СОПРЯЖЕННАЯ ЗАДАЧА РЕГУЛИРУЕМОГО ТЕПЛООБМЕНА НЕФТЕПРОВОДА В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

CONJUGATE PROBLEM OF CONTROLLED HEAT EXCHANGE OF OIL PIPELINE IN PERMAFROST

Н. А. Гаррис
N. A. Garriss

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Э. А. Акчурина
E. A. Akchurina

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

А. И. Русаков
A. I. Rusakov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

При решении задач теплообмена подземного трубопровода, проложенного в мерзлых грунтах, большое внимание уделяется расчету ореолов протаивания вокруг трубопровода, так как в результате оттаивания грунта, особенно слабонесущего, происходит осадка или всплытие трубопровода. Изменение положения оси приводит к потере устойчивости трубопровода и возникновению аварийной ситуации.

Очевидно, что прогрессирующее таяние вмещающего грунта свидетельствует о недостаточно продуманном техническом решении и необоснованном регламенте эксплуатации нефтепровода по температуре и производительности.

При расчете теплогидравлических режимов «теплых» трубопроводов задачи теплообмена трубопровода, по которому перекачивается жидкая среда, с многолетнемерзлыми грунтами в режимах протаивания — промерзания необходимо формулировать как сопряженные. При такой постановке учитывается взаимное тепловое влияние жидкости и грунта, тогда как в противном случае теплообмен оказывается не зависящим от теплофизических свойств грунта, распределения источников тепла в грунте и т.д.

С целью определения такого теплогидравлического режима перекачки, при котором обеспечивается сохранность окружающей среды и самого трубопровода, была решена сопряженная задача регулирования теплообмена системы «насос — нефтепровод — многолетнемерзлый грунт» при условии ограничения радиуса ореола протаивания R_0 в пределах $R_{0min} \dots R_{0max}$.

В этом случае при определенном сочетании параметров возможна ситуация, когда теплотери равны тепловыделению вследствие вязкого трения, и перекачка в таком случае характеризуется изотермичностью течения при балансовой температуре, превышающей температуру окружающей среды.

Именно изотермический низкотемпературный режим можно считать целесообразным в условиях мерзлых грунтов, так как такой режим является экономически выгодным вариантом эксплуатации нефтепровода.

Ключевые слова

многолетнемерзлые
грунты,
тепловое
взаимодействие,
ореол протаивания,
сопряженные
тепловые задачи,
регулируемый
теплообмен,
тепловой баланс,
тепло трения

Solving the problems of heat exchange of an underground pipeline laid in frozen soils, much attention is given to calculating thawing halos around the pipeline, as the subsidence or floating-up of the pipeline are both results of the ground thawing, especially the weak one. Change of the pipeline axis position results in a stability loss and occurrence of an emergency situation.

It is obvious that the progressing melting of the enclosing ground indicates an insufficiently studied technical solution and an unreasonable operating regulation of the pipeline in terms of temperature and productivity.

The problems of heat exchange of pipelines through which the liquid is pumped, with permafrost soils in thawing-freezing modes, must be stated as conjugated in calculations of «warm» pipelines thermohydraulic modes. This statement takes into account the mutual thermal influence of the liquid and soil, whereas in the opposite case the heat exchange is independent of the soil thermal properties, heat sources distribution, etc.

Key words

permafrost,
thermal interaction,
thawing halo,
conjugate heat
problems,
controlled heat
exchange,
heat balance,
friction heat

In order to determine such a thermohydraulic mode which ensures the preservation of the environment and the pipeline itself, the conjugated problem of controlling the heat exchange of the «pump — oil pipeline — permafrost» system was solved, provided the radius of the thawing halo R_0 limited to $R_{0min} \dots R_{0max}$.

In this case, with a certain combination of parameters, a situation is possible where the heat losses are equal to the heat release due to viscous friction, and oil transfer in this case is characterized by isothermal flow at a balance temperature which exceeds the ambient temperature.

This very isothermal low-temperature mode can be considered expedient in conditions of frozen soils, since such a mode is an economically viable option for the pipeline operation.

Практика эксплуатации нефтепроводов показывает, что в результате теплового воздействия на вмещающие мерзлые грунты происходит их растепление с прогрессирующим ореолом протаивания. Трубопроводы всплывают, прогибаются, теряют устойчивость, разрываются. С этим трудно бороться, так как восстановить проектное положение оси трубопровода практически невозможно.

При решении задач теплообмена подземного трубопровода, проложенного в мерзлых грунтах, большое внимание уделяется расчету ореолов протаивания вокруг трубопровода, так как в результате оттаивания грунта, особенно слабонесущего (II, III, IV категорий) [1, 2], происходит осадка или всплытие трубопровода. Изменение положения оси приводит к потере устойчивости трубопровода и возникновению аварийной ситуации.

Аварийность трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов велика (рисунок 1) [3].

Согласно [4, 5], в Западной Сибири ежегодно происходит около 35 тыс. отказов и аварий на нефте- и газопроводах, около 21 % из них вызваны неравномерной осадкой грунта

при таянии мерзлоты или выпучиванием опор и фундаментов при промерзании. На нефтяных месторождениях одного лишь Ханты-Мансийского АО происходит в среднем 1900 аварий в год, вызванных деградацией вечной мерзлоты. Необходимость в решении, позволяющем предотвратить подобные ситуации, крайне высока.

Известно большое количество аналитических решений по определению границы протаивания грунта под тепловым воздействием источника тепла, первыми из которых признаются решения Л. С. Лейбензона и И. А. Чарного [6, 7].

Считается, что протаивание грунтов под «теплыми» нефтепроводами носит прогрессирующий характер. Представляется, что остановить его невозможно и остается только наблюдать и прогнозировать его развитие. Несмотря на то, что проектные работы выполняются с учетом положений и рекомендаций, содержащихся в основных руководящих и нормативных документах [8], в них не учитываются в достаточной мере вопросы теплового и механического взаимодействия трубопровода с мерзлыми грунтами.

Рисунок 1. Всплытие подземного трубопровода вследствие растепления многолетнемерзлого грунта

Очевидно, что прогрессирующее таяние вмещающего грунта свидетельствует о недостаточно продуманном техническом решении и необоснованном регламенте эксплуатации нефтепровода по температуре и производительности.

В действительности оказывается трудным составить адекватную математическую модель, согласующуюся с физическими и термодинамическими процессами, происходящими в грунте вокруг трубопровода, находящегося в сложном геокриологическом состоянии с порой непрогнозируемой климатической обстановкой.

Предлагаемые модели и алгоритмы [9–11] позволяют с той или иной степенью точности численными методами выполнить расчеты ореолов протаивания грунта под сооружениями и их осадки, определить возможность потери устойчивости трубопроводов, изменения положения оси трубопровода при пучении и в связи с этим нарастания напряжений в теле трубопровода.

К сожалению, ввиду сложности такие задачи не решаются как сопряженные, то есть не берутся к рассмотрению задачи теплообмена трубопровода, по которому перекачивается жидкая среда, с многолетнемерзлыми грунтами в режимах протаивания — промерзания.

Таким образом, при решении «внешней» задачи теплопроводности (или тепломассообмена) с построением температурных полей вокруг трубопровода граничные условия на контуре трубы остаются неопределенными. Сложность заключается в том, что температура на контуре трубы, которая является определяющей при построении граничных условий, может быть получена только в результате решения «внутренней задачи».

Это приводит к тому, что полученные численные решения в сложнейшей математической постановке, с учетом фазовых превращений грунтовой влаги, но без условий сопряжения на контуре трубы, являются приближенными.

Решение сопряженной задачи теплообмена трубопровода с вмещающим мерзлым грунтом в режиме протаивания — промерзания позволит исключить неопределенность в задании условий на контуре трубы.

Пассивное прогнозирование изменения положения оси трубопровода, роста напряжений в теле трубы и мониторинг ореолов протаивания, и др. — не очень хорошее решение проблемы обеспечения устойчивости трубопровода. Ремонтные работы в условиях многолет-

немерзлых грунтов, особенно в летний период, чрезвычайно сложны и дороги. Нередко исправить положение трубопровода практически невозможно.

Но представляется вполне доступным технологическое регулирование теплообмена трубопровода с мерзлым грунтом с целью предупреждения прогрессирующего роста ореола протаивания. Развитие опасных криогенных процессов можно предупредить.

Существует другой, альтернативный подход к решению задач теплового взаимодействия трубопровода с мерзлыми грунтами. В [12, 13] и последующих работах было показано, что прогрессирующего протаивания грунта под трубой можно избежать, сделав процесс теплообмена трубопровода с грунтовым основанием управляемым.

С целью определения такого теплогидравлического режима перекачки, при котором обеспечивается сохранность окружающей среды и самого трубопровода, была решена сопряженная задача регулирования теплообмена системы «насос — нефтепровод — многолетнемерзлый грунт» [13, 14] при условии ограничения радиуса ореола протаивания R_0 в пределах $R_{0min} \dots R_{0max}$.

Постановка задачи

Сущность подхода заключается в решении обратной задачи Стефана, то есть в определении температуры грунта, примыкающего к стенке трубопровода, по уже заданному закону изменения радиуса ореола протаивания R_0 , что затем позволит найти требуемые параметры эксплуатации нефтепровода по температуре и производительности.

Периодический закон изменения радиуса протаивания в допустимых пределах $R_{0min} \dots R_{0max}$ (рисунок 2) задается в виде:

Рисунок 2. Модель подземного трубопровода с регулируемым ореолом протаивания

$$R_0 = R'_0 + R''_0 \sin(\omega\tau - \alpha), \quad (1)$$

где

$$R'_0 = 0,5(R_{0\max} + R_{0\min});$$

$$R''_0 = 0,5(R_{0\max} - R_{0\min});$$

α — сдвиг по фазе на начало отсчета.

Для моделирования теплопередачи в грунте, который можно представить как капиллярно-пористое тело, будем использовать модель эквивалентной теплопроводности [15]. Учитываем, что модель подземного трубопровода с регулируемым ореолом протаивания в качестве одного из независимых и неуправляемых факторов имеет температуру грунта t_e в ненарушенном тепловом состоянии на глубине заложения оси трубопровода, изменяющуюся периодически в течение года:

$$t_e = t'_e + t''_e \cos(\omega\tau - \beta), \quad (2)$$

где t'_e, t''_e — среднегодовое значение и амплитуда колебания температуры;

$\omega = \pi/6$ — период при отсчете времени в месяцах;

β — сдвиг по фазе на начало отсчета.

Параметры регулирования: производительность Q , температура t перекачки нефти по трубопроводу — определяются системой уравнений движения, неразрывности, энергии, центробежных насосов и теплопроводности соответственно:

$$\begin{cases} \rho \frac{\partial v}{\partial \tau} + \rho v \frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial p}{\partial z} = -\rho g \sin \alpha_c + \frac{2\tau_{mp}}{R}; \\ \frac{\partial p}{\partial \tau} = -\rho \frac{\partial v}{\partial z}; \\ \frac{\partial t}{\partial \tau} + v \frac{\partial t}{\partial z} = \frac{2\pi R q(t)}{\rho c F} + \frac{v}{c} \cdot \frac{dh}{dz}, \\ \frac{\partial q(t)}{\partial \tau} = \frac{\lambda_i}{2\pi R} \int_0^\pi \frac{\partial t_i}{\partial r} dr; \\ H = H' - k_0 Q^{b_0}; \\ \frac{\partial t_i}{\partial \tau} = a_i \left(\frac{\partial^2 t_i}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_i}{\partial r} \right), R_i \leq r \leq R_{i+1}, \end{cases} \quad (3)$$

где ρ — плотность жидкости;

v — скорость движения жидкости по трубопроводу;

p — давление, необходимое для перекачки жидкости;

α_r — угол наклона трубы к горизонту;

τ_{mp} — касательное напряжение трения жидкости на стенке трубы;

R — внутренний радиус трубопровода;

$q(t)$ — тепловой поток через стенку трубы;

F — площадь поперечного сечения тела трубы;

c — удельная теплоемкость жидкости;

h — потери напора на трение при перекачке вязкой жидкости;

H, H' — напор центробежного насоса при подаче Q и нулевой подаче;

k_0, b_0 — эмпирические коэффициенты;

λ_i — коэффициент теплопроводности;

t_i, a_i — температура и коэффициент температуропроводности i -го слоя системы (стенки трубы, изоляции, талого грунта и мерзлого грунта);

τ — время;

r — текущая координата (радиус);

R_i — расстояние от центра трубы до i -го слоя системы.

При решении задачи о тепловом взаимодействии трубопровода с окружающим мерзлым грунтом обычно исходят из уравнения теплового баланса на границе протаивания — промерзания:

$$\begin{aligned} \left(\lambda_M \frac{\partial t_M}{\partial r} - \lambda_T \frac{\partial t_T}{\partial r} \right)_{r=R_0} &= q_{\phi.n.} = \\ &= \sigma \rho_0 \frac{W_C - W_H}{W_C + 1} \cdot \frac{dR_0}{d\tau}, \end{aligned} \quad (4)$$

где λ_M, λ_T и a_M, a_T — коэффициенты теплопроводности и температуропроводности мерзлого и талого грунтов соответственно;

t_M, t_T — температуры мерзлого и талого грунтов;

σ — удельная теплота плавления льда;

ρ_0 — объемная плотность мерзлого грунта;

W_H, W_C — содержание незамерзшей воды и суммарная влажность.

Скорость перемещения границы протаивания — промерзания может быть получена на основании (1):

$$\frac{dR_0}{d\tau} = -R''_0 \omega \cos(\omega\tau - \alpha). \quad (5)$$

Алгоритм решения

Решение поставленной задачи теплопроводности с подвижной границей протаивания можно значительно упростить, применяя метод смены стационарных состояний, что вполне допустимо при моделировании квазистационарного процесса теплообмена трубопровода с окружающей средой [6]. Решение системы (3) при таком подходе существенно упрощается.

Интегрирование дифференциальных уравнений теплопроводности для мерзлого и та-

лого грунтов при условиях (1), (4), (5) и общепринятых допущениях дает выражение (6) для определения допустимой температуры грунта, примыкающего к поверхности трубы [12]. Тем самым регламентируется температура на контуре трубы:

$$t_{TP} = t_{TP}(\tau) = \left[\sigma \rho_0 \frac{W_C - W_H}{W_C + 1} \cdot \frac{dR_0}{d\tau} - \frac{\lambda_M t_e}{R_0 \ln \frac{2H}{R_0}} \right] \frac{R_0}{\lambda_T} \ln \frac{R_0}{R_{TP}}. \quad (6)$$

В случае теплоизолированного нефтепровода вместо R_{TP} в уравнении (6) учитывается $R_{ИЗ}$.

Теплогидравлические режимы самого трубопровода, по которому перекачивается нефть, описываются дифференциальными уравнениями (3), решение которых, с учетом условия сопряжения (6), в простейшем случае сводится к выражению [13 и др.]:

$$-Q \rho c dt = k \pi D (t - t_{окр.ср.}) dx - Q \rho g i dx, \quad (7)$$

где Q — объемный расход;

ρ, c — плотность и удельная теплоемкость жидкости;

t — температура жидкости;

k — коэффициент теплопередачи;

D, x — внутренний диаметр и координата длины трубопровода;

i — гидравлический уклон;

$t_{окр.ср.}$ — температура окружающей среды.

Величину теплотер (тепловой поток в грунт) можно регулировать путем изменения расхода Q , меняя тем самым температуру t перекачиваемой нефти и тепло трения в уравнении теплового баланса.

При определенном сочетании параметров (относительно низкие температуры при значительных скоростях перекачки и т. п.) возможна ситуация, когда теплотери равны тепловыделению вследствие вязкого трения. Пренебрегая термическим сопротивлением стенки, можно считать, что температура нефти по длине трубопровода $t_{mp} = t_{бал} = \text{const}$. Так как при этом $d_t = 0$ и левая часть уравнения (7) тоже равна нулю, получаем, что тепло трения выделяется и теряется равномерно по всей длине нефтепровода:

$$k \pi D (t_{бал} - t_{окр.ср.}) dx = Q \rho g i_{бал} dx, \quad (8)$$

где $i_{бал}$ — гидравлический уклон при температуре $t_{бал} = \text{const}$.

Интегрируя (8) в пределах от 0 до L , с учетом суммарной характеристики центробеж-

ных насосов из (3), обеспечивающих подачу Q , получим:

$$k \pi D (t_{бал} - t_{окр.ср.}) L = Q \rho g H_{бал}. \quad (9)$$

При сбалансированном теплообмене механическая энергия, сообщаемая насосами перекачиваемой нефти, превращается в гидравлическую энергию потока $Q \rho g H_{бал} = N_{бал}$, которая затрачивается на преодоление трения и в виде теплотер и диссипирует в окружающую среду.

Левая часть уравнения (9) представляет собой тепловой поток, воспринимаемый грунтом с единицы длины трубопровода.

Условие сопряжения решений внутренней и внешней задач на контуре трубопровода, которое выражается равенством тепловых потоков, позволяет отказаться от трудоемкой процедуры определения коэффициента теплопередачи k , поскольку $q = q_T$ (q_T — тепловой поток, поступающий из талой зоны) [16].

Учитывая логарифмический закон распределения температуры в пределах ореола протаивания R_0 грунта с коэффициентом теплопроводности талого грунта λ_T , линейный тепловой поток определяется зависимостью (10) [16]:

$$q = q_T = \frac{2 \lambda_T \pi (t_{бал} - t_0)}{\ln \frac{R_0}{R}}, \quad (10)$$

где t_0 — температура грунта на границе протаивания — промерзания.

С учетом (10) получаем расчетное уравнение (11) для определения производительности нефтепровода, при которой обеспечивается изотермический режим перекачки с балансовой температурой $t_{бал}$ по нефтепроводу длиной L при заданном допустимом значении радиуса протаивания грунта R_0 под трубой:

$$\frac{2 \lambda_T \pi (t_{бал} - t_0)}{\ln \frac{R_0}{R}} L = Q \rho g i_0 e^{-u m (t_{бал} - t_0)} L = Q \rho g i_{бал} L = Q \rho g H_{бал}, \quad (11)$$

где u — крутизна вискограммы;

m — коэффициент в формуле Лейбензона, зависящий от режима течения жидкости;

$i_0, i_{бал}$ — соответственно гидравлические уклоны, определяемые по температурам t_0 и $t_{бал}$ для данного трубопровода.

Пренебрегая термическим сопротивлением стенки трубы, в расчетах можно принимать значение R , равное внутреннему радиусу трубы.

Из (11) получаем формулу для определения Q :

$$Q = \frac{2\lambda_r \pi (t_{\text{бал}} - t_0)}{\rho g H_{\text{бал}} \ln \frac{R_0}{R}} L. \quad (12)$$

Изотермический низкотемпературный режим можно считать целесообразным в условиях мерзлых грунтов по следующим причинам.

Во-первых, изотермическая перекачка является экономически выгодным вариантом эксплуатации нефтепровода при условии ограничения ореола протаивания [13, 17].

Во-вторых, эксплуатация трубопровода при невысоких положительных температурах со стабильным теплогидравлическим режимом, при котором ореол протаивания невелик, регулируется и не выходит за допустимые пределы $R_{\text{оmin}} \dots R_{\text{оmax}}$, что соответствует требованиям экологической безопасности. Температуры перекачки, определенные с учетом тепла трения, ожидаются невысокие, близкие к температуре t_e .

Полученное решение апробировано в условиях физического эксперимента для варианта подземной [13] и наземной [18] прокладки.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы. М.: Недра, 1982. 384 с.
2. ГОСТ 25100-2011. Грунты. Классификация. М.: Стандартинформ, 2013. 44 с.
3. Thomas L. White. Contaminants in Freezing Ground and Permafrost Terrain Resource Library. URL: <http://www.permafrost.ca/projects.html> (дата обращения 05.11.2017).
4. Молчанов В.П., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Риски чрезвычайных ситуаций в Арктической зоне Российской Федерации. М.: Изд-во ВНИИ ГОЧС, 2011. С. 128–163.
5. Гаррис Н.А., Закирова Э.А. Борьба с буграми пучения // Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15. № 2. С. 73–78.
6. Лейбензон Л.С. Собрание трудов. М.: АН СССР, 1955. Т. III. «Нефтепромысловая механика»: 678 с.
7. Чарный И.А. О продвижении границы изменения агрегатного состояния при охлаждении или нагревании тел // Известия АН СССР. ОТН. 1948. № 2. С. 187–202.
8. СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88. М.: Минрегион России, 2012. 123 с.
9. Зотов М.Ю., Ушаков И.В., Димов И.Л., Олейникова А.О. Опыт применения программных комплексов для расчета напряженно-деформированного состоя-

Выводы

1. Решение внешней задачи теплопроводности без учета условия сопряжения на контуре трубы, то есть без учета изменения температуры перекачиваемой жидкости в процессе эксплуатации, не отражает реального процесса теплового воздействия трубопровода на мерзлый грунт и дает неверные результаты даже при использовании верной математической модели. Это исключает возможность надежного прогнозирования состояния нефтепровода.

2. Решение обратной задачи Стефана имеет практическую значимость, так как при заданном законе изменения ореола протаивания позволит не только значительно упростить теплотехнические расчеты, но и ограничить прогрессирующее протаивание грунта под трубопроводом.

3. Сопряжение внешней и внутренней задач теплообмена по условию равенства тепловых потоков позволит определить проектную производительность нефтепровода, при которой достигается стабильный изотермический низкотемпературный режим перекачки.

ния нефтепроводов, прокладываемых на вечномёрзлых грунтах // Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 2. С. 61–65.

10. РСН 67-87. Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза измерений температурного режима вечномёрзлых грунтов численными методами. М.: Госстрой РСФСР, 1988. 40 с.

11. Р 609-86. Рекомендации по прогнозированию динамики теплового и механического взаимодействия трубопроводов с промерзающими и протаивающими грунтами. М.: ВНИИСТ, 1987. 121 с.

12. Гаррис Н.А. Ограничение ореола протаивания вокруг подземного трубопровода // НТС Проблемы нефти и газа Тюмени. 1983. Вып. 60. С. 45–47.

13. Гаррис Н.А. Эксплуатация нефтепродуктопроводов в различных температурных режимах и нагрузках при условии сохранности экологической среды: автореф. ... д-ра техн. наук. Уфа, 1998. 48 с.

14. Закирова Э.А., Гаррис Н.А. О постановке задач регулирования ореола протаивания вокруг трубопровода в районах распространения мерзлоты // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 1–2. С. 100–106.

15. Лыков А.В. Теория теплопроводности. М.: Высшая школа, 1967. 600 с.

16. Гаррис Н.А., Закирова Э.А., Кутлыева З.Р. Учет тепла трения при расчете режима регулируемого теплообмена нефтепровода с мерзлым грунтом // Нефтегазовое дело. 2017. Т.15. № 1. С. 108–113.

17. Абрамзон Л.С. Оптимальные параметры работы «горячих» трубопроводов // Нефтяное хозяйство. 1979. №2. С. 53–54.

18. Шамов С.А., Колоколова Н.А., Гаррис Н.А. Экспериментальное обоснование возможности регулирования ореола протаивания вокруг трубопровода, проложенного в мерзлой насыпи // Нефтегазовое дело. 2013. Т. 11. № 4. С. 122–126.

REFERENCES

1. Borodavkin P.P. *Podzemnye magistral'nye truboprovody* [Underground Oil Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 384 p. [in Russian].
2. GOST 25100-2011. *Grunt. Klassifikatsiya* [State Standard 25100-2011. Soils. Classification]. Moscow, Standartinform publ., 2013. 44 p. [in Russian].
3. Thomas L. White. *Contaminants in Freezing Ground and Permafrost Terrain Resource Library*. Available at: <http://www.permafrost.ca/projects.html> (accessed 05.11.2017).
4. Molchanov V.P., Akimov V.A., Sokolov Yu.I. *Riski chrezvychaynykh situatsii v Arkticheskoi zone Rossiiskoi Federatsii* [Risks of Emergencies in the Arctic Zone of the Russian Federation]. Moscow, VNI GOChS Publ., 2011. pp. 128–163. [in Russian].
5. Garriss N.A., Zakirova E.A. *Bor'ba s bugrami pucheniya* [Struggle with Mounds of Swelling]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2017, Vol. 15, No. 2, pp. 73–78. [in Russian].
6. Lejbenzon L.S. *Sobranie trudov* [Collection of Works]. Moscow, Academy of Sciences of the USSR Publ., 1955, Vol. III «*Neftpromyslovaya mekhanika*» [Oilfield Mechanics], 678 p. [in Russian].
7. Charnyj I.A. O prodvizhenii granitsy izmeneniya agregatnogo sostoyaniya pri okhlazhdenii ili nagrevanii tel [On the Progress of the Boundary of the Change in the Aggregate State During Cooling or Heating of Bodies]. *Izvestiya AN SSSR — Proceedings of the Academy of Sciences of the USSR*, Moscow, 1948, Vol. 2, pp. 187–202. [in Russian].
8. SP 25.13330.2012. *Osnovaniya i fundamenty na vechnomerzlykh gruntakh. Aktualizirovannaya redaktsiya SNI P 2.02.04-88* [SP 25.13330.2012. Rafts and Foundations on Permafrost. Revised Edition SNI P 2.02.04-88]. Moscow, Minregion Rossii Publ., 2012. 123 p. [in Russian].
9. Zotov M.Yu., Ushakov I.V., Dimov I.L., Oleinikova A.O. Opyt primeneniya programmnykh kompleksov dlya rascheta napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya nefteprovodov, prokladyvaemykh na vechnomerzlykh gruntakh [Experience in Applying Software Packages for Calculating the Stress-strain State of Oil Pipelines Laid on Permafrost Soils]. *Nauka i tekhnologiya truboprovodnogo transporta nefiti i nefteproduktov — Science and Technology of Pipeline Transport of Oil and Oil Products*. Moscow, Transneft Publ., 2012, Vol. 2, pp. 61–65. [in Russian].

10. RSN 67-87 *Inzhenernye izyskaniya dlya stroitel'stva. Sostavlenie prognoza izmerenii temperaturnogo rezhima vechnomerzlykh gruntov chislennymi metodami* [RSN 67-87. Engineering Surveys for Construction. Forecast Compilation of Measurements of Permafrost Soils Temperature Mode by Numerical Methods]. Moscow, Gosstrois RSFSR, 1988. 40 p. [in Russian].

11. R 609-86. *Rekomendatsii po prognozirovaniyu dinamiki teplovogo i mekhanicheskogo vzaimodeistviya truboprovodov s promerzayushchimi i protaivayushchimi gruntami* [R 609-86. Recommendations for Predicting the Dynamics of the Thermal and Mechanical Interaction of Pipelines with Freezing and Thawing Soils]. Moscow, VNIIST, 1987. 121 p. [in Russian].

12. Garriss N.A. Ogranichenie oreola protaivaniya vokrug podzemnogo truboprovoda [Limiting a Thawing Halo Around an Underground Pipeline]. *NTS Problemy nefi i gaza Tyumeni — Scientific and Technical Collection «Tyumen Oil and Gas Problems»*. Tyumen, 1983, Vol. 60, pp. 45–47. [in Russian].

13. Garriss N.A. *Ekspluatatsiya nefteproduktoprovodov v razlichnykh temperaturnykh rezhimakh i zagruzkakh pri uslovii sokhrannosti ekologicheskoi sredy: avtoref. ... d-ra tekhn. nauk* [Operating of Oil-Products Pipelines in Different Charging and Temperature Conditions Considering the Requirements of Environmental Integrity: Dr. Tehn. Sci. Avtoref.]. Ufa, 1998 48 p. [in Russian].

14. Zakirova E.A., Garriss N.A. *O postanovke zadach regulirovaniya oreola protaivaniya vokrug truboprovoda v raionakh rasprostraneniya merzloty* [The Problems Statement of Thawing Halo Regulation Around Pipelines in Areas of Permafrost Expansion]. *Territoriya «NEFTEGAZ» — Territoriya «NEFTEGAS»*, 2017, No. 1–2, pp. 100–106. [in Russian].

15. Lykov A.V. *Teoriya teploprovodnosti* [Theory of heat conductivity]. Moscow, Vysshaya Shkola Publ., 1967. 600 p. [in Russian].

16. Garriss N.A., Zakirova E.A., Kutlyeva Z.R. Uchet tepla treniya pri raschete rezhima reguliruемого teploobmena nefteprovoda s merzlym gruntom [Accounting Friction Heat at Calculations of Regulated Heat Exchange Mode of Pipeline and Frozen Soil]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2017, Vol. 15, No. 1, pp. 108–113. [in Russian].

17. Abramson L.S. Optimal'nye parametry raboty «goryachikh» truboprovodov [Optimal Parameters of the «Hot» Pipelines]. *Neftjanoe hozjajstvo — Oil Industry*, 1979, No. 2, pp. 53–54. [in Russian].

18. Shamov S.A., Kolokolova N.A., Garriss N.A. Eksperimental'noe obosnovanie vozmozhnosti regulirovaniya oreola protaivaniya vokrug truboprovoda, prolozhennogo v merzloi nasypy [Experimental Justification for the Possibility of Thawing Halo Regulation Around a Pipeline Laid in a Frozen Mound]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2013, Vol. 11, No. 4, pp. 122–126. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Гаррис Н. А., доктор технических наук, профессор, заведующая кафедрой «Гидрогазодинамика трубопроводных систем и гидромашины», ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация

N. A. Garris, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of Fluid Dynamics of Pipeline Networks and Fluid Machinery Department, FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation

e-mail: nina_garris@mail.ru

Акчурина Э. А., преподаватель кафедры «Гидрогазодинамика трубопроводных систем и гидромашины», ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация

E. A. Akchurina, Lecturer of Fluid Dynamics of Pipeline Networks and Fluid Machinery Department, FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation

e-mail: z.elvina90@mail.ru

Русаков А. И., аспирант кафедры «Гидрогазодинамика трубопроводных систем и гидромашины», ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация

A. I. Rusakov, Post-Graduate Student of Fluid Dynamics of Pipeline Networks and Fluid Machinery Department, FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation

e-mail: chake100500@gmail.com