. В данной статье рассмотрена проблема оценки усталости заглубленных подводных трубопроводов. Расчеты усталости заглубленных МПТ выполнены по упрощенным формулам для оценки усталости подземных трубопроводов. Данная методика недостаточно полно охватывает режим эксплуатации для заглубленных морских подводных трубопроводов (рис. 4).

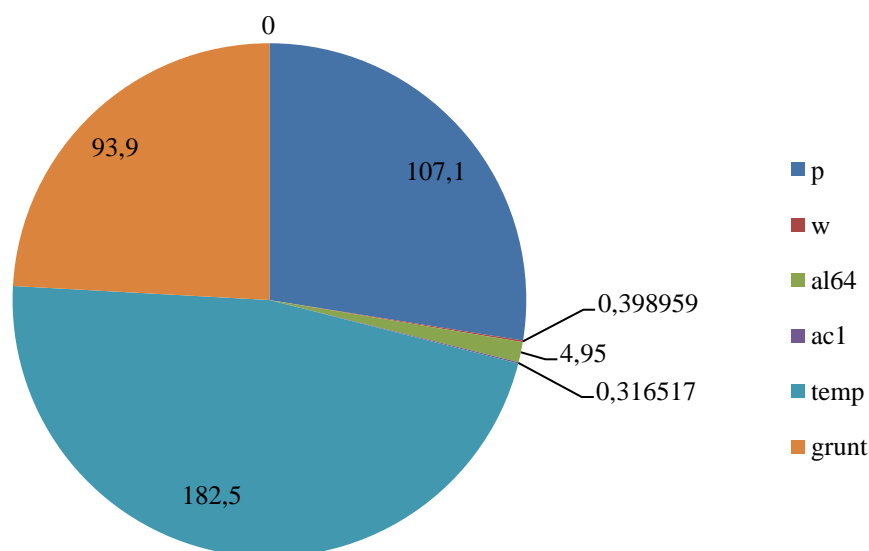


Рисунок 4. Сочетание нагрузок, действующих на подводный трубопровод, перечень нагрузок (используемых для анализа идентичен примечанию к рис. 1) (рисунок авторов)
Figure 4. Combination of the loads acting on the underwater pipeline, the list of loads (used for analysis is identical to the note in fig. 1) (the authors' diagram)

Упрощенный метод оценки усталостной прочности с использованием распределения Вейбулла для моделирования долгосрочных усталостных напряжений представлен в руководстве [2].

Кумулятивная функция распределения напряжений выражается так [8, 9]:

$$Q(\Delta\sigma) = \exp \left[- \left(\frac{\Delta\sigma}{q} \right)^h \right], \quad (19)$$

где: Q – вероятность превышения диапазона напряжения $\Delta\sigma$; h – параметр распределения Вейбулла; q – масштабный параметр Вейбулла, определяется для диапазона напряжения $\Delta\sigma$:

$$q = \frac{\Delta\sigma_0}{(\ln n_0)^{1/h}} \quad (20)$$

здесь: σ_0 – диапазон напряжений циклов n_0 .

Согласно методике [3] параметр распределения Вейбулла h определяют с помощью линейной интерполяции диапазона напряжений для значений $(0.90 \div 1.0)$ по таблице 5-2 для кривых S-N [9]. По кривой F1 [9] определен коэффициент уменьшения допускаемых напряжений. Учитывая коррозионную защиту трубопровода по табл. 5-5 [9] получен понижающий фактор снижения характеристик прочности $-0,19$. Тогда для $\sigma_e = 485,3$ снижение напряжений будет в пределах $82,501$ МПа.

Рассмотрим подводный заглубленный трубопровод, прокладываемый по дну Каспийского моря. Проектный срок эксплуатации трубопровода 30 лет. Трубопровод заглубленный. С учетом допустимых напряжений согласно [3] $\sigma_e = 485,3$ МПа уменьшение напряжений составит:

$$485,3 - 82,501 = 402,799 \text{ МПа.}$$

Усталостные повреждения уменьшают допустимые напряжения на 17 %.

Полученные напряжения $402,799$ МПа по нормам [4] из табл. 3.2.5 используя коэффициента $n_e(G3)$ равный 1.33 и учитывая коэффициент $k_\sigma = 0,864$ из табл. 3.2.6 [4]. Получим допустимый диапазон напряжений для трубопровода диаметром $406,4$ мм, толщиной стенки $14,5$ равный $261,66$ МПа.

Допустимое напряжение для трубопровода равно $255,6$ МПа [3].

Полученный результат не превышает допустимый уровень, но до допустимого уровня напряжений остается 2,3 %. В расчете использованы требования норм [4, 9]. Для оценки усталости заглубленного подводного трубопровода необходимо проведение испытаний трубопроводов на усталость, чтобы в расчетах не основываться на нормативных коэффициентах для оценки прочности проектируемых конструкций и рассуждать о предполагаемом запасе по допустимым напряжениям.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы М.: Недра. 1979.
2. ГОСТ Р 54382-2011. Национальный стандарт Российской Федерации. Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования: Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии. М. 2012. – 447 с.
3. Отчет о научно-исследовательской работе по договору № РС-13/2015/203-03503 “Разработка требований к сейсмостойкости стальных морских подводных трубопроводов с повреждениями – СПб: 2015 г. – 35 с.
4. Регистр Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов: Российский морской регистр судоходства – Санкт-Петербург: Российский морской регистр судоходства, 2012. – 283 с.
5. Болотин В.В. Применение методов теории вероятностей и теории надежности в расчетах сооружений. Издательство литературы по строительству, Москва: 1971, 255 стр.
6. Муравьева Л.В. Влияние колебаний подводных трубопроводов в водном потоке на их прочность (Сборник трудов 12-международной конференции по освоению

- ресурсов Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ RAO/CIS Offshore 2015).
7. Basics of Metal Fatigue in Natural Gas Pipeline Systems – A Primer for Gas Pipeline Operators, contract PR-302-03152. Houston, Texas: Pipeline Research Council International, Inc., 2006 – 12 p.
 8. Failure assessment on effects of pressure cycle induced fatigue on natural gas pipelines, Hugo Filipe Barros de Oliveira Dias, Instituto Superior Técnico, Portugal, 2014, 10 p.
 9. Recommended Practice Dnv-Rp-C203 Fatigue Design Of Offshore Steel Structures, 2011, 142 p.
 10. Chris Alexander Evaluating Damage to Onshore and Offshore Pipelines Using Data Acquired Using In-line Inspection Efforts. Proceedings of the 32-rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, 2013, 15 p.
 11. F. Van den Abeele, Fatigue analysis of free spanning pipelines. Subjected to vortex induced vibrations. Fugro Geo Consulting. Belgium 2013. 9 p.
 12. Roland Palmer-Jones, S. Turner, Ph. Hopkins, A new approach to risk based pipeline integrity management. Material of International Pipeline Conference. 2006; Canada.
 13. F. Van den Abeele1 and J. Vande Voorde1 J.F. Kennedylaan, Stability of offshore structures in shallow water depth. Sustainable Construction and Desig, Belgium: 2011, 14 p.
 14. Recommended practice Dnv-rp-d101, Structural analysis of Piping systems, Det Norske Veritas: 2008, 42 p.
 15. Xiaonan Wu, Hongfang Lu, Kun Huang, Shijuan Wu, Weibiao Qiao, Frequency Spectrum Method-Based Stress Analysis for Oil Pipelines in Earthquake Disaster Areas, State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation. 17 p.
 16. ISO 13623 "Petroleum and Natural Gas Industries; Pipeline Transportation Systems" (1997), International Standard Organisation, Houston, 103 p.
 17. "Guideline No. 14-Free-Spanning Pipelines", Det Norske Veritas. 1998, 64 p.
 18. Murphey and Langner, "Ultimate Pipe Strength Under Bending, Collapse and Fatigue", Material of International Pipeline Conference. 1986, 20 p.
 19. Petroleum and natural gas industries. Pipeline transportation systems (ISO 13623:2000 modified), European committee for standardization, 2000Brussels: Management centre, 98 p.
 20. Mark Van Auker and Bob Francini, Final Report Canadian Energy Pipeline Association (CEPA) Surface Loading Calculator User Manual, 2014, 40 p.

Muravieva Liudmila Victorovna

JSC «CDB Corall», Russia, Sevastopol
E-mail: rfludmia@yandex.ru

Ovchinnikov Igor Georgievich

National research nuclear university Moscow engineering physics institute
Balakovo institute of engineering and technology (branch), Russia, Balakovo
Yuri Gagarin state technical university of Saratov, Russia, Saratov
Perm national research polytechnic university, Russia, Perm
E-mail: bridgesar@mail.ru

Definition of the subsea buried pipeline damage by the method of spectral summation of stresses under fluctuations from the technological and random seismic loads

Abstract. On the basis of the finite element method a technique is proposed for determining the damages and fatigue zones of the pipeline structure. The aim of the work is to assess the failures of natural gas pipelines due to fatigue caused by the transportation temperature cycling, which increases the development of defects. The requirement to ensure the operation of pipeline systems in case of an earthquake without stopping for repair works is the main one when in operation of the offshore pipelines. These requirements under conditions of extreme loads of a wide range, a combination of pressure and temperature and taking into account the appearance of the extreme natural effects result in the need for a solution of a number of problems associated with the evaluation of the stress-strain state of the pipeline.

Keywords: marine buried pipeline; fatigue assessment; damageability; spectrum; transfer function; seismic action; extreme loads

REFERENCES

1. Borodavkin P.P., Berezin V.L., Shadrin O.B. (1979). Podvodnye truboprovody. [*Underwater pipelines.*] Moscow: Bosom.
2. (2012). GOST R 54382-2011. Natsional'nyj standart Rossijskoj Federatsii. Neftjanaja i gazovaja promyshlennost'. Podvodnye truboprovodnye sistemy. Obschie tehicheskie trebovaniya: Federal'nogo agentstva po tehicheskomu regulirovaniju i metrologii. [*GOST R 54382-2011. National standard of the Russian Federation. Oil and gas industry. Underwater pipeline systems. General technical requirements: Federal Agency for Technical Regulation and Metrology.*] Moscow, p. 447.
3. (2015). Otchet o nauchno-issledovatel'skoj rabote po dogovoru № RS-13/2015/203-03503 "Razrabotka trebovanij k sejsmostojkosti stal'nyh morskikh podvodnyh truboprovodov s povrezhdenijami. [*Report on research work under the contract No. PC-13/2015 / 203-03503 "Development of requirements for seismic resistance of steel offshore underwater pipelines with damages.*] Saint Petersburg, p. 35.
4. (2012). Registr Pravila klassifikatsii i postrojki morskikh podvodnyh truboprovodov: Rossijskij morskij registr sudohodstva. [*Register Rules for the Classification and Construction of Offshore Underwater Pipelines: Russian Maritime Register of Shipping.*] Saint Petersburg: Russian Maritime Register of Shipping, p. 283.

5. Bolotin V.V. (1971). *Primenenie metodov teorii verojatnostej i teorii nadezhnosti v raschetah sooruzhenij. [The application of methods of probability theory and reliability theory in the calculations of structures.]* Moscow: Publishing house of literature on construction, p. 255.
6. Murav'eva L.V. (n.d.). Influence of fluctuations of underwater pipelines in the water flow on their strength. *Proceedings of the 12th International Conference on the Development of the Resources of the Russian Arctic and the Continental Shelf of the CIS Countries RAO / CIS Offshore 2015.* (in Russian).
7. (2006). *Basics of Metal Fatigue in Natural Gas Pipeline Systems – A Primer for Gas Pipeline Operators, contract PR-302-03152.* Texas: Pipeline Research Council International, p. 12.
8. (2014). *Failure assessment on effects of pressure cycle induced fatigue on natural gas pipelines.* Portugal: Hugo Filipe Barros de Oliveira Dias, Instituto Superior Técnico, p. 10.
9. (2011). Recommended Practice Dnv-Rp-C203 Fatigue Design Of Offshore Steel Structures, p. 142.
10. Chris A. (2013). *Evaluating Damage to Onshore and Offshore Pipelines Using Data Acquired Using In-line Inspection Efforts.* Proceedings of the 32-rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, p. 15.
11. F. Van den Abeele. (2013). *Fatigue analysis of free spanning pipelines. Subjected to vortex induced vibrations.* Belgium: Fugro Geo Consulting, p. 9.
12. Roland P.-J., Turner S., Hopkins Ph. (2006). *A new approach to risk based pipeline integrity management.* Canada: Material of International Pipeline Conference.
13. F. Van den Abeele¹, J. Vande Voorde, J.F. Kennedylaan. (2011). *Stability of offshore structures in shallow water depth.* Belgium: Sustainable Construction and Desig, p. 14.
14. (2008). *Recommended practice Dnv-rp-d101, Structural analysis of Piping systems.* Det Norske Veritas, p. 42.
15. Xiaonan Wu, Hongfang Lu, Kun Huang, Shijuan Wu, Weibiao Qiao. (n.d.). *Frequency Spectrum Method-Based Stress Analysis for Oil Pipelines in Earthquake Disaster Areas, State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation,* p. 17.
16. (1997). *ISO 13623 "Petroleum and Natural Gas Industries; Pipeline Transportation Systems".* Houston: International Standard Organisation, p. 103.
17. (1998). *Guideline No. 14-Free-Spanning Pipelines.* Det Norske Veritas, p. 64.
18. Murphey, Langner. (1986). *Ultimate Pipe Strength Under Bending, Collapse and Fatigue.* Material of International Pipeline Conference, p. 20.
19. (2000). *Petroleum and natural gas industries. Pipeline transportation systems (ISO 13623:2000 modified).* Brussels: Management centre, p. 98.
20. Mark Van Auken, Bob Francini (2014). Final Report Canadian Energy Pipeline Association (CEPA) Surface Loading Calculator User Manual, p. 40.