



Свободные колебания тонкостенных магистральных нефтепроводов большого диаметра с учетом влияния продольной силы и массы протекающей жидкости

С. И. Волынец ✉

Тюменский индустриальный университет, ул. Володарского, 38, Тюмень, 625000,
Российская Федерация

✉ volynec-s@bk.ru



Аннотация. Исследуются свободные колебания тонкостенных магистральных нефтепроводов большого диаметра с учетом влияния продольной силы и массы протекающей жидкости, подтверждается их критичное влияние на надежность конструкции, а значит, необходимость учета в расчете. Численный анализ проведен на основе полубезмоментной теории оболочек с учетом внутреннего давления, толщины защитного железобетонного слоя, коэффициента постели грунта и действующей продольной силы. Результаты показали, что при транспортировке нефти собственные частоты колебаний трубопровода снижаются быстрее, чем при транспортировке газа, а увеличение толщины железобетонной рубашки и внутреннего рабочего давления повышает частоты и общую жесткость системы. Коэффициент постели грунта также играет существенную роль, компенсируя часть нагрузок и увеличивая частоты колебаний. В ходе исследования было подтверждено, что наибольшее влияние на динамические характеристики трубопровода оказывает продольная сила, приводящая к заметному снижению частот свободных колебаний. Полученные выводы и закономерности целесообразно использовать при проектировании и эксплуатации крупных нефтепроводов в неоднородных грунтах, чтобы обеспечить требуемую устойчивость и минимизировать риск резонансных явлений.

Ключевые слова: тонкостенная оболочка, полубезмоментная теория, расчет нефтепровода, продольная сила, неоднородная оболочка

Благодарности. Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов, реализуемых коллективами образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России по проекту «Компьютерное моделирование механических, температурных и динамических процессов в слабых и многолетнемерзлых грунтах для обеспечения надежности грунтовых оснований инженерных сооружений» (№ FEWN-2024-0006).

Для цитирования: Волынец С. И. Свободные колебания тонкостенных магистральных нефтепроводов большого диаметра с учетом влияния продольной силы и массы протекающей жидкости. *Архитектура, строительство, транспорт*. 2025;5(1):93–101 <https://doi.org/10.31660/2782-232X-2025-1-93-101> EDN: MQOHFB

Free vibration of large-diameter, thin-walled oil pipelines considering the influence of longitudinal force and mass of flowing liquid

Sviatoslav I. Volynets ✉

Industrial University of Tyumen, 38 Volodarskogo St., Tyumen, 625000, Russian Federation

✉ volynec-s@bk.ru



Abstract. This study examines the free vibrations of thin-walled, large-diameter oil pipelines, considering the influence of longitudinal force and the mass of flowing liquid. It confirms that these factors critically affect the structural reliability of the pipelines and therefore must be included in calculations. The numerical analysis was based on the semi-instantaneous shell theory, accounting for internal pressure, the thickness of the protective reinforced concrete layer, the soil's spring constant, and the applied longitudinal force. The results showed that, during oil transport, the natural vibration frequencies of the pipeline decrease more rapidly than during gas transport. Increasing the thickness of the reinforced concrete shell and the internal operating pressure increases the frequencies and the overall stiffness of the system. The soil's spring constant also plays a significant role by offsetting some of the loads and increasing the vibration frequencies. The study confirmed that the longitudinal force has the greatest influence on the dynamic characteristics of the pipeline, leading to a significant decrease in the free vibration frequencies. The findings and established relationships should be used in the design and operation of large oil pipelines in heterogeneous soils to ensure the required stability and minimize the risk of resonance.

Keywords: thin-walled shell, semi-instantaneous theory, calculation of the oil pipeline, longitudinal force, inhomogeneous shell

Acknowledgements. This work was prepared as part of a state assignment for scientific projects carried out by research teams at higher education institutions under the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation; project No. FEWN-2024-0006 "Computer modeling of mechanical, thermal, and dynamic processes in weak and permafrost soils to ensure the reliability of soil foundations for engineering structures".

For citation: Volynets S. I. Free vibration of large-diameter, thin-walled oil pipelines considering the influence of longitudinal force and mass of flowing liquid. *Architecture, Construction, Transport*. 2025;5(1):93–101. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/2782-232X-2025-1-93-101>



1. Введение / Introduction

В связи с необходимостью транспортировки нефти и газа на Восток перед нефтегазовой отраслью России стоит непростая задача проложить тысячи километров магистральных трубопроводов в различных геологических и климатических условиях. Опыт прошлых лет показывает, что вместе с увеличением количества труб также увеличивается их диаметр с целью повышения эффективности труб. Так, за последние 50 лет диаметр трубопровода увеличился в среднем с 200 до 1 400 мм, тенденция к дальнейшему увеличению сохраняется. Магистральный трубопровод является стратегически важным объектом, обеспечение надежности которого является приоритетной задачей. Это требует на этапе проектирования решения ряда задач устойчивости, надежности и прочности, особенно если прокладка предполагается в районах с обводненными и слабонесущими грунтами, в которых существует риск всплытия, что может привести к явлению, известному как арочный выброс [1]. Для снижения вероятности выхода трубы из проектного положения из-за всплытия или арочного выброса используется покрытие из особо тяжелого железобетона.

Железобетонная рубашка выполняет функцию пригруза, а также решает проблему механических повреждений при монтаже и эксплуатации нефтепровода. Однако ее использование до конца не изучено, на данный момент не существует нормативных документов, регламентирующих ее толщину. Прокладка трубы в различных геологических условиях накладывает ряд дополнительных ограничений, следовательно, необходимо учитывать влияние внутреннего рабочего давления, активного внешнего давления среды, а также пассивного внешнего действия среды, препятствующего деформации поперечного сечения [2], что классический расчет трубопровода как стержня не учитывает. Необходимо отметить, что тонкостенность конструкции – это параметр, определяющийся отношением фактической толщины стенки трубы к ее диаметру [2], в связи с чем труба считается тонкостенной несмотря на существенный слой железобетона: по общепринятой классификации, отношение

$h/R < 1/12$ позволяет считать трубу оболочкой [3]. Общепринятый подход был описан отечественными [3–6] и зарубежными [7–12] исследователями. Подход, основанный на теории стержней, позволяет получить аналитические выражения для определения частот свободных колебаний трубы в зависимости от физико-механических свойств и скорости движения жидкости, однако не позволяет учесть эффект Кармена, возникающий при повышении диаметра трубопровода. Этих ограничений можно избежать, если рассчитывать трубопровод как тонкостенную оболочку [13].

Цель настоящего исследования – провести комплексное численное моделирование, направленное на изучение влияния продольной силы и связанных факторов на динамическое поведение неоднородных тонкостенных трубопроводов большого диаметра, транспортирующих жидкость (нефть) с учетом влияния грунта при траншейной прокладке. В рамках исследования необходимо учитывать такие параметры, как внутреннее рабочее давление, толщину железобетонной рубашки, коэффициент постели грунта, геометрические характеристики трубы и физические характеристики материала трубы.

Основной задачей являлось выявление закономерностей изменения частот собственных колебаний трубопроводов в зависимости от перечисленных факторов, а также уточнение условий, при которых влияние продольной силы и протекающей жидкости становится критическим. Это позволит обеспечить надежность и устойчивость неоднородных магистральных нефтепроводов в различных геологических и эксплуатационных условиях, а также разработать рекомендации по оптимальному проектированию конструкций и материалов для минимизации рисков механических повреждений и потери устойчивости.

Объектом исследования в настоящей статье являлся тонкостенный нефтепровод с протекающей жидкостью при траншейной прокладке. Это основная исследуемая физическая система, которая включает конструкцию трубопровода, его материал, геометрические характеристики и условия прокладки (в траншее), то есть рассматриваются все характеристики и аспекты нефтепровода, которые могут влиять на его поведение.

Предмет исследования – учет продольной силы при расчете свободных колебаний. Это конкретный аспект исследования, на который направлен анализ. Исследовалось воздействие продольной силы на динамическое поведение (частоты и формы свободных колебаний) нефтепровода.

2. Материалы и методы / Materials and methods

В работе [14] были получены разрешающие уравнения и произведен численный эксперимент, подтверждающий, что на работу трубопровода большого диаметра влияют внутреннее рабочее давление, толщина слоя железобетонной рубашки, длина участка, коэффициент постели, параметр тонкостенности, продольная сила. Работа [15] позволяет в полной мере рассмотреть влияние перечисленных

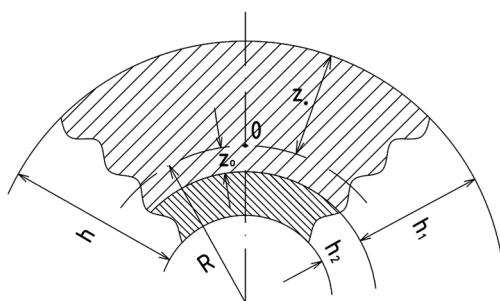


Рис. 1. Расчетная модель неоднородного нефтепровода (рисунок автора)
Fig. 1. Calculation model of heterogeneous oil pipeline (author's illustration)

факторов на работу нефтепровода. Однако наравне с газом транспортируется и нефть, которая, в отличие от газа, способна в большей степени влиять на работу трубы из-за большей массы транспортируемого груза. Настоящее исследование направлено на изучение влияния протекающей жидкости (на примере нефти) на работу нефтепровода. В качестве расчетной модели принята замкнутая неоднородная цилиндрическая оболочка конечной длины L , радиусом R , состоящая из внутреннего стального слоя толщиной h_2 и внешнего слоя из особо тяжелого железобетона h_1 (рис 1.)

Для определения действующего на стенку трубопровода гидростатического давления, появляющегося из-за потока жидкости, протекающей со скоростью V , используется решение, полученное М. А. Ильгамовым и А. С. Вольмиром [16]:

$$q_{ж} = \rho_0 \Phi_{mn} \frac{R_0}{Eh} \left(R_0^2 \frac{\partial^4 w}{\partial \theta^2 \partial t^2} + V^2 \frac{\partial^4 w}{\partial \theta^2 \partial \xi^2} \right), \quad (1)$$

где ρ_0 – плотность жидкости;

Φ_{mn} – параметр, зависящий от волновых чисел;

V – скорость потока;

R_0 – исходный радиус трубопровода;

произведение $\rho_0 \Phi_{mn}$ – присоединенная масса жидкости.

Уравнение движения элемента исходной поверхности трубы в усилиях, полученное в [2], с учетом влияния протекающей жидкости будет иметь вид:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial^2 T_1}{\partial \xi^2} + \frac{\partial}{\partial \xi} \left(r \frac{\partial M_2}{\partial \theta} \right) - \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\frac{1}{R_2^*} \frac{\partial M_2}{\partial \theta} \right) - \frac{\partial^2}{\partial \theta^2} \left(\frac{R_2^*}{R^2} \frac{\partial M_2}{\partial \theta} \right) - \\ & - \frac{\partial^2}{\partial \theta^2} \left(\frac{R_2^*}{R_1^*} T_1 \right) + \frac{\partial}{\partial \xi} (R X_1) - \frac{\partial}{\partial \theta} (R X_2) - \frac{\partial^2}{\partial \theta^2} (R_2^* X_3) = 0. \end{aligned} \quad (2)$$

Учет жидкости происходит в X_3 :

$$X_3 = -R h \rho \cdot \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} + p_0 - k R w (0.5 - \alpha_1 \cos \theta - \alpha_2 \cos 3\theta) - q_{ж}. \quad (3)$$

С использованием допущений полубезмоментной теории оболочек, решая уравнение (2), после преобразования получаем дифференциальное уравнение движения нефтепровода в перемещениях:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial^3 u}{\partial \xi^3} + \eta h_v^2 \left(\frac{\partial^3}{\partial \theta^3} \right) \left[g_2 + \frac{\partial^2 g_2}{\partial \theta^2} \right] + 2 \frac{\partial^2}{\partial \theta^2} \left(\frac{\partial^2 w}{\partial \xi^2} \varepsilon_0 \right) - \frac{P_0 R}{E_0 h} p_0 \frac{\partial^3 g_2}{\partial \theta^3} + \frac{0.5 K R^2}{E_0 h} \frac{\partial^2 w}{\partial \theta^2} - \\ & - \frac{K \alpha_1 R^2}{E_0 h} \left(\frac{\partial^2 w}{\partial \theta^2} \cos \theta - 2 \frac{\partial w}{\partial \theta} \sin \theta - w \cos \theta \right) - \frac{\alpha_2 K R^2}{E_0 h} \left(\frac{\partial^2 w}{\partial \theta^2} \cos 3\theta - \frac{\partial w}{\partial \theta} 6 \sin 3\theta - 9 w \cos 3\theta \right) - \\ & - \frac{R^2 \rho}{E_0} \left(\frac{\partial^3 u}{\partial \xi \partial t^2} - \frac{\partial^3 U}{\partial \theta \partial t^2} - \frac{\partial^4 w}{\partial \theta^2 \partial t^2} \right) + \rho_0 \Phi_{mn} \frac{R_0}{Eh} \left(R_0^2 \frac{\partial^4 w}{\partial \theta^2 \partial t^2} + V^2 \frac{\partial^4 w}{\partial \theta^2 \partial \xi^2} \right) = 0. \end{aligned} \quad (4)$$

После преобразований полученная ранее в [1] система линейных однородных алгебраических уравнений, записанная в виде

$$a_{m,m-3} b_{n,m-3} + a_{m,m-1} b_{n,m-1} + a_{m,m} b_{n,m} + a_{m,m+1} b_{n,m+1} + a_{m,m+3} b_{n,m+3} = 0, \quad (5)$$

не изменит своей основной сути, однако коэффициенты уравнения с учетом протекающей жидкости будут иными:

$$a_{m,m} = A_{mn} - B_{mn} w_{mn}^2; \quad a_{m,m+1} = -\frac{m^2 (m \pm 1)^2}{2} k^* a_1; \quad a_{m,m+3} = -\frac{m^2 (m \pm 3)^2}{2} k^* a_1; \quad (6)$$

$$A_{mn} = \lambda_n^4 + \eta m^4 (m^2 - 1) \left(m^2 - 1 + \frac{p^*}{\eta} \right) + K^* m^4 - \lambda_n^4 \rho_0 \Phi_{mn} V^2 m^4 h_v.$$

$$B_{mn} = R h \rho^* (\lambda_n^2 h_v + m^2 + m^4) + \rho_0^* \Phi_{mn} R_0^2 m^4, \quad (7)$$

$$\text{где } p^* = p_0 \frac{R}{E_0 h h_v^2}, \rho^* = \rho_0 \frac{R \rho}{E_0 h h_v^2}, k^* = \frac{R^2 k}{E_0 h h_v^2}.$$

Дальнейшее решение задачи сводится к нахождению собственных чисел λ – спектра частот свободных колебаний $\omega_{m,n}^2$, которые зависят от волновых чисел m и n с учетом различных геометрических и механических характеристик. Для наглядности был проведен численный эксперимент как для газопровода с использованием уравнений, полученных в [2], так и для нефтепровода.

3. Результаты и обсуждения / Results and discussion

В первую очередь исследуем влияние внутреннего рабочего давления P на частоты собственных колебаний при различных толщинах железобетонной оболочки при фиксированных значениях $K = 400\,000 \text{ N/m}^3$, $R = 0.72 \text{ m}$, $L/R_0 = 6$, $h_s = 0.01 \text{ m}$ для газопровода и нефтепровода. Результаты исследования приведены в таблице 1 и представлены на графике (рис. 2).

Анализ результатов, приведенных в таблице 1 и на рис. 2, позволяет сделать вывод, что увеличение толщины слоя железобетона неоднородной трубы приводит к увеличению частот свободных колебаний и, как следствие, жесткости газопровода и нефтепровода. Так, при толщине железобетонного слоя 3 см и внутреннем рабочем давлении 2 МПа частота свободных колебаний нефтепровода составила 47.7 Гц, а при увеличении защитного слоя до 5 см – 57.6 Гц.

Таблица 1. Влияние внутреннего рабочего давления P на частоты собственных колебаний при различной толщине железобетонной оболочки для газопровода и нефтепровода
Table 1. The effect of internal operating pressure P on natural frequencies for varying reinforced concrete shell thickness in gas and oil pipelines

$P, \text{ МПа}$	Газопровод								
	$h_b = 0.03 \text{ m}$			$h_b = 0.04 \text{ m}$			$h_b = 0.05 \text{ m}$		
	$\omega_{1,1}, \text{ Гц}$	$\omega_{1,2}, \text{ Гц}$	$\omega_{1,3}, \text{ Гц}$	$\omega_{1,1}, \text{ Гц}$	$\omega_{1,2}, \text{ Гц}$	$\omega_{1,3}, \text{ Гц}$	$\omega_{1,1}, \text{ Гц}$	$\omega_{1,2}, \text{ Гц}$	$\omega_{1,3}, \text{ Гц}$
0	161.73	66.38	110.86	155.64	70.97	138.33	150.89	76.6	164.8
2	161.73	72.78	122.44	155.64	76.03	146.26	150.89	80.65	170.57
4	161.73	78.66	133.01	155.64	80.78	153.77	150.89	84.52	176.15
6	161.73	84.13	142.79	155.64	85.26	160.94	150.89	88.21	181.55
8	161.73	89.27	151.95	155.64	89.52	167.8	150.89	91.75	186.8
10	161.73	94.12	160.59	155.64	93.58	174.39	150.89	95.16	191.91
12	161.73	98.74	168.79	155.64	97.47	180.75	150.89	98.46	196.88
$P, \text{ МПа}$	Нефтепровод								
	$h_b = 0.03 \text{ m}$			$h_b = 0.04 \text{ m}$			$h_b = 0.05 \text{ m}$		
	$\omega_{1,1}, \text{ Гц}$	$\omega_{1,2}, \text{ Гц}$	$\omega_{1,3}, \text{ Гц}$	$\omega_{1,1}, \text{ Гц}$	$\omega_{1,2}, \text{ Гц}$	$\omega_{1,3}, \text{ Гц}$	$\omega_{1,1}, \text{ Гц}$	$\omega_{1,2}, \text{ Гц}$	$\omega_{1,3}, \text{ Гц}$
0	104.02	43.5	74.69	105.06	48.74	97.46	105.79	54.57	120.24
2	104.02	47.7	82.49	105.06	52.22	103.04	105.79	57.46	124.45
4	104.02	51.55	89.61	105.06	55.48	108.34	105.79	60.21	128.52
6	104.02	55.13	96.2	105.06	58.55	113.39	105.79	62.85	132.46
8	104.02	58.5	102.37	105.06	61.48	118.22	105.79	65.37	136.29
10	104.02	61.68	108.19	105.06	64.27	122.87	105.79	67.8	140.02
12	104.02	64.71	113.71	105.06	66.94	127.34	105.79	70.15	143.65

Примечание: $K = 400\,000 \text{ N/m}^3$, $R = 0.72 \text{ m}$, $L/R_0 = 6$, $h_s = 0.01 \text{ m}$

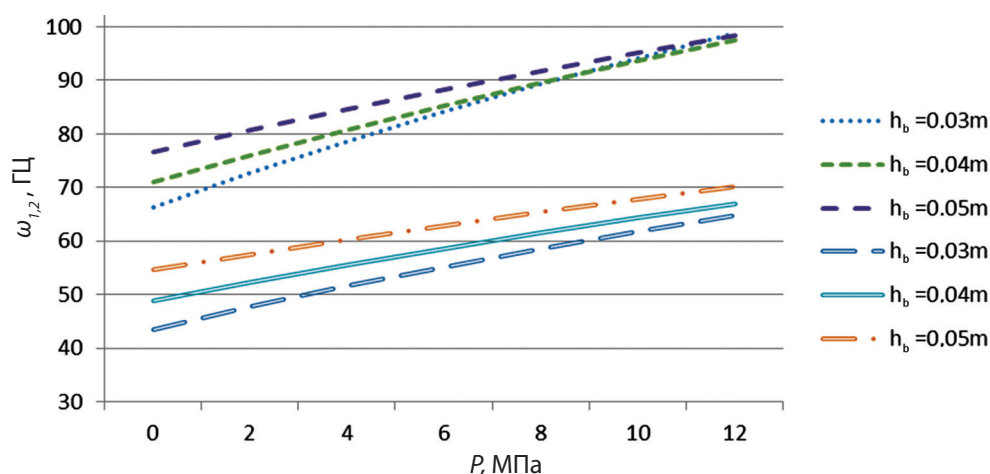


Рис. 2. Влияние внутреннего рабочего давления P на частоты собственных колебаний при различной толщине железобетонной оболочки для газопровода и нефтепровода (график составлен автором)

Fig. 2. The effect of internal operating pressure P on natural frequencies for varying reinforced concrete shell thickness in gas and oil pipelines (graph by the author)

Во-вторых, проведем анализ влияния коэффициента постели грунта на частоту свободных колебаний трубопровода при различных значениях внутреннего рабочего давления от 0 до 10 МПа и при фиксированных значениях $R = 0.72$ м, $L/R_0 = 6$, $h_s = 0.01$ м, $h_b = 0.03$ м для газопровода и нефтепровода.

Исходя из результатов, приведенных в таблице 2, можно сказать, что с увеличением коэффициента постели K частоты свободных колебаний $\omega_{1,2}$ возрастают: при прочих равных условиях и увеличении коэффициента постели с 10 до 400 кН/м³ частота свободных колебаний возросла во всех приведенных экспериментах. Однако также стоит отметить, что с увеличением коэффициента постели рост частоты свободных колебаний мал по сравнению с ростом частоты свободных колебаний других исследуемых параметров и требует дополнительных исследований.

В-третьих, исследуем влияние длины участка трубопровода при переменном давлении на частоты свободных колебаний заглубленного в грунт трубопровода при $K = 400\,000$ Н/м³, $R = 0.72$ м, $h_s = 0.01$ м для газопровода и нефтепровода (таблица 3, рис. 3).

Таблица 2. Влияние коэффициента постели грунта K на частоту свободных колебаний трубопровода при различных значениях внутреннего рабочего давления от 0 до 10 МПа для газопровода

Table 2. Effect of soil spring constant K on the natural frequency of a pipeline for different internal operating pressures ranging from 0 to 10 MPa for a gas pipeline

K , кН/м ³	Газопровод								
	$P = 10$ МПа			$P = 5$ МПа			$P = 0$ МПа		
	$\omega_{1,1}$, Гц	$\omega_{1,2}$, Гц	$\omega_{1,3}$, Гц	$\omega_{1,1}$, Гц	$\omega_{1,2}$, Гц	$\omega_{1,3}$, Гц	$\omega_{1,1}$, Гц	$\omega_{1,2}$, Гц	$\omega_{1,3}$, Гц
10	93.432	82.789	159.14	93.432	67.932	136.262	93.432	48.738	108.669
30	93.439	82.802	159.148	93.439	67.948	136.271	93.439	48.76	108.68
70	93.452	82.828	159.163	93.452	67.979	136.289	93.452	48.804	108.703
130	93.473	82.867	159.186	93.473	68.027	136.315	93.473	48.87	108.736
200	93.496	82.913	159.213	93.496	68.082	136.347	93.496	48.947	108.775
270	93.52	82.958	159.24	93.52	68.138	136.378	93.52	49.024	108.815
400	93.564	83.043	159.29	93.564	68.24	136.4	93.564	49.167	108.88

Примечание: $R = 0.72$ м, $L/R = 6$, $h_s = 0.01$ м, $h_b = 0.03$ м

Таблица 3. Влияние внутреннего рабочего давления P на частоты собственных колебаний при различной длине участка для газопровода и нефтепровода
Table 3. The effect of internal operating pressure P on natural frequencies at varying section lengths for gas and oil pipelines

P , МПа	Газопровод								
	$L/R = 6$			$L/R = 8$			$L/R = 10$		
	$\omega_{1,1}$, Гц	$\omega_{1,2}$, Гц	$\omega_{1,3}$, Гц	$\omega_{1,1}$, Гц	$\omega_{1,2}$, Гц	$\omega_{1,3}$, Гц	$\omega_{1,1}$, Гц	$\omega_{1,2}$, Гц	$\omega_{1,3}$, Гц
0	161.73	66.38	110.86	93.56	49.17	108.89	150.89	76.6	164.8
2	161.73	72.78	122.44	93.56	57.56	120.66	150.89	80.65	170.57
4	161.73	78.66	133.01	93.56	64.88	131.39	150.89	84.52	176.15
6	161.73	84.13	142.79	93.56	71.45	141.3	150.89	88.21	181.55
8	161.73	89.27	151.95	93.56	77.46	150.57	150.89	91.75	186.8
10	161.73	94.12	160.59	93.56	83.04	159.29	150.89	95.16	191.91
12	161.73	98.74	168.79	93.56	88.27	167.56	150.89	98.46	196.88
P , МПа	Нефтепровод								
	$L/R = 6$			$L/R = 8$			$L/R = 10$		
	$\omega_{1,1}$, Гц	$\omega_{1,2}$, Гц	$\omega_{1,3}$, Гц	$\omega_{1,1}$, Гц	$\omega_{1,2}$, Гц	$\omega_{1,3}$, Гц	$\omega_{1,1}$, Гц	$\omega_{1,2}$, Гц	$\omega_{1,3}$, Гц
0	104.02	43.5	74.69	58.89	32.1	73.15	105.79	54.57	120.24
2	104.02	47.7	82.49	58.89	37.58	81.06	105.79	57.46	124.45
4	104.02	51.55	89.61	58.89	42.35	88.26	105.79	60.21	128.52
6	104.02	55.13	96.2	58.89	46.64	94.92	105.79	62.85	132.46
8	104.02	58.5	102.37	58.89	50.57	101.14	105.79	65.37	136.29
10	104.02	61.68	108.19	58.89	54.22	107.01	105.79	67.8	140.02
12	104.02	64.71	113.71	58.89	57.62	112.56	105.79	70.15	143.65

Примечание: $K = 400\,000\text{ N/m}^3$, $R = 0.72\text{ m}$, $L/R_0 = 6$, $h_s = 0.01\text{ m}$, $h_b = 0.03\text{ m}$

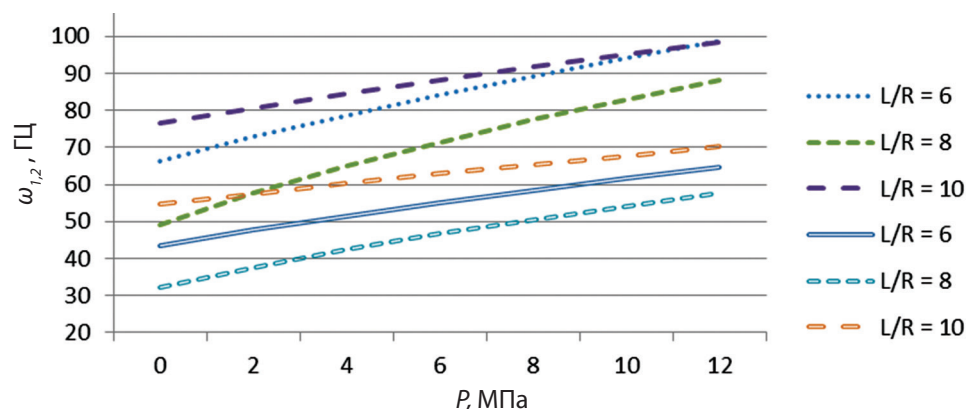


Рис. 3. Влияние внутреннего рабочего давления P на частоты собственных колебаний при различной длине участка для газопровода и нефтепровода (график составлен автором)
Fig. 3. The effect of internal operating pressure P on natural frequencies at varying section lengths for gas and oil pipelines (graph by the author)

Согласно результатам, приведенным в таблице 3 и на рис. 3, увеличение внутреннего рабочего давления приводит к увеличению частот свободных колебаний и жесткости газопровода и нефтепровода. При внутреннем рабочем давлении 2 МПа частота свободных колебаний нефтепровода составила 47.7 Гц. С увеличением внутреннего рабочего давления до 12 МПа произошло увеличение частоты свободных колебаний до 64.7 Гц.

4. Заключение / Conclusions

Исследование показало, что форма колебаний нефтепровода – оболочечная, т. к. минимальные значения частоты собственных колебаний $\omega_{1,2}$ реализуются при волновых числах $m = 2, n = 1$. Таким образом, несмотря на наличие слоя железобетона, трубопровод остается тонкостенным и требует иного подхода к определению динамических характеристик и расчета прочности.

Исходя из того, что увеличение толщины железобетонной рубашки привело к увеличению частоты свободных колебаний, необходимо включать ее физические и геометрические характеристики в расчет трубопроводных систем.

В зависимости от различных факторов при прочих равных условиях значения частоты свободных колебаний нефтепровода ниже, чем значения частоты свободных колебаний газопровода. Так, в исследовании влияния коэффициента постели грунта на частоту свободных колебаний при $K = 10 \text{ кН/м}^3$ частота свободных колебаний нефтепровода составила 58.8 Гц, тогда как у газопровода при тех же условиях – 93.4 Гц, что на ~59 % выше. Подобная тенденция наблюдается во всех вышеописанных экспериментах. Таким образом, можно сделать вывод, что динамические характеристики трубопроводов зависят от типа трансформируемого продукта и требуют точного расчета для различных нефтепродуктов, что подтверждает необходимость дальнейших исследований.



Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interest. The author declares no relevant conflict of interest.

Список литературы

1. Денисов Г. В. К расчету участков заглубленных магистральных трубопроводов с конструктивными включениями на сейсмическое воздействие. *Современные проблемы науки и образования*. 2014;(4):200. URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=14133>.
2. Волинец С. И. Колебания тонкостенных неоднородных оболочек в упругой среде с учетом внутреннего рабочего давления. *Вестн газовой науки*. 2021;(4):203–207. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=49095501>.
3. Хакимов А. Г., Юлмухаметов А. А. Изгибные колебания трубопровода на упругих опорах с движущейся жидкостью. *Многофазные системы*. 2019;14(1):10–16. <https://doi.org/10.21662/mfs2019.1.002>
4. Шакирьянов М. М. Пространственные нелинейные колебания трубопровода при действии внутреннего ударного давления. *Известия Российской академии наук. Механика твердого тела*. 2019;(6):76–84. <https://doi.org/10.1134/S0572329919060114>
5. Шагиев В. Р., Ахтямов А. М. Идентификация закрепления трубопровода с использованием минимального количества собственных частот. *Математические структуры и моделирование*. 2018;(1):95–107. <https://doi.org/10.25513/2222-8772.2018.1.95-107>
6. Акуленко Л. Д., Иванов М. И., Коровина Л. И., Нестеров С. В. Основные свойства собственных колебаний протяженного участка трубопровода. *Известия Российской академии наук. Механика твердого тела*. 2013;(4):119–134. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=20194647>.
7. Sollund H., Vedeld K. A semi-analytical model for free vibrations of free spanning offshore pipelines. *Research Report in Mechanics*. No. 2. Oslo: University of Oslo; 2012. URL: <https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/34444/2012-2.pdf?sequence=1>
8. Lazakis I., Gkerekos C., Theotokatos G. Investigating an SVM-driven, one-class approach to estimating ship systems condition. *Ships and Offshore Structures*. 2018;14(5):432–441. <https://doi.org/10.1080/17445302.2018.1500189>
9. Shao Y. F., Fan X., Shu S., Ding H., Chen L.-Q. Natural frequencies, critical velocity and equilibriums of fixed-fixed Timoshenko pipes conveying fluid. *Journal of Vibration Engineering & Technologies*. 2022;10:1623–1635. <https://doi.org/10.1007/s42417-022-00469-0>
10. Xü W., Xie W.-D., Gao X.-F., Ma Y.-X. Study on vortex-induced vibrations (VIV) of free spanning pipeline considering pipe-soil interaction boundary conditions. *Chuan Bo Li Xue/Journal of Ship Mechanics*. 2018;51:446–453. <http://dx.doi.org/10.3969/j.issn.1007-7294.2018.04.007>
11. Yang X., Yang T., Jin J. Dynamic stability of a beam-model viscoelastic pipe for conveying pulsative fluid. *Acta Mechanica Sinica*. 2007;20:350–356. <https://doi.org/10.1007/s10338-007-0741-x>
12. Xia Tan, You-Qi Tang. Free vibration analysis of Timoshenko pipes with fixed boundary conditions conveying high velocity fluid. *Heliyon*. 2023;9(4):e14716. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e14716>

13. Флюгге В. *Статика и динамика оболочек*. Москва: Госстройиздат, 1961.
14. Ильин В. П. Применение полубезмоментной теории к задачам расчета тонкостенных труб. Проблемы расчета пространственных конструкций. В сб.: *Труды МИСИ*. Москва: МИСИ; 1980. С. 45–55.
15. Соколов В. Г., Дмитриев А. В., Волюнец С. И. Свободные колебания тонкостенных газопроводов с учетом влияния продольной силы при траншейной прокладке. *Жилищное строительство*. 2024;(9):67–74. <https://doi.org/10.31659/0044-4472-2024-9-67-74>
16. Соколов В. Г., Дмитриев А. В. Свободные колебания подземных прямолинейных тонкостенных участков газопроводов. *Вестник гражданских инженеров*. 2019;(2):29–34 <https://doi.org/10.23968/1999-5571-2019-16-2-29-34>

References

1. Denisov G. V. About calculation buried pipelines with constructive inclusions on seismic action. *Sovremennyye problemy nauki i obrazovaniya*. 2014;(4):200. (In Russ.) URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=14133>.
2. Volynets S. I. Oscillations of thin-walled heterogeneous shells within elastic medium in regard of operational pressure. *Vesti gazovoy nauki*. 2021;(4):203–207. (In Russ.) URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=49095501>.
3. Khakimov A. G., Yulmukhametov A. A. Flexural vibrations of the pipeline on elastic supports with moving fluid. *Multiphase Systems*. 2019;14(1):10–16. (In Russ.) <https://doi.org/10.21662/mfs2019.1.002>
4. Shakiryayev M. M. Spatial nonlinear oscillations of a pipeline under the action of internal shock pressure. *Mechanics of Solids*. 2019;54(8):1189–1196. <https://doi.org/10.3103/S0025654419080090>
5. Shagiev V. R., Akhtyamov A. M. Identification of pipe fastening using the minimum number of natural frequencies. *Mathematical Structures and Modeling*. 2018;(1):95–107. (In Russ.) <https://doi.org/10.25513/2222-8772.2018.1.95-107>
6. Akulenko L. D., Ivanov M. I., Nesterov S. V., Korovina L. I. Basic properties of natural vibrations of an extended segment of a pipeline. *Mechanics of Solids*. 2013;48(4):458–472. <https://doi.org/10.3103/S0025654413040146>
7. Sollund H., Vedeld K. A semi-analytical model for free vibrations of free spanning offshore pipelines. *Research Report in Mechanics*. No. 2. Oslo: University of Oslo; 2012. URL: <https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/34444/2012-2.pdf?sequence=1>
8. Lazakis I., Gkerekos C., Theotokatos G. Investigating an SVM-driven, one-class approach to estimating ship systems condition. *Ships and Offshore Structures*. 2018;14(5):432–441. <https://doi.org/10.1080/17445302.2018.1500189>
9. Shao Y. F., Fan X., Shu S., Ding H., Chen L.-Q. Natural frequencies, critical velocity and equilibriums of fixed–fixed Timoshenko pipes conveying fluid. *Journal of Vibration Engineering & Technologies*. 2022;10:1623–1635. <https://doi.org/10.1007/s42417-022-00469-0>
10. Xü W., Xie W.-D., Gao X.-F., Ma Y.-X. Study on vortex-induced vibrations (VIV) of free spanning pipeline considering pipe-soil interaction boundary conditions. *Chuan Bo Li Xue/Journal of Ship Mechanics*. 2018;51:446–453. <http://dx.doi.org/10.3969/j.issn.1007-7294.2018.04.007>
11. Yang X., Yang T., Jin J. Dynamic stability of a beam-model viscoelastic pipe for conveying pulsative fluid. *Acta Mechanica Solida Sinica*. 2007;20:350–356. <https://doi.org/10.1007/s10338-007-0741-x>
12. Xia Tan, You-Qi Tang. Free vibration analysis of Timoshenko pipes with fixed boundary conditions conveying high velocity fluid. *Heliyon*. 2023;9(4):e14716. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e14716>
13. Flyugge V. *Statics and dynamics of shells*. Moscow: Gosstroyizdat, 1961. (In Russ.)
14. Il'in V. P. Application of semi-integral theory to the problems of thin-walled pipes calculation. Problems of calculation of spatial structures. In: *Trudy MISI*. Moscow: MCEI; 1980. P. 45–55. (In Russ.)
15. Sokolov V. G., Dmitriev A. V., Volynets S. I. Free vibrations of thin-walled gas pipelines taking into account the influence of longitudinal force during trench laying. *Housing Construction*. 2024;(9):67–74. (In Russ.) <https://doi.org/10.31659/0044-4472-2024-9-67-74>
16. Sokolov V. G., Dmitriev A. V. Free oscillations of straight thin walled underground pipelines. *Bulletin of Civil Engineers*. 2019;(2):29–34 (In Russ.) <https://doi.org/10.23968/1999-5571-2019-16-2-29-34>



Информация об авторе

Волюнец Святослав Игоревич, ассистент кафедры строительной механики, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация, volynec-s@bk.ru, <https://orcid.org/0000-0001-5236-1981>

Information about the author

Svyatoslav I. Volynets, Assistant in the Department of Structural Mechanics, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation, volynec-s@bk.ru, <https://orcid.org/0000-0001-5236-1981>

Получена 11 ноября 2024 г., одобрена 02 февраля 2025 г., принята к публикации 20 февраля 2025 г.
Received 11 November 2024, Approved 02 February 2025, Accepted for publication 20 February 2025