

## Сравнительный анализ способов укладки трубопровода в условиях месторождения Каменномысское море

*И.А. Томарева, В.С. Сердюков, К.С. Гаврилов*

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

**Аннотация:** Огромная часть территории России находится в зоне вечной мерзлоты. Обеспечение надежности трубопроводных систем, транспортирующих углеводороды в этих условиях, требует комплексного подхода, учитывающего структуру грунта, особенности методов строительства, температурные характеристики грунта и транспортируемых продуктов. Оценка взаимодействия трубопровода с мерзлым грунтом является важным фактором при проектировании. А обоснование выбора инженерного решения по строительству трубопроводных систем, обеспечивающее их устойчивое положение – одна из задач нашего исследования. В качестве объекта исследования рассмотрен газопровод на месторождении Каменномысское-море. Дано краткое описание особенностей района строительства. Выполнен прочностной расчет, на основании которого приняты конструктивные параметры трубопровода. Проведен сравнительный анализ способов укладки трубопровода, позволивший выявить наиболее удовлетворяющий условиям надежности и экономической эффективности.

**Ключевые слова:** углеводороды, трубопровод, вечномерзлые грунты, подземная укладка, надземная укладка, прочностной расчет, расчет на устойчивость.

Результатом снижения добычи на месторождениях, разрабатываемых на европейской части России, стало стремительное развитие восточного направления в нефтегазовых комплексах. В последние годы все большее число месторождений, расположенных на территории Западной и Восточной Сибири, вводятся в эксплуатацию [1]. Трубопроводы большой протяженности через вечную мерзлоту или подверженные заморозкам районы являются одним из наиболее экономичных и эффективных способов транспортировки углеводородов [2].

Прокладка трубопровода в вечномерзлых грунтах представляет собой сложную задачу, которая включает в себя общую удаленность и хрупкость местности районов вечной мерзлоты и требует комплексного подхода, учитывающего структуру грунта, особенности методов строительства, температурные характеристики грунта и транспортируемых углеводородов

[3]. Оценка взаимодействия трубопровода с мерзлым грунтом является важным фактором при проектировании трубопроводов в холодных регионах [2].

В настоящее время известны следующие типы прокладки трубопровода:

- прокладка трубопроводных сетей под землей. 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 [4].

- прокладка трубопроводных сетей на земле. Основными преимуществами наземной прокладки трубопроводов являются:

1) исключение земляных работ, так как трубопровод прокладывается на дневной поверхности земли открытым способом;

2) обеспечивает простоту обслуживания и ремонта трубопровода [5].

- прокладка трубопроводных сетей над землей. Одним из основных преимуществ надземной прокладки трубопроводов является ограниченное тепловое воздействие на вечномёрзлые грунты, а также малая стоимость эксплуатации [6].

Выбор инженерного решения зависит от анализа разноплановых методов прокладки трубопроводов, учитывающих топографические условия окружающей среды, а также факторов, влияющих на грунт фундамента трубопровода [7, 8].

Задача нашего исследования заключается в обоснование выбора метода строительства трубопровода, способного обеспечить его надежность как в период строительства, так и во время его эксплуатации [9].

В качестве объекта исследования был принят трубопровод на месторождении Каменномысское-море, а именно - участок трубопровода от блока-кондуктора до береговой установки комплексной подготовки газа.

Месторождение Каменномысское-море находится в северной части Западно - Сибирской равнины. Среди особых метеорологических явлений в зимний период можно выделить очень низкие температуры воздуха с ноября по март (абсолютный минимум составляет минус 53 °С), температурные инверсии, способствующие концентрации в воздухе загрязняющих веществ. Среди особых гидрологических явлений исследуемого объекта следует отметить резкие и существенные подъемы уровней воды, связанные с прохождением весеннего половодья (май – июнь) и процесс наледообразования.

Трасса трубопровода проходит по сложной территории, главной особенностью которой является повсеместное развитие многолетнемерзлых пород, залегающих на глубинах 150-400 м. Из мерзлотных процессов и явлений в данном районе отмечают: криогенное пучение с образованием одиночных бугров и площадей пучения, заболачивание, термокарст, новообразование многолетнемерзлых грунтов, солифлюкция, особенно при изменении условий теплообмена.

Вдобавок трасса трубопровода, протяженностью 47,24 км, обладает особенностями инженерно-геокриологических условий:

- наличие ледогрунтов и сильнольдистых суглинков в заболоченных понижениях;
  - присутствие в разрезах до глубин 3-5 м льдистых, реже - сильнольдистых суглинков и супесей; ледогрунтов;
  - наличие средне- и сильнопучинистых суглинков и глин в верхнем горизонте разреза (до 3,0 м) при преобладании непучинистых и слабопучинистых грунтов на этих глубинах.
-

Одним из факторов, влияющим на надежность трубопроводных систем, является их конструктивная особенность.

Расчёт толщины стенки трубопровода был проведен по методикам и требованиям, представленным в нормативных документах: ГОСТ Р 55990-2014, СТО Газпром 2-2.1-383-2009.

Расчетное давление принято согласно СТО Газпром 2-2.1-383-2009. Средняя скорость коррозии принята, как для среднеагрессивной среды, в соответствии с РД 39-0147103-362-86.

Результаты проведенных прочностных расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты прочностных расчетов

Категория участков тр-да	Временное сопротивление разрыву, МПа	Предел текучести, МПа	Расчетное давление, МПа	Расчетная толщина стенки трубы, мм	Принятый допуск на коррозию, мм	Срок службы трубы, год
С	550	450	8,8	20,64	3,0	63

Следовательно, для строительства сухопутного участка газопровода следует принять трубу стальную электросварную прямошовную с одним швом из листового проката наружным диаметром 1020 мм, толщиной стенки 27 мм, класса прочности К56. Для предотвращения возникновения на трубопроводе дефектов коррозии [10], предлагаем предусмотреть наружное антикоррозионное покрытие заводского исполнения.

Обеспечение устойчивого положения трубопровода на трассе – еще один фактор, влияющий на надежность объекта исследования.

Принимая во внимание условия района строительства, нами были проанализированы два способа укладки трубопровода: подземный и надземный.

Для обеспечения устойчивости трубопровода подземной укладки в вечномёрзлых грунтах особое внимание необходимо уделить взаимодействию системы «мерзлый грунт - трубопровод». Был произведен деформационный расчет, который позволил определить осадку оттаивающего в процессе эксплуатации сооружения основания, в соответствии с СП 25.13330.2020:

$$S = S_{th} + S_p \quad (1)$$

где  $S_{th}$  – составляющая осадки основания, обусловленная действием собственного веса оттаивающего грунта, м;  $S_p$  – составляющая осадки основания, обусловленная дополнительным давлением на грунт от действия веса сооружения, м.

Исходя из состава грунта, рассчитаны деформации осадки оттаивающего основания под газопроводом. Результаты расчетов приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты расчетов

Участок	Привязка	Суммарная осадка s, м
Газопровод от блок-кондуктора до береговой установки комплексной подготовки газа	1	0.18
	2	0.15
	3	0.19
	4	0.26
	5	0.39
	6	0.34
	7	0.26
	8	0.17

Из полученных результатов можно сделать вывод, что осадки оттаивающего основания газопровода не распределяются равномерно по длине. Например, максимальные напряжения возникают в трубопроводе на пятом участке, минимальные – на втором. Исходя из особенностей инженерно-геокриологических условий района строительства, для обеспечения равномерной просадки и снижения теплового воздействия на грунт, обеспечения восстановления многолетней мерзлоты в зимний период, на трассе исследуемого объекта необходимо провести мероприятия по замене ледогрунта песком. А это, в свою очередь, резко повышает трудоемкость и стоимость работ, что, в нашем случае, делает метод по подземной укладке трубопровода нецелесообразным.

При рассмотрении метода надземной прокладки трубопровода необходимо учитывать работу системы «мерзлый грунт – опора – трубопровод». Для исследуемого объекта приняли укладку трубопровода на отдельно стоящие опоры из стальных гнутых и прокатных профилей на высоте 1,5 м от уровня земли до низа трубы. Под опоры предусматривается выполнение свайных оснований из стальных труб.

Расчет нагрузок на опоры выполнялся в программе «СТАРТ-Проф». Исходные данные представлены в таблице 3.

Таблица 3

Исходные данные для программы

Материал	16ГС (класс прочности K52)
Диаметр наружный трубы, мм	1020
Номинальная толщина стенки трубы, мм	27
Расчётная температура, °С	22
Погонный вес трубы, кгс/м	661,2
Плотность продукта, т/ м <sup>3</sup>	0,001
Транспортируемый продукт	газ

На рис. 1 показана расчетная схема участка газопровода, а в таблице 4 представлены результаты расчетов.

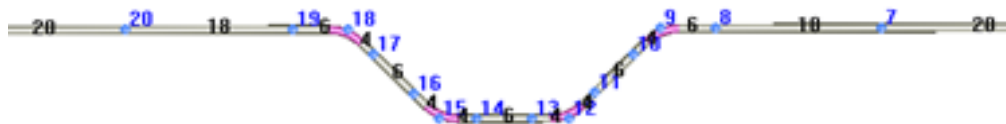


Рис. 1. - Расчетная схема участка газопровода

Таблица 4

Результаты расчетов

Номер узла	Силы, (кгс)		
	вдоль оси	поперек	вертикальная
7	8462,4	3251,1	30226,6
8	6023,3	3385,2	23044,9
10	1940,8	1779,9	8778,1
11	3056,2	1537,8	11383,1
13	84,5	3188	10618,5
14	79,8	3184,9	10607,7
16	3059,1	1537,8	11391,5
17	1942,1	1776,5	8773,4
19	6025,5	3384,3	23049,7
20	8463,7	3248,9	30228

Максимально допустимые нагрузки на опоры представлены в таблице 5.

Таблица 5

Максимально допустимые нагрузки на опоры

Значения нагрузок, кгс		
X	Y	Z
39000	8800	50100

Результаты расчетов показали, что устойчивость опор в продольном и поперечном направлениях обеспечивается жесткостью вертикальных конструкций (свай, стоек). Шаг расстановки опор по трассе газопровода рекомендуется не более 20 м.

В качестве дополнительных мероприятий по регулированию температурного режима грунтов предлагаем применить термостабилизаторы.

Проведенный анализ результатов исследования позволяет рекомендовать для строительства сухопутного участка газопровода от блока-кондуктора до береговой установки комплексной подготовки газа на месторождении Каменномысское-море надземный способ укладки трубопровода, как удовлетворяющий условиям надежности и экономической эффективности.

### Литература

1. Иваник С.А., Зайкова А.М. Стратегия развития системы трубопроводного транспорта на территории Сибири // Российские регионы: взгляд в будущее. 2018. т. 5. № 4. С. 37-46.

2. 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.

3. Oswell J.M. Pipelines in permafrost: geotechnical issues and lessons 2010 R.M. Hardy Address, 63rd Canadian Geotechnical Conference // Canadian Geotechnical Journal. 2011. vol. 48. № 9. pp. 1412–1431.

4. Томарева И.А., Масутов Д.Р., Абдуллаев С.А., Шубников С.С. Обоснование выбора метода строительства трубопровода в условиях вечной мерзлоты // Инженерный вестник Дона. 2022. № 6. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n6y2022/7711.



5. Муталова Л. М., Мустафин Ф. М. Анализ проблем прокладки нефтепроводов на вечной мерзлоте // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 5-6. С. 20-22. DOI: 10.24411/0131-4270-2020-6-20-22.

6. Семенова Д. П. Прокладка трубопроводов в условиях вечной мерзлоты // Актуальные исследования. 2020. №6 (9). С. 16-20.

7. 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.

8. 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.

9. 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.

10. Li X., Chen G., Liu X., Ji J., Han L. Analysis and Evaluation on Residual Strength of Pipelines with Internal Corrosion Defects in Seasonal Frozen Soil Region // Women in Civil Engineering. 2021. vol. 11. № 24. URL: doi.org/10.3390/app112412141.

### References

1. Ivanik S.A., Zaykova A.M. Rossijskie regiony: vzglyad v budushchee [Russian regions: looking into the future]. 2018. vol. 5. № 4. pp. 37-46.

2. 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.



3. Oswell J.M. Canadian Geotechnical Journal. 2011. vol. 48. № 9. pp. 1412–1431.
4. Tomareva I.A., Masutov D.R., Abdullaev S.A., Shubnikov S.S. Inzhenernyj vestnik Dona. 2022. № 6. URL: [ivdon.ru/ru/magazine/archive/n6y2022/7711](http://ivdon.ru/ru/magazine/archive/n6y2022/7711).
5. Mutalova L.M., Mustafin F.M. Transport i hranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya [Transport and storage of oil products and hydrocarbons]. 2020. № 5-6. pp. 20-22. DOI: 10.24411/0131-4270-2020-6-20-22.
6. Semenova D.P. Aktual'nye issledovaniya [Current Research]. 2020. no. 1, pp. 16-20.
7. Dolganov V.A., Adamija D.D., Tomareva I.A. Inzhenernyj vestnik Dona. 2021. № 5. URL: [ivdon.ru/ru/magazine/archive/n5y2021/6958](http://ivdon.ru/ru/magazine/archive/n5y2021/6958).
8. Tomareva I.A., Omarov T.O., Golubitchenko K.V. Uspehi sovremennogo estestvoznaniya. 2021. № 6. URL: [natural-sciences.ru/ru/article/view?id=37653](http://natural-sciences.ru/ru/article/view?id=37653).
9. Seligman B. J. Vechnaya merzlota i periglyacial'nye processy [Permafrost and Periglacial Processes]. 2000. vol. 11. № 1. pp. 5–22.
10. Li X., Chen G., Liu X., Ji J., Han L. Women in Civil Engineering. 2021. vol. 11. № 24. URL: [doi.org/10.3390/app112412141](https://doi.org/10.3390/app112412141).