

УДК 622.24:658.3:621.646

АНАЛИЗ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕФТЕПРОВОДА НА ГРУНТЫ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

Томарева И.А., Омаров Т.О., Голубитченко К.В.

*ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный технический университет»,
Институт архитектуры и строительства, Волгоград, e-mail: inestom@bk.ru*

Обеспечение надежности нефтепроводов, проложенных в зоне Арктического шельфа, требует комплексного подхода, в том числе и на этапе их проектирования. Особого внимания заслуживает тепловое воздействие на мерзлый грунт, оказываемое трубопроводом во время его эксплуатации. Определение возникающих напряжений при изменении пространственного положения нефтепроводов является задачей актуальной, позволяющей еще на проектной стадии с достаточной точностью оценить напряженно-деформированное состояние морских трубопроводов. В данной работе проведен анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода на примере нефтепровода, эксплуатируемого на шельфе Печорского моря. Для моделирования изменений пространственного положения нефтепровода вследствие теплового воздействия на мерзлый грунт было выбрано программное обеспечение от компании Itasca Consulting Group, Inc. – FLAC 3D. Это позволило наглядно продемонстрировать взаимодействие грунта и трубопровода в заданных условиях и получить численное значение ореола протаивания грунта. В качестве критерия оценки напряженно-деформированного состояния стенки трубопровода рассматривалась величина эквивалентного напряжения по четвертой теории прочности. Эквивалентные напряжения рассчитывались с учетом изменения высотного положения нефтепровода под влиянием изменения температуры перекачиваемого продукта от 5 °С до 20 °С. Были получены графические зависимости изменения эквивалентных напряжений по верхней и нижней образующей трубопровода от изменения температуры перекачиваемого продукта, что позволило сделать вывод о преобладании сжимающих напряжений над растягивающими. Полученные результаты позволяют рекомендовать данную методику определения возникающих напряжений при изменении пространственного положения нефтепроводов вследствие их теплового взаимодействия с мерзлым грунтом Арктического шельфа на проектной стадии. В свою очередь, это поможет принять правильные конструктивные решения во избежание возможных деформаций трубопроводов.

Ключевые слова: надежность, морской трубопровод, арктический шельф, методы оценки напряженно-деформированного состояния, тепловое воздействие, напряжение, мерзлый грунт, протаивание

THERMAL IMPACT ANALYSIS OF THE PIPELINE ON ARCTIC SHELF SOILS

Tomareva I.A., Omarov T.O., Golubitchenko K.V.

*Volgograd State Technical University, Institute of architecture and construction,
Volgograd, e-mail: inestom@bk.ru*

Ensuring the reliability of oil pipelines laid in the Arctic Shelf zone requires an integrated approach, including at the design stage. Of particular note is the thermal impact on the frozen soil exerted by the pipeline during its operation. Determination of arising stresses at change of spatial position of oil pipelines is an actual task, which allows to estimate stress-strain state of offshore pipelines with sufficient accuracy at the design stage. In this work, the stress-strain state of the pipeline was analyzed using the example of an oil pipeline operated on the shelf of the Pechora Sea. Software from Itasca Consulting Group, Inc. – FLAC 3D was selected to simulate changes in the pipeline's spatial position due to thermal effects on frozen soil. This made it possible to clearly demonstrate the interaction of soil and pipeline under the specified conditions and obtain a numerical value of the soil pouring halo. As a criterion for evaluating the stress-strain state of the pipeline wall, the value of equivalent stress according to the fourth theory of strength was considered. Equivalent voltages were calculated taking into account the change in the height position of the pipeline under the influence of a change in the temperature of the pumped product from 5 °C to 20 °C. Graphical dependencies were obtained on the change of equivalent stresses along the upper and lower generatrix of the pipeline from the change in the temperature of the pumped product, which made it possible to conclude that compressive stresses prevail over tensile ones. The obtained results make it possible to recommend this method of determining the arising stresses when the spatial position of oil pipelines changes due to their thermal interaction with the frozen soil of the Arctic Shelf at the design stage. In turn, this will help to make the right design decisions to avoid possible deformation of pipelines.

Keywords: reliability, offshore pipeline, arctic shelf, methods of stress-strain state estimation, thermal impact, stress, frozen soil, thawing

Развитие мировой энергетики, в том числе российской, немислимо без освоения северных морей, Арктического шельфа. Транспортировка добытых углеводородов в условиях сложных гидрологических, геологических, климатических условий – одна из важнейших задач, стоящих перед нефтегазодобывающими компаниями. Для реализации этих планов необходимо созда-

ние инфраструктуры, включающей подводные трубопроводы.

Во время эксплуатации морских нефтепроводов, уложенных на шельфе северных морей, возникает проблема в обеспечении их надежности, которая состоит в том, что трубопроводы теряют свою устойчивость вследствие теплового воздействия на окружающие грунты. В субаквальных много-

летнемерзлых породах (СММП) происходят изменения в характере протекания процессов «протаивание – промерзание», что приводит к продольным и поперечным перемещениям нефтепроводов. Изменение положения нефтепровода приводит к увеличению напряжений, возникающих в стенке трубы. А это, в свою очередь, может привести к деформации трубопровода [1].

Целью исследования является анализ напряжений в стенке нефтепровода вследствие изменения его высотного положения под влиянием температурного фактора.

Материалы и методы исследования

В настоящее время определение остаточного ресурса трубопровода производят по предельному уровню напряжений в его стенке, равному пределу текучести материала трубы [2, 3]. Согласно четвертой теории прочности, для оценки напряженно-деформированного состояния стенки трубопровода предлагаем рассмотреть величину эквивалентного напряжения $\sigma_{\text{эkv}}$ [4, 5]:

$$\sigma_{\text{эkv}} = \sqrt{\sigma_{\text{кц}}^2 + \sigma_{\text{пр}}^2} - \sigma_{\text{кц}} \cdot \sigma_{\text{пр}}, \quad (1)$$

приняв во внимание, что при определении величины продольных напряжений в стенке трубы будем учитывать не только температурные изменения, но и изменение положения трубопровода по высоте [5]:

$$\sigma_{\text{пр}} = \nu \cdot \sigma_{\text{кц}} - E\alpha\Delta t \pm \frac{ED}{2} \cdot \frac{\partial^2 W(x; \tau)}{\partial x^2}, \quad (2)$$

где $W(x; \tau)$ – изменение высотного положения трубопровода в сечении x в момент времени τ .

Максимальное кольцевое напряжение, вызванное давлением продукта, не должно превышать меньшего из двух значений:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{кц}} &= F_T \cdot \sigma_T; \\ \sigma_{\text{кц}} &= F_B \cdot \sigma_B, \end{aligned} \quad (3)$$

где σ_T – нормативный минимальный предел текучести (НМПТ); σ_B – нормативный минимальный предел прочности (НМПП); F_T и F_B – расчетные коэффициенты для кольцевого напряжения по НМПТ.

В работе используется метод моделирования условий и анализ полученных результатов.

Для определения величины ореола протаивания в заданных условиях предлагается применить программное обеспечение от компании Itasca Consulting Group, Inc. – FLAC 3D. Задача моделирования состоит в наглядной демонстрации взаимодействия грунта и трубопровода при эксплуатации последнего в условиях Арктического шельфа.

Согласно СП 25.13330.2012 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах», СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» в качестве расчетной схемы принята модель трубопровода подземного способа прокладки без использования анкеров с хомутами и термоохладителей [2] (рис. 1).

Результаты исследования и их обсуждение

В качестве объекта исследования рассматривается морской нефтепровод на шельфе Печорского моря. Характеристики нефтепровода и исходные данные для расчета его напряженно-деформированного состояния представлены в табл. 1.

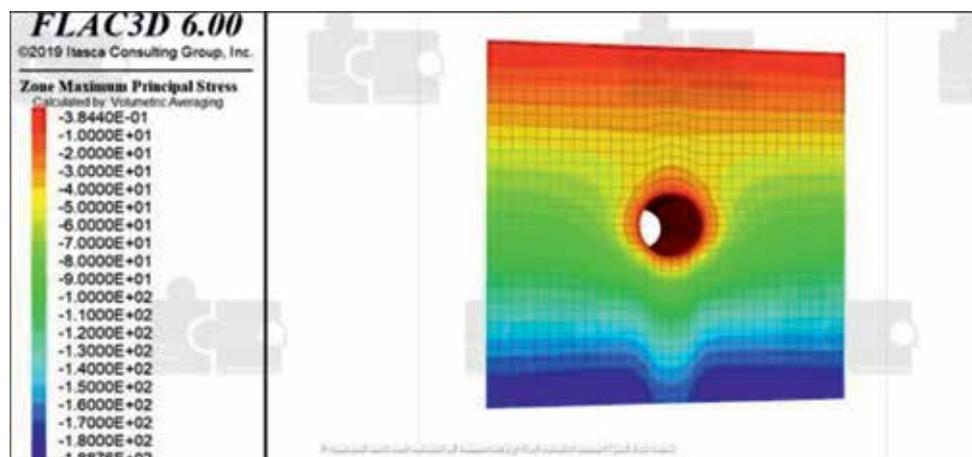


Рис. 1. Расчетная схема трубопровода

Таблица 1

Исходные данные для расчета напряженного состояния и устойчивости нефтепровода

Наименование	Обозначение	Значение	Размерные ед.
1.1. Диаметр трубопровода	D_n	1000	мм
1.2. Толщина стенки трубопровода	δ	10	мм
2. Рабочее давление в трубопроводе	P	4	МПа
3. Предел прочности стали (временное сопротивление разрыву)	$\sigma_{вр}$	510	МПа
4. Предел текучести стали	$\sigma_{т}$	400	МПа
5. Коэффициент надежности по нагрузке	γ_f	1.2	
6. Коэффициент условий работы трубопровода	γ_c	0.75	
7. Коэффициент надежности по материалу	γ_m	1.34	
8. Коэффициент надежности по назначению трубопровода	γ_n	1	
9. Коэффициент несущей способности трубопровода	η	1	
10. Коэффициент надежности по нагрузке от веса давления грунта	$\gamma_{гр}$	0.8	
11. Среднегодовая температура перекачиваемого продукта в процессе эксплуатации	t_3	5	°С
12. Минимальная температура, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода (захлест)	$t_{захл-}$	-30	°С
13. Максимальная температура, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода (захлест)	$t_{захл+}$	40	°С
14. Плотность стали	$\rho_{ст}$	7850	кг/м ³
15. Модуль упругости стали	E	206000	МПа
16. Коэффициент линейного расширения металла трубы (сталь)	α	0.000012	град ⁻¹
17. Коэффициент Пуассона	μ	0.4	
18. Плотность перекачиваемого продукта	$\rho_{прод}$	860	кг/м ³

Таблица 2

Характеристики грунта

Физико-механические свойства грунтов (по материалам инженерных изысканий):	Обозначение	Значение	Размерные ед.
1. Плотность грунта, кг/м ³	$\rho_{гр}$	2000	кг/м ³
2. Угол внутреннего трения грунта, град	$w_{гр}$	16	град
3. Сцепление грунта, Па	$c_{гр}$	48000	Па
4. Коэффициент постели грунта при сжатии, МН/м ³	k_0	5	МН/м ³

На дне Печорского моря в ходе инженерно-геологических изысканий, включая геокриологические исследования, были обнаружены современные и реликтовые горизонты мерзлых пород, преимущественно это грунт дисперсный, связный, осадочный, минеральный (табл. 2). Мощность СММП составляет 20–30 м и более [6].

Ниже представлены результаты расчета нефтепровода для двух случаев: при температуре грунта -2 °С и при температуре

грунта -8 °С. На рис. 2 и 3 изображены зоны протаивания грунта вследствие теплового воздействия нефтепровода на него.

Анализируя полученные результаты, можем сделать вывод, что при среднегодовой температуре перекачиваемого продукта в процессе эксплуатации ($t_3 = 5$ °С), ореол протаивания при температуре грунта -2 °С составляет около 14 м, а при температуре грунта -8 °С – около 4 м. Так как изменение высотного положения при температуре грунта -8 °С незначительно вли-

яет на напряжения, возникающие в стенке трубы, то для дальнейших расчетов будем рассматривать грунт с температурой -2°C .

Далее были произведены расчеты напряжений, возникающих в стенке подво-

дного трубопровода вследствие изменения его высотного положения, под влиянием изменения температуры перекачиваемого продукта от 5°C до 20°C . Полученные результаты отражены в табл. 3 и на рис. 4 и 5.

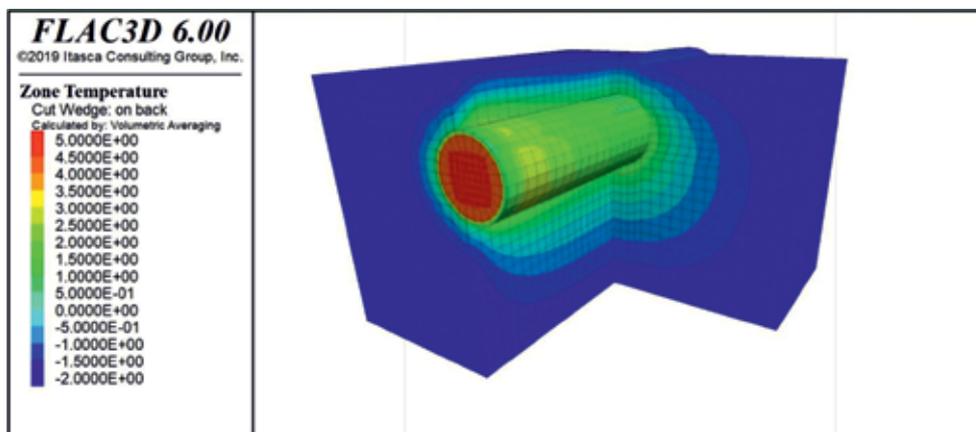


Рис. 2. Зоны протаивания при температуре грунта -2°C , температуры нефтепровода 5°C

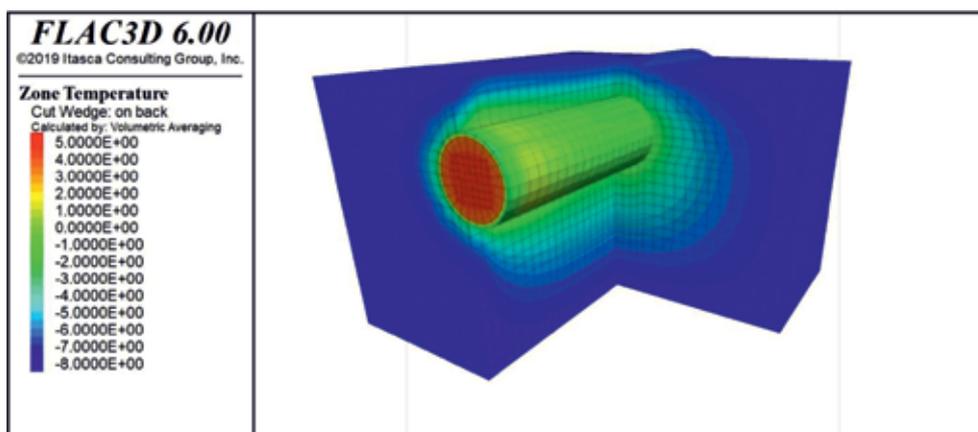


Рис. 3. Зоны протаивания при температуре грунта -8°C , температуры нефтепровода 5°C

Таблица 3

Напряжения в стенке нефтепровода при изменении температуры перекачиваемого продукта

Температура $T, ^{\circ}\text{C}/\text{K}$	Продольное напряжение по верхней образующей $\sigma_{\text{пр}}, \text{МПа}$	Эквивалентное напряжение по верхней образующей $\sigma_{\text{эк}}, \text{МПа}$	Продольное напряжение по нижней образующей $\sigma_{\text{пр}}, \text{МПа}$	Эквивалентное напряжение по нижней образующей $\sigma_{\text{эк}}, \text{МПа}$
5/278	170,23	347,27	-141,00	224,50
10/283	174,48	350,61	-145,33	225,46
15/288	178,73	353,93	-149,59	226,39
20/293	182,99	357,27	-153,85	227,40

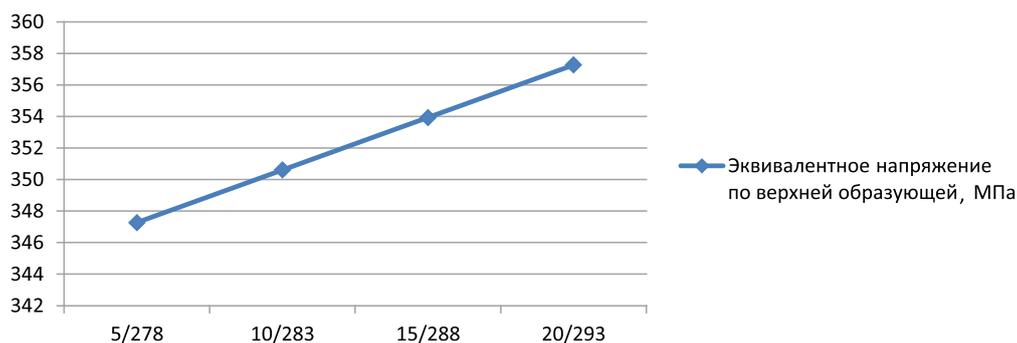


Рис. 4. Изменение эквивалентного напряжения по верхней образующей нефтепровода

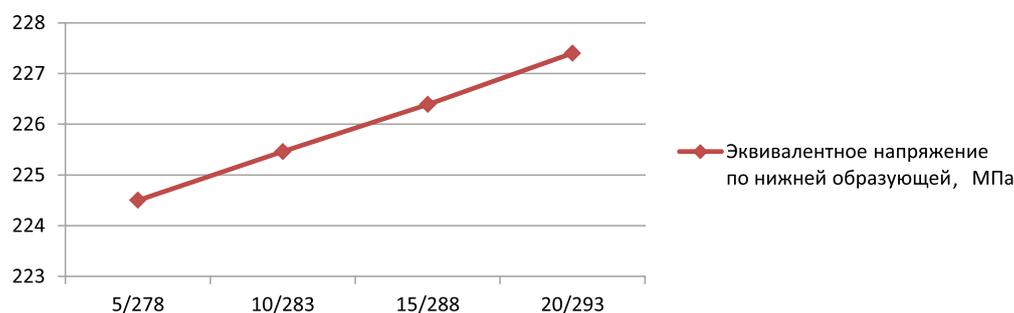


Рис. 5. Изменение эквивалентного напряжения по нижней образующей нефтепровода

Заключение

Согласно произведенным расчетам наблюдаются изменения эквивалентных напряжений: по нижней образующей изменения незначительны ($\Delta\sigma_{\text{экр}} = 2,9$ МПа), по верхней образующей изменения происходят с большей амплитудой ($\Delta\sigma_{\text{экр}} = 10,27$ МПа). Следовательно, можно сделать следующие выводы: в нефтепроводе, эксплуатируемом на Арктическом шельфе, при изменении его высотного положения вследствие температурного воздействия на СММП (протаивание), преобладают сжимающие напряжения.

Полученные результаты позволяют рекомендовать применение данной методики определения возникающих напряжений в нефтепроводе на проектной стадии, что поможет принять необходимые конструктивные решения при проектировании и строительстве трубопроводов и избежать возможных деформаций в процессе их эксплуатации.

Список литературы / References

1. Долганов В.А., Адамия Д.Д., Томарева И.А. Инновационные технологии строительства нефте- и газопроводов в вечномёрзлых грунтах // Инженерный вестник Дона. 2021. № 5. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ivdon.ru/ru/magazine/archive/n5y2021/6958.pdf> (дата обращения: 10.05.2021).

Dolganov V.A., Adamia D.D., Tomareva I.A. Innovative technologies for the construction of oil and gas pipelines in permafrost soils // Inzhenernyy vestnik Dona. 2021. № 5. [Electronic Resource]. URL: <http://www.ivdon.ru/ru/magazine/archive/n5y2021/6958.pdf> (date of access: 10.05.2021) (in Russian).

2. Идрисова Я.Р. Обеспечение безопасной эксплуатации магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов на участках многолетнемерзлых грунтов: автореф. дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2015. 22 с.

Idrisova Y.R. Ensuring safe operation of main oil and oil product pipelines in areas of permafrost soils: avtoref. dis.... cand. tekhn. nauk. Ufa, 2015. 22 p. (in Russian).

3. Димов Л.А., Димов И.Л. О выборе способа прокладки нефтепроводов при строительстве на многолетнемерзлых грунтах // Основания, фундаменты и механика грунтов. 2014. № 5. С. 29–32.

Dimov L.A., Dimov I.L. On the choice of the method of laying oil pipelines during construction on permafrost soils // Osnovaniya, fundamenti i mekhanika gruntov. 2014. № 5. P. 29–32 (in Russian).

4. Мансуров М.Н., Лаптева Т.И., Никитин Б.А. Эксплуатационная надежность морских трубопроводов в транзитной зоне арктического шельфа // Деловой журнал Neftegaz.ru. 2017. № 5. С. 14–20.

Mansurov M.N., Lapteva T.I., Nikitin B.A. Operational reliability of offshore pipelines in the transit zone of the Arctic shelf // Delovoy zhurnal Neftegaz.ru. 2017. № 5. P. 14–20 (in Russian).

5. Лаптева Т.И. Разработка методов обеспечения работоспособности морских нефтегазопроводов в сложных инженерно-геологических условиях Арктического шельфа: дис. ... докт. техн. наук. Москва, 2019. 257 с.

Lapteva T.I. Development of methods for ensuring the operability of offshore oil and gas pipelines in complex engineering and geological conditions of the Arctic shelf: dis. ... dokt. tekhn. nauk. Moskva, 2019. 257 p. (in Russian).

6. Погребницкий Ю.Е. Геологическая природа Арктики // Арктика на пороге третьего тысячелетия. СПб.: Наука, 2000. С. 91–104.

Pogrebitsky Yu.E. Geological nature of the Arctic // Arktika na poroge tret'yego tysyacheletiya. SPb.: Nauka, 2000. P. 91–104 (in Russian).