



УДК 622.692.4

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ О ТЕМПЕРАТУРЕ НЕФТИ, ПОЛУЧАЕМЫХ С ДАТЧИКОВ ВНУТРИТРУБНЫХ ИНСПЕКЦИОННЫХ ПРИБОРОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА, ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ГЕОТЕХНИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

THE USE OF THE DATA ON THE OIL TEMPERATURE MEASUREMENT TAKEN BY THE IN-SITU PIPES TESTING POSITIONING DEVICE SENSORS FOR GEOTECHNICAL MONITORING OF TRUNK PIPELINES

Кузнецова Ольга Викторовна

научный сотрудник лаборатории комплексного анализа результатов геотехнических обследований, ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта»
KuznetsovaOV@niitnn.transneft.ru

Федотов Алексей Леонидович

кандидат географических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории разработки и ведения геоинформационных систем и баз данных, ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта»
FedotovAL@niitnn.transneft.ru

Гонопольский Александр Адамович

кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории промышленной безопасности и охраны труда, ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта»
GonopolskyAA@niitnn.transneft.ru

Аннотация. В работе производится анализ результатов измерения температуры нефти датчиком внутритрубного инспекционного прибора определения положения трубопровода. Исследуются области применения данных по температуре потока нефти при осуществлении геотехнического мониторинга. Приводятся результаты исследования чувствительности модели расчета ореолов оттаивания, осадок грунта и расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода к изменению температуры стенки магистрального нефтепровода в исходных данных.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, трубопроводный транспорт нефти, геотехнический мониторинг, внутритрубная диагностика, вечная мерзлота, вечномерзлый грунт, температура грунта, напряженно-деформированное состояние, тепловые расчеты, ореол оттаивания, тепловая осадка грунта.

Kuznetsova Olga Viktorovna

Researcher at the Laboratory for Integrated Analysis of Geotechnical Survey Results, LLC «Research Institute of Pipeline Transport»
KuznetsovaOV@niitnn.transneft.ru

Fedotov Alexei Leonidovich

Candidate of Geographical Sciences, Leading Researcher in the Laboratory for the development and maintenance of geographic information systems and databases, LLC «Research Institute of Pipeline Transport»
FedotovAL@niitnn.transneft.ru

Gonopolsky Alexander Adamovich

Candidate of Technical Sciences, Senior Researcher, Occupational Health and Safety Laboratory, LLC «Research Institute of Pipeline Transport»
GonopolskyAA@niitnn.transneft.ru

Annotation. The paper provides the analysis of the results of the oil temperature measurement by the in-situ pipes testing positioning device sensor. The paper investigates areas of application of data regarding the temperature of the oil stream in the implementation of geotechnical monitoring. The paper summarizes the results regarding the research of the sensitivity of the model for the halo thawing calculation, the soil subsidence and the calculation of the stress-strain state of the pipeline in relation to the trunk pipeline wall temperature change in the input data.

Keywords: trunk pipeline, oil transportation, geotechnical monitoring, in-situ pipes testing, permafrost, frozen ground, soil temperature, stress-strain state, thermal design, halo thawing, soil subsidence.

Развитие энергетической инфраструктуры районов Крайнего Севера является приоритетной задачей Российской Федерации. Геотехнический мониторинг играет важную роль при эксплуатации магистральных нефтепроводов (далее – МН), проложенных в районах распространения многолетнемерзлых грунтов (далее – ММГ).



В процессе эксплуатации МН, проложенного подземным способом, происходит оттаивание ММГ, что может привести к возникновению перемещений и деформаций трубопровода [1]. Результаты измерений температуры транспортируемой по МН нефти являются исходными данными при проведении расчетов ореолов оттаивания и осадок грунта, а также расчетов напряженно-деформированного состояния в стенке МН, на основании которых принимаются решения о выполнении компенсирующих мероприятий.

На сегодняшний день для получения информации о температурном режиме перекачки применяются данные измерений температуры стенки МН с датчиков систем диспетчерского контроля и управления. Датчики систем диспетчерского контроля и управления (далее – СДКУ) устанавливаются на расстоянии 10–30 км друг от друга, в связи с чем форма функции распределения температуры стенки по МН между этими датчиками остается неизвестной. Современные внутритрубные инспекционные приборы определения положения трубопровода (далее – ВИП ОПТ) АО «Транснефть-Диаскан» позволяют проводить измерения температуры перекачиваемой нефти для каждой секции трубы при проведении внутритрубной диагностики [2]. Эти данные могут быть использованы для решения различных задач геотехнического мониторинга.

На рисунке 1 приведен пример определения формы и построения аппроксимирующей функции температуры стенки МН по данным с датчиков СДКУ и с учетом результатов измерения температуры нефти при проведении внутритрубной диагностики.

Как видно из графика, температура стенки, измеренная датчиками СДКУ на 40-м км и 130-м км участка МН, превышает температуру нефти, измеренную ВИП ОПТ, что противоречит условию теплообмена на границах «нефть-трубопровод – грунт». Также повышение температуры стенки МН в данных точках не подтверждается пиком в распределении температуры нефти. В связи с чем показания данных датчиков не должны приниматься при проведении калибровки модели расчета температуры стенки МН и задании формы функции ее распределения по длине участка МН.



Рисунок 1 – Выбор формы аппроксимирующей функции температуры стенки по длине МН

На рисунке 2 приведены графики распределения температуры нефти по длине МН для пропусков ВИП ОПТ в период с 2015 по 2017 гг. на участке МН «ВСТО-1», участки распространения многолетнемерзлых грунтов и объемы нанесенной тепловой изоляции на реконструируемых участках МН по годам. Тепловая изоляция нанесена на участки с выявленными ранее перемещениями трубопровода, ненормативными и уменьшающимися радиусами изгиба секций труб на основании результатов прогнозных расчетов ореолов оттаивания и осадок грунта и расчетов напряженно-деформированного состояния стенки МН. Из графиков видно, что участки с нанесенной тепловой изоляцией соответствуют координатам расположения пиков на графиках распределения температуры нефти. Также определено, что характер распределения температуры нефти по длине МН не является случайным, т.к. форма функции указанного распределения сохраняется от пропуска к пропуску ВИП ОПТ.

По итогам работы сделан вывод, что применение данных с ВИП ОПТ о температуре перекачиваемой нефти позволит:

- выявить некорректные показания датчиков СДКУ (рис. 1);
- получить информацию о соотношении тепловых потоков по участкам трассы МН, что выражается наличием участков с повышением температуры нефти и участками с ее охлаждением, о существовании которых невозможно сделать предположение на основании данных СДКУ (рис. 1);



- определить форму аппроксимирующей функции при проведении расчетов температуры стенки МН (рис. 1);
- выявить потенциально опасные участки трассы до момента появления значительных изменений технического состояния МН (рис. 2);
- выявить участки МН, где необходимо проведение дополнительных геологических обследований с целью уточнения грунтовых условий и установка дополнительных средств мониторинга (рис. 2);
- определить очередность проведения прогнозных расчетов состояния МН на начальных этапах эксплуатации (рис. 2).

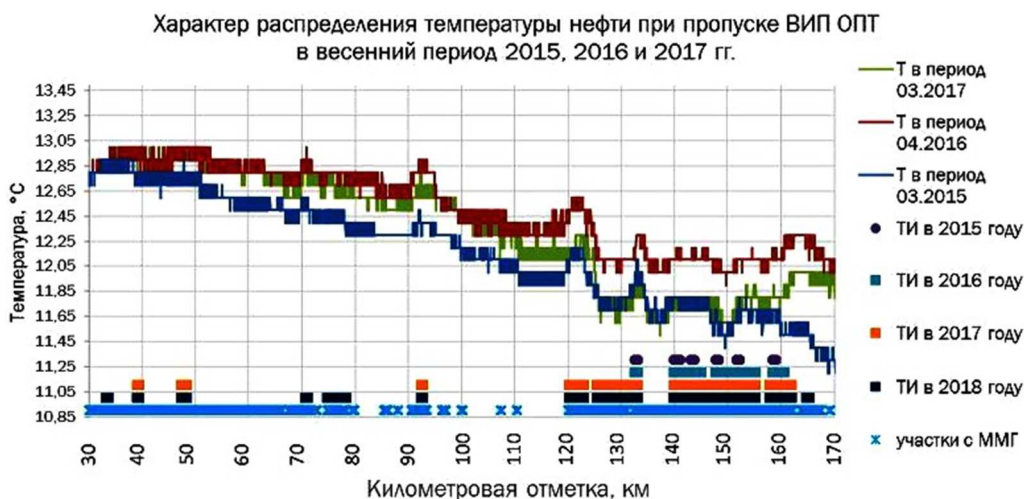


Рисунок 2 – Анализ зависимости объемов нанесения тепловой изоляции по годам и характера распределения температуры нефти по МН по данным пропусков ВИП ОПТ в период 2015–2017 гг.

В работе проведено исследование чувствительности модели расчета ореолов оттаивания, осадок грунта и напряженно-деформированного состояния трубопровода к изменению температуры его стенки.

Для заданного сечения проведены прогнозные расчеты указанных характеристик при изменении температуры стенки МН на выявленную среднюю величину расхождения расчетных температур нефти для планируемых режимов, используемых при прогнозировании состояния МН, и фактических температур, измеренных датчиком ВИП ОПТ, составляющую 2 °С. Расчеты проводились в соответствии с [3, 4].

В таблице 1 представлены результаты расчета ореола оттаивания грунта в расчетном сечении при изменении температуры стенки МН на заданную величину. По результатам расчетов получено, что время достижения ореолом оттаивания подошвы слоя грунта, характеризующегося наибольшими осадками (ледогрунт), сокращается на срок 1 год 3 мес.

Таблица 1 – Сроки достижения ореолом оттаивания подошвы каждого слоя грунта в расчетном сечении

№ п/п	Наименование характеристики	Грунты в расчетном сечении				
		Грунт подсыпки	Песок сероватобурый	Суглинок щебенистый слабольдистый	Ледо-грунт	Песчаник плотный неразмягчаемый
1	2	3	4	5	6	7
1	Положение подошвы слоя грунта от нижней образующей МН, м	0,2	3,9	4,8	7,9	12,0
2	Накопленная осадка грунта в заданном сечении, м	0,043	0,052	0,402	3,36	3,39
3	Срок достижения ореолом оттаивания подошвы слоя грунта (исходный расчет)	–	8 лет 9 мес.	11 лет 9 мес.	22 года	26 лет 4 мес.



Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
4	Срок достижения ореолом оттаивания подошвы слоя грунта (расчет при изменении температуры стенки МН на величину среднего расхождения расчетной и фактической температур, 2 ° С)	–	6 лет 10 мес.	11 лет 1 мес.	20 лет 9 мес.	24 года 10 мес.
5	Разница указанных в п. 3 и п. 4 сроков	–	– 1 год 11 мес.	– 8 мес.	– 1 год 3 мес.	– 1 год 6 мес.

Примечание:

- Осадка слоя грунта, согласно расчетной модели [4], состоит из двух составляющих: осадки, обусловленной действием собственного веса оттаивающего грунта; осадки, обусловленной дополнительным давлением на грунт от действия веса МН. Осадка грунта подсыпки обусловлена только дополнительным давлением на грунт от действия веса МН, т.к. грунт подсыпки не является мерзлым.
- При проведении расчетов при выборе величины температурной поправки принято, что величина изменения температуры нефти равна изменению величины температуры стенки МН

Графики изменения величин ореолов оттаивания и осадки грунта при изменении температуры стенки (Тст.) МН на заданную величину (+/-2 ° С) приведены на рисунках 3, 4.



Рисунок 3 – График изменения расчетной осадки грунта по месяцам при изменении температуры стенки МН на заданную величину



Рисунок 4 – График изменения расчетного ореола оттаивания грунта по месяцам при изменении температуры стенки МН на заданную величину



На основании полученных прогнозных ореолов оттаивания и осадок грунта проведены расчеты напряженно-деформированного состояния стенки МН, по результатам которых выявлено, что при расчете с исходной температурой стенки МН дата превышения расчетными напряжениями предела текучести стали (σ_T) составляет август 2025 года, при расчете с измененной на заданную величину температурой стенки МН – сентябрь 2023 г. В таблице 2 представлены данные по прогнозным осадкам грунта в заданном сечении для расчета с измененной температурой стенки МН на даты август 2025 года и сентябрь 2023 г.

Таблица 2 – Результаты расчетов напряженно-деформированного состояния стенки МН

№ п/п	Координата сечения, км	Расчет при измененной $T_{ст.}$		Вывод
		Осадки грунта на дату август 2025 г. (превышение расчетными напряжениями σ_T при расчете с исходной $T_{ст.}$)	Осадки грунта на дату превышения расчетными напряжениями σ_T – сентябрь 2023 г.	
1	0	0,085	0,029	Срок достижения расчетными напряжениями предела текучести стали σ_T сокращается на 1 год 11 месяцев
2	0,268	0,124	0,071	
3	0,368	0,171	0,110	
4	0,901	0,146	0,098	
5	0,958	0,178	0,123	
6	1,023	0,178	0,124	
7	1,078	2,619	1,086	
8	1,128	0,088	0,043	
9	1,228	0,169	0,104	
10	1,328	0,076	0,011	
11	1,428	0,136	0,071	
12	1,508	0,171	0,128	
13	1,608	0,062	0,062	
14	1,718	0,166	0,109	

По результатам проведенного анализа выявлено, что при изменении температуры стенки МН на выявленную среднюю величину расхождения расчетных температур нефти для планируемых режимов, используемых при прогнозировании состояния МН, и фактических температур, измеренных датчиком ВИП ОПТ, срок достижения расчетными напряжениями в стенке МН предела текучести стали сокращается на срок 1 год 11 месяцев, что свидетельствует о чувствительности модели к изменению исходных данных (температуры нефти). Таким образом, подтверждена необходимость применения данных с датчиков ВИП ОПТ о температуре нефти при решении задач геотехнического мониторинга.

Литература:

1. Лисин Ю.В. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье – НПС «Пур-Пе» / Ю.В. Лисин и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1(13). – С. 24–28.
2. URL : <https://diascan.transneft.ru/> (16.03.2020).
3. СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах.
4. Лисин Ю.В. Оценка планово-высотного положения трубопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами / Ю.В. Лисин и др. // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Машиностроение. – 2012. – № 3. – С. 68–79.

References:

1. Lisin Yu.V. Technical solutions for oil pipeline construction methods Polar region – OPS «Pur-Pe» / Yu.V. Lisin et al. // Science and technology of oil and oil products pipeline transportation. – 2014. – № 1(13). – P. 24–28.
2. URL : <https://diascan.transneft.ru/> (16.03.2020).
3. SNiP 2.02.04-88 Foundations and foundations on permafrost soils.
4. Lisin Yu.V. Estimation of the pipeline planned high-altitude position at the sections with the permafrost soils / Yu.V. Lisin et al. // Vestnik of MGTU named after N.E. Bauman. Ser. Mashinostroenie. – 2012. – № 3. – P. 68–79.