

ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ И ПРОГНОЗ

УДК 551.340:624.139

DOI: 10.15372/KZ20220302

**ПРОГНОЗ АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ
ПО ДАННЫМ ТЕМПЕРАТУРНОГО МОНИТОРИНГА
МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ ВБЛИЗИ ПОДЗЕМНОГО НЕФТЕПРОВОДА****Л.Н. Хрусталеv, В.З. Хилимонюк***Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, геологический ф-т,
119991, Москва, Ленинские горы, 1, Россия; lev_kh@rambler.ru, vanda@geol.msu.ru*

Показаны возможности температурного мониторинга многолетнемерзлых грунтов вблизи подземных нефтепроводов по определению глубины оттаивания под сооружениями, прогнозированию изменения температуры грунтов и времени наступления аварийной ситуации, если последняя будет иметь место в будущем. Наблюдения за температурой многолетнемерзлых грунтов проводятся в непосредственной близости от нефтепровода и на глубинах ниже подошвы слоя годовых колебаний температуры. Обработка результатов наблюдений осуществляется по предлагаемой методике.

Ключевые слова: многолетнемерзлые грунты, нефтепровод, глубина оттаивания, температурные наблюдения, прогноз, время наступления аварийной ситуации.

**EMERGENCY FORECAST BASED ON PERMAFROST TEMPERATURE MONITORING DATA
NEAR AN UNDERGROUND OIL PIPELINE****L.N. Khrustalev, V.Z. Khilimonyuk***Lomonosov Moscow State University, Faculty of Geology,
Leninskie Gory 1, Moscow, 119991, Russia; lev_kh@rambler.ru*

Temperature monitoring of permafrost near underground oil pipelines allow estimating a permafrost thawing depth under structures, predicting the soil temperature over time and predicting the time of emergency, in case the latter one will occur in the future. Permafrost temperature monitoring is carried out in close proximity to the oil pipeline and at depths below the bottom of the layer of seasonal temperature fluctuations. The results of monitoring are processed according to the methodology described in the article.

Key words: permafrost, oil pipeline, thawing depth, temperature monitoring, forecast, time of emergency.

ВВЕДЕНИЕ

Любое инженерное сооружение на многолетнемерзлых грунтах (ММГ) взаимодействует с грунтовым основанием в течение всего периода эксплуатации. Это взаимодействие часто приводит к негативным последствиям, поэтому необходимо иметь возможность управлять им, контролировать и прогнозировать его. Указанные действия, как известно, называются геотехническим мониторингом. Последний особенно важен для тех сооружений, аварии на которых приводят к непредсказуемым экологическим последствиям, в первую очередь для нефтепроводов. Авария на нефтепроводе часто приводит к разливу нефти, что связано со значительным ущербом природной среде и даже с выводом из хозяйственного оборота обширных территорий.

Неотъемлемой частью геотехнического мониторинга являются наблюдения за температурой

многолетнемерзлых грунтов – температурный мониторинг. Температурный мониторинг на трассах магистральных подземных нефтепроводов проводится как на потенциально опасных участках, оборудованных до или во время прокладки трубопровода, так и выборочно на отдельных участках трассы, на которых уже во время эксплуатации возникают опасения за сохранность сооружения. Температурные датчики могут располагаться в грунтах основания непосредственно под трубопроводом и в скважинах в непосредственной близости от трубопровода. В 2010–2012 гг. в ОАО «АК Транснефть» совместно с МТГУ им. Баумана была разработана и внедрена система мониторинга сложных геологических процессов на опытных участках прокладки магистрального трубопровода, включающая техническую диагностику трубопровода, мониторинг планово-высотного положе-

ния трубопровода и параметров, характеризующих гидрогеологические условия прокладки трубопровода. Система позволяет контролировать следующие параметры: изменение положения трубопровода, уровень подземных вод, распределение температуры грунта, смещение грунта на склонах, ускорение грунта при сейсмических воздействиях [Лисин, Александров, 2013]. Контроль осуществляется в автоматическом режиме с передачей по радио информации в обрабатывающий информацию центр, основными функциями которого являются диагностика системы мониторинга и вывод на экран дисплея предупреждающих сообщений о превышении пороговых значений или об остающихся запасах до пороговых значений контролируемых параметров. Таким образом система позволяет постоянно отслеживать температуру нефтепровода и окружающего его грунта. Это очень сложная, совершенная и современная система, однако не получившая пока широкого распространения.

В криолитозоне одной из главных задач мониторинга является контроль за развитием ореола оттаивания ММГ вокруг подземных нефтепроводов. Этот контроль осуществляется на опытных участках и позволяет не только выявлять опасные для сохранения целостности нефтепровода экстремальные значения ореола оттаивания в масштабе реального времени, но и осуществлять, что особенно важно, их прогноз на будущее. Для этого используются откалиброванные математические модели по расчету ореолов оттаивания, которые определены в руководящих нормативных документах Компании.

Калибровкой принято называть изменение структуры и состава математической модели таким образом, чтобы отредактированная модель была адекватна “натуре” по каждому из параметров, установленных в модели. Калибровка осуществляется на основе решения обратной задачи теплопроводности с фазовыми переходами грунтовой влаги (так называемая задача Стефана). Здесь сразу же возникает проблема, которая заключается в том, что обратная задача теплопроводности (по заданным в определенные моменты времени температурам восстановить начальные и граничные условия) в математическом отношении некорректна и не имеет однозначного решения. Поэтому для калибровки используется прямая задача, в которой вслепую подбирают начальные и граничные условия с целью получить адекватный “натуре” результат. Это долгий и малоперспективный путь. Сегодня этот процесс можно существенно упростить, заменив трехмерную задачу Стефана суммой одномерных задач, количество которых определяется количеством расчетных точек [Хрусталева, 1971].

Как известно, математическая модель состоит из двух частей, условно назовем их ядром и оболочкой. Под ядром будем понимать численные решения задачи Стефана, а под оболочкой – необходимые для этого исходные данные. Ядра могут быть различными (например, численные решения задачи Стефана методом конечных разностей по явной и неявной схемам и методом конечных элементов), а результат расчета при одних и тех же исходных данных всегда будет одинаковым, так как различие результатов моделирования определяется только различием оболочек (т. е. исходных данных). Поэтому калибровка математической модели есть подгонка исходных данных для получения нужного результата, и какое ядро при этом содержит модель – не имеет значения, более того, при определенных условиях ядро может быть не численным, а аналитическим. Исходя из этих соображений был разработан экспресс-метод калибровки математической модели взаимодействия подземного трубопровода с вмещающими мерзлыми грунтами [Гунар и др., 2021], который позволил значительно упростить метод калибровки для получения надежного инструмента по прогнозу ореола оттаивания вокруг подземного водовода и нефтепровода. Однако и этот метод не свободен от недостатков. Так, для использования математической модели требуется задание граничных и начальных условий, а также теплофизических свойств грунтов, что не всегда можно выполнить, поскольку часть информации утрачивается со временем. В этом отношении предлагаемая методика имеет явные преимущества, в частности, возможность использования ее на необорудованных участках.

МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

На необорудованных участках, а именно о них пойдет речь ниже, непосредственный контроль за развитием ореола оттаивания невозможен, поскольку бурение скважин рядом с нефтепроводом строго запрещено. Однако, пробуравив скважину на минимальном от трубы расстоянии, определяемом требованиями техники безопасности (на расстоянии 0.5–1.5 м от боковой образующей трубы), и измерив в скважине температуру мерзлого грунта, можно оценить глубину оттаивания ММГ под центром нефтепровода на текущий момент. При этом температуру грунта следует измерять не выше подошвы слоя ее годовых колебаний, что позволит текущие значения температуры принять за среднегодовые и по ним определить глубину оттаивания. Это первая задача, решение которой рассматривается в настоящей статье.

Если проводить подобные контрольные измерения температуры регулярно, то будет получена временная выборка температур, которую в даль-

нейшем можно проэкстраполировать во времени и получить прогнозную температуру на заданный период упреждения (период прогноза). Сложность здесь заключается только в одном – подобрать экстраполяционную функцию. Это вторая задача, рассматриваемая в статье.

Имея прогнозные температуры и используя решение первой задачи, можно рассчитать глубину оттаивания ММГ под нефтепроводом на заданный период упреждения.

Остается только выяснить: не вызовет ли осадка грунтов при этой глубине оттаивания аварии нефтепровода и, если вызовет, то когда эта авария произойдет. Такая задача (из области строительной механики трубопроводов) также рассматривается в настоящей статье и является третьей, замыкающей круг рассматриваемых здесь задач.

Расчет глубины оттаивания ММГ под подземным нефтепроводом по результатам температурных наблюдений в близкорасположенной скважине

В основу расчетов положено квазистационарное температурное поле грунта (среднегодовых температур) в прилегающей к нефтепроводу области, которое формируется в процессе развития ореола оттаивания вокруг нефтепровода. Его аналитическую запись можно найти, например, в монографии [Порхаев, 1970]. Зная среднегодовую температуру грунта в отдельных точках этого поля, можно судить о глубине оттаивания ММГ под серединой нефтепровода. Для этого необходимо решить систему трансцендентных уравнений с двумя неизвестными: глубиной оттаивания ММГ под серединой нефтепровода, отсчитываемой от поверхности грунта (h), и температурой грунта на глубине нулевых годовых теплооборотов, существовавшей в естественных условиях до начала работы нефтепровода (T_0).

Запишем эту систему для двух точек наблюдений (x, y_i) и (x, y_{i+k}), которые находятся в наблюдательной скважине, расположенной вблизи нефтепровода (от 0.5 до 2.0 м):

$$\begin{cases} T(x, y_i) - T_{bf} = (T_0 - T_{bf}) \frac{f(0, h) - f(x, y_i)}{f(0, h)}, \\ T(x, y_{i+k}) - T_{bf} = (T_0 - T_{bf}) \frac{f(0, h) - f(x, y_{i+k})}{f(0, h)}, \end{cases} \quad (1)$$

где x – расстояние от наблюдательной скважины до оси нефтепровода, м; y_i, y_{i+k} – глубины расположения датчиков температуры в наблюдательной скважине, м; $T(x, y_i), T(x, y_{i+k})$ – отрицательные среднегодовые температуры грунта в двух точках наблюдения, °С; T_0 – температура грунта на глубине нулевых годовых теплооборотов, существовавшая в естественных условиях до начала работы нефтепровода, °С; T_{bf} – температура начала замер-

зания грунта, °С; h – глубина оттаивания ММГ под серединой нефтепровода, отсчитываемая от поверхности грунта, м.

Координатная функция определяется по формуле

$$f(x, y) = \frac{1}{2A_p} \ln \frac{x^2 + \left(y + \sqrt{h_p^2 - r_{ins}^2}\right)^2}{x^2 + \left(y - \sqrt{h_p^2 - r_{ins}^2}\right)^2},$$

$$A_p = \ln \left(\frac{h_p}{r_{ins}} + \sqrt{\frac{h_p^2}{r_{ins}^2} - 1} \right),$$

где x, y – координаты точки, м; h_p – расстояние от поверхности грунта до центра подземного нефтепровода, м; r_{ins} – радиус нефтепровода с кольцевой теплоизоляцией по его внешней образующей, м.

Решение уравнения (1) осуществляется методом итераций. В результате образуется массив данных, равный числу сочетаний числа измерений температуры в точках по глубине по два (по количеству неизвестных в уравнении (1)). Естественно, в качестве расчетного следует взять среднее значение этого массива. Для облегчения расчетов авторами написана компьютерная программа (макрос 1, см. приложение).

Прогноз температуры ММГ по начальным наблюдениям в контрольной скважине

Прогнозные расчеты температурных полей по фактическим температурам грунтов составляют задачу экстраполяции во времени фактической температуры, заданной на дискретном множестве моментов замера. При этом возникает так называемая обратная задача теплопроводности. Выше отмечено, что эта задача в математическом отношении некорректна и не имеет строгого аналитического решения.

Выходом из этой ситуации представляется компромиссный подход, при котором физическая суть задачи служит основанием для отыскания класса опорных функций, позволяющих найти наилучшую экстраполяционную функцию путем сравнительно простых вычислений. Для его реализации авторы использовали приближенный метод расчета температурных полей в основаниях сооружений, разработанный в 1971 г. и названный методом эквивалентных температур [Хрусталева, 1971]. Идея его состоит в сведении трехмерной задачи теплопроводности к совокупности одномерных задач (по числу расчетных точек). Опуская подробности, которые можно найти в работе [Хрусталева, 1971], запишем зависимость температуры (T) от времени (τ) в виде

$$T(\tau) = aE(\tau) + b,$$

$$E(\tau) = 1 - \operatorname{erf} \left(\frac{y}{2\sqrt{(\lambda_f/C_f)\tau}} \right), \quad (2)$$

где a, b – неизвестные параметры, связанные с эквивалентной и начальной температурами; y – глубина расположения расчетной точки; C_f – объемная теплоемкость мерзлого грунта, Вт·ч/(м³·°C); λ_f – коэффициент теплопроводности мерзлого грунта, Вт/(м·°C); erf – интеграл вероятностей, табулированная функция.

Для определения неизвестных параметров мы располагаем значениями температуры грунтов T_i , измеренными в определенные моменты времени τ_i и составляющими систему уравнений:

$$a_i E_{ij} + b_i = T_{ij}, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad j = 1, 2, \dots, m,$$

где n – количество точек замеров температуры в скважине; m – количество замеров температуры во времени, разделенных периодом, равным кратному количеству лет; E_{ij} – значение функции (2) в точке (x, y_i) в момент времени τ_j .

Таким образом, для каждой i -й точки мы имеем выборку из m уравнений. Сгруппировав их по два, получим $m/2$ систем уравнений, равное числу сочетаний элементов этой выборки по два ($m/2$), следующего вида:

$$\begin{cases} a_i E_{i,j} + b_i = T_{i,j}, \\ a_i E_{i,j+k} + b_i = T_{i,j+k}. \end{cases} \quad (3)$$

Решив систему (3), получим значения a_i и b_i . Таких значений будет $m/2$ – по числу уравнений. Естественно в качестве расчетного взять их среднее значение $a_i^{\text{cp}}, b_i^{\text{cp}}$. После этого мы получим экстраполяционную формулу во времени для каждой глубины, на которой производилось измерение температуры:

$$T(x, y_i, \tau) = a_i^{\text{cp}} \left(1 - \operatorname{erf} \frac{y_i}{2\sqrt{(\lambda_f/C_f)\tau}} \right) + b_i^{\text{cp}}, \quad (4)$$

где $T(x, y_i, \tau)$ – прогнозная температура в точке (x, y_i) в момент τ , °C; τ – период прогноза, отсчитываемый от начала эксплуатации нефтепровода, лет.

Продолжительность наблюдений определяется периодом упреждения (прогноза). Обычно при экстраполяции отношение периода упреждения к периоду наблюдений составляет 1:3, если в качестве экстраполяционной функции применяются линейные полиномы. В нашем же случае экстраполяционная функция находится из приближенного аналитического решения физической задачи, на которую данное ограничение не распространяется. Приведенные ниже расчеты показывают, что оно может быть равным 2:1.

Для облегчения расчетов по формуле (4) авторами написана компьютерная программа (макрос 2; см. приложение).

Расчет аварийной осадки подземного нефтепровода и критической глубины оттаивания ММГ под его серединой

Расчет предельной осадки осуществляется по методике, изложенной в монографии [Тартаковский, 1976]. Этот расчет заключается в проверке четырех предельных условий при заданной величине осадки. Аварийной считается та осадка, при которой одно (или сразу несколько) из условий будет нарушено. Предельные условия приводятся ниже.

1. Условие прочности трубы:

$$\lim 1 = \frac{1}{\gamma_n} \cdot \frac{\sigma_{tem}}{|\sigma_{\lim N}|} \geq 1,$$

где $\sigma_{\lim N}$ – суммарное продольное напряжение в трубе, Па; γ_n – безразмерный коэффициент надежности, принимается от 1.0 до 1.1 по данным [СНУП 2.05.06-85*, 2005]; σ_{tem} – временное сопротивление стали, Па, принимается по [ГОСТ ТУ 14-3-1344-85, 1985]. Суммарное продольное напряжение равно

$$\sigma_{\lim N} = 0.3\sigma_{cir} + \sigma_T + \sigma_s,$$

где σ_{cir} – кольцевое напряжение от внутреннего давления в трубе, Па; σ_T, σ_s – продольные напряжения в трубе от изменения температуры и упругого изгиба трубопровода при осадке соответственно, Па. Величины определяются по формулам

$$\sigma_{cir} = 1.15 \frac{p_p d_{p,in}}{2\delta_p},$$

$$\sigma_T = E_{st} \alpha_T \Delta T,$$

$$\sigma_s = 3 \cdot 10^5 \psi_p \sqrt{\frac{q_{ent} s}{\beta_1 d_p \delta_p}},$$

где p_p – внутреннее давление в трубе, Па; $d_{p,in}$ – внутренний диаметр трубы, м; δ_p – толщина стенки трубы, м; E_{st} – модуль упругости стали, $2 \cdot 10^{11}$ Па; α_T – коэффициент линейного расширения стали, $1.2 \cdot 10^{-5}$ 1/°C; ΔT – разность температуры стенки трубы между ее максимальным и минимальным значениями за все время эксплуатации трубопровода, при подземной прокладке принимается 40 °C; d_p – внешний диаметр трубы, м; s – осадка трубопровода при оттаивании ММГ, м; ψ_p, β_1 – безразмерные коэффициенты, определяющие работу трубы на упругом основании при изгибе и зависящие от длины участка (L_{sp} , м) трубопровода, подверженного изгибу; q_{ent} – суммарная весовая нагрузка на 1 м трубы, Н/м.

Длина участка трубопровода, подверженного изгибу при его осадке, определяется подбором по формулам:

$$L_{sp} = \sqrt[4]{\frac{384E_{st}I_p s}{\beta_1 q_{ent}}},$$

$$\beta_1 = 1 + 6w + 16w^2,$$

$$w = \frac{14389d_p}{L_{sp} \sqrt[3]{(k_b L_{sp} d_p) / \delta_p}},$$

$$\Psi_p = \frac{10 + 15w + 6w^2}{10(1 + 2w)},$$

где I_p – экваториальный момент инерции сечения трубы; $I_p = \pi(d_p^4 - d_{p,in}^4) / 64$; k_b – коэффициент постели, Н/м³; w – вспомогательный расчетный параметр; q_{ent} – суммарная весовая нагрузка на 1 м трубы, Н/м. Суммарная весовая нагрузка равна

$$q_{ent} = 1.1(q_p + q_{ins} + q_{pr} + q_{ba} + q_{soil}),$$

где $q_p, q_{ins}, q_{pr}, q_{ba}, q_{soil}$ – вес 1 м трубы, изоляции, продукта, балласта и грунта, лежащего на трубе, Н/м. Величины определяются следующими формулами:

$$q_p = \frac{\pi}{4} \rho_{st} g (d_p^2 - d_{p,in}^2),$$

$$q_{ins} = \frac{\pi}{4} \rho_{ins} g (d_{ins}^2 - d_p^2),$$

$$q_{pr} = \frac{\pi}{4} \rho_{pr} g d_{p,in}^2,$$

$$q_{soil} = 0.88 g \rho_{th} d_{ins} h_p,$$

$$q_{ba} = \frac{\rho_{ba}}{\rho_{ba} - \rho_w} q_{ba,w},$$

$$q_{ba,w} = 1.05 g \rho_w \frac{\pi d_{ins}^2}{4} - 0.95 (q_p + q_{ins}) - q_{soil,w},$$

$$q_{soil,w} = \frac{\rho_s - \rho_w}{\rho_s (1 + w_{tot})} q_{soil},$$

где $\rho_{st}, \rho_{ins}, \rho_{pr}, \rho_{th}, \rho_{ba}, \rho_w, \rho_s$ – плотность стали, теплоизоляции, транспортируемой жидкости, грунта в талом состоянии, балласта, воды, частиц грунта, кг/м³; w_{tot} – суммарная влажность мерзлого грунта, д.е.; d_{ins} – внешний диаметр трубопровода с кольцевой теплоизоляцией, м; h_p – расстояние от поверхности грунта до центра подземного трубопровода, м; g – ускорение свободного падения, 9.81 м/с².

Коэффициент постели определяется формулой

$$k_b = 0.523E/d_p,$$

где E – модуль деформации талого грунта, Па.

2. Условие устойчивости трубы в продольном направлении:

$$\lim 2 = \frac{N_{lim}}{(0.2\sigma_{cir} + \sigma_T)F_p} \geq 1,$$

где $F_p = (\pi/4)(d_p^2 - d_{p,in}^2)$; N_{lim} – максимальные сжимающие усилия, которые могут быть восприняты трубой без потери ее устойчивости в продольном направлении, Н. Формулы, по которым определяются эти величины:

$$N_{lim} = \min \left\{ \begin{array}{l} 4.0911 \sqrt{p_0^2 q_H^4 F_p^2 E_{st}^5 I_p^3}, \\ 2 \sqrt{k_b d_p E_{st} I_p}, \end{array} \right.$$

$$p_0 = \pi d_p (p_1 \operatorname{tg} \varphi + c),$$

$$p_1 = \frac{1.6 g \rho_{th} h_p d_p [1 + \operatorname{tg}^2 ((\pi/4) - 0.5\varphi)] + q_1}{\pi d_p},$$

$$q_1 = 0.95 (q_p + q_{ins} + q_{ba}),$$

$$q_H = q_1 + 0.8 g \rho_{th} d_p \left(h_p - \frac{\pi d_p}{8} \right),$$

где φ – угол внутреннего трения талого грунта, рад; c – сцепление талого грунта, Па. Остальные обозначения даны выше.

3–4. Условия отсутствия в трубе пластических деформаций:

$$\lim 3 = \frac{1}{\gamma_n} \frac{\sigma_{fl}}{|\sigma_{lim N}|} \geq 1,$$

$$\lim 4 = \frac{1}{\gamma_n} \frac{\sigma_{fl}}{|\sigma_{cir}|} \geq 1,$$

где σ_{fl} – предел текучести стали, Па.

Алгоритм поиска аварийной осадки s_u заключается в многократной проверке предельных условий. Задавая осадку трубопровода и каждый раз ее увеличивая, добиваются нарушения по крайней мере одного из предельных условий. Осадку трубопровода, соответствующая этому событию, считается аварийной. Зная s_u , легко вычислить критическую глубину оттаивания H_{kp} под трубопроводом. Расчет осуществляется по формуле

$$H_{kp} = \frac{s_u}{\delta} + h_p + \frac{d_{ins}}{2},$$

где s_u – величина аварийной осадки, м; δ – относительная осадка при оттаивании ММГ, д.е.

Величина δ зависит от льдосодержания грунта g_i и определяется в лаборатории по образцам, отобраным из контрольной скважины, или по таблице, как функции g_i [СТО Газпром..., 2008]. В свою очередь, g_i вычисляется по формуле $g_i = \rho_{d,f} (w_{tot} - w_w)$, где w_{tot} – суммарная влажность грунта; w_w – влажность за счет незамерзшей воды; $\rho_{d,f}$ – плотность сухого мерзлого грунта, кг/м³. Для облегчения вычислений s_u и H_{kp} авторами написана компьютерная программа (макрос 3, см. приложение).

В заключение отметим два важных обстоятельства:

1) Методика разработана только для ММГ сливающегося типа.

2) Методика, как и подавляющее большинство методов по аналитическому расчету чаш и ореолов оттаивания в основании сооружений, исходит из того, что грунты однородны. В случае слоистого залегания грунтов в расчет принимаются осредненные грунтовые характеристики. Осреднение производится в пределах глубины осреднения для осреднения коэффициентов теплопроводности грунта и для осреднения остальных характеристик по следующим формулам:

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^n h_i}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\lambda_i} h_i},$$

$$A = \frac{\sum_{i=1}^n A_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i},$$

где λ_i , A_i – численные значения грунтовых характеристик i -го слоя; h_i – толщина i -го слоя; n – число i -х слоев в пределах глубины осреднения. В каче-

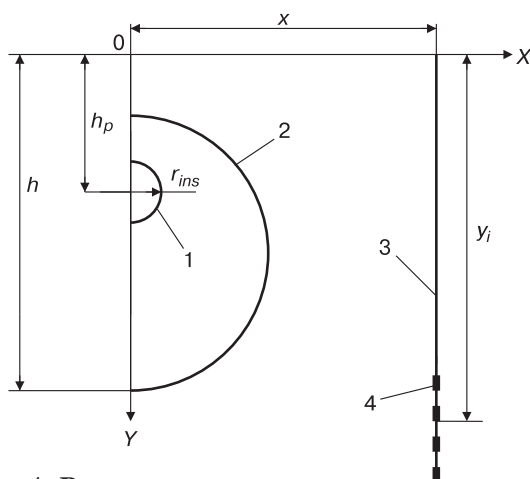


Рис. 1. Расчетная схема.

1 – нефтепровод; 2 – граница оттаивания ММГ вокруг нефтепровода; 3 – контрольная скважина; 4 – датчик температуры; r_{ins} – радиус по внешней образующей кольцевой изоляции; h_p – расстояние от поверхности земли до центра нефтепровода; h – глубина оттаивания под нефтепроводом; y_i – расстояние от поверхности земли до датчика температуры (точки измерения).

стве глубины осреднения принимается глубина расположения последнего датчика температуры в контрольной скважине.

Верификация описанной выше методики

Сопоставление расчетных данных с натурными наблюдениями в нашем случае будет условным, поскольку все, что касается состояния существующих нефтепроводов, является закрытой информацией. Чтобы выполнить поставленную задачу, заменим фактические данные результатами математического моделирования по апробированной программе QFrost [Программа..., 2016]. Модель принимаем двумерную, с размером расчетной области 48×48 м (рис. 1).

Конструктивные размеры нефтепровода следующие: радиус по внешней образующей кольцевой изоляции $r_{ins} = 0.75$ м, расстояние от поверхности земли до центра нефтепровода $h_p = 1.75$ м. Климатические характеристики примем согласно данным метеостанции Амга (30-летний период), расположенной в Республике Саха (Якутия), и на их основе сформулируем граничные условия 3-го рода на верхней границе расчетной области (табл. 1). На поверхности кольцевой изоляции нефтепровода примем граничное условие 1-го рода: $T_p = 20$ °C (T_p – температура на поверхности кольцевой изоляции трубопровода), на остальных границах – граничное условие 2-го рода с нулевым потоком тепла. Вмещающий нефтепровод грунт представлен суглинком со следующими характеристиками: теплопроводность в талом и мерзлом состоянии (Вт/(м·°C)): $\lambda_{th} = 1.33$, $\lambda_f = 1.51$; объемная теплоемкость в талом и мерзлом состоянии (Вт·ч/(м³·°C)): $C_{th} = 777$, $C_f = 592$; плотность мерзлого грунта в сухом состоянии $\rho_{d,f} = 1600$ кг/м³; суммарная влажность мерзлого грунта $w_{tot} = 0.2$; количество незамерзшей воды $w_w = 0.05$.

За начало моделирования была принята дата 1 октября. Для установления кривой распределения температуры по глубине было проведено предварительное решение линейной задачи по программе QFrost.

Таблица 1. Граничные условия 3-го рода на поверхности грунта

Месяц	$T, ^\circ\text{C}$	$\alpha, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$	Месяц	$T, ^\circ\text{C}$	$\alpha, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$
I	-42.0	0.75	VII	18.8	4.2
II	-35.6	0.68	VIII	14.9	4.2
III	-22.0	0.69	IX	6.1	4.2
IV	-6.8	1.31	X	-7.9	2.84
V	6.2	4.2	XI	-28.2	1.09
VI	15.6	4.2	XII	-39.5	0.95

Примечание. T – среднемесячная температура воздуха; α – коэффициент теплообмена на поверхности грунта.

Таблица 2.

Изменение глубины оттаивания многолетнемерзлых грунтов под серединой нефтепровода и температуры грунта

Время, лет	Глубина оттаивания, м	Температура* по данным моделирования на глубине (м)					
		15.25	16.25	17.25	18.25	19.25	20.25
0	0	4.82	4.80	4.78	4.77	4.76	4.75
1	5.66	4.60	4.65	4.68	4.70	4.72	4.73
2	6.74	4.15	4.27	4.37	4.45	4.51	4.57
3	7.50	3.75	3.91	4.04	4.16	4.26	4.34
4	8.02	3.45	3.60	3.76	3.90	4.02	4.12
5	8.51	3.15	3.35	3.52	3.67	3.80	3.92
10	10.1	2.32	2.54	2.74	2.92	3.08	3.23
30	13.0	1.15	1.38	1.58	1.77	1.94	2.10

* Температура грунта на расстоянии 4.25 м от оси нефтепровода.

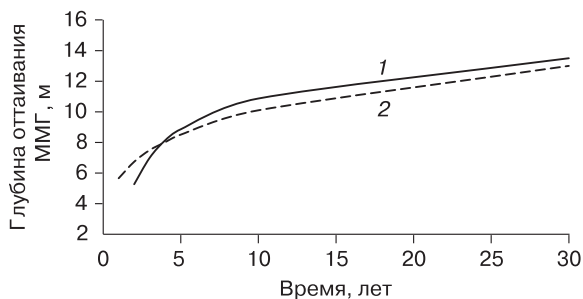


Рис. 2. Зависимость глубины оттаивания ММГ под нефтепроводом от времени.

1 — результаты математического моделирования; 2 — результаты расчета по температуре ММГ на расстоянии 4.25 м от оси нефтепровода.

Глубина расчетной области принята 48 м. На верхней границе расчетной области задано граничное условие 3-го рода согласно данным табл. 1. На нижней и боковых границах задано условие 2-го рода: величина теплопотока принималась равной нулю. Моделирование осуществлялось до установления квазистационарного состояния температурного режима грунтов. Результаты моделирования приведены в табл. 2.

Таблица 3. Прогноз температуры многолетнемерзлых грунтов по результатам расчета на 10 лет

Глубина, м	Температура, °С	
	прогноз	данные моделирования
15.25	-2.84	-2.32
16.25	-2.92	-2.54
17.25	-3.08	-2.74
18.25	-3.17	-2.92
19.25	-3.26	-3.08
20.25	-3.67	-3.23

Используя макрос 1 (см. приложение), пересчитываем данные моделирования по температуре грунтов в глубины оттаивания и сопоставляем их с глубинами, полученными в результате моделирования по программе QFrost (рис. 2).

Как можно видеть, совпадение не идеальное, но вполне допустимое. Таким образом, наша первая методика “температура–глубина” выдерживает испытание.

Используя макрос 2 (см. приложение), составляем прогноз изменения температуры грунтов до глубины 20, 25 м и оцениваем его по результатам моделирования. Для этого сформулируем две задачи:

1) За период наблюдения принимаем период с 1-го по 5-й год (см. табл. 2), за период прогноза – 10 лет.

2) За период наблюдений принимаем период с 1-го по 10-й год (см. табл. 2), за период прогноза – 30 лет.

Результаты расчета приведены в табл. 3, 4.

Судить о достоверности предложенной методики “наблюдаемая температура – прогнозная температура” только по данным табл. 3 и 4 весьма сложно. Поэтому, используя макрос 1 (см. приложение), пересчитываем прогнозные температуры грунта, указанные в табл. 3, 4, в прогнозные глу-

Таблица 4. Прогноз температуры многолетнемерзлых грунтов по результатам расчета на 30 лет

Глубина, м	Температура, °С	
	прогноз	данные моделирования
15.25	-1.73	-1.15
16.25	-1.88	-1.38
17.25	-2.10	-1.58
18.25	-2.22	-1.77
19.25	-2.33	-1.94
20.25	-2.95	-2.10

Таблица 5. Прогноз глубины оттаивания многолетнемерзлых грунтов под серединой нефтепровода, вычисленной с использованием прогнозной температуры

Время, лет		Глубина оттаивания ММГ, м		Ошибка прогноза, %
наблюдений	прогноза	прогноз	данные моделирования	
5	10	9.13	10.1	9.6
10	30	12.39	13.0	4.7

бины оттаивания и сопоставляем их с глубинами, полученными в результате моделирования (табл. 5).

Данные табл. 5 являются обобщающими, они свидетельствуют о том, что предлагаемая нами методика “Прогноз глубины оттаивания ММГ под подземным нефтепроводом по результатам наблюдений за температурой грунтов в близкорасположенной скважине” дает удовлетворительный результат.

Пример расчета возможности наступления аварийной ситуации нефтепровода

Подведем итоги вышеизложенному. Для этого рассмотрим задачу, охватывающую все стороны предлагаемой методики: оценим время наступления (ненаступления) аварийной ситуации нефтепровода по результатам начальных наблюдений за температурой грунтов в близко расположенной от нефтепровода скважине. Последовательность действий следующая.

Условно результаты математического моделирования за первые 10 лет (см. табл. 2) принимаем за начальные наблюдения в скважине, расположенной на расстоянии 4.25 м от оси нефтепровода. По этой пространственно-временной выборке температур определяем прогнозные температурные поля на период 15, 20, 25 и 30 лет. Далее, используя полученные температурные поля, находим глубины оттаивания ММГ под серединой нефтепровода, которые затем сопоставляем с критической глубиной оттаивания и определяем момент времени, когда прогнозная глубина оттаивания будет равна критической. При этом грунтовые характеристики принимаем равными грунтовым характеристикам, принятым при математическом моделировании.

Последовательно используя макросы 2, 1 и 3 (см. приложение), получим данные, позволяющие построить графики (рис. 3).

Как можно видеть, до окончания периода эксплуатации нефтепровода критическая глубина больше прогнозной, что свидетельствует об отсутствии аварийной ситуации по причине оттаивания ММГ.

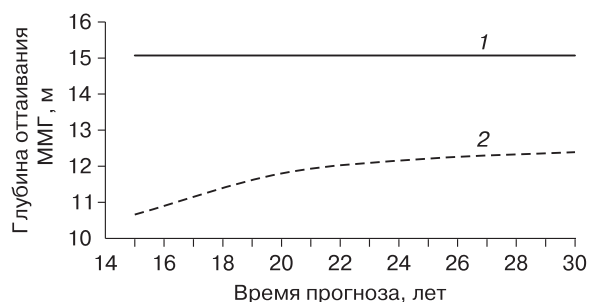


Рис. 3. Глубина оттаивания под серединой нефтепровода, считая от поверхности грунта.

1 – результат прогноза; 2 – критическая глубина оттаивания.

Таким образом, только на основе начальных наблюдений за температурой грунтов авторы пришли к выводу о надежности основания рассматриваемого нефтепровода.

ВЫВОДЫ

1. Предлагаемая методика прогноза аварийной ситуации подземного нефтепровода по результатам наблюдений за температурой грунта в близкорасположенной скважине проста в использовании; ее можно применять на участках нефтепровода с многолетнемерзлыми грунтами сливающегося типа, не имеющих полной системы температурного мониторинга ММГ.

2. Методика применима только на участках с многолетнемерзлыми грунтами сливающегося типа.

3. Использование этой методики позволяет только по температурным наблюдениям в пробуренной на безопасном расстоянии (0.5–1.5 м) от подземного нефтепровода скважине судить о надежности или ненадежности основания нефтепровода.

Приведенные в настоящей статье данные свидетельствуют, что эта методика дает вполне удовлетворительные результаты и может быть рекомендована к практическому использованию.

Литература

- ГОСТ ТУ 14-3-1344-85. Трубы бесшовные тонкостенные из стали марки (ЭП288 и ЭП288Ш). Технические условия. М., Изд-во стандартов, 1985, 15 с.
- Гунар А.Ю., Хилимонюк В.З., Хрусталеv Л.Н. и др. Экспресс-метод калибровки математической модели взаимодействия подземного трубопровода с вмещающими мерзлыми грунтами // Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2021, № 11 (2), с. 126–135.
- Лисин Ю.В., Александров А.А. Мониторинг магистральных нефтепроводов в сложных геологических условиях // Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2013, № 2 (10), с. 22–27.

Порхаев Г.В. Тепловое взаимодействие зданий и сооружений с вечномерзлыми грунтами. М., Наука, 1970, 208 с.

Программа расчета теплового взаимодействия сооружений с многолетнемерзлыми грунтами. Qfrost: Свидетельство № 2016614404 / Д.Г. Песоцкий. Гос. реестр программ для ЭВМ; 22.04.2016.

СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. М., ФГУП ЦПП, 2005, 60 с.

СТО Газпром 2-3.1-233-2008. Методика проведения геокриологических исследований при разведке и разработке месторождений. М., ИРЦ Газпром, 2008, 120 с.

Тартаковский Г.А. Строительная механика трубопроводов. М., Недра, 1976, 224 с.

Хрусталева Л.Н. Температурный режим вечномерзлых грунтов на застроенной территории. М., Наука, 1971, 168 с.

URL: <https://yadi.sk/d/xva4hnsryVklgA>

References

GOST TU 14-3-1344-85. Truby besshovnye tonkostennye iz stali marki (EP288 i EP288SH) [Seamless thin-walled pipes made of steel grade (EP288 and EP288SH)]. Technical specifications. Moscow, Izd-vo standartov, 1985, 15 p. (in Russian).

Gunar A.Yu., Khilimonyuk V.Z., Khrustalev L.N., Pelich E.A., Korotkov A.A. An express method for calibration of a mathematical model of the interaction of underground pipeline with permafrost soils. Science and technology of pipeline transport of oil and oil products, 2021, No. 11 (2), p. 126–135 (in Russian).

Lisin Yu.V., Alexandrov A.A. Monitoring of oil pipelines in difficult geological conditions. Science and technology of pipeline transport of oil and oil products, 2013, No. 2 (10), p. 22–27 (in Russian).

Porkhaev G.V. Teplovoe vzaimodejstvie zdaniy i sooruzhenij s vechnomerzlymi gruntami [Thermal interaction of buildings and structures with permafrost soils]. Moscow, Nauka, 1970, 208 p. (in Russian).

Programma rascheta teplovogo vzaimodejstviya sooruzhenij s mnogoletnemerzlymi gruntami. Qfrost [Program for calculating the thermal interaction of structures with permafrost soils. Qfrost]: Certificate No. 2016614404 / D.G. Pesotsky. State Register of Computer Programs, 22.04.2016.

SNiP 2.05.06-85. Magistralnye truboprovody [Trunk pipelines]. Moscow, FGUP Ts PP, 2005, 60 p. (in Russian).

STO Gazprom 2-3. 1-233-2008. Metodika provedeniya geokriologicheskikh issledovanij pri razvedke i razrabotke mestorozhdenij [Methodology for conducting geocryological surveys in the exploration and development of deposits]. Moscow, Standard of Gazprom, 2008, 120 p. (in Russian).

Tartakovskiy G.A. Stroitel'naya mekhanika truboprovodov [Construction mechanics of pipelines]. Moscow, Nedra, 1976, 224 p. (in Russian).

Khrustalev L.N. Temperaturnyj rezhim vechnomerzlykh gruntov na zastroennoj territorii [Temperature regime of permafrost soils in the built-up area]. Moscow, Nauka, 1971, 168 p. (in Russian).

URL: <https://yadi.sk/d/xva4hnsryVklgA>

*Поступила в редакцию 1 июня 2021 г.,
после доработки – 10 октября 2021 г.,
принята к публикации 17 апреля 2022 г.*

ПРИЛОЖЕНИЕ

Предлагаемые вниманию читателя компьютерные программы (макросы) написаны на языке Visual Basic Application с использованием платформы Excel 2007 (VBA Excel). Чтобы их посмотреть, следует на листе Excel, соответствующем выбранному макросу, в командной строке нажать клавишу “Разработчик” и далее клавишу “Visual Basic”. Программы готовы к практическому применению, для чего пользователь должен выполнить две очень простых операции: заполнить своими исходными данными желтое поле на листе Excel и сделать один клик мышкой на кнопке “Запуск”, помещенной в верхней части листа. Результат расчета можно будет прочитать на сером поле этого листа.

Доступ к программам осуществляется по ссылке: <https://yadi.sk/d/xva4hnsryVklgA>