

Перспективы применения трубопроводов из армированных полимеров в создании нефтепроводных систем на промысле

А.Н. Левкин, Н.А. Линьков, М.П. Ожуг, И.А. Томарева

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

Аннотация: Проблема обеспечения безаварийной эксплуатации промышленных трубопроводов год от года приобретает все большую актуальность. Обустройство месторождений в районах со сложными природно-климатическими условиями (Крайний Север, Западная Сибирь) требуют нового подхода к повышению надежности трубопроводных систем. Наравне с поиском новых технологий в строительстве и эксплуатации, использование современных композитных материалов в производстве труб является первостепенной задачей. Анализ причин отказов промышленных трубопроводов в зоне вечной мерзлоты позволил выделить основные из них: коррозия, гидроудар, потеря устойчивости в следствии морозного пучения грунтов. Сравнительные расчеты стального и стеклопластикового трубопроводов позволяют рекомендовать последние как альтернативу металлическим трубопроводам, т.к. они обладают лучшей коррозионной и абразивной стойкостью, низкой шероховатостью и теплопроводностью, высокой пластичностью и технологичностью.

Ключевые слова: промышленный трубопровод, стеклопластик, анализ, надежность, многолетнемерзлый грунт, коррозия, гидроудар, потеря устойчивого положения, морозное пучение.

В строительстве трубопроводных систем всегда особое внимание уделяется их надежности. А с освоением территорий, отличающихся сложными природно-климатическими условиями, задача обеспечения длительной и безаварийной эксплуатации газонефтепроводов становится как никогда актуальной [1, 2].

Анализ нефтепромысловых трубопроводов на месторождениях Западной Сибири, проведенный в рамках нашего исследования, показал, что 90% аварийных ситуаций происходит из-за коррозии труб [3]. Используемые средства защиты такие, как изолирующие материалы, средства электрохимической защиты, ингибиторы коррозии несомненно дают результат, увеличивая срок службы промышленных трубопроводов в 1,5 – 2 раза [4]. Однако, учитывая информацию о том, что металлические трубы в отсутствии антикоррозионной изоляции эксплуатируются в промышленных условиях не

более 1 – 2 лет, рассчитывать на длительную безаварийную работу промышленных трубопроводных систем даже с применением вышеназванных мер не приходится.

Решение данной проблемы - замена металлической трубы на полимерную. Мировая практика использования полимеров в трубопроводном строительстве для нефтегазовой отрасли рекомендует применение армированного стеклопластика, обладающего коррозионной и абразивной стойкостью, низкой шероховатостью и теплопроводностью, высокой пластичностью и технологичностью, долговечностью [5]. Последнее свойство подтверждается заводами-изготовителями, дающими гарантию на безотказную эксплуатацию стеклопластиковых трубопроводов на промысле свыше 50 лет. И хотя в России такие трубы начали использовать только с начала 90-х годов, из открытых источников известно, что, например, в США эксплуатируются стеклопластиковые трубопроводы без их замены уже 60-70 лет. К сожалению, подтвердить это на примере конкретных месторождений не представляется возможным, так как и в РФ и за рубежом информация, связанная с нефтегазовым сектором в настоящее время является конфиденциальной.

Однако можно утверждать, что сегодня практики использования стеклопластиковых трубопроводов в освоении северных месторождений России не достаточно. И связано это с суровыми природно-климатическими условиями и не до конца сформированной нормативно-технической базой [6].

В рамках проводимого исследования был рассмотрен промышленный нефтепровод из стальных труб на Вынгаяхинском месторождении ЯНАО и выполнен сравнительный анализ при его замене на трубопровод из армированного стеклопластика.

Для того, чтобы получить гидравлические параметры работы стального и стеклопластикового промысловых трубопроводов и сравнить их между собой был выполнен гидравлический расчет, исходные данные для которого представлены в таблицах 1, 2.

Таблица 1

Исходные данные для гидравлического расчета

№п/п	Наименование	Единица измерения	Значение
1	Расход жидкости в нефтегазосборном трубопроводе	м ³ /сут	152
2	Плотность нефти	кг/м ³	848
3	Плотность газа	кг/м ³	1,06
4	Плотность воды	кг/м ³	1012
5	Кинематическая вязкость при плюс 20 °С	м ² /с	7,5*10 ⁻⁶
6	Кинематическая вязкость при плюс 50 °С	м ² /с	3,1*10 ⁻⁶
7	Температура нефти	°С	+ 23
8	Обводненность	%	90
9	Газовый фактор	м ³ /т	71
10	Давление в нефтегазосборном трубопроводе	МПа	0,9
11	Коэффициент теплопередачи	Вт/м ²	2,0
12	Скорость течения жидкости	м/с	до 3,0

Таблица 2

Характеристики промыслового трубопровода

Наименование	Стальной трубопровод	Стеклопластиковый трубопровод
Протяженность, м	2015,00	2015,00
Диаметр, мм	76	64
Толщина стенки трубы, мм	6	2,5
Шероховатость трубы, мм		0,005
новая	0,2	
после года эксплуатации	0,5	

Условием транспортировки флюида является избыточное давление насоса.

Расчет выполнялся в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования» с учетом корреляции Beggs&BillRevised для многофазного потока.

Результаты гидравлического расчета участка стального промышленного трубопровода представлены в таблице 3, 4.

Результаты гидравлического расчета участка стеклопластикового промышленного трубопровода представлены в таблице 5.

Таблица 3

Результаты расчета промышленного трубопровода из стали
(новые трубы)

Участок	Температура °С	Давление МПа	Массовый расход кг/ч	Расход газа м ³ /сут	Расход жидкости м ³ /сут	Падение давления МПа
начало	23	1,02	5715,0	331,0	136,0	0,12
конец	20,8	0,9				

Таблица 4

Результаты расчета промышленного трубопровода из стали
(после года эксплуатации)

Участок	Температура °С	Давление МПа	Массовый расход кг/ч	Расход газа м ³ /сут	Расход жидкости м ³ /сут	Падение давления МПа
начало	23	1,05	5715,0	331,0	136,0	0,15
конец	20,8	0,9				

Таблица 5

Результаты гидравлического расчета участка стеклопластикового
промыслового трубопровода

Участок	Температура °С	Давление МПа	Массовый расход кг/ч	Расход газа м ³ /сут	Расход жидкости м ³ /сут	Падение давления МПа
начало	23	1,0	5715,0	331,0	136,0	0,1
конец	20,8	0,9				

В соответствии с результатами расчетов можно сделать следующие выводы:

- шероховатость внутренней поверхности трубы на протяжении жизненного цикла стального трубопровода увеличивается, при этом увеличиваются потери напора и давление;

- шероховатость внутренней поверхности трубы стеклопластикового трубопровода в период эксплуатации не изменяется, потери напора и давления меньше, чем у стального, что позволяет выбрать меньший диаметр трубы и потреблять для перекачки нефти меньшее количество электрической энергии. Сравнительный расчет затрат электроэнергии на прокачку продукции нефтяных скважин выявил экономию ее потребления насосным оборудованием при эксплуатации стеклопластикового трубопровода перед стальным новым в 2%, а перед стальным, работающим более 1 года, – в 5%. Что в масштабах всего месторождения даст существенную экономию только на этих затратах при замене традиционных труб на стеклопластиковые.

Так как коррозионные процессы являются не единственной причиной разрушения трубопроводов, то был рассмотрен еще один фактор, влияющий на надежность конструкции – гидроудар [7, 8].

Анализ результатов сравнительного расчета показал, что в случае гидравлического удара стеклопластиковый трубопровод сохранит свою

устойчивость, так как давление при этой нагрузке будет в два раза меньше, чем в стальном трубопроводе.

Еще одним фактором, который влияет на длительную безаварийную эксплуатацию трубопровода, является его устойчивое проектное положение [9]. В случае со строительством нефтегазопроводов в зоне распространения мерзлых грунтов сталкиваются с таким явлением, как сезонное промерзание и оттаивание грунта, приводящее к морозному пучению, что увеличивает вероятность потери устойчивости трубопроводов и, как следствие, их отказа. Помимо сезонных процессов мерзлый грунт меняет свою структуру (растепляется) под воздействие температуры перекачки продукта [10].

Рассматриваемый район строительства промышленного трубопровода относится к «весьма опасному» с точки зрения морозного пучения (СП 115.13330.2016 «СНиП 22-01-95 Геофизика опасных природных воздействий»), а грунты, представленные супесям, – к сильнопучинистым, с глубиной сезонного промерзания 2,5 м. Поэтому важно определить глубину оттаивания грунта вокруг объекта исследования в процессе его эксплуатации, так как именно она в основном будет определять величину осадки трубопровода.

Обеспечение устойчивого положения промышленных стальных трубопроводов на Вынгаяхинском месторождении потребовало применения специальных методов строительства на вечномерзлых грунтах: укрепление основания под трубопроводом, дополнительное теплоизоляционное покрытие труб и т.д.

В рамках данного исследования был проведен расчет стеклопластикового трубопровода на сочетание худших условий для данного региона и получены следующие результаты: толщина слоя талого грунта под промышленным трубопроводом составила примерно 0,9 м, а над трубопроводом – около 0,5 м (таблица 6).

Таблица 6

Исходные и расчетные данные

Наименование	Наружный радиус трубы R , м	Глубина заложения оси трубы h , м	Температура грунта (трубопровод отсутствует) $t_{гр}$, °C	Температура продукта $t_{пр}$, °C	Глубина залегания границы талого и мерзлого грунта под трубопроводом u_1 , м	Глубина залегания границы талого и мерзлого грунта над трубопроводом u_2 , м	Толщина талого слоя грунта под трубопроводом ξ_1 , м	Толщина талого слоя грунта над трубопроводом ξ_2 , м
Промысловый стеклопластиковый трубопровод	0,032	1,0	- 8	23	1,96	0,53	0,9	0,5

Согласно СП 25.13330.2020 «СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах», данные результаты говорят о том, что стеклопластиковый трубопровод не будет подвергаться морозному пучению грунта и сохранит свое проектное положение. При этом дополнительных мероприятий по обеспечению устойчивости трубопровода не потребуется.

Полученные результаты в рамках нашего исследования подтверждают эффективность применения стеклопластика в строительстве промышленных нефтепроводов и позволяют рекомендовать замену стального трубопровода на стеклопластиковый в условиях Вынгаяхинского месторождении ЯНАО.

Литература

1. Томарева И.А., Сердюков В.С., Гаврилов К.С. Сравнительный анализ способов укладки трубопроводов в условиях месторождения Каменномысское море // Инженерный вестник Дона. 2021. № 5. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n12y2022/8052.

2. 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.

3. 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.

4. Вирясов А.Н., Гостинин И.А., Семенова М.А. Применение труб коррозионно-стойкого исполнения для обеспечения надежности нефтегазотранспортных систем Западной Сибири // Инженерный вестник Дона, 2013, №1. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2013/1487.

5. Агапчев В.И., Виноградов Д.А., Штанев С.Л., Катков ВЕ., Пермяков Н.Г. Тухтеев Р.М., Мельник А.И., Ларионов А.Ф., Ясаев У.А. Новые типы пластмассовых труб в нефтегазовой промышленности // Проблемы нефтегазовой отрасли. Уфа: Изд-во УГНТУ, 1989. С. 24-25.

6. Иванцов О. Трубопроводные системы России нуждаются в больших деньгах и новых нормах // Нефть и капитал. 1997. №3. С. 54-57.

7. ASTM D 2992-2018, Standard Practice for Obtaining Hydrostatic or Pressure Design Basis for “Fiberglass” or (Glass-Fiber Reinforced-Thermosetting-Resin) Pipe and Fittings. USA. ASTM International, 2018. 10 p.

8. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. 658 с.

9. 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.

10. 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.



References

1. Tomareva I.A., Serdyukov V.S., Gavrilov K.S. Inzhenernyj vestnik Dona, 2022, № 12. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n12y2022/8052.
2. 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.
3. Ivanik S.A., Zajkova A.M. Rossijskie regiony: vzgljad v budushhee. 2018. t. 5. № 4. pp. 37-46.
4. Virjasov A.N., Gostinin I.A., Semenova M.A. Inzhenernyj vestnik Dona, 2013, № 1. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n1y2013/1487.
5. Agapchev V.I., Vinogradov D.A., Shtanov S.L., Katkov B.E., Permjakov N.G. Tuhteev P.M., Mel'nik A.I., Larionov A.F., Jasaev U.A. Problemy neftegazovoj otrasli. Ufa: Izd-vo UGNTU, 1989, pp. 24-25.
6. Ivancov O. Neft' i kapital. 1997. №3. pp. 54-57.
7. ASTM D 2992-2018, Standard Practice for Obtaining Hydrostatic or Pressure Design Basis for “Fiberglass” or (Glass-Fiber Reinforced-Thermosetting-Resin) Pipe and Fittings. USA. ASTM International, 2018. 10 p.
8. Tugunov P.I., Novoselov V.F. Tipovye raschety pri proektirovanii i jekspluatacii neftebaz i nefteprovodov [Typical calculations in the design and operation of oil depots and pipelines]. Ufa: OOO «DizajnPoligrafServis», 2002. 658 p.
9. Dolganov V.A., Adamija D.D., Tomareva I.A. Inzhenernyj vestnik Dona. 2021. № 5. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n5y2021/6958.
10. Tomareva I.A., Omarov T.O., Golubitchenko K.V. Uspehi sovremennogo estestvoznaniya. 2021. № 6. URL: natural-sciences.ru/ru/article/view?id=37653.