Исследование надежности нефтепровода, эксплуатируемого в экстремальных условиях Крайнего Севера

В.Р. Лукашенко, В.В. Селезнев, Д.А. Мамыкин, И.А. Томарева

Волгоградский государственный технический университета

Аннотация: Надежная и безопасная эксплуатация нефтегазопроводов в условиях Крайнего Севера и Сибири является актуальной задачей, стоящей перед Российской Федерацией. Она имеет важнейшее экономическое и стратегическое значение. Климатические и геологические условия данных регионов предполагают высокую степень риска, связанных во многом как с сезонными колебаниями температур, так и с технологиями прокачки нефти, приводящими к промерзанию или протаиванию грунта, появлению талых надмерзлотных вод. Целью нашего исследования был анализ влияния экстремальных природных и эксплуатационных условий на проектно-пространственное положение трубопроводов в процессе эксплуатации участка трассы от центрального пункта сбора до площадки «Нефтеперекачивающая станция Уренгойская». Выяснили, что исследуемый участок нефтепровода имеет предрасположенность к отказам из-за неблагоприятных условий: талые воды, пучинистые грунты, заболоченность территории. Технологические расчеты позволили сделать вывод, что на данном этапе трасса нефтепровода удовлетворяет всем условиям прочности и устойчивости, т.е. надежность трубопровода обеспечена.

Ключевые слова: углеводороды, трубопровод, талые воды, подземная укладка, прочностной расчет, расчет на устойчивость, вечномерзлые грунты, пространственное положение.

Трубопроводный вид транспорта в нефтегазовой отрасли считается во всем мире наиболее надежным и безопасным, что должно быть обеспечено с самой высокой степенью вероятности [1, 2]. На сегодняшний день этот вопрос стоит довольно остро в Российской Федерации, так как основные нити трубопроводов по доставке углеводородов идут из регионов Крайнего Севера и Сибири и тянутся в другие части страны и за рубеж [3].

Аварийность трубопроводов, эксплуатирующихся в условиях северной части Западной Сибири, зависит от многих факторов, в том числе, от изменения его положения в пространстве. Поэтому, не в последнюю очередь, необходимо обращать внимание на взаимодействие нефтепровода, уложенного подземно, и грунта, служащего основанием конструкции в системе «трубопровод + грунт» [4, 5].

© Электронный научный журнал «Инженерный вестник Дона», 2007–2024

Особенностью данной конструкции является нестабильность основания, зависящего от сезонного изменения температурного режима грунта, технологического режима прокачки продукта. Такие процессы, как промерзание грунта или его растепление, талые воды вызывают изменения в положении трубопровода, что, в свою очередь, может привести к его деформации, потери надежности [6, 7].

Поиск решения проблемы обеспечения устойчивости трубопроводов в районах с преобладание вечномерзлых грунтов является в настоящее время задачей актуальной. Этим вопросом занимаются и проектировщики, и строители, и эксплуатационники трубопроводных систем по транспортировке углеводородов. Технические решения, их апробация на конкретных объектах, позволяют добиться необходимых результатов [8, 9]. При этом важно учитывать такие факторы, как природные особенности района нахождения трубопровода и его техническое состояние [10].

Целью нашего исследования является анализ соответствия технического состояния трубопровода при влиянии таловых вод на его проектно-пространственное положение в условиях многолетнемерзлых грунтов на примере нефтепровода, расположенного в Ямало-Ненецком автономном округе.

Исследования проводились на участке трассы трубопровода от центрального пункта сбора до площадки «Нефтеперекачивающая станция Уренгойская».

Территория Северо-Надым-Пуровского района, на которой находится объект исследования, относится к первому району, подрайону 1Г климатического районирования для строительства.

По всей трассе трубопровода наблюдаются вечномерзлые грунты с глубиной промерзания до 19,5 м. В результате сезонных колебаний температуры в зависимости от гидрологической обстановки глубина слоя

© Электронный научный журнал «Инженерный вестник Дона», 2007–2024

грунта, подверженного промерзанию и оттаиванию, изменяется от 1,5 м до 2,6 м, на супесчано-суглинистых грунтах – 2,5 - 2,7 м. Кроме того, практически на всей территории исследуемого объекта при сезонном оттаивании над мерзлым грунтом образуются грунтовые воды.

Чтобы выяснить техническое состояние трубопровода проводились технологические расчеты на основе нормативно-технической документации. Были определены характеристики надежности и прочности трубы: проверка на прочность, проверка на недопустимые деформации, проверка общей устойчивости.

Техническая характеристика выбранного участка представлена в таблице 1.

В рамках исследования был выполнен расчет напряженно-деформированного состояния участка нефтепровода от центрального пункта сбора до площадки «Нефтеперекачивающая станция Уренгойская», в результате которого определены допустимые и фактические нагрузки участка.

На рисунке 1 представлена модель трубопровода, выполненная в среде “FLAC 3D”.

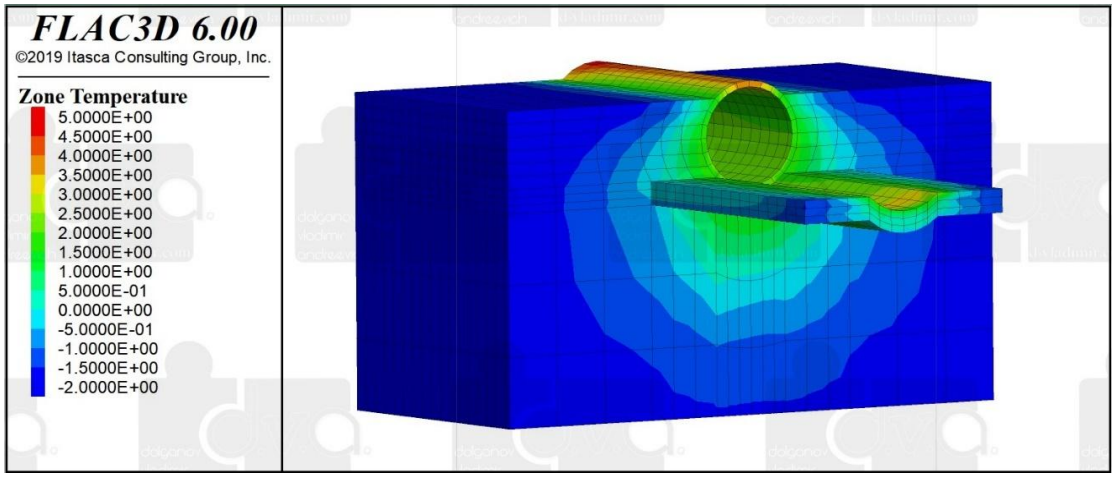

Рисунок 1. Модель нефтепровода в грунте (летний период)

© Электронный научный журнал «Инженерный вестник Дона», 2007–2024

Таблица 1

Технические характеристики участка нефтепровода от центрального пункта сбора до площадки «Нефтеперекачивающая станция Уренгойская»

Наименование характеристики	**Значение**
	нефтепровод
Наружный диаметр $D_н$, мм	325
Толщина стенки трубы δ, мм	5
Расчетное давление в трубопроводе P, МПа	5,9
Предел текучести $\sigma_т$, МПа	350
Предел прочности $\sigma_{пр}$, МПа	510
Коэффициент условий работы трубопровода, m	0,990
Коэффициент надежности по материалу, k_1	1,4
Коэффициент надежности по назначению трубопровода, $k_н$	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке, n	1,1
Плотность стали ρ, кг/м^3	7850 кг/м^3
Коэффициент Пуассона, μ	0,3
Модуль упругости E, МПа	206 000 МПа (2100 000 кгс/см^2)
Коэффициент линейного расширения, α	0,000012 град$^{-1}$
Допуск на коррозию C, мм	6,0

Расчеты показали, что для трубопровода с наружным диаметром $D_н$ = 325 мм, толщиной стенки $\delta = 5$ мм условия устойчивости выполняются (табл. 2).

Учитывая природные факторы района эксплуатации исследуемого участка нефтепровода, и опираясь на произведенные расчеты, мы можем с уверенностью констатировать, что на данный момент трубопровод удовлетворяет всем условиям прочности и устойчивости, т.е. объект имеет высокий уровень надежности. Эксплуатирующая организация, заказавшая данное исследование, получила подтверждение того, что изменения в пространственном положении трубопровода в настоящее время не несут угрозы потери устойчивости нефтепровода.

© Электронный научный журнал «Инженерный вестник Дона», 2007–2024

Таблица 2

Условия устойчивости трубопровода

Условия	Результаты расчета	Выводы
Условия прочности	$\sigma_{прN} \le \psi_2 R_1$ |-165,38| МПа < 170,5 МПа	Условие на прочность выполняется
Условие отсутствия недопустимых пластических деформаций	а) $\left\|\sigma^{н}_{пр}\right\| \le \psi_3 \cdot \frac{m}{0.9 \cdot k_н} \cdot R^{н}_2$ б) $\sigma^{н}_{кц} \le \frac{m}{0.9 \cdot k_н} \cdot R^{н}_2$ 1) $\psi_3 \frac{m}{0{,}9 k_н} R^{н}_2 = 350 МПа$ при $\sigma^{н}_{пр} > 0$, то $\psi_3 = 1$ 2) $\psi_3 \frac{m}{0{,}9 k_н} R^{н}_2 = 217{,}9 МПа$ при $\sigma^{н}_{пр} < 0$, то $\psi_3 = 0{,}62$ а) 1) |-70,75| МПа < 217,9 МПа 2) |-216,56|МПа < 217,9 МПа б) 185,85 МПа < 350 МПа	Оба условия недопустимости пластических деформаций выполняются
Условие общей устойчивости в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы	$S \le \frac{m}{1{,}1} \cdot N_{кр}$, 0,709 МН < 1,516 МН	Условие общей устойчивости в продольном направлении выполняется

© Электронный научный журнал «Инженерный вестник Дона», 2007–2024

Литература

1. Ганага С.В., Желтиков Е.Н., Мельников А.В. О подходах зарубежных компаний к обеспечению надежности, безопасности и целостности объектов трубопроводного транспорта на основе анализа техногенных рисков // Нефтегазовый бизнес. 2020. № 2. С. 52-98.

2. Xiaochen Wei, Zhiyong Niu, Qi Li, Jianli Ma. Potential failure alysis of thawing-pipeline interaction at fault crossing in permafrost. Soil Dynamics and Earthquake Engineering. 2018, vol. 106. pp. 31-40.

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. Колтаков Д.А., Шаповалова Е.А. Технологические аспекты основных причин аварий на нефтепроводах сбора // Вестник науки. 2024. - №1 (70). URL: cyberleninka.ru/article/n/tehnologicheskie-aspekty-osnovnyh-prichin-avariy-na-nefteprovodah-sbora (дата обращения: 17.03.2024).

5. Капитонова Т.А., Стручкова Г.П., Николаева М.В., Слепцов О.И. Тепловое влияние подземного трубопровода на окружающие мерзлые грунты // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2015. № 8-1. С. 9-12. URL: applied-research.ru/ru/article/view?id=7029 (дата обращения: 17.03.2024).

6. Муталова Л. 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. EDN федерации UMWMXL.

7. 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.

© Электронный научный журнал «Инженерный вестник Дона», 2007–2024

8. 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.

9. Jin H., Max K.B. Experience and lessons learned in engineering design and construction in the Arctic of Alaska // Glaciology and Geocryology. 2005. vol. 27, № 1, pp. 238–241.

10. Wang F., Li G., Ma et al. W. Pipeline-permafrost interaction monitoring system along the China-Russia oil pipeline // Engineering Geology. 2019. vol. 254, pp. 113–125.

References

1. Ganaga S.V., Zheltikov E.N., Mel'nikov A.V. Neftegazovyj biznes. 2020. № 2. pp. 52-98.

2. Xiaochen Wei, Zhiyong Niu, Qi Li, Jianli Ma. Soil Dynamics and Earthquake Engineering. 2018. vol. 106. pp. 31-40.

3. Ivanik S.A., Zajkova A.M. Rossijskie regiony: vzgljad v budushhee. 2018. t. 5. № 4. pp. 37-46.

4. Koltakov D.A., Shapovalova E.A. Vestnik nauki. 2024. №1 (70). URL: cyberleninka.ru/article/n/tehnologicheskie-aspekty-osnovnyh-prichin-avariy-na-nefteprovodah-sbora (data obrashhenija 17.03.2024).

5. Kapitonova T.A., Struchkova G.P., Nikolaeva M.V., Slepcov O.I. Mezhdunarodnyj zhurnal prikladnyh i fundamental'nyh issledovanij. 2015. № 8-1. pp. 9-12. URL: applied-research.ru/ru/article/view?id=7029 (date assessed: 17.03.2024).

6. Mutalova L. M. Transport i hranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ja. 2020. № 5-6. pp. 20-22. DOI 10.24411/0131-4270-2020-6-20-22. EDN UMWMXL.

© Электронный научный журнал «Инженерный вестник Дона», 2007–2024

7. Dolganov V.A., Adamija D.D., Tomareva I.A. Inzhenernyj vestnik Dona. 2021. № 5. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n5y2021/6958.

8. Tomareva I.A., Serdyukov V.S., Gavrilov K.S. Inzhenernyj vestnik Dona, 2022, № 12. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n12y2022/8052.

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

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

Дата поступления: 14.04.2024

Дата публикации: 5.06.2024

© Электронный научный журнал «Инженерный вестник Дона», 2007–2024