

Выбор конструкции подводного перехода газопровода при строительстве в сложных природных условиях

И.А. Томарева, А.С. Косьминина, Р. Косьминин, В.А. Шин, Е.Г. Степанов

Волгоградский государственный технический университет

Аннотация: Проектирование и строительство подводных переходов трубопроводов является сложной многофакторной задачей. Существующие рекомендации по конструкции данных объектов, направленные на обеспечение надежности сооружений, к сожалению, не находят подтверждения в эксплуатационной практике. Например, при траншейном способе строительства однетрубной двухниточной конструкции рекомендованного в нормативно-технической документации расстояния между основным и резервным трубопроводами зачастую оказывается недостаточно при интенсивной деформации русла, что приводит к потере несущей способности обеих ниток подводного перехода. Современные методы бестраншейной укладки трубопроводов позволяют минимизировать риски аварийных ситуаций. Однако, ряд факторов, таких как перекачка коррозионноактивных продуктов, строительство нефтегазопроводов в сложных природных условиях (вечная мерзлота, повышенная сейсмическая активность) требуют дополнительных мероприятий по обеспечению надежности подводных переходов. Предлагаемый нами вариант – замена однетрубной конструкции в бестраншейной прокладке трубопровода на двухтрубную. Задачей исследования являлось влияние заполнителей межтрубного пространства на конструктивную надежность трубопровода и технико-экономическую целесообразность применения метода строительства «труба в трубе».

Ключевые слова: подводный переход трубопровода, конструкция «труба в трубе», бестраншейные технологии, заполнитель межтрубного пространства.

Одним из сложных участков в строительстве нефтегазопроводов является переход через водный объект. В настоящее время в арсенале технологий по устройству подводных переходов трубопроводов имеются траншейная прокладка (традиционный способ) и бестраншейная (метод наклонно-направленного бурения, микротоннелирование) (рис.1, 2). Выбор того или иного способа обусловлен рядом факторов: гидрогеология водного объекта, климатические, сейсмические и ряд других условий, в том числе, возможности подрядных организаций. При этом главная задача, стоящая перед проектировщиками и строителями, - обеспечение конструктивной и технологической надежности объекта на весь срок его эксплуатации [1, 2].

Строительство подводного перехода традиционным (траншейным) методом, согласно существующей нормативно-технической документации, рекомендуется выполнять в две нитки (основная + резервная). Обусловлено это обеспечением надежности перехода. Однако практика эксплуатации показала, что деформация русла, в результате которого возникает нарушение проектного положения трубопровода, влияет не только на основную нитку, но и на резервную, что негативно сказывается на вероятности безотказной работы подводного перехода. А если учесть увеличение стоимости строительства в два раза, то можно утверждать, что данный способ является мало надежным и высоко затратным. Следовательно, стоит обратить внимание на бестраншейные методы укладки трубопроводов, позволяющие сократить капиталовложения и негативное влияние гидрологических процессов водного объекта.

В связи с этим мы посвятили наше исследование совершенствованию метода строительства подводных переходов, известного под названием «труба в трубе» (рис. 3). Задачи, которые мы перед собой ставили, - это сравнение различных наполнителей межтрубного пространства с точки зрения их влияния на напряженно-деформированное состояние трубопроводной конструкции, экономической целесообразности применения.



а)



б)

Рисунок 1. Методы строительства переходов трубопроводов: а) траншейная укладка [3]; б) метод наклонно-направленного бурения



в)

Рисунок 2. Метод строительства переходов трубопроводов
«микротоннелирования» [4]



Рисунок 3. Метод строительства трубопровода «труба в трубе» [5]

Анализируя весь спектр предлагаемых на сегодня двухтрубных конструкций, мы пришли к выводу, что их можно классифицировать на конструкции с заполнением межтрубного пространства и без его заполнения [6 - 8]. В качестве заполнителя могут быть использованы инертный газ, цементно-песчаная смесь или полимеры (рис. 4).



Рисунок 4. Двухтрубная конструкция с заполнением межтрубного пространства пенополиуретаном [9]

Исследования проводились на участке газопровода внешнего транспорта от установки комплексной подготовки газа (УКПГ) до врезки в магистральный трубопровод «Уренгой – Центр» при переходе через реку Малхойяха (табл. 1).

Таблица 1

Исходные данные

Наименование характеристики	Значение
Наружный диаметр рабочей трубы D_n , мм	1220
Наружный диаметр футляра D_f , мм	1420
Рабочее давление в газопроводе P , МПа	7,85
Предел текучести σ_t , МПа	578
Предел прочности $\sigma_{пр}$, МПа	708
Длина участка подводного перехода $L_{пп}$, м	300
Расчетные значения:	
Толщина стенки газопровода δ_r , мм	18
Толщина стенки футляра δ_f , мм	14

Район строительства трубопровода отличается суровыми климатическими условиями, характерными для северных территорий Ямало-

Ненецкого автономного округа (ЯНАО). На всем протяжении трассы газопровода наблюдается распространение многолетнемерзлых грунтов с глубиной промерзания до 17 м, что является осложняющим фактором в строительстве трубопровода [10].

Учитывая сложные условия района строительства, был выполнен сравнительный расчет двухтрубных конструкций с заполнением межтрубного пространства цементно-песчаной смесью (ЦПС) и пенополиуретаном (ППУ). Физико-механические свойства материалов, используемых в конструкции «труба в трубе», представлены в таблице 2.

Таблица 2

Физико-механические свойства материалов

Наименование	Сталь	ЦПС	ППУ
Модуль упругости, E , МПа	$2,06 \cdot 10^5$	$0,137 \cdot 10^5$	$0,15 \cdot 10^2$
Коэффициент Пуассона, μ	0,3	0,28	0,26
Теплопроводность, Вт/(м·К)	47-54	1,2	0,019-0,028

Опираясь на алгоритм расчета, приведенный в [11, 12], были проведены исследования напряженного состояния и возникающих деформаций заполнителей, их влияние на внутреннюю и внешнюю оболочки двухтрубных конструкций. Результаты расчетов сведены в таблицу 3.

Таблица 3

Сравнение напряжений и деформаций заполнителей ЦПС и ППУ

Наименование заполнителя межтрубного пространства	Нормальные радиальные напряжения, σ_r , МПа	Нормальные тангенциальные напряжения, σ_t , МПа	Относительные деформации, ϵ_0 , мм
ЦПС	-1,206	9,198	0,00069
ППУ	-0,08	0,613	0,042

Исходя из полученных данных, можно утверждать, что заполнители ЦПС и ППУ в конструкции «труба в трубе» работают по разному: в силу своих физико-механических свойств смесь цемента и песка способна передавать нагрузку от рабочей трубы к футляру, а ППУ, напротив, находясь под давлением, не перераспределяет нагрузку между внутренней и наружной трубами. Кроме того, теплопроводность ППУ намного ниже, чем у ЦПС, что является неоспоримым преимуществом для трубопроводов, проложенных в многолетнемерзлых грунтах [13, 14].

Технико-экономический расчет показал преимущество бестраншейной укладки двухтрубной конструкции перед традиционным методом строительства подводного перехода (табл. 4).

Таблица 4

Технико-экономические показатели методов строительства подводного перехода через р. Малхойяха (ЯНАО)

№ п.п.	Конструкция газопровода	Кольцевые напряжения		Металлоемкость		Стоимость	
		МПа	%	кг	%	руб.	%
1	Двухниточная однострунная конструкция с балластировкой чугунными пригрузами ($\gamma_{ч}=7,15$ т/м ³) 1220x18 мм	284	100	4733	100	50000	100
2	Конструкция «труба в трубе» с заполнением межтрубного пространства цементно-песчаной смесью ($\gamma_{с}=2,2$ т/м ³) 1220x18 мм 1420x14 мм	190	67	1033	22	22068	44
		170	60				
3	Конструкция «труба в трубе» с заполнением межтрубного пространства пенополиуретаном ($\gamma_{п}=0,046$ т/м ³) 1220x18 мм 1420x14 мм	220	77,5	1033	70	8017	16

На основании проведенного исследования можно сделать выводы, что строительство подводного перехода газопровода через р. Малхойяха (ЯНАО) технически и экономически целесообразней выполнить бестраншейным способом с применением конструкции «труба в трубе» с заполнением межтрубного пространства пенополиуретаном.

Литература

1. Киреева М.О. Выбор оптимальной технологии сооружения подводного перехода магистрального нефтепровода // Вестник современных исследований. 2018. № 6.3 (21). С. 475-479.

2. Сапсай А.К., Шарафутдинов З.З., Шаталов Д.А., Вафин Д.Р. Выбор метода строительства подводных переходов магистральных трубопроводов // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 143-148. DOI 10.24887/0028-2448-2017-11-143-148. – EDN ZSWMCZ.

3. Переходы трубопроводов через преграды. URL: fotoblur.ru/perexodiy/truboprovodov/cherez/pregradiy/ (дата обращения: 04.03.2025).

4. Микротоннелирование трубопроводов: методы, технологии и применение. URL: stroytrans-mos.ru/articles/metod-bestransheynoy-proladki-kommunikatsiy-mikrotonnelirovanie/ (дата обращения: 04.03.2025).

5. Бестраншейная прокладка футляров методом ГНБ. URL: gnbprokoly.ru/bestransheynaya-prokladka-futlyarov-gnb/ (дата обращения: 04.03.2025).

6. Белякова Е.В., Головин К.А. Современные бестраншейные технологии // Известия ТулГУ. Естественные науки. 2009. №3. URL: cyberleninka.ru/article/n/sovremennyye-bestransheynye-tehnologii (дата обращения: 04.03.2025).

7. Агапчев В.И., Фаттахов М.М., Виноградов Д.А., Шамсиев Р.Ф.

Развитие бестраншейных технологий при сооружении трубопроводных систем // НТЖ “Нефтегазовое дело”. Уфа: УГНТУ, 2006. Том 4. № 1. С. 317-321.

8. Абрамян С.Г., Ишмаматов Р.Х., Оганесян О.В., Оганесян В.А., Давудов Р.И. Краткий обзор бестраншейных технологий реконструкции трубопроводов. Часть 1. Методы реконструкции без разрушения старого трубопровода // Инженерный вестник Дона. 2016. № 4. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2016/3894.

9. Стальная труба с покрытием. URL: immunocar.ru/photo/stalnaya-truba-s-pokrytiem/14 (дата обращения: 04.03.2025).

10. 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.

11. Жецкая Н.В. Напряженно-деформированное состояние трехслойного трубопровода, уложенного подземно по схеме «труба в трубе» с пенополиуретаном в межтрубном пространстве // Известия вузов. Нефть и Газ. Тюмень: 2001. № 3. С.33-37.

12. Hausner M., Dixon M. Optimized Design of Pipe-in-Pipe Systems // SPE Production & Facilities. 2002. V. 19 (1).

13. 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.

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

References

1. Kireeva M.O. Vestnik sovremenny`x issledovaniy. 2018. № 6.3 (21). pp. 475-479.
 2. Sapsaj A.K., Sharafutdinov Z.Z., Shatalov D.A., Vafin D.R. Neftyanoe khozyajstvo. 2017. № 11. pp. 143-148. DOI 10.24887/0028-2448-2017-11-143-148. EDN ZSWMCZ.
 3. Perexody` truboprovodov cherez pregrady`. URL: fotoblur.ru/perexodiy/truboprovodov/cherez/pregradiy/ (date assessed: 04.03.2025).
 4. Mikrotonnelirovanie truboprovodov: metody`, texnologii i primenenie. URL: stroytrans-mos.ru/articles/metod-bestransheynoy-proladki-kommunikatsiy-mikrotonnelirovanie/ (date assessed: 04.03.2025).
 5. Bestranshejnaya prokladka futlyarov metodom GNB. URL: gnbprokoly.ru/bestransheynaya-prokladka-futlyarov-gnb/ (date assessed: 04.03.2025).
 6. Belyakova E.V., Golovin K.A. Izvestiya TulGU. Estestvenny`e nauki. 2009. № 3. URL: cyberleninka.ru/article/n/sovremennye-bestransheynye-tehnologii (date assessed: 04.03.2025).
 7. Agapchev V.I., Fattaxov M.M., Vinogradov D.A., Shamsiev R.F. NTZh "Neftegazovoe delo". Ufa. UGNTU. 2006. Tom 4. № 1. pp. 317- 321.
 8. Abramyan S.G., Ishmametov R.X., Oganesyanyan O.V., Oganesyanyan V.A., Davudov R.I. Inzhenernyj vestnik Dona. 2016. № 4. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2016/3894.
 9. Stal`naya truba s pokry`tiem. URL: immunocap.ru/photo/stalnaya-truba-s-pokriytiem/14 (date assessed: 04.03.2025).
 10. Oswell J.M. Canadian Geotechnical Journal. 2011. vol. 48. № 9. pp. 1412–1431.
-



11. Zheczkaya N.V. Izvestiya vuzov. Neft` i Gaz. Tyumen`. 2001. № 3. pp. 33-37.
12. Hausner M., Dixon M. SPE Production & Facilities. 2002. V. 19 (1).
13. Dolganov V.A., Adamija D.D., Tomareva I.A. Inzhenernyj vestnik Dona. 2021. № 5. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n5y2021/6958.
14. Tomareva I.A., Omarov T.O., Golubitchenko K.V. Uspehi sovremennogo estestvoznaniya. 2021. № 6. URL: natural-sciences.ru/ru/article/view?id=37653.

Дата поступления: 24.02.2025

Дата публикации: 25.04.2025