

ПАРАМЕТРИЧЕСКИЕ КОЛЕБАНИЯ ПОДЗЕМНОГО И НАДЗЕМНОГО НЕФТЕПРОВОДА

И. О. Разов, В. Г. Соколов, А. В. Дмитриев, А. В. Березнев
Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

PARAMETRIC FLUCTUATIONS OF UNDERGROUND AND ELEVATED OIL PIPELINE

Igor O. Razov, Vladimir G. Sokolov, Andrey V. Dmitriev, Alexey V. Bereznev
Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Аннотация. Исходя из основных положений и допущений полубезмоментной теории замкнутых цилиндрических оболочек, получен аналитический метод исследования динамической неустойчивости трубопроводов. В качестве источника возбуждения рассматривается нестационарное внутреннее давление, вызванное насосным оборудованием перекачивающих станций, которое, в свою очередь, приводит к возбуждению продольную сжимающую силу, реакцию упругого отпора грунта, а также скорость протекающей жидкости. Результатом предложенного метода являются неравенства, учитывающие демпфирующие свойства грунтовой среды и перечисленные выше факторы. Посредством этих неравенств определяются верхняя и нижняя границы области в зависимости от частоты возбуждения насосной станции, а оценка потери устойчивости сводится к определению значения собственной частоты трубопровода. Если точка попадает в построенную область, то появление параметрического резонанса неизбежно. Сравнение областей неустойчивости для наземной и подземной про-

Abstract. Based on the use of the assumptions of the theory of closed cylindrical shells by Vasiliy Z. Vlasov, the authors suggested an analytical method for the study of dynamic instability of pipelines. The nonstationary internal pressure induced by the pumping equipment of the pumping stations is considered as the stimulation source. This pressure excites the longitudinal compressive force, the elastic soil resistance reaction, and the velocity of the flowing fluid. The result of the proposed method is inequalities that take into account the damping properties of the ground and the above factors. By means of these inequalities, it can be determined the upper and lower limits of the region depending on the excitation frequency of the pumping station. And the estimation of the stability loss is reduced to the determination of the value of the natural pipeline frequency. If a point falls into the constructed region, the appearance of parametric resonance is inevitable. Comparison of the instability areas for elevated and underground installation depending on the longitudinal force parameter showed that the shift of the area for the

кладки в зависимости от параметра продольной силы показало, что смещение области для подземного способа происходит в сторону увеличения параметра продольной силы.

Ключевые слова: параметрический резонанс, частота собственных колебаний, подземный и наземный трубопровод большого диаметра, тонкостенная цилиндрическая оболочка

Для цитирования: Параметрические колебания подземного и надземного нефтепровода / И. О. Разов, В. Г. Соколов, А. В. Дмитриев, А. В. Березнев. – DOI 10.31660/2782-232X-2023-3-48-60. – Текст : непосредственный // Архитектура, строительство, транспорт. – 2023. – № 3 (105). – С. 48–60.

For citation: Razov, I. O., Sokolov, V. G., Dmitriev, A. V., & Bereznev, A. V. (2023). Parametric fluctuations of underground and elevated oil pipeline. *Architecture, Construction, Transport*, (3(105)), pp. 48-60. (In Russian). DOI 10.31660/2782-232X-2023-3-48-60.

Введение

Переориентация рынка сбыта и повышение объемов транспортировки нефти по магистральным трубопроводам приводят к увеличению диаметра данных сооружений. В настоящее время он составляет не менее 1 200 мм, а толщина стенки 30–40 мм. Согласно классификации, такие трубопроводы относятся к тонкостенным. Для обеспечения надежной эксплуатации этих линейных сооружений необходимо выполнять не только статические, но и динамические расчеты. Целью последних является определение спектра собственных частот по низшим 3-5 гармоникам, для тонкостенного трубопровода большого диаметра они приводятся во множестве открытых источников. При оценке вероятности возникновения простого резонанса следует исключать совпадение собственных частот с частотой возбуждения. Однако существует явление, называемое параметрическим резонансом, которое намного опаснее простого, так как для его появления необязательно четкое совпадение частоты возбуждения с собственной частотой колебаний конструкции. Разница между этими значениями может быть 2- или даже 3-кратная.

Для изучения параметрического резонанса трубопроводов применяют различные подходы, например, в [1] исследование построено на спек-

tratum method is towards the increase of the longitudinal force parameter.

Key words: parametric resonance, natural oscillation frequency, large-diameter underground and elevated pipeline, thin-walled cylindrical shell

тральном анализе участков трубопроводов, подверженных сейсмическому воздействию. В [2] задача по изучению динамической неустойчивости решается с помощью численного моделирования. В [3–6] трубопровод рассматривается с позиции стержневой теории, данная теория не учитывает эффект Кармана (деформацию поперечного сечения) и лишь отдаленно характеризует работу тонкостенного трубопровода большого диаметра. В источнике [7] рассматриваются заглубленные плавучие трубопроводные системы тоже с позиции стержневой теории, а в качестве источников возбуждения учитываются вихревые потоки. Нелинейный подход при анализе параметрических колебаний для трубопроводов без учета окружающей среды осуществлен в работах [8, 9]. С позиции оболочечной теории (без учета сил сопротивления среды) вопрос параметрических колебаний в [10, 11] исследуется для прямолинейного трубопровода, в [12] для криволинейных.

Данная работа посвящена решению задачи о параметрическом резонансе для тонкостенных труб (цилиндрических оболочек), уложенных в грунтовой среде (с учетом сил сопротивления среды) при нестационарном давлении в трубопроводе, которое приводит к возбуждению продольную сжимающую силу, реакцию упругого отпора грунта, а также скорость протекающей жидкости.

Объект и методы исследования

Рассматривается подземный участок трубопровода, который подвергается действию нестационарного внутреннего давления, возникающего при запуске или нестационарной работе оборудования насосных станций для перекачки нефти:

$$P(t) = P_0 (1 + \delta_{mn} \cos \omega_0 t), \quad (1)$$

где P_0 – внутреннее давление;

ω_0 – частота работы насосного оборудования при пуске,

$\delta_{mn} \leq 0,5$ – коэффициент возбуждения.

Внутреннее давление приводит к возбуждению скорости потока нефти, описываемую функцией:

$$V(t) = V_0 (1 + \delta_{mn} \cos \omega_0 t), \quad (2)$$

продольную силу, которая описывается функцией:

$$F(t) = F (1 + \delta_{mn} \cos \omega_0 t), \quad (3)$$

а также коэффициент упругого отпора грунта:

$$k(t) = k (1 + \delta_{mn} \cos \omega_0 t). \quad (4)$$

Для решения поставленной задачи в отношении подземного нефтепровода используем полученное ранее в работе [13] дифференциальное уравнение движения в перемещениях:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial^3 u}{\partial \xi^3} + h_v^2 \frac{\partial^3}{\partial \theta^3} (\frac{\partial^2 g_2}{\partial \theta^2} + g_2) + 2 \frac{\partial^2}{\partial \theta^2} (\frac{\partial^2 w}{\partial \xi^2} \varepsilon_0) - \\ & - \frac{R}{Eh} p_0 \frac{\partial^3 g_2}{\partial \theta^3} + \frac{R \mu_{bj}}{Eh} \frac{\partial^4 w}{\partial \theta^2 \partial t^2} + \frac{R^2}{Eh} \frac{\partial^2 w}{\partial \theta^2} - \\ & - \frac{R^2 \rho}{Eh} (\frac{\partial^3 u}{\partial \xi \partial t^2} - \frac{\partial^3 v}{\partial \xi \partial t^2} - \frac{\partial^3 w}{\partial \theta^2 \partial t}) + \\ & + \frac{R \gamma H}{Eh} \frac{\partial^3 g_2}{\partial \theta^3} (2 - \alpha_1 \cos \theta - 2 \alpha_2 \cos 2\theta) + \\ & + \frac{R \gamma H}{Eh} (\frac{\partial^2 g_2}{\partial \theta^2} \alpha_1 \sin \theta + \frac{\partial^2 g_2}{\partial \theta^2} 2 \alpha_2 \sin 2\theta) + \\ & + \frac{R \gamma H}{Eh} (\frac{\partial g_2}{\partial \theta} \alpha_1 \cos \theta - \frac{\partial g_2}{\partial \theta} 4 \alpha_2 \cos 2\theta) + \\ & + \rho_0 \Phi_{mn} \frac{R}{Eh} (R^2 \frac{\partial^4 w}{\partial \theta^2 \partial t^2} + V_0^2 \frac{\partial^4 w}{\partial \theta^2 \partial \xi^2}) = 0. \end{aligned} \quad (5)$$

где u, v, w – перемещения в продольном окружном и радиальном направлениях, отнесенные к радиусу трубопровода R ,

$\xi = \frac{x}{L}$ – продольная координата,

θ – полярный угол,

g_2 – угол поворота касательной исходного и деформированного состояния,

E – модуль упругости материала трубы,

ρ – плотность материала оболочки, $H \cdot c^2 / M^4$,

ε_0 – исходная деформация прямолинейного участка цилиндрической оболочки для недеформируемого контура поперечного сечения,

$k = \frac{E_0}{R(1 + \nu_0)}$ – коэффициент упругого отпора грунта,

ν_0 – коэффициент Пуассона грунта,

E_0 – модуль упругости грунта, H / M^2 ,

γ – плотность грунта, H / M^3 ,

H – глубина заложения трубопровода, м,

ρ_0 – плотность протекающей жидкости, $H \cdot c^2 / M^4$,

V_0 – скорость протекающей жидкости, м/с,

$\rho_0 \Phi_{mn}$ – присоединенная масса жидкости,

$h_v = \frac{h}{R \sqrt{12(1 - \nu^2)}}$ – параметр относительной толщины оболочки, величина безразмерная,

ν – коэффициент Пуассона материала оболочки.

Уравнение (5) содержит 4 неизвестных (u, v, w и g_2). Присоединив к нему соотношения полубезмоментной теории оболочек, которые описываются выражениями (6):

$$\frac{\partial v}{\partial \theta} + w = 0, \quad \frac{\partial v}{\partial \xi} + \frac{\partial u}{\partial \theta} = 0, \quad g_2 = \frac{\partial w}{\partial \theta} - \nu, \quad (6)$$

получаем полную систему уравнений.

Решим систему (5) и (6) методом Фурье, для случая шарнирного закрепления концов рассматриваемого участка оболочки радиальное перемещение запишем в виде:

$$w(\xi, \theta, t) = \sum_m \sum_n b_{mn} \varphi(t) \sin(\lambda_0 \xi) \cos(m\theta). \quad (7)$$

Из (6) получим:

$$u = \sum_m \sum_n b_{mn} \frac{\lambda_n}{m^2} \varphi(t) \cos(\lambda_0 \xi) \cos(m\theta),$$

$$v = \sum_m \sum_n b_{mn} \frac{1}{m} \varphi(t) \sin(\lambda_0 \xi) \sin(m\theta), \quad (8)$$

$$g_2 = - \sum_m \sum_n b_{mn} \frac{m^2 - 1}{m} \varphi(t) \sin(\lambda_0 \xi) \sin(m\theta),$$

где $\lambda_0 = \frac{n\pi R}{L}$,

m, n – волновые числа в окружном и продольном направлениях.

В формулах (7) и (8) искомой функцией становится гармоническая функция $\varphi(t)$, подставив в (5) выражения (6–8) с учетом (1–4), получаем разделяющуюся систему дифференциальных уравнений движения оболочки вида:

$$\begin{aligned} \varphi''(t) + \frac{1}{\left[\rho^* (\lambda_n^2 h_v + m^2 + m^4) + \rho_0^* \Phi_{mn} R^2 m^4 \right]} \cdot \\ \left\{ \lambda_n^4 + m^4 (m^2 - 1) (m^2 - 1 + p^* - 2q_{zp}^*) + k^* m^4 - \frac{\lambda_n^4 m^4 P}{n} - \rho_0^* \Phi_{mn} V_0^2 m^4 + \right. \\ \left. + \left[k^* m^4 + p^* m^4 (m^2 - 1) - \frac{\lambda_n^4 m^4 P}{n} - \rho_0^* \Phi_{mn} R^2 m^4 \right] \cos \omega_0 t \right\} \cdot \\ \cdot \varphi(t) = 0. \end{aligned} \quad (9)$$

Далее преобразуем выражение (9), сведя его к известному уравнению Матье и вынеся за скобки пять первых слагаемых при $\varphi(t)$:

$$\begin{aligned} \varphi''(t) + \frac{\lambda_n^4 + m^4 (m^2 - 1) (m^2 - 1 + p^* - 2q_{zp}^*) + k^* m^4 - \lambda_n^4 m^4 P / n - \lambda_n^4 \rho_0^* \Phi_{mn} V_0^2 m^4 h_v}{\rho^* (\lambda_n^2 h_v + m^2 + m^4) + \rho_0^* \Phi_{mn} R^2 m^4} \cdot \\ \cdot \left\{ 1 - \frac{\lambda_n^4 m^4 P / n + \lambda_n^4 \rho_0^* \Phi_{mn} V_0^2 m^4 h_v - k^* m^4 - p^* m^4 (m^2 - 1)}{\lambda_n^4 + m^4 (m^2 - 1) (m^2 - 1 + p^* - 2q_{zp}^*) + k^* m^4 - \lambda_n^4 m^4 P / n - \lambda_n^4 \rho_0^* \Phi_{mn} V_0^2 m^4 h_v} \cos \omega_0 t \right\} \cdot \\ \cdot \varphi(t) = 0. \end{aligned} \quad (10)$$

Дифференциальное уравнение Матье при $m, n = 1, 2, \dots$ имеет вид:

$$\varphi''(t) + \omega_{mn}^2 \{1 - \delta_{mn} \cos \omega_0 t\} \varphi(t) = 0, \quad (11)$$

где δ_{mn} – коэффициент возбуждения для подземного трубопровода,

ω_{mn}^2 – квадрат частоты свободных колебаний подземного участка нефтепровода, определяемый выражением, полученным в [14]:

$$\omega_{mn}^2 = \frac{\lambda_n^4 + m^4 (m^2 - 1) (m^2 - 1 + p^* - 2q_{zp}^*) + k^* m^4 - \lambda_n^4 m^4 P / n^2 - \lambda_n^4 \rho_0^* \Phi_{mn} V_0^2 m^4 h_v}{\rho^* R h (\lambda_n^2 h_v + m^2 + m^4) + \mu_0 m^4 + \rho_0^* \Phi_{mn} R^2 m^4}. \quad (12)$$

В (12) введены следующие безразмерные параметры:

$\lambda_n = \frac{\lambda_0}{\sqrt{h_v}}$ – параметр длины трубопровода,

величина безразмерная,

$p^* = \rho_0 \left(\frac{R}{Eh \cdot h_v^2} \right)$ – параметр внутреннего рабочего давления, величина безразмерная,

$\rho^* = \rho \left(\frac{R}{Eh \cdot h_v^2} \right)$ – параметр плотности грунта, c^2/m^2 ,

$\rho_0^* = \rho_0 \left(\frac{R}{Eh \cdot h_v^2} \right)$ – параметр плотности материала

трубопровода, c^2/m^2 ,

$k^* = \frac{R^2 k}{E_0 h \cdot h_v^2}$ – приведенный коэффициент

упругого отпора грунта, величина безразмерная,

$q_{zp}^* = \frac{\gamma H R}{E_0 h \cdot h_v^2}$ – параметр упругого отпора грунта, величина безразмерная;

$P = \frac{F}{F_3}$ – параметр продольной сжимающей силы,

величина безразмерная,

F – продольная сжимающая сила, Н,

$F_3 = \frac{\pi^2 EI}{L^2}$ – Эйлера сила, Н,

$\mu_{bj} = k_{bj} \cdot \mu_b$ – присоединенная масса грунта,

$\mu_b = \frac{\rho_{zp} \pi R^2}{2}$ – присоединенная масса грунта,

приходящаяся на единицу длины трубопровода,

k_{bj} – коэффициент присоединенной массы грунта.

Как видно из выражений (10) и (11), коэффициент возбуждения равен:

$$\delta_{mn} = \frac{\lambda_n^4 m^4 P / n + \lambda_n^4 \rho_0^* \Phi_{mn} V_0^2 m^4 h_v - k^* m^4 - p^* m^4 (m^2 - 1)}{\lambda_n^4 + m^4 (m^2 - 1) (m^2 - 1 + p^* - 2q_{zp}^*) + k^* m^4 - \lambda_n^4 m^4 P / n - \lambda_n^4 \rho_0^* \Phi_{mn} V_0^2 m^4 h_v}. \quad (13)$$

Дальнейшее решение для выражения (11) сводится к построению областей динамической неустойчивости, и производится оценка возникновения параметрического резонанса для нефтепроводов, которая заключается в определении значения собственной частоты ω_0 для рассматриваемого участка и нанесении точки на область параметров. Если точка попала в очерченную область, то возникновение параметрического резонанса составляет 100 %, а при попадании вне области динамическая устойчивость для трубопровода обеспечена.

Решение уравнения (11) для областей неустойчивости предложено Н. Н. Боголюбовым [15] и представляет собой неравенства. Для нахождения границ I области:

$$1 - \sqrt{\frac{\delta_{mn}^2}{4}} < \left(\frac{2\omega_{mn}}{\omega_0} \right)^2 < 1 + \sqrt{\frac{\delta_{mn}^2}{4}}, \quad (14)$$

II области:

$$4 + \frac{2(\delta_{mn})^2}{3} - \sqrt{\delta_{mn}^4} < \left(\frac{2\omega_{mn}}{\omega_0} \right)^2 < 4 + \frac{2(\delta_{mn})^2}{3} + \sqrt{\delta_{mn}^4}, \quad (15)$$

III области:

$$9 + \frac{81(\delta_{mn})^2}{64} - \sqrt{\frac{3^{12}(\delta_{mn})^6}{2^{18}}} < \left(\frac{2\omega_{mn}}{\omega_0} \right)^2 < 9 + \frac{81(\delta_{mn})^2}{64} + \sqrt{\frac{3^{12}(\delta_{mn})^6}{2^{18}}}. \quad (16)$$

Для подсчета значений и построения границ динамической неустойчивости воспользуемся ранее полученными решениями для наземного нефтепровода, приведенными в работе [16]:

$$\omega_{mn}^2 = \frac{\lambda_n^4 + m^4(m^2 - 1)(m^2 - 1 + p^*) + k_n^* m^4 - \lambda_n^4 m^4 P / n^2 - \lambda_n^4 \rho_0^* \Phi_{mn} V^2 m^4 h_v}{\rho^* R h (\lambda_n^2 h_v + m^2 + m^4) + \rho_0^* \Phi_{mn} R^2 m^4}, \quad (17)$$

где $k_n^* = \frac{R^2 k}{\pi E h \cdot h_v^2} \cdot z_m$, где z_m определяется по методу

Дики [17] в зависимости от волновых чисел m .

Коэффициент возбуждения δ_{mn} для наземного нефтепровода определяется выражением из [10]:

$$\delta_{mn} = \frac{\lambda_n^4 m^4 P / n + \lambda_n^4 \rho_0^* \Phi_{mn} V^2 m^4 h_v - k_n^* m^4 - p^* m^4 (m^2 - 1)}{\lambda_n^4 + m^4 (m^2 - 1)(m^2 - 1 + p^*) + k_n^* m^4 - \lambda_n^4 m^4 P / n - \lambda_n^4 \rho_0^* \Phi_{mn} V^2 m^4 h_v}. \quad (18)$$

Основное отличие между формулами (12), (13) и (17), (18) заключается в методике учета влияния давления грунта на стенку трубопровода. Для наземных трубопроводов влияние

грунта описывается импульсной функцией [17], а для подземного трубопровода давление грунта представлено в виде неоднородного давления [13]. Определение границ областей динамической неустойчивости для наземного и подземного трубопровода представляет научный интерес, поскольку важно исследовать влияние упругого основания грунта на частоты свободных колебаний и параметрические колебания при различных способах прокладки.

При построении областей динамической неустойчивости для нахождения верхней границы используем выражение:

$$\omega_0^2 = 4\omega_{mn}^2 \left(1 - \frac{\delta_{mn}}{2} \right)^{-1}, \quad (19)$$

для нижней:

$$\omega_0^2 = 4\omega_{mn}^2 \left(1 + \frac{\delta_{mn}}{2} \right)^{-1}. \quad (20)$$

Результаты и обсуждение

При использовании описанного выше метода были построены области неустойчивости для различных способов прокладки нефтепровода. Результаты представлены в таблицах 1, 2.

Анализ полученных результатов, отраженных в таблицах 1, 2 и на рис. 1, показывает, что для трубопроводов с параметром тонкостенности $h/R = 1/30$ площадь областей уже, чем для $h/R = 1/50$, то есть для обеспечения динамической устойчивости трубы с большей толщиной стенки более выгодны.

Сравнение и сопоставление областей, построенных для наземного и подземного нефтепровода, показало, что области для подземных трубопроводов смещены в сторону увеличения значений ω_0 , это объясняется более значительным влиянием упругого отпора грунта на жесткость трубопровода, увеличивая ее.

Далее построим области в зависимости от изменения параметра P для подземного и наземного способа прокладки трубопровода. Результаты расчета сведены в таблицы 3 и 4.

Таблица 1

Table 1

Подземный нефтепровод. Значение частоты возмущения ω_0 , Гц, для верхней и нижней границы областей неустойчивости при различном внутреннем давлении и параметре тонкостенности h/R
 Underground oil pipeline. The value of the perturbation frequency ω_0 , Hz, for the upper and lower boundary of the instability areas at different internal pressure and thin-walled parameter h/R

$h/R = 1/30; P = F/F_s = 0,1; L/R = 1/10; k = 0,5 \cdot 10^7 \text{ Н/м}^3, H = 2 \text{ м}$					
p_0 , МПа	0.9	4.0	6.0	8.0	10.0
1-я область	44.09	63.48	74.82	85.16	94.66
	44.09	56.82	62.79	68.11	73.03
2-я область	11.02	15.27	17.58	19.65	21.53
	11.02	13.72	14.91	15.96	16.95
$h/R = 1/40; P = F/F_s = 0,1; L/R = 1/10; k = 0,5 \cdot 10^7 \text{ Н/м}^3, H = 2 \text{ м}$					
p_0 , МПа	0.8	2.00	4.0	6.0	8.0
1-я область	40.91	49.71	65.29	78.62	90.36
	40.91	44.59	52.75	59.63	65.76
2-я область	10.11	11.97	15.12	17.77	20.08
	10.11	10.77	12.39	13.79	15.07
$h/R = 1/50; P = F/F_s = 0,1; L/R = 1/10; k = 0,5 \cdot 10^7 \text{ Н/м}^3, H = 2 \text{ м}$					
p_0 , МПа	0.1	2.0	4.0	6.0	8.0
1-я область	29.77	51.37	68.51	82.75	95.12
	29.77	42.69	51.57	59.07	65.71
2-я область	7.44	12.02	15.43	18.24	20.69
	7.43	10.10	11.91	13.48	14.89

Таблица 2

Table 2

Наземный нефтепровод. Значение частоты возмущения ω_0 , Гц, для верхней и нижней границы областей неустойчивости при различном внутреннем давлении и параметре тонкостенности h/R
 Elevated oil pipeline. The value of the perturbation frequency ω_0 , Hz, for the upper and lower boundary of the instability areas at different internal pressure and thin-walled parameter h/R

$h/R = 1/30; P = F/F_s = 0,1; L/R = 1/10; k = 0,5 \cdot 10^7 \text{ Н/м}^3$					
p_0 , МПа	1.5	4.0	6.0	8.0	10.0
1-я область	41.62	57.55	69.42	80.22	90.11
	41.62	53.51	59.98	65.58	70.66
2-я область	10.44	14.03	16.49	18.66	20.63
	10.44	13.07	14.34	15.45	16.47
$h/R = 1/40; P = F/F_s = 0,1; L/R = 1/10; k = 0,5 \cdot 10^7 \text{ Н/м}^3$					
p_0 , МПа	0.8	2.0	4.0	6.00	8.00
1-я область	30.81	41.12	58.45	72.34	84.81
	30.81	39.57	48.98	56.38	62.84
2-я область	7.55	10.14	13.67	16.52	18.98
	7.55	9.77	11.64	13.13	14.46
$h/R = 1/50; P = F/F_s = 0,1; L/R = 1/10; k = 0,5 \cdot 10^7 \text{ Н/м}^3$					
p_0 , МПа	0.6	2.0	4.0	6.0	8.0
1-я область	30.03	41.41	60.59	76.08	89.27
	30.03	37.41	47.46	55.53	62.54
2-я область	7.51	10.01	13.87	16.93	19.53
	7.48	9.05	11.07	12.73	14.22

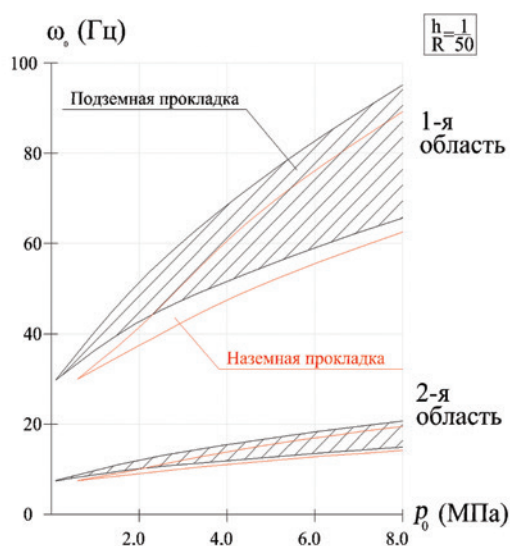
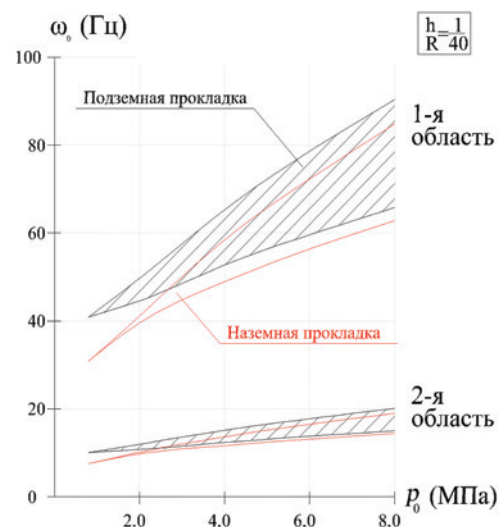
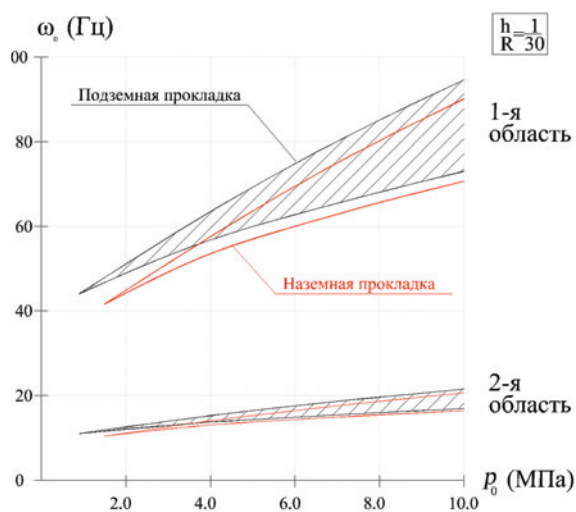


Рис. 1. Области динамической неустойчивости для подземного и наземного нефтепровода в зависимости от изменения внутреннего давления
Fig. 1. Dynamic instability zones for underground and elevated oil pipeline as a function of internal pressure variation

Таблица 3
Table 3

Подземный нефтепровод.

Значение частоты возмущения ω_0 , Гц, для верхней и нижней границы областей неустойчивости в зависимости от параметра продольной силы
Underground oil pipeline. The value of the perturbation frequency ω_0 , Hz, for the upper and lower boundary of the instability areas depending on the longitudinal force parameter

$h/R = 1/40; p_0 = 3.0 \text{ МПа}; L/R = 1/10; k = 0.5 \cdot 10^7 \text{ Н/м}^3, H = 2 \text{ м}$							
$P = F/F_3$	0.261	0.275	0.285	0.30	0.312	0.325	0,35
1-я область	<u>34.44</u> 34.44	<u>33.19</u> 32.99	<u>31.36</u> 30.09	<u>30.28</u> 26.26	<u>30.95</u> 22.24	<u>38.04</u> 16.69	= 4,68
2-я область	<u>8.61</u> 8.61	<u>8.28</u> 8.23	<u>7.73</u> 7.42	<u>7.21</u> 6.28	<u>6.84</u> 5.08	<u>6.67</u> 3.51	<u>32,23</u> 0,79
3-я область	<u>3.82</u> 3.82	<u>3.67</u> 3.66	<u>3.38</u> 3.36	<u>3.07</u> 2.94	<u>2.85</u> 2.44	<u>2.83</u> 1.68	= 0,24

Продолжение таблицы 3
Continuation of the table 3

$h/R = 1/40; p_0 = 3.0 \text{ МПа}; L/R = 1/10; k = 1 \cdot 10^7 \text{ Н/м}^3, H = 2 \text{ м}$							
$P = F/F_3$	0.342	0.365	0.380	0.391	0.410	0.425	0,44
1-я область	<u>34.86</u> 34.86	<u>32.79</u> 30.92	<u>30.44</u> 27.38	<u>30.33</u> 24.35	<u>47.72</u> 13.79	= 8,71	= 2,58
2-я область	<u>8.71</u> 8.71	<u>7.87</u> 7.66	<u>7.33</u> 6.62	<u>7.01</u> 5.71	<u>11.58</u> 2.65	<u>18,21</u> 1,59	– 0,41
3-я область	<u>3.87</u> 3.87	<u>3.46</u> 3.44	<u>3.15</u> 3.06	<u>2.95</u> 2.71	<u>5.00</u> 1.91	= 0,63	= 0,09
$h/R = 1/40; p_0 = 3.0 \text{ МПа}; L/R = 1/10; k = 3 \cdot 10^7 \text{ Н/м}^3, H = 2 \text{ м}$							
$P = F/F_3$	0.675	0.690	0.710	0.720	0.740	0.750	0,77
1-я область	<u>35.25</u> 35.25	<u>33.14</u> 32.93	<u>30.85</u> 28.85	<u>30.27</u> 26.16	<u>33.86</u> 18.83	<u>50.14</u> 14.16	= 4,56
2-я область	<u>8.81</u> 8.81	<u>8.26</u> 8.21	<u>7.53</u> 7.06	<u>7.19</u> 6.25	<u>6.68</u> 4.10	<u>6.77</u> 2.84	<u>40,37</u> 0,76
3-я область	<u>3.91</u> 3.91	<u>3.66</u> 3.66	<u>3.27</u> 3.22	<u>3.06</u> 2.92	<u>2.77</u> 1.98	<u>3.12</u> 1.32	= 0,23

Таблица 4
Table 4

Наземный нефтепровод.

Значение частоты возмущения ω_0 , Гц, для верхней и нижней границы областей неустойчивости в зависимости от параметра продольной силы

Elevated oil pipeline. The value of the perturbation frequency ω_0 , Hz, for the upper and lower boundary of the instability areas depending on the longitudinal force parameter

$h/R = 1/40; p_0 = 3.0 \text{ МПа}; L/R = 1/10; k = 0.5 \cdot 10^7 \text{ Н/м}^3$							
$P = F/F_3$	0.205	0.215	0.23	0.25	0.28	0.305	0.32
1-я область	<u>34.27</u> 34.27	<u>32.89</u> 32.61	<u>31.13</u> 29.59	<u>30.40</u> 23.97	<u>243.07</u> 10.63	= 1.12	= 0.001
2-я область	<u>8.56</u> 8.56	<u>8.20</u> 8.12	<u>7.65</u> 7.28	<u>6.97</u> 5.59	<u>7.33</u> 2.01	– 0.17	32.23 0.0001
3-я область	<u>3.80</u> 3.80	<u>3.63</u> 3.62	<u>3.34</u> 3.31	<u>2.93</u> 2.66	<u>5.58</u> 0.86	= 0.02	= 0
$h/R = 1/40; p_0 = 3.0 \text{ МПа}; L/R = 1/10; k = 1 \cdot 10^7 \text{ Н/м}^3$							
$P = F/F_3$	0.23	0.25	0.27	0.28	0.30	0.32	0.33
1-я область	<u>34.52</u> 34.52	<u>31.86</u> 31.04	<u>30.27</u> 26.12	<u>30.72</u> 22.81	<u>50.71</u> 14.03	= 4.51	= 1.46
2-я область	<u>8.62</u> 8.62	<u>7.89</u> 7.69	<u>7.18</u> 6.24	<u>6.88</u> 5.25	<u>6.77</u> 2.82	<u>45.15</u> 0.75	– 0.23
3-я область	<u>3.83</u> 3.83	<u>3.47</u> 3.44	<u>3.06</u> 2.92	<u>2.87</u> 2.51	<u>3.13</u> 1.31	= 0.22	= 0.04
$h/R = 1/40; p_0 = 3.0 \text{ МПа}; L/R = 1/10; k = 3 \cdot 10^7 \text{ Н/м}^3$							
$P = F/F_3$	0.335	0.365	0.380	0.391	0.410	0.425	0.44
1-я область	<u>34.79</u> 34.79	<u>31.01</u> 29.28	<u>30.26</u> 25.18	<u>31.51</u> 21.25	<u>71.63</u> 12.48	= 5.27	= 0.89
2-я область	<u>8.70</u> 8.70	<u>7.61</u> 7.18	<u>7.08</u> 5.96	<u>6.78</u> 4.79	<u>6.94</u> 2.44	<u>18.18</u> 0.91	– 0.13
3-я область	<u>3.86</u> 3.86	<u>3.31</u> 3.27	<u>3.01</u> 2.81	<u>2.81</u> 2.31	<u>3.63</u> 1.11	= 0.28	= 0.02

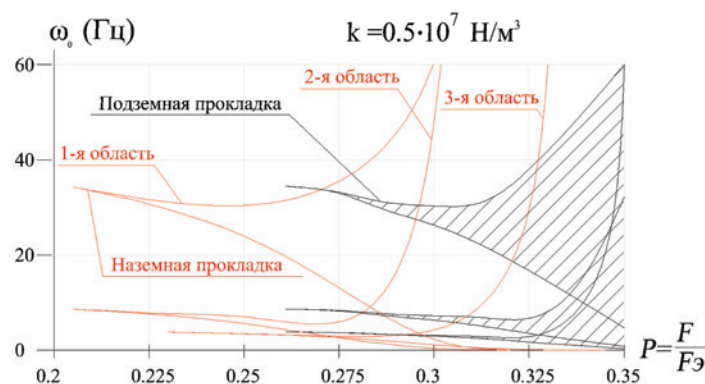


Рис. 2. Области динамической неустойчивости для подземного и наземного нефтепровода в зависимости от изменения величины параметра продольной силы при коэффициенте сопротивления грунта $k = 0.5 \cdot 10^7 \text{ Н/м}^3$

Fig. 2. Dynamic instability areas for underground and elevated oil pipeline depending on the change of the longitudinal force parameter value at the soil resistant coefficient $k = 0.5 \cdot 10^7 \text{ N/m}^3$

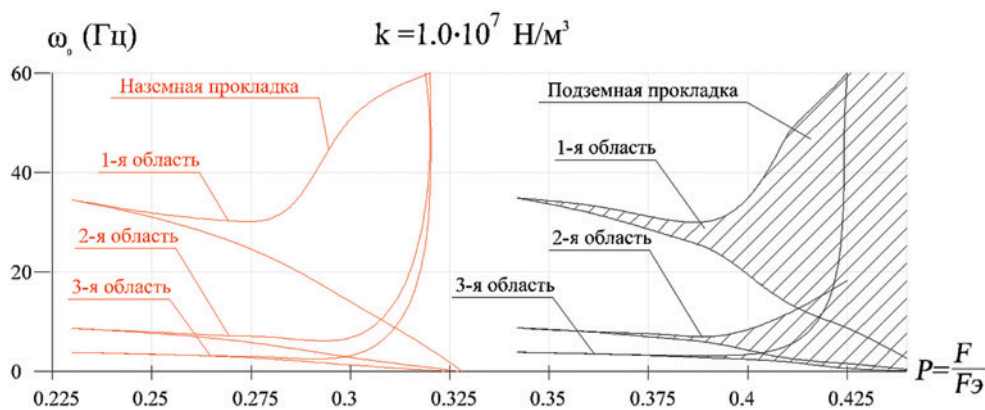


Рис. 3. Области динамической неустойчивости для подземного и наземного нефтепровода в зависимости от изменения величины параметра продольной силы при коэффициенте сопротивления грунта $k = 1.0 \cdot 10^7 \text{ Н/м}^3$

Fig. 3. Dynamic instability areas for underground and elevated oil pipeline depending on the change of the longitudinal force parameter value at the soil resistant coefficient $k = 1.0 \cdot 10^7 \text{ N/m}^3$

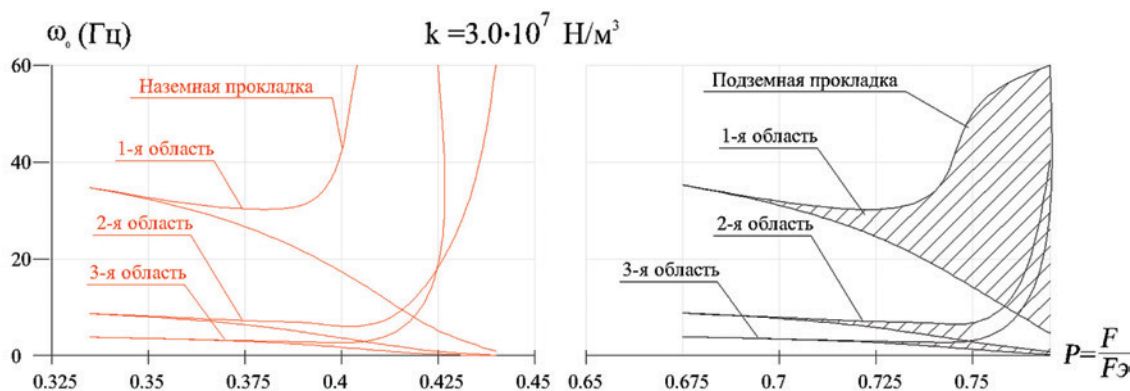


Рис. 4. Области динамической неустойчивости для подземного и наземного нефтепровода в зависимости от изменения величины параметра продольной силы при коэффициенте сопротивления грунта $k = 3.0 \cdot 10^7 \text{ Н/м}^3$

Fig. 4. Dynamic instability areas for underground and elevated oil pipeline depending on the change of the longitudinal force parameter value at the soil resistant coefficient $k = 3.0 \cdot 10^7 \text{ N/m}^3$

Анализ значений таблиц 3 и 4, а также графиков на рис. 2–4 показывает, что увеличение параметра P ведет к расширению областей для всех параметров тонкостенности, то есть вероятность возникновения параметрического резонанса резко возрастает. Представленные значения и графики позволяют сделать следующие выводы:

- с увеличением коэффициента k области динамической неустойчивости смещаются в сторону увеличения значения параметра P ;
- при сравнении наземной и подземной прокладки области имеют различные местоположения. Области для подземного трубопровода смещены вправо, в сторону увеличения параметра P . Чем больше коэффициент упругого отпора грунта, тем дальше это смещение;
- при относительно небольших значениях k от $0.1 \cdot 10^7$ до $0.5 \cdot 10^7$ Н/м³ области располагаются близко друг к другу, а при значениях больше единицы достаточно далеко друг от друга, что повышает динамическую устойчивость;

Благодарности. Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых – кандидатов наук МК-2681.2022.4 «Аналитические методы определения динамических характеристик тонкостенных трубопроводов большого диаметра в среде "труба – грунт" при стационарных и нестационарных воздействиях».

- влияние упругого отпора грунта на подземный трубопровод более выражено, чем при наземной прокладке ввиду большего взаимодействия периметра трубы с грунтом.

Выводы

При рассмотрении подземного участка трубопровода была решена задача о параметрическом резонансе для подземных тонкостенных труб (цилиндрических оболочек) при нестационарном давлении с учетом сил сопротивления среды. Решение сведено к системе дифференциальных уравнений Матье. При построении областей неустойчивости в случае подземной прокладки используются неравенства, учитывающие демпфирующие действия грунтовой среды, а для наземного способа прокладки границы определяются с помощью аналитических выражений, которые были предложены ранее. Анализ полученных данных показал, что для подземных трубопроводов, по сравнению с наземной прокладкой, появление параметрического резонанса менее вероятно.

Acknowledgements. The research was financially supported by the grant of the President of the Russian Federation for the state support of young Russian scientists – candidates of sciences МК-2681.2022.4 "Analytical methods of determining the dynamic characteristics of thin-walled pipelines of large diameter in the medium "pipe – soil" under stationary and non-stationary impacts".

Библиографический список

1. Barros, R. C. A parametric study on the comprehensive analysis of pipelines under generalized actions / R. C. Barros, M. Pereira. – Текст : электронный // 13th World Conference on Earthquake Engineering, Vancouver, B. C., Canada, August 1-6, 2004. – No. 2311. – URL: https://www.iitk.ac.in/nicee/wcee/article/13_2311.pdf (дата обращения: 11.08.2023).
2. Jin, J. D. Parametric resonances of supported pipes conveying pulsating fluid / J. D. Jin, Z. Y. Song. – DOI 10.1016/j.jfluidstructs.2005.04.007. – Текст : непосредственный // Journal of Fluids and Structures, 2005. – № 20 (6). – P. 763–783.
3. Formulation for dynamic instability of fluid-conveying pipe on nonuniform elastic foundation / A. Marzani, M. Mazzotti, E. Viola [et al.]. – DOI 10.1080/15397734.2011.618443. – Текст : непосредственный // Mech based des struct mech. – 2012. – No 40. – P. 83–95.

4. McDonald, R. Pipes conveying pulsating fluid near a 0:1 resonance: Global bifurcations / R. McDonald, N. Namachchivaya. – DOI 10.1016/j.jfluidstructs.2005.07.015. – Текст : непосредственный // Journal of Fluids and Structures. – 2005. – No 21. – P. 665–687.
5. Stability analysis of composite thin-walled pipes conveying fluid / R. Bahaadini, M. R. Dashtbayazi, M. Hosseini, Z. Khalili-Parizi. – DOI 10.1016/j.oceaneng.2018.04.061. – Текст : непосредственный // Ocean Engineering. – 2018. – No 160. – P. 311–323.
6. Васина, В. Н. Параметрические колебания участка трубопровода с протекающей жидкостью / В. Н. Васина. – Текст : непосредственный // Вестник МЭИ. – 2007. – № 1. – С. 1–11.
7. Yang, H.-Zh. Parametric resonance of submerged floating pipelines with bi-frequency parametric and vortex-induced oscillations excitations / H.-Zh. Yang, Zh. Wang, F. Xiao. – DOI 10.1080/17445302.2016.1171590. – Текст : непосредственный // Ships and Offshore Structures, 2016. – No 12. – С. 1–9.
8. Zhou, L. Stability and bifurcation analysis of a pipe conveying pulsating fluid with combination parametric and internal resonances / L. Zhou, F. Chen, Y. Chen. – DOI 10.19029/mca-2015-017. – Текст : непосредственный // Mathematical and Computational Applications, 2015. – No 20. – 200–216.
9. Panda, L. Nonlinear dynamics of a pipe conveying pulsating fluid with parametric and internal resonances / L. Panda, R. Kar. – DOI 10.1007/s11071-006-9100-6. – Текст : непосредственный // Nonlinear Dynamics, 2007. – No 49. – 9–30.
10. Sokolov, V. Effect of internal pressure on parametric vibrations and dynamic stability of thin-walled ground pipeline larger diameter connect with elastic foundation / V. Sokolov, I. Razov, Y. Ogorodnova. – DOI 10.1051/mateconf/20167304002. – Текст : электронный // MATEC Web of Conferences, 2016. – 73(3):04002. – URL: <https://www.researchgate.net/publication/306076693> (дата обращения: 07.08.2023).
11. Ильгамов, М. А. Вынужденные и параметрические колебания трубопровода / М. А. Ильгамов, М. М. Шакирьянов. – DOI 10.31040/2222-8349-2020-0-3-5-11. – Текст : непосредственный // Известия Уфимского научного центра РАН. – 2020. – № 3. – С. 5–11.
12. Валиев, М. И. Собственные и параметрические колебания криволинейных участков трубопровода при пульсирующем движении слабосжимаемой жидкости / М. И. Валиев, В. В. Жолобов, Е. И. Тарновский. – Текст : непосредственный // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 2 (10). – С. 48–54.
13. Dmitriev, A. Influence of longitudinal force and internal pressure on the frequency of free vibrations of an underground oil pipeline / A. Dmitriev, V. Sokolov, A. Bereznyov. – DOI 10.1051/e3sconf/202021701010. – Текст : непосредственный // E3S Web of Conferences, 2020. – 217:01010. – URL: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2020/77/e3sconf_ersme2020_01010.pdf (дата обращения: 07.08.2023).
14. Дмитриев, А. В. Частотные характеристики трубопровода большого диаметра с потоком жидкости в упругой грунтовой среде с учетом внутреннего давления / А. В. Дмитриев, В. Г. Соколов, А. В. Березнев. – Текст : электронный // Вестник евразийской науки. – 2020. – Т. 12, № 6. – С. 5. – URL: <https://esj.today/PDF/05SAVN620.pdf> (дата обращения: 07.07.2023).
15. Боголюбов, Н. Н. Асимптотические методы в теории нелинейных колебаний / Н. Н. Боголюбов, Ю. А. Митропольский. – Москва : Наука, 1974. – 503 с. – Текст : непосредственный.
16. Соколов, В. Г. Свободные колебания тонкостенных газопроводов большого диаметра при полуподземной прокладке / В. Г. Соколов, И. О. Разов. – Текст : непосредственный // Вестник гражданских инженеров. – 2016. – № 6 (59). – С. 114–120.
17. Разов, И. О. Напряжения и перемещения на контактной поверхности наземного трубопровода большого диаметра / И. О. Разов. – Текст : непосредственный // Вестник гражданских инженеров. – 2015. – № 3 (50). – С. 105–108.

References

1. Barros, R. C., & Pereira, M. (2004). A parametric study on the comprehensive analysis of pipelines under generalized actions. 13th World Conference on Earthquake Engineering, Vancouver, B. C., Canada, August 1-6, Paper No 2311. (In English). Available at: https://www.iitk.ac.in/nicee/wcee/article/13_2311.pdf (accessed 11.08.2023).
2. Jin, J. D., & Song, Z. Y. (2005). Parametric resonances of supported pipes conveying pulsating fluid. *Journal of Fluids and Structures*, (20(6)), pp. 763-783. (In English). DOI 10.1016/j.jfluidstructs.2005.04.007.
3. Marzani, A., Mazzotti, M., Viola, E., Vittori, P., & Elishakoff, I. (2012). Formulation for dynamic instability of fluid-conveying pipe on nonuniform elastic foundation. *Mech based des struct mech*, (40), pp. 83-95. (In English). DOI 10.1080/15397734.2011.618443.
4. McDonald, R., & Namachchivaya, N. (2005). Pipes conveying pulsating fluid near a 0:1 resonance: Global bifurcations. *Journal of Fluids and Structures*, (21), pp. 665-687. (In English). DOI 10.1016/j.jfluidstructs.2005.07.015.
5. Bahaadini, R., Dashtbayazi, M. R., Hosseini, M., & Khalili-Parizi, Z. (2018). Stability analysis of composite thin-walled pipes conveying fluid. *Ocean Engineering*, (160), pp. 311-323. (In English). DOI 10.1016/j.oceaneng.2018.04.061.
6. Vasina, V. N. (2007). Parametric oscillations of a pipeline section with a flowing liquid. *Bulletin of the MEI*, (1), pp. 1-11. (In Russian).
7. Yang, H.-Zh., Wang, Zh., & Xiao, F. (2016). Parametric resonance of submerged floating pipelines with bi-frequency parametric and vortex-induced oscillations excitations. *Ships and Offshore Structures*, (12), pp. 1-9. (In English). DOI 10.1080/17445302.2016.1171590.
8. Zhou, L., Chen, F., & Chen, Y. (2015). Stability and bifurcation analysis of a pipe conveying pulsating fluid with combination parametric and internal resonances. *Mathematical and Computational Applications*, (20), pp. 200-216. (In English). DOI 10.19029/mca-2015-017.
9. Panda, L., & Kar, R. (2007). Nonlinear dynamics of a pipe conveying pulsating fluid with parametric and internal resonances. *Nonlinear Dynamics*, (49), pp. 9-30. (In English). DOI 10.1007/s11071-006-9100-6.
10. Sokolov, V., Razov, I., & Ogorodnova, Y. (2016). Effect of internal pressure on parametric vibrations and dynamic stability of thin-walled ground pipeline larger diameter connect with elastic foundation. *MATEC Web of Conferences*, 73:04002. (In English). Available at: <https://www.researchgate.net/publication/306076693> (accessed 07.08.2023). DOI 10.1051/mateconf/20167304002.
11. Ilgamov, M. A., & Shakiryanov, M. M. (2020). Forced and parametric vibrations of a pipe. *Proceedings of the RAS Ufa scientific centre*, (3), pp. 5-11. (In Russian). DOI 10.31040/2222-8349-2020-0-3-5-11.
12. Valiev, M. I., Zholobov, V. V., & Tarnovsky, E. I. (2013). Self-induced and parametric vibrations of pipeline curvilinear areas in pulsative motion of low viscous liquid. *Science and Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, (2(10)), pp. 48-54. (In Russian).
13. Dmitriev, A., Sokolov, V., & Bereznyov, A. (2020). Influence of longitudinal force and internal pressure on the frequency of free vibrations of an underground oil pipeline. *E3S Web of Conferences*, (217), 01010. (In English). Available at: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2020/77/e3sconf_ersme2020_01010.pdf (accessed 07.08.2023). DOI 10.1051/e3sconf/202021701010.
14. Dmitriev, A. V., Sokolov, V. G., & Bereznev, A. V. (2020). Frequency characteristics of a large-diameter pipeline with a fluid flow in an elastic ground environment, taking into account internal pressure. *The Eurasian Scientific Journal*, 12(6). Available at: <https://esj.today/PDF/05SAVN620.pdf> (accessed 07.07.2023). (In Russian).
15. Bogolyubov, N. N., & Mitropol'skiy, Yu. A. (1974). *Asimptoticheskie metody v teorii nelineynykh kolebaniy*. Moscow, Nauka Publ., 503 p. (In Russian).

16. Sokolov, V. G., & Razov, I. O. (2016). Free vibrations of thin-walled large-diameter gas pipelines at semi-underground laying. *Bulletin of Civil Engineers*, (6(59)), pp. 114-120. (In Russian).
17. Razov, I. O. (2015). Ensions and displacements on the contact surface of the large diameter ground-surface pipeline. *Bulletin of Civil Engineers*, (3(50)), pp. 105-108. (In Russian).

Сведения об авторах

Разов Игорь Олегович, канд. техн. наук, доцент, доцент базовой кафедры АО «Мостострой-11», Тюменский индустриальный университет, e-mail: razovio@mail.ru

Соколов Владимир Григорьевич, д-р техн. наук, доцент, профессор кафедры строительной механики, Тюменский индустриальный университет

Дмитриев Андрей Викторович, канд. техн. наук, доцент кафедры строительной механики, Тюменский индустриальный университет

Березнев Алексей Валерьевич, канд. техн. наук, доцент кафедры строительной механики, Тюменский индустриальный университет

Information about the authors

Igor O. Razov, Candidate in Engineering, Associate Professor, Associate Professor at the Base Department JSC «Mostostroy-11», Industrial University of Tyumen, e-mail: razovio@mail.ru

Vladimir G. Sokolov, Doctor in Engineering, Associate Professor, Professor at the Department of Structural Mechanics, Industrial University of Tyumen

Andrey V. Dmitriev, Candidate in Engineering, Associate Professor at the Department of Structural Mechanics, Industrial University of Tyumen

Alexey V. Bereznev, Candidate in Engineering, Associate Professor at the Department of Structural Mechanics, Industrial University of Tyumen

Получена 17 августа 2023 г., одобрена 07 сентября 2023 г., принята к публикации 28 сентября 2023 г.

Received 17 August 2023, Approved 07 September 2023, Accepted for publication 28 September 2023