

Обоснование выбора метода строительства трубопровода в условиях вечной мерзлоты

Д.Р. Масутов, С.А. Абдуллаев, С.С. Шубников, И.А. Томарева

*Институт архитектуры и строительства (ИАиС)
Волгоградского государственного технического университета (ВолгГТУ)*

Аннотация: В процессе эксплуатации трубопроводу угрожают различные геологические опасности, особенно в регионах с вечной мерзлотой, где катастрофы, связанные с замораживанием-оттаиванием, оказывают значительное влияние на целостность и безопасность нефтегазопроводов. Поэтому, на этапе проектирования и строительства целесообразно проводить анализ различных методов прокладки трубопроводов, учитывающих топографические условия окружающей среды, а также влияние морозного пучения и оттаивания на грунт фундамента трубопровода. Анализ существующих конструктивных схем строительства трубопроводов, условий прохождения трассы проектируемого трубопровода, характеристик перекачиваемых углеводородов позволяет обосновать выбор метода строительства, способного обеспечить устойчивое положение нефтегазопровода как в период строительства, так и во время его эксплуатации.

Ключевые слова: углеводороды, анализ, трубопровод, метод строительства, надежность трубопроводной конструкции, многолетне мерзлый грунт, свайная опора.

Трубопроводные сети являются одной из наиболее важных инфраструктурных систем современной цивилизации. В настоящее время известны следующие методы строительства нефтегазопроводов: подземный, наземный и надземный. В большинстве случаев прокладка трубопроводных сетей под землей является предпочтительным вариантом. Одним из основных преимуществ подземной прокладки трубопроводов является возможность использования грунта для поддержки трубопроводов, кроме того, подземные трубопроводы защищены от потенциально вредных воздействий окружающей среды, а также от техногенных угроз [1, 2].

Однако, удовлетворительная работа и долговечность подземных трубопроводов в значительной степени зависят от того, как трубопроводная конструкция взаимодействует с окружающим грунтом. В процессе эксплуатации заглубленному трубопроводу угрожают различные геологические опасности, особенно в районах вечной мерзлоты, где морозо-оттаивающие процессы оказывают значительное влияние на целостность и

безопасность подземных трубопроводов [3, 4]. Примеры нарушения устойчивости трубопроводов приведены на рис. 1, 2.

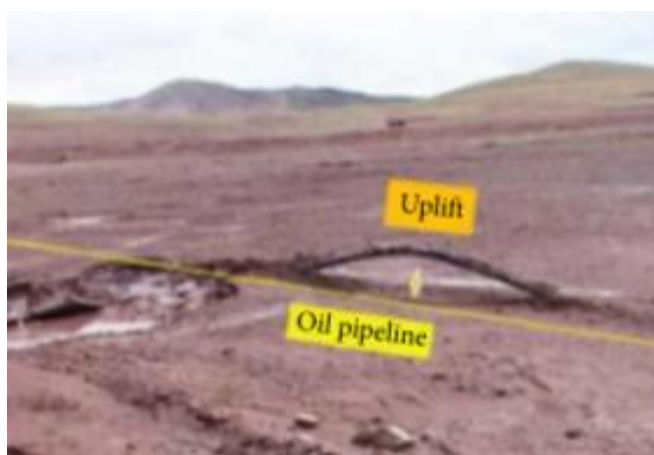


Рисунок 1. Поднятие подземного нефтепродуктопровода Голмуд-Лхаса над землей вследствие морозного пучения [3]

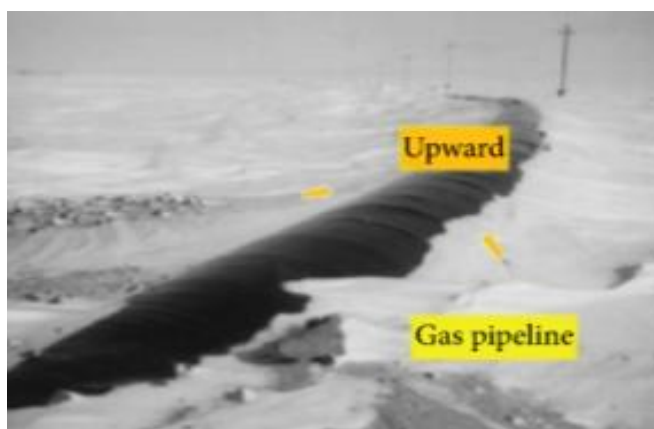


Рисунок 2. Оголение газопровода в северном Уренгое, Сибирь в результате оттаивания [3]

Поэтому, на этапе проектирования и строительства целесообразно проводить анализ различных методов прокладки трубопроводов, учитывающих топографические условия окружающей среды, а также влияние морозного пучения и оттаивания на грунт фундамента трубопровода [5, 6].

В таблице 1 представлены ключевые параметры некоторых магистральных нефтегазопроводов, проложенных в многолетмерзлых грунтах [7].

Таблица 1

Особенности магистральных трубопроводов в районах вечной мерзлоты

Трубопроводы	Маршрутизация	Строительство (год и сезон)	Диаметр трубы (мм)	Длина (км)	Глубина укладки (м)	Комментарии
Транспортная система природного газа Аляски	<u>Прудхо-Бей</u> , Аляска, США, в <u>Альберту</u> , Канада	1981-1986 Зима	1219 (Аляска) 1420 (Канада)	1198 (Аляска) 3271 (Канада)	Над землей	Температура газа: -17°C; основные проблемы: <u>морозообразование</u> /оттепель
Китайско-российский нефтепровод (CRCOP)	<u>Сковородино</u> , префектура Амур, Россия, через <u>Мохаэ</u> в <u>Дацин</u> , Китай	2009-2011 (I) 2018 (II) Зима	813	953	1,6 ~ 2,0	Температура окружающей среды: -41 ~ 24 °C; основные проблемы: оттепель/подъем/неустойчивость склона
Нефтепроводная система ВСТО (от Восточной Сибири до Тихого океана)	<u>Тайшет</u> в Иркутской области, в <u>Сковородино</u> в Амурской области, Россия (две ветки)	2006, весна (I) 2009 (II)	1220 (I); 1067 (II)	2757 (I); 2100 (II)		Среднегодовая температура воздуха: -7 ~ -6 °C; основные проблемы: оттепель/подъем/неустойчивость склона
<u>Налым-Пур-Тазский</u> газодобывающий комплекс (ДНЯО)	<u>Уренгойское</u> месторождение в Западной Сибири до <u>Торжка</u> , Россия	1995	1020/1220/1420	2200	1,5 ~ 2,0 (часть)	Изоляция полимерной лентой
Нефтепровод <u>Голмуд-Лхаса</u> (GLOP)	<u>Голмуд</u> , провинция <u>Цинхай</u> , в <u>Лхасу</u> , Китай	1972-1977 Зима	159	1078	1.2-1.4	Температура нефти: -5 ~ + 9 °C; расход нефти: 5900 баррелей/сутки; основные проблемы: <u>морозообразование</u> /оттепель

В процессе исследования проблемы обеспечения надежности трубопроводных систем в условиях вечной мерзлоты, нами был рассмотрен магистральный нефтепровод «Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе», участок р. Таз (236,7 км – 265,4 км). Состав линейной части проектируемого трубопровода приведен в таблице 2.

Таблица 2

Состав линейной части проектируемого трубопровода

ПК	Наименование объектов	Характеристика	Количество, шт.
	Нефтепровод	DN800, PN5,6 МПа, L=31,5 км	
236,7 км	Узел ЗРА при подключении на существующей площадке СОД	DN800, PN8,0 МПа	3
265,4 км	Узел ЗРА при подключении на существующей площадке СОД	DN800, PN8,0 МПа	4

Территория прохождения трассы нефтепровода, согласно мерзлотному районированию, относится к I мерзлотной зоне распространения многолетне мерзлых пород (ММП) [8]. Толщина промерзания грунтов на данной территории колеблется от 150 м до 300 м. В пределах участка строительства формируются как слой сезонного оттаивания, так и промерзания. По трассе трубопровода наблюдается высокая обводненность и возможность проявления термоэрозионных процессов при дальнейшей эксплуатации нефтепровода.

Одной из задач исследования было обоснование выбора метода строительства, способного обеспечить устойчивое положение нефтепровода как в период строительства, так и во время его эксплуатации [9].

Анализ существующих технологий строительства трубопроводов в условиях ММП, условий прохождения трассы проектируемого нефтепровода, характеристик перекачиваемой нефти позволил сделать выбор в пользу метода надземной прокладки.

Были произведены расчеты нефтепровода и свайного основания по условиям устойчивости (таблица 3) [10].

Таблица 3

Условия устойчивости трубопровода и свайного основания

Условия	Расчетные формулы
Трубопровод	
условия прочности	$\sigma_{\text{ПР.Н}} \leq \varphi_2 \times R_1, \quad (1)$ <p>где $\sigma_{\text{ПР.Н}}$ - осевые продольные напряжения, МПа; R_1 – расчетное сопротивление трубной стали растяжению (сжатию), МПа; φ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб</p>
условие отсутствия недопустимых пластических деформаций	$ \sigma_{\text{ПР}}^{\text{H}} \leq \varphi_3 \times \frac{m_0}{0,9 \times k_{\text{H}}} \times R_2^{\text{H}}, \quad (2)$
	$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m_0}{0,9 \times k_{\text{H}}} \times R_2^{\text{H}}, \quad (3)$ <p>где $\sigma_{\text{ПР}}^{\text{H}}$ - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа; m_0 – коэффициент условий работы трубопровода; k_{H} – коэффициент надежности по назначению трубопровода; R_2^{H} – нормативное сопротивление трубной стали, МПа</p>
условие общей устойчивости в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы	$S \leq \frac{m_0}{1,1} \times N_{\text{КР}}, \quad (4)$ <p>где S – эквивалентное продольное осевое усилие сжатия в трубопроводе, возникающее от действия двух расчетных нагрузок и воздействий: внутреннего давления и положительного перепада температур; $N_{\text{КР}}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода</p>
Свайный фундамент	
устойчивость свайного фундамента на действие вертикальной нагрузки	$F_{\text{В}} \leq \frac{F_{\text{И}}}{\gamma_{\text{н}}}, \quad (5)$ <p>где $F_{\text{В}}$ – вертикальная нагрузка на одну сваю, Н; $F_{\text{И}}$ – несущая способность свай, Н; $\gamma_{\text{н}}$ – коэффициент надежности по грунту</p>
устойчивости свайного фундамента на действие горизонтальной нагрузки	$\sigma_z \leq \frac{4}{\cos \varphi} \times (g \times \rho_{\text{тг.з}} \times \text{tg} \varphi + 0,3c); \quad (6)$ <p>где σ_z – напряжение в грунте в критической точке z, Па; $\rho_{\text{тг.з}}$, φ, c - соответственно плотность, кг/м³, угол внутреннего трения, рад, сцепление талого грунта слоя сезонного оттаивания, Па</p>

Расчеты показали, что для трубопровода с наружным диаметром $D_H = 820$ мм, толщиной стенки $\delta = 8$ мм и свайного фундамента условия устойчивости выполняются (таблица 4).

Таблица 4

Предельные и допускаемые напряжения в нефтепроводе и свайных опорах

Конструкция	Марка стали	$\sigma_{впр}$, МПа	$\sigma_{тек}$, МПа	$[\sigma_{впр}]$, МПа	$[\sigma_{тек}]$, МПа
нефтепровод	K56	560	390	233,3	260
опора	09Г2С	470	325	195,8	216,7

Значение максимальных напряжений в свайной опоре составило 75 МПа, что меньше, чем допускаемые напряжения на растяжение и сжатие.

Полученные результаты в рамках исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводной системы и свайного основания позволяют нам сделать вывод, что выбранный объект проектирования может быть построен методом надземной прокладки.

Литература

1. Oswell J.M. Pipelines in permafrost: geotechnical issues and lessons12010 R.M. Hardy Address, 63rd Canadian Geotechnical Conference // Canadian Geotechnical Journal. 2011. vol. 48, № 9, pp. 1412–1431.

2. Джин Х., Макс К.В. Опыт и уроки, извлеченные в инженерном проектировании и строительстве в Арктике Аляски // Glaciology and Geocryology. 2005. vol. 27, № 1, pp. 238–241.

3. Wang F., Li G., Ma et al. W. Система мониторинга взаимодействия трубопровод - вечная мерзлота вдоль нефтепровода Китай-Россия // Engineering Geology. 2019. vol. 254, pp. 113–125, 2019.

4. Томарева И.А., Омаров Т.О., Голубитченко К.В. Анализ теплового воздействия нефтепровода на грунты Арктического шельфа //

Успехи современного естествознания. 2021. № 6. URL: natural-sciences.ru/ru/article/view?id=37653.

5. Долганов В.А., Адамия Д.Д., Томарева И.А. Инновационные технологии строительства нефте- и газопроводов в вечномёрзлых грунтах // Инженерный вестник Дона. 2021. № 5. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n5y2021/6958.

6. Томарева И.А., Юдин В.В., Маслов В.С. Анализ технических решений строительства газопроводов в районах со сложными гидрометеорологическими условиям // Инженерный вестник Дона. 2019. № 1. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2019/5584.

7. Li H., Lai Y., Wang L., Yang X., Jiang N., Li L., Wang C., Yang B. Review of the State of the Art: Interactions between a Buried Pipeline and Frozen Soil // Cold Regions Science and Technology, 2019, Vol. 157, pp. 171 – 186.

8. Селигман Б.Я. Долгосрочная изменчивость взаимодействий трубопровод-вечная мерзлота в Северо-Западной Сибири // Вечная мерзлота и перигляциальные процессы. 2000. т. 11, № 1, С. 5–22.

9. Азметов Х.А., Матлашов И.А., Гумеров А.Г. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов. СПб: Недра, 2005. 248 с.

10. Бабин Л.А., Быков Л.И., Волохов В.Я. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов. М. : Недра, 1979. 176 с.

References

1. Oswell J.M. Canadian Geotechnical Journal. 2011. vol. 48, № 9, pp. 1412–1431.

2. Jin H., Max C. B. Glaciology and Geocryology. 2005. vol. 27, № 1, pp. 238–241.

3. Wang F., Li G., Ma et al. W. Engineering Geology. 2019. vol. 254, pp. 113–125.



4. Tomareva I.A., Omarov T.O., Golubitchenko K.V. Uspehi sovremennogo estestvoznaniya. 2021. № 6. URL: natural-sciences.ru/ru/article/view?id=37653.
5. Dolganov V.A., Adamija D.D., Tomareva I.A. Inzhenernyj vestnik Dona. 2021. № 5. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n5y2021/6958.
6. Tomareva I.A., Judin V.V., Maslov V.S. Inzhenernyj vestnik Dona. 2019. № 1. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2019/5584.
7. Li H., Lai Y., Wang L., Yang X., Jiang N., Li L., Wang C., Yang B. Cold Regions Science and Technology, 2019, Vol. 157, pp. 171 – 186.
8. Seligman B. J. Permafrost and Periglacial Processes. 2000. vol. 11, no. 1, pp. 5–22.
9. Azmetov H.A., Matlashov I.A., Gumerov A.G. Prochnost' i ustojchivost' podzemnyh truboprovodov [Strength and stability of underground pipelines]. SPb: Nedra, 2005. 248 p.
10. Babin L.A., Bykov L.I., Volohov V.Ja. Tipovye raschety po sooruzheniju truboprovodov [Typical calculations for pipeline construction]. M. : Nedra, 1979. 176 p.