АЛГОРИТМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ПРОТАИВАНИЯ-ПРОМЕРЗАНИЯ ГРУНТА ВОКРУГ НАЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

ALGORITHM FOR THE PROCESS OF THAWING-FREEZING SOIL REGULATING AROUND THE GROUND PIPELINE IN PERMAFROST

Н.А. Гаррис
Nina A. Garriss

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

З.Р. Кутлыева
Zemfira R. Kutlyeva

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Г.Н. Баева
Guzel N. Baeva

ООО ПФ
«Уралтрубопроводстройпроект»,
г. Уфа, Российская Федерация

PF Uraltruboprovodstroyproekt LLC,
Ufa, Russian Federation

При проектировании магистральных и промысловых трубопроводов в районах многолетнемерзлых грунтов необходимо решать вопросы выбора способа прокладки и режима эксплуатации трубопровода.

Инженерная деятельность человека приводит к разрушению почвенно-растительного покрова, что в районах с вечной мерзлотой способствует появлению и развитию чаш оттаивания или заполненных водой траншей с резким увеличением глубины сезонного протаивания, активизации термокарста, термоэрозии и других криогенных процессов.

Растепление многолетнемерзлых грунтов приводит к необратимому заболачиванию основной территории, к невосполнимому экологическому ущербу. Современные условия освоения этих регионов не способствуют сохранению мерзлых грунтов, и они интенсивно деградируют.

Надежность и долговечность сооружений тем выше, чем меньше нарушено природное мерзлотно-грунтовое состояние основания. Этого можно достигнуть, применяя наземный способ прокладки.

Проектирование трубопроводных систем на данных территориях представляет особую сложность вследствие присущей им нестациональности теплообмена и термодинамических процессов, происходящих в грунте.

В данной статье показано, что повышение экологической безопасности и работоспособности магистрального нефтепровода при наземной прокладке возможно посредством регулирования ореола протаивания и выбора теплогидравлического режима перекачки нефти. Решены задачи теплообмена наземного трубопровода в зимний и летний периоды эксплуатации с учетом регулирования ореола протаивания, размеры которого зависят от величины теплового потока, идущего от трубы в грунт.

В работе предлагается алгоритм выбора теплогидравлических режимов перекачки, при которых величина ореола протаивания остается в допустимых пределах в течение всего периода эксплуатации.

Регулированием ореола протаивания вокруг трубы достигается стабильность гидравлического режима при минимальных колебаниях производительности и температуры перекачки в течение годового периода эксплуатации.

Практическая ценность данной работы заключается в том, что полученные расчеты могут быть использованы при постановке и решении различных технико-экономических задач с учетом требования сохранности окружающей среды и поиска оптимальных решений при проектировании трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах.

Ключевые слова

многолетнемерзлые грунты,
тепловое взаимодействие,
ореол протаивания, регулируемый
теплообмен, тепловой баланс,
теплогидравлический расчет,
наземная прокладка,
техногенное воздействие

In the design of the main and field pipelines in permafrost areas issues of methods of laying and operating conditions selection of the pipeline need to be solved.

Engineering activity leads to the destruction of land cover, which in areas with permafrost contributes to the emergence and development of thawing halo or trenches filled with water with a sharp increase in the seasonal thaw depth, activation of thermokarst, thermal erosion and other cryogenic processes.

Thawing of permafrost soils causes irreversible waterlogging of the main territory, irreversible environmental damage. The current conditions for the development of these regions do not contribute to the preservation of frozen soils, and they are rapidly degrading.

The reliability and durability of the structures are the higher the less disturbed cryogenic natural clay base state. This can be achieved by using ground pipelining method.

The design of pipeline systems in these areas is particularly difficult due to the inherent instability of heat transfer and thermodynamic processes occurring in the soil.

This article shows that the increase in environmental safety and health at the terrestrial trunk pipeline laying is possible by adjusting the halo thawing and thermal-selection mode pumping oil. Ground pipeline heat transfer problem during summer and winter operation taking into account the regulation halo thawing is solved. Its dimensions depend on the magnitude of the heat flow coming from the pipe into the ground.

The algorithm for thermohydraulic pumping mode selection, during which the magnitude of halo thawing stays within acceptable limits during the entire period of operation is proposed.

By controlling the thawing halo around the tube, the hydraulic mode stability is achieved with minimum oscillations of pumping performance and temperature during the annual period of use.

The practical value of this work is in the fact that the resulting calculations can be used in formulating and solving various technical and economic problems, taking into account the requirements of environmental integrity, and the search for optimal solutions in the design of pipelines in permafrost.

Key words

permafrost, thermal interaction, halo thawing, adjustable heat, heat balance, thermal-hydraulic calculation, ground pipelining, man-made impact

Опыт эксплуатации магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты убедительно показывает, что основным фактором, резко снижающим эксплуатационную надежность, является тепловое воздействие нефтепроводов на многолетнемерзлые грунты. При оттаивании тело трубы в обводненном грунте получает вертикально направленные напряжения, что сокращает надежность эксплуатации трубопровода. Также мерзлота весьма чувствительна к изменениям температурного режима: нарушение слабого поверхностного растительного слоя, например гусеницами вездеходов или бульдозеров, приводит к стремительному таянию мерзлоты, разрушению ее структуры и образованию огромных полей протаивания. Под влиянием техногенного воздействия грунты, в мерзлом состоянии служившие надежным основанием, за несколько летних сезонов превращаются в болотную жижу, в которой возможно всплытие трубопроводов, их поперечное смещение и деформация. При исследовании подземных газопроводов Медвежье — Надым — Пунга, Урен-

гой — Надым, Мессояха — Норильск и Тас-Тумус — Якутск было выяснено, что в период эксплуатации 3–4 года происходят интенсивные процессы обводнения, заболачивания, которые приводят к разрушению обвалования и всплытию трубопровода. Стабилизация природных условий вокруг газопровода с зарастанием растительностью составляет 7–8 лет. Указанный процесс создает иллюзию благополучия и некоторого осушения на трассе. Однако для полной реабилитации природных процессов вдоль северных магистральных газопроводов требуется приблизительно 15–16 лет.

Но даже восстановление растительного покрова не может остановить деградацию мерзлоты в местах, где она была нарушена. К примеру, на Аляске велось исследование влияния условий поверхности земли на температуру грунтов, во время которого было организовано 3 опытных участка: с нетронутым покровом, расчищенным от леса и полностью лишенным растительного покрова. За 26 лет наблюдений на первом участке глубина про-

таивания оставалась постоянной и равной 0,8 м. На втором участке глубина протаивания составила 4,4 м и продолжала увеличиваться, на третьем участке глубина протаивания достигла 6,7 м и также продолжала расти [1, 2].

Мерзлые массивы и реликтовые образования остаются в неизменном состоянии благодаря тому, что естественные процессы подчиняются нулевому годовому теплообороту. Однако при строительстве и эксплуатации трубопроводов это состояние нарушается [3–5].

Обеспечение устойчивого проектного положения магистрального нефтепровода на вечномерзлых участках трассы остается в настоящее время весьма актуальной задачей, так как от положения оси сильно зависит работоспособность трубопровода.

Существующие технические решения по обеспечению стабильного проектного положения трубопровода в зоне многолетней мерзлоты имеют ряд недостатков [6]. Так, при подземной прокладке важную роль играет теплоизоляция трубопровода. Она способна замедлить процесс теплового взаимодействия трубопровода и грунта, но неспособна остановить его полностью. К тому же со временем теплоизоляция трубопровода ухудшается. Например, при эксплуатации газопровода Надым — Пунга, при строительстве которого были сняты и растительный покров, и часть торфяного слоя, в течение 32 лет со времени укладки поверхность грунта ежегодно проседала до 104–134 см, поднималась, стабилизировалась, но не вернулась к исходному положению, оставшись на 54 см ниже первоначального уровня.

Назначение подземной прокладки — заглубление трубопровода под уровень с фиксацией оси в мерзлом грунте — не выполняется. Нарушается и один из наиболее экологически значимых принципов: обеспечение условий преодоления препятствий при миграции оленей и других жителей тундры через проложенные коммуникации.

Наземная прокладка обеспечивает стабильность работы трубопровода, но стоимость сооружения данного трубопровода весьма велика. Так, газопровод Mackenzie Valley (Канада), имеющий участки с наземной прокладкой, окупился только через 18 лет после завершения строительства. Практикой эксплуатации Трансаляскинского нефтепровода доказано, что участки трубопровода с наземной прокладкой часто оказываются в

аварийном состоянии, несмотря на детальное изучение и многоаспектную проработку проектирования и сооружения термостабилизирующих опор.

Сегодня необходимо найти новые конструктивные решения, позволяющие многократно уменьшить техногенное воздействие трубопровода на мерзлоту при минимальных затратах на его строительство и последующую эксплуатацию.

Согласно п. 6.1 СП 25.13330.2012, при строительстве магистральных трубопроводов в условиях вечномерзлых грунтов применяется не только подземная и наземная прокладка трубопроводов, но допускается и наземный (в насыпи) способ прокладки [7]. Следует особо отметить, что в этом случае многолетнемерзлые грунты, при условии сохранности их целостности и естественного температурного режима, способны обеспечить достаточную несущую способность для восприятия нагрузок от сооружений.

Следовательно, при проектировании, а также при строительстве необходимо сохранение естественного природного состояния многолетнемерзлых грунтов. Наземный способ прокладки трубопровода на мерзлых грунтах соответствует этому принципу «минимального вторжения» в грунт.

Накопленный опыт проектирования и эксплуатации трубопроводов в условиях мерзлоты [8, 9] также позволяет особо отметить, что наземная прокладка трубопровода на многолетнемерзлых грунтах имеет ряд положительных сторон и соответствует принципам ресурсосбережения:

1. При укладке трубопровода по дневной поверхности с максимальным использованием несущей способности подстилающих грунтов (в т. ч. и с мохово-растительным покровом) отпадает необходимость в разработке траншеи, и мерзлое основание остается нетронутым;

2. При наземной прокладке допустимо регулирование количества тепла, поступающего от трубопровода в мерзлое основание. Сохраняя баланс энергии, можно остановить границу протаивания и осадку трубопровода при его эксплуатации;

3. Прокладка трубопроводов в насыпи снимает большую часть нагрузки на тело трубы, т.к. позволяет исключить ветровое воздействие, допускает самокомпенсацию и перемещение от температурных перепадов, ко-

торые возможны при надземной прокладке (отсутствует применение металлических опор, свайных или плитных фундаментов), исключает необходимость применения замораживания оснований под подошвой насыпи;

4. В сейсмически неустойчивых районах нефтепроводы, проложенные в насыпи, являются самыми надежными, поскольку труба не находится в жесткой связи с природным массивом и не испытывает значительных усилий от сейсмических воздействий [6];

5. Исходя из промышленного опыта, можно отметить наименьшую вероятность отказов на наземных участках трубопроводов.

Анализ состояния за 24 года эксплуатации газопровода Соленинское — Месояха — Норильск показал, что частота отказов на его подземных участках равна примерно 3; на надземных участках — 0,42; на наземных участках — 0,13 [10]. Причем распределение отказов зависит от типа грунта, и наименьшее число отказов приходится на участки открытой наземной прокладки.

Рациональной схемой сооружения трубопровода в условиях Севера является наземная прокладка с допустимыми границами протаивания — замерзания при сохранении растительного покрова в основании (рисунок 1).

Рисунок 1. Схема наземной прокладки в насыпи (а), эквивалентная схема (б)

Важным фактором является минимизация затрат на перекачку. Исследования показали [11], что чем ближе температурный режим перекачки к изотермическому, тем экономичнее рассматриваемый вариант перекачки. Минимум затрат соответствует варианту изотермической перекачки с температурой t , превышающей температуру t_e грунта. Это может быть достигнуто при такой производительности и температуре перекачки нефти по трубопроводу, при которых все тепло, регулярно выделяющееся по мере следования нефти по трубопроводу, будет затрачиваться на фазовые превращения в прилежащем грунте.

Температура перекачки нефти положительна, а температура мерзлого грунта всегда отрицательна, следовательно, вокруг трубы образуется «талик». Условие баланса тепла на границе протаивания-промерзания для зимнего периода эксплуатации наземного трубопровода определяется выражением (1) [12].

Следует отметить, что теплоотдачу для системы «труба — грунт — воздух» со сложной геометрической формой (рисунок 1, а) поверхности насыпи определить сложно. Упростить задачу можно [13], приняв эквивалентную схему (рисунок 1, б):

$$\lambda_T \frac{(t - t'_0)}{R_0 \ln \frac{R_0}{R}} - \frac{\lambda_m(t'_0 - t_b)}{R_0 \ln \frac{D_3}{2R_0}} \cdot \frac{\beta}{360} - \frac{\lambda_m(t'_0 - t_e)}{R_0 \ln \frac{4H}{2R_0}} \cdot \frac{360 - \beta}{360} = \sigma \rho_0 \frac{W_c - W_n}{W_c + 1} \cdot \frac{dR_0}{d\tau}, \quad (1)$$

где λ_m , λ_T — соответственно коэффициенты теплопроводности мерзлого и талого грунтов; dt_m/dr , dt_T/dr — градиенты температур в мерзлом и талом грунтах;

σ — удельная теплота плавления льда;

ρ_0 — объемная плотность мерзлого грунта;

H — глубина заложения трубопровода до оси;

R_0 — радиус талой зоны вокруг трубопровода;

R — радиус трубопровода;

D_3 — эквивалентный диаметр;

t_b — температура воздуха;

t_e — температура грунта на глубине заложения оси трубопровода;

t — температура нефти;

t'_0 — температура фазовых превращений;

β — конструктивный параметр, зависит от способа прокладки;

W_c , W_n — суммарная влажность и содержание незамерзшей воды.

Размеры талой зоны зависят от теплового потока q_t , идущего от трубы в грунт. Соответственно можно подобрать такие температурные режимы перекачки, при соблюдении которых величина ореола протаивания R_0 будет находиться в допустимых пределах:

$$R_{0\min} \leq R_0 \leq R_{0\max}. \quad (2)$$

Граничное условие в виде баланса тепла на границе протаивания-промерзания записывается с учетом скорости фазовых превращений влаги в грунте. Приняв скорость передвижения границы протаивания-промерзания $dR_0/d\tau$ за управляющий фактор, получаем возможность управлять термодинамическими процессами в пределах ореола протаивания и теплового взаимодействия вокруг трубопровода.

Условие (1) на границе протаивания-промерзания учитывает, что интенсивность теплового потока, идущего от трубы в грунт, будет увеличиваться с ростом температурного напора, который определяется разностью температур стенки трубы и окружающей среды.

В зоне активного влияния происходит перераспределение тепловых потоков: теплоотдача «вверх» и «вниз» отличается. Это зависит не только от формы и геометрических размеров насыпи, но и от климатических факторов, которые определяют действующие температурные напоры.

Так, в ходе естественного изменения климата смены сезонов будут меняться и условия теплообмена. Это характерно для любых трубопроводов. В летнее время тепловой поток, идущий от трубы в грунт, будет меньше, чем в зимний период.

В летний период происходит перераспределение тепловых потоков: теплоотдача «вверх» и «вниз» различается. Это зависит не только от формы и геометрических размеров насыпи, но и от климатических факторов, которые определяют действующие температурные напоры.

Расчет теплообмена усложняется. Непосредственно под трубопроводом в летний период грунт будет поддерживаться в талом состоянии за счет притока тепла к границе фазовых переходов. Под действием солнечной радиации летом массив грунта оттаивает с поверхности. Ореол протаивания в результате может слиться со слоем сезонного оттаивания массива грунта. Поэтому летом при положительных температурах воздуха грунт в верхнем секторе β будет талым. Расчет теплооб-

мена для летнего периода можно производить как для подземного трубопровода $\beta=0$ по формуле

$$\lambda_t \frac{(t - t'_0)}{R_0 \ln \frac{R_0}{R}} - \frac{\lambda_m(t'_0 - t_e)}{R_0 \ln \frac{4H}{2R_0}} = \sigma \rho_0 \frac{W_c - W_n}{W_c + 1} \cdot \frac{dR_0}{d\tau}. \quad (3)$$

Допуская колебания ореола протаивания при эксплуатации трубопровода в пределах $R_{0\min} \leq R_0 \leq R_{0\max}$, изменение радиуса ореола протаивания под трубой можно задать периодическим законом [14]:

$$R_0 = R'_0 + R''_0 \cos(\omega\tau - \alpha), \quad (4)$$

$$R'_0 = \frac{1}{2}(R_{\max} - R_{\min}),$$

$$R''_0 = \frac{1}{2}(R_{\max} + R_{\min}),$$

где α — сдвиг по фазе на начало отсчета.

Скорость перемещения границы протаивания-промерзания при этом определяется выражением

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

Если предупреждающим воздействием, за счет смещения по фазе α , минимизировать температуру жидкости (нефти) внутри трубы, то под действием холода подстилающих вечномерзлых грунтов будет происходить смерзание протаявшего ранее грунта под трубопроводом. Это обеспечивает на момент максимальной солнечной радиации запас холода под основанием трубопровода, и размеры талой зоны под трубопроводом сократятся.

Задаваясь границами протаивания в пределах $R_{0\min} \dots R_{0\max}$, а также и для варианта $R_0 = \text{const}$, мы можем управлять условиями теплообмена. Подобное регулирование с ограничением радиуса протаивания в допустимых пределах позволяет изменять режим теплообмена и не допустить прогрессирующего протаивания грунта под трубопроводом.

Стабильность теплогидравлического режима, при постоянстве производительности Q и минимальных колебаниях температуры перекачки в течение годового периода эксплуатации, может быть достигнута путем подбора параметров α , R'_0 и R''_0 . Эти параметры могут рассматриваться как управляющие факторы, позволяющие регулировать режим теплообмена воздействием на величину $dR_0/d\tau$.

Алгоритм расчета, представленный на рисунке 2, позволяет выполнить параметрический анализ и подобрать оптимальные пара-

метры перекачки при условии ограничения ореола протаивания для варианта наземной прокладки трубопровода.

В зависимости от поставленной цели минимизации подлежат функции:

$$\Delta t = t_{\max} - t_{\min} = f(\alpha, R_0', R_0''), \quad (6)$$

$$\Delta Q = Q_{\max} - Q_{\min} = f(\alpha, R_0', R_0''). \quad (7)$$

На основании параметрического анализа устанавливаются значения параметров α , R_0' и R_0'' , при которых достигается стабильный режим перекачки.

В качестве примера рассмотрим расчет регулируемого теплообмена нефтепровода диаметром 0,529 м, проложенного в насыпи в условиях вечной мерзлоты. Необходимо найти вариант стабильного теплогидравличе-

ского режима путем подбора параметров α , R_0' и R_0'' , при котором и температура, и производительность перекачки нефти остаются постоянными:

$$t_{\text{бал}} = \text{const},$$

$$Q = \text{const}.$$

Исходные данные: $D_{\text{нар}} = 0,529$ м; $D_{\text{вн}} = 0,509$ м; $W_c = 0,30$; $W_n = 0,04$; $\rho_0 = 1800$ кг/м³; $\lambda_m = 2,1$ Вт/(м · °С); $\lambda_r = 1,7$ Вт/(м · °С); $\sigma = 335$ кДж/кг; $t_{\text{емax}} = -2$ °С; $t_{\text{емin}} = -5$ °С; $R_0' = 0,6$ м; $R_0'' = 0,15$ м; $\beta = 78$; $\tau_0 = 1$ год = 8760×3600 с; $\omega = 2\pi/\tau_0$; $\tau = 0 \dots \tau_0$; $t_{\text{вmax}} = 15,8$ °С; $t_{\text{вmin}} = -25,1$ °С; $D_s = 2,52$ м.

На рисунке 3 представлено изменение температуры перекачки в течение года при различных значениях R_0' , R_0'' , α .

Рисунок 2. Алгоритм расчета оптимальных параметров перекачки при условии ограничения ореола протаивания для варианта наземной прокладки трубопровода

Рисунок 3. Колебание температуры нефти в трубопроводе в течение годового периода эксплуатации

Как видно, изменение температур в течение года для рассмотренного примера может достигать нескольких градусов (рисунок 3, а–в).

На рисунке 3, з, д представлены варианты:

— стабильного температурного режима, когда температура перекачки в течение года практически постоянна: $\Delta t = 0,25\text{ }^{\circ}\text{C} \rightarrow 0\text{ }^{\circ}\text{C}$ (рисунок 3, з);

— с остановленным ореолом протаивания при значении $R'_0=0,3\text{ м=const}$ (рисунок 3, д).

Отличительной особенностью теплообмена трубопровода с окружающей средой при наземной прокладке является наличие 2-х максимумов температуры перекачки (рисунок 3, а–д): февраль-март и июнь-июль. Первый максимум возникает в зимний период, при самой низкой температуре грунта, при этом вы-

полняется условие несмерзания ореола протаивания вокруг трубопровода. Вторым максимум появляется в летний период эксплуатации под действием потока тепла от окружающего воздуха в грунт, а также из-за солнечной радиации.

Результаты расчета оптимального варианта со стабильным температурным режимом представлены в таблице 1.

Регламент эксплуатации зависит от теплопроводности грунта и определяется количеством выделившегося тепла трения [11]. Чем больше выделяется тепла трения и меньше теплопроводность грунта, тем выше температура перекачки нефти.

В таблице 2 приведены результаты расчета регламента эксплуатации данного нефтепровода при перекачке более вязкой нефти.

Таблица 1. Регламент эксплуатации нефтепровода по температуре и производительности при $R'_0=0,3\text{ м=const}$ ($\alpha=240^{\circ}$)

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$t_{\text{бал}},\text{ }^{\circ}\text{C}$	0,29	0,34	0,34	0,27	0,22	0,38	0,33	0,25	0,13	0,19	0,34	0,36
$v, \text{ сСт}$	26,2	26,2	26,2	26,2	26,3	26,1	26,2	26,2	26,3	26,3	26,2	26,1
$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	1096,4	1096,7	1096,6	1096,3	1096,0	1096,8	1096,6	1096,2	1095,6	1095,9	1096,7	1096,8

Таблица 2. Регламент эксплуатации нефтепровода по температуре и производительности при $R'_0=0,9\text{ м=const}$ ($\alpha=330^{\circ}$)

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$t_{\text{бал}},\text{ }^{\circ}\text{C}$	4,71	5,34	5,08	3,43	2,88	7,03	7,04	6,64	3,56	4,49	6,82	6,74
$v, \text{ сСт}$	55,4	55,1	55,2	55,9	56,2	54,4	54,4	54,5	55,9	55,5	54,4	54,5
$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	985,3	986,0	985,7	983,9	983,2	987,9	987,9	987,4	983,9	985,0	987,7	987,6

Как видно, производительность нефтепровода в течение года практически постоянна.

Способ изотермической перекачки не требует дополнительных капиталовложений, т. к. скорость транспортировки нефти и диаметр трубопровода соответствуют технологическим нормам проектирования РД-23.040.00-КТН-084-18 [15].

Опыт эксплуатации трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах и исследования теплового взаимодействия трубопровода с оттаивающими, промерзающими грунтами показывают, что трубопроводы, проложенные наземно, более работоспособны. Необходимым требованием для безопасной эксплуатации является сохранение массива грунта в естественном состоянии в течение всего периода эксплуатации трубопровода, что позволяет использовать его несущую способность. Это становится возможным при ограничении теплового воздействия на грунт.

Предлагаемый алгоритм регулирования процесса протаивания-промерзания грунта вокруг трубопровода, построенный по результатам решения обратной задачи теплопроводности, может быть применен при эксплуатации магистральных и промысловых трубопроводов в районах распространения мерзлоты.

Выводы

1. Регулирование процесса протаивания-промерзания осуществляется за счет изменения скорости перемещения границы ореола протаивания $dR_0/d\tau$ путем реализации разработанного алгоритма.

Параметрический анализ выявляет качественное и количественное воздействие управляющих факторов на величину ореола протаивания в условиях сезонного колебания температур воздуха и грунта.

2. Технологическое регулирование, которое устанавливается по производительности Q нефтепровода и температуре $t_{\text{бал}}$ перекачки,

позволяет только за счет постоянства тепло-гидравлического режима предотвратить прогрессирующее протаивание грунта под трубопроводом.

3. Выявлено, что особенностью теплообмена наземного трубопровода с окружающей средой при прокладке в условиях вечной мерзлоты является наличие 2-х максимумов

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андерсленд О.Б., Андерсон Д.М. Геотехнические вопросы освоения Севера. М.: Недра, 1983. 128 с.
2. Linell K.A. Long-Term Effects of Vegetative Cover on Permafrost Stability in an Area of Discontinuous Permafrost. North Am. Contrib. 2d Int. Conf. Permafrost, Yakutsk, USSR. National Academy of Science, Washington, P. 688–693.
3. Гаррис Н.А., Закирова Э.А. Третий принцип использования мерзлых грунтов в качестве основания трубопроводов // Территория «Нефтегаз». 2017. № 5. С. 70–78.
4. Awoshika K., Tokano M. Analysis of Pipelines Subjected to Differential Ground Settlement // Nippon kokan Techn. Rept. 1972. N 14.
5. Burmister D.M. Stress and Displacement Characteristics of Atwoplayer Rigid Soil System: Influence Diagrams and Practical Applications. Proc. 35th Annual Meeting. Washington, 1956.
6. Колоколова Н.А., Гаррис Н.А. О выборе способа прокладки трубопроводов в районах вечной мерзлоты // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2013. № 1. С. 13–17.
7. СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88. М., 2012. 116 с.
8. Димов Л.А., Богусhevskaya E.M. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. М.: Горная книга, 2010. 392 с.
9. Соколов С.М. Теоретические основы новых методов сооружения нефтепромысловых трубопроводов в условиях Западной Сибири : дис. ... д-ра техн. наук. Тюмень, 2009. 490 с.
10. Харионовский В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. Л.: Недра, 1990. 180 с.
11. Гаррис Н.А. Эксплуатация нефтепродуктопроводов в различных температурных режимах и нагрузках при условии сохранности экологической среды: дис. ... д-ра техн. наук. Уфа, 1998. 384 с.
12. 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.
13. Гаррис Н.А., Закирова Э.А. О постановке задач регулирования ореола протаивания вокруг трубопровода в районах распространения мерзлоты // Территория нефть и газ. 2017. № 1–2. С. 100–106.
14. Гаррис Н.А., Максимова С.А. Регламент эксплуатации магистрального трубопровода при условии сохранности окружающей среды // Нефтяное хозяйство. 1990. № 1. С. 63–64.
15. РД-23.040.00-КТН-084-18. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования. М., 2018. 246 с.

температуры перекачиваемой нефти, которые возникают в зимний и летний периоды. Первый максимум возникает при самой низкой температуре грунта для исключения смерзания трубопровода с грунтом, второй максимум появляется из-за притока тепла от воздуха в грунт и солнечной радиации.

REFERENCES

1. Anderslind O.B., Anderson D.M. *Geotekhnicheskie voprosy osvoenija Severa* [Geotechnical Issues of Development of the North]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 128 p. [in Russian].
2. Linell K.A. Long-Term Effects of Vegetative Cover on Permafrost Stability in an Area of Discontinuous Permafrost. *Materials of 2d Int. Conf. Washington, NAS*, 1973, pp. 688–693.
3. Garriss N. A., Zakirova E. A. Tretij princip ispolzovaniya merzlykh gruntov v kachestve osnovaniya truboprovodov [The Third Principle of Using Frozen Soils as the Pipelines Foundation]. *Territoriya «Neftegaz» — Oil and Gas Territory*, 2017, No. 5, pp. 70–78. [in Russian].
4. Awoshika K., Tokano M. *Analysis of Pipelines Subjected to Differential Ground Settlement*. Nippon kokan Techn. Rept., 1972, No. 14.
5. Burmister D.M. Stress and Displacement Characteristics of Atwoplayer Rigid Soil System: Influence Diagrams and Practical Applications. *Proc. 35th Annual Meeting*. Washington, 1956.
6. Kolokolova N.A., Garriss N.A. O vybere sposoba prokladki truboprovodov v rajonah vечноj merzloty [On the Choice of Method of Laying Pipelines in Permafrost]. *Transport i hranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syrja — Transport and Storage of Petroleum Products and Hydrocarbons*, 2013, No. 1, pp. 13–17. [in Russian].
7. SP 25.13330.2012. *Osnovaniya i fundamente na vechnomerzlykh gruntah. Aktualizirovannaja redakcija SNIIP 2.02.04-88* [SP 25.13330.2012. Foundations on Permafrost. The Updated Edition of SNIP 2.02.04-88]. Moscow, 2012, 116 p. [in Russian].
8. Dimov L.A., Bogushevskaya E.M. *Magistralnye truboprovody v uslovijah bolot i obvodnennoj mestnosti* [Trunk Pipelines in Bogs and Waterlogged Lands]. Moscow, Mining book Publ., 2010. 392 p. [in Russian].
9. Sokolov S.M. *Teoreticheskie osnovy novyh metodov sooruzhenija neftepromyslovых truboprovodov v uslovijah Zapadnoj Sibiri: diss. doctor tekhn. nauk* [Theoretical Basis of New Methods of Construction of Field Pipelines in Western Siberia: Doctor Engin. Sci. Diss.]. Tyumen, 2009. 490 p. [in Russian].
10. Kharionovsky V.V. *Povyshenie prochnosti gazoprovodov v slozhnykh uslovijah* [Increasing the Strength of Pipelines in Difficult Conditions]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 1990. 180 p. [in Russian].
11. Garriss N.A. *Jekspluatacija nefteproduktoprovodov v razlichnykh temperaturnykh rezhimakh i zagrulkah pri uslovii sohrannosti jekologicheskoy sredy: dis. doctor tekhn. nauk* [Operation of Pipelines in Different Temperature Regimes and Loads Subject to the Preservation of the Ecological Environment: Doctor Engin. Sci.]. Ufa, 1998. 384 p. [in Russian].

12. Garris N.A., Zakirova E.A., Kutlyeva Z.R. Uchet tepla trenija pri raschete rezhima reguliruемого teplo-obmena nefteprovoda s merzlym gruntom [Accounting Friction Heat when Calculating the Heat Transfer Controlled Mode with Frozen Ground Pipeline]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2017, Vol. 15, No. 1, pp. 108–113. [in Russian].

13. Garris N.A., Zakirova E.A. O postanovke zadach regulirovaniya oreola protaivaniya vokrug truboprovoda v rajonah rasprostraneniya merzloty [On the Formulation of the Regulatory Tasks of the Halo of Thawing around the Pipeline in the Areas of Distribution of Permafrost]. *Territorija «Neftegaz» — Oil and Gas Territory*, 2017, No. 1–2, pp. 100–106. [in Russian].

14. Garris N.A., Maksimova S.A. Reglament jekspluatacii magistralnogo truboprovoda pri uslovii sohrannosti okruzhajushhej sredy [Regulation of Operation Pipeline Provided Environmental Integrity]. *Neftjanoe hozjajstvo — Oil Industry*, 1990, No. 1, pp. 63–64. [in Russian].

15. RD-23.040.00-KTH-084-18. *Magistralnyj truboprovodnyj transport nefti i nefteproduktov. Linejnaja chast magistralnogo truboprovoda. Normy proektirovaniya* [RD-23.040.00-KTH-084-18. Main Pipeline Transport of Oil and Oil Products. The Linear Part of the Main Pipeline. Design Standards]. Moscow, 2018, 246 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Гаррис Нина Александровна, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Гидрогазодинамика трубопроводных систем и гидромашины», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Nina A. Garris, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Fluid Dynamics Piping Systems and Hydraulic Machine Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: nina_garris@mail.ru

Кутлыева Земфира Руслановна, аспирант кафедры «Гидрогазодинамика трубопроводных систем и гидромашины», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Zemfira R. Kutlyeva, Post-Graduate Student of Fluid Dynamics Piping Systems and Hydraulic Machine Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: kutlyeva.zemfira@yandex.ru

Баева Гузель Наилевна, помощник главного инженера проектов ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект», г. Уфа, Российская Федерация

Guzel N. Baeva, Assistant of Chief Project Engineer, PF Uraltruboprovodstroyproekt LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: baeva_gn@utpsp.ru