РАСЧЕТ СБАЛАНСИРОВАННОГО ТЕПЛООБМЕНА НЕФТЕПРОВОДА В МЕРЗЛОТЕ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИУСА ОРЕОЛА ПРОТАИВАНИЯ

BALANCED HEAT EXCHANGE OF OIL PIPELINE IN PERMAFROST CALCULATION AND THAWING HALO RADIUS DETERMINATION

Н.А. Гаррис
Nina A. Garriss

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

Ufa State Petroleum Technological
University, Ufa, Russian Federation

А.И. Русаков
Aleksandr I. Rusakov

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

Ufa State Petroleum Technological
University, Ufa, Russian Federation

А.А. Лебедева
Anastasiya A. Lebedeva

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

Ufa State Petroleum Technological
University, Ufa, Russian Federation

В статье представлены аналитическое решение и расчетные формулы, позволяющие выполнить практические расчеты по определению радиусов ореола протаивания и теплового влияния вокруг подземного нефтепровода в многолетнемерзлом грунте.

Задача является актуальной, так как при проектировании нефтепроводов в мерзлых грунтах возникает необходимость в выполнении расчетов, связанных с тепловым и механическим взаимодействием трубопровода и многолетнемерзлого грунта. Определение радиуса ореолов протаивания вокруг трубопровода в таких расчетах является необходимым, поскольку теплофизическое состояние и характеристики грунта в пределах ореола протаивания и зоны теплового влияния существенно отличаются от характеристик мерзлого массива грунта. Следовательно, расчет теплообмена трубопровода с протаивающим мерзлым грунтом может быть сделан только при выполнении условия сопряжения решений «внутренней» и «внешней» задач теплообмена.

Поставленная задача решена как сопряженная для случая изотермической перекачки нефти с положительной балансовой температурой, превышающей температуру вмещающего мерзлого грунта на глубине заложения трубопровода в ненарушенном тепловом состоянии.

Использование модели эквивалентной теплопроводности и условия сопряжения на контуре трубы в виде уравнения теплового баланса позволило получить достаточно простое решение. Полученные формулы позволяют рассчитать температурный режим трубопровода и определить радиусы ореолов протаивания и теплового влияния во вмещающем мерзлом грунте, не прибегая к использованию численных методов.

На примере показано, что ореол протаивания можно ограничить и снизить до минимума прогрессирующее таяние грунта под трубопроводом как без тепловой изоляции, так и вокруг теплоизолированного трубопровода. Использование теплоизоляции расширяет предел применимости способа изотермической перекачки нефти в мерзлоте.

The article presents an analytical solution and formulas that allow carrying out practical calculations for determining thawing halo and thermal influence radii around an underground oil pipeline in permafrost.

The problem is relevant, since calculations associated with thermal and mechanical interaction of the pipeline and permafrost are important in the design process. Determination of thawing halo radius around the

Ключевые слова

радиус ореола протаивания,
зона теплового влияния,
подземный нефтепровод,
мерзлый грунт, изотермическая
перекачка, балансовая
температура, тепло трения

Key words

thawing halo radius, zone of thermal
influence, underground pipeline,
frozen soil, isothermal oil transfer,
balance temperature, frictional heat

pipeline is necessary in such calculations, since thermophysical state and characteristics of the soil within the thawing halo and the zone of thermal influence differ significantly from the characteristics of the frozen soil massif. Therefore, the calculation of heat exchange of the pipeline with the thawing frozen ground can be computed only if the condition of conjugation of the «internal» and «external» heat exchange problems solutions is fulfilled.

The problem has been solved as conjugate for the case of isothermal oil transfer with a positive balance temperature exceeding the temperature of the enclosing frozen ground at the depth of the pipeline in undisturbed thermal state.

The equivalent thermal conductivity model and the conjugation condition on the pipe boundary in form of the heat balance equation made it possible to obtain a fairly simple solution. The formulas obtained make it possible to calculate the pipeline temperature schedule and determine the thawing halo and thermal influence radii in the enclosing frozen ground without recourse to the numerical methods.

The example shows that the thawing halo can be limited, and the progressive thawing of the enclosing soil can be minimized, either with or without pipeline thermal insulation. The use of thermal insulation extends the limit of applicability of the isothermal oil transfer method in permafrost.

При проектировании нефтепроводов в мерзлом грунте приходится решать разные задачи и выполнять технологические расчеты, связанные с тепловым и механическим взаимодействием трубопровода и многолетнемерзлого грунта. Особым статусом отличаются расчеты, связанные с прогнозированием состояния грунтов, подвергшихся техногенному воздействию при строительстве и последующему растеплению при эксплуатации нефтепроводов [1].

Как правило, нефтепроводы эксплуатируются при положительных температурах, и окружающий их мерзлый грунт протаивает, образуя ореол, теплофизическое состояние и характеристики которого существенно отличаются от характеристик мерзлого массива грунта [2, 3].

Именно наличие ореола протаивания грунта вокруг трубы делает невозможным использование имеющихся методик теплового расчета, так как определение внешнего коэффициента теплоотдачи α_2 , без которого невозможно определить коэффициент теплопередачи k , в таком случае представляет собой, казалось бы, неразрешимую задачу.

В руководящих документах [4–6] не приводятся рекомендации по учету изменения теплопроводности грунта в пределах ореола протаивания и зоны теплового влияния вокруг трубопровода, что делает невозможным их использование для практических тепловых расчетов трубопроводов, прокладываемых в мерзлых грунтах.

В настоящее время для решения практических задач широко используются численные методы, позволяющие определять развитие ореолов протаивания вокруг трубопровода во времени. Несмотря на некоторые неоспоримые преимущества, сложность задания граничных условий, особенно температуры стенки трубопровода, затрудняет получение достоверного решения даже при наличии адекватной расчетной модели. Несмотря на огромные затраты труда и средств, задача по определению температурного режима трубопровода в мерзлых грунтах остается нерешенной [7].

Расчет теплообмена трубопровода с протаивающим мерзлым грунтом может быть сделан только при выполнении условия сопряжения решений «внутренней» и «внешней» задач теплообмена [8].

Так как в условиях многолетнемерзлых грунтов перекачка нефти по трубопроводу возможна при относительно невысоких температурах, то при определении тепловых потерь необходимо учитывать тепло трения, выделяющееся при движении нефти по трубопроводу.

При определенном сочетании параметров перекачки возможен случай, когда тепла трения будет достаточно для нагрева нефти в потоке [2, 9]. При равенстве тепла трения потерям тепла в окружающую среду создается изотермическая перекачка нефти по трубопроводу с балансовой температурой $t_{\text{бал}} = \text{const}$.

Покажем, что на основе модели эквивалентной теплопроводности и условия сопряжения на контуре трубы в виде уравнения теплового баланса можно получить достаточно простое решение, позволяющее рассчитать не только температурный режим трубопровода, но и определить радиусы ореолов протаивания R_0 и теплового влияния R_b вокруг трубопровода.

В работе приводится решение задачи для случая изотермического режима, при котором перекачка нефти осуществляется при положительной балансовой температуре $t_{\text{бал}} > t_0 > t_e$, превышающей температуру мерзлого грунта t_e на глубине заложения трубопровода в ненарушенном тепловом состоянии.

В течение года температура грунта на глубине заложения трубопровода меняется, но изменение в течение одного месяца невелико, в пределах 1°C , что позволяет считать режим теплообмена нефтепровода квазистационарным.

При сбалансированном теплообмене механическая энергия, сообщаемая насосами перекачиваемой нефти, превращается в гидравлическую энергию потока. Гидравлическая мощность $Q\rho g H_{\text{бал}} = N_{\text{бал}}$ затрачивается на преодоление трения в нефтепроводе длиной L и в виде тепла диссипирует в окружающую среду. В результате с единицы длины трубопровода грунтом воспринимается тепло в размере $q_{\text{грунт}} = k\pi d(t_{\text{бал}} - t_e)$.

Используя метод смены стационарных состояний для малоинтенсивного квазистационарного теплообмена, получим уравнение сбалансированного теплообмена в зоне теплового влияния трубопровода в мерзлоте при остановленной границе протаивания, т. е. при $R_0 = \text{const}$, выполняется условие $q_{\text{тр}} = q_{\text{грунт}}$.

Таким образом, условие теплообмена можно записать как

$$Q\rho g H_{\text{бал}} = Q\rho g i_{\text{бал}} L = k\pi d(t_{\text{бал}} - t_e)L, \quad (1)$$

где Q — производительность нефтепровода;

ρ — плотность перекачиваемой нефти;

L — длина трубопровода;

k — коэффициент теплопередачи от перекачиваемой нефти в окружающую среду, определяемый как

$$\frac{1}{kd} = \frac{1}{\alpha_1 d} + \sum \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{d_{i+1}}{d_i} + \frac{1}{\alpha_2 D'}, \quad (2)$$

где d и D' — внутренний и наружный диаметры трубопровода;

d_i, d_{i+1} — внутренний и наружный диаметры трубы и слоев изоляционного покрытия;

λ_i — коэффициенты теплопроводности металла и слоев изоляционного покрытия;

α_1 и α_2 — внутренний и внешний коэффициенты теплоотдачи.

В любом случае расчет внутренней теплоотдачи нефтепровода не представляет собой трудности, т. к. имеется достаточно формул для определения внутреннего коэффициента теплоотдачи α_1 для нефтепроводов. Сложность представляет определение внешнего коэффициента теплоотдачи α_2 от трубы в окружающую среду, т. к. при этом необходимо учесть влияние ореола протаивания на теплопередачу.

Определение внешнего коэффициента теплоотдачи α_2

Простейшей формулой для расчета внешнего коэффициента теплоотдачи α_2 трубопровода с относительной глубиной заложения $H/D > 2-3$ является формула Форхгеймера (3):

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{\text{гр}}}{D \cdot \ln \frac{4H}{D}} = \frac{\lambda_{\text{гр}}}{R \cdot \ln \frac{2H}{R}}, \quad (3)$$

где $\lambda_{\text{гр}}$ — расчетное значение коэффициента теплопроводности грунта, которое при наличии ореола протаивания является практически неопределенной величиной.

Структура формулы (3) для определения α_2 сохраняется и в более сложных представлениях Форхгеймера-Гребера, Аронса-Кутателадзе, Тугунова-Яблонского и др., учитывающих сопротивление теплопереходу от поверхности грунта в воздух и дополнительное сопротивление толщине снежного покрова [10, 11].

В практических расчетах значение коэффициента теплопроводности грунта $\lambda_{\text{гр}}$ в зоне теплового влияния трубопровода с температурой нефти $t > t_e$ определяется как среднеинтегральное значение [12]. Для мерзлого грунта при наличии ореола протаивания предлагается использование расчетного значения коэффициента теплопроводности $\lambda_{\text{гр}}^*$, представленного и обоснованного в [13]

$$\lambda_{\text{гр}}^* = \frac{\lambda_{\text{м}} - \lambda_{\text{т}}}{\ln \frac{\lambda_{\text{м}}}{\lambda_{\text{т}}}}, \quad (4)$$

где $\lambda_{\text{т}}$ — теплопроводность талого грунта в пределах ореола протаивания радиусом R_0 ;

$\lambda_{\text{м}}$ — теплопроводность мерзлого грунта, включая область фазовых переходов.

Расчет балансовой температуры $t_{\text{бал}}$ при малоинтенсивном теплообмене

Пренебрегая внутренней теплоотдачей и термическим сопротивлением стенки трубопровода в (2), для нетеплоизолированного нефтепровода получаем, что линейный тепловой поток $q_{\text{грунт}}$ практически пропорционален коэффициенту теплопроводности грунта.

Следовательно, для расчета балансовой температуры $t_{\text{бал}}$, на основании (1) имеем уравнение

$$\frac{2\lambda_{\text{гр}}\pi(t_{\text{бал}}-t_e)}{\ln \frac{2H}{R}} L = Q\rho g i_{\text{бал}} L = Q\rho g i^* e^{-um(t_{\text{бал}}-t^*)} L, \quad (5)$$

где u — крутизна вискограммы;

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

i^* — гидравлический уклон, определяемый по любой температуре t^* в рабочем диапазоне температур.

Полученная формула (5) для определения балансовой температуры $t_{\text{бал}}$ компактная и простая: правая часть уравнения представляет собой тепло трения, выделившееся в потоке нефти, а левая часть — тепло, воспринимаемое грунтом. Поскольку искомая балансовая температура $t_{\text{бал}}$ входит в данное уравнение в неявном виде, то решение выполняется графоаналитически, либо методом последовательных приближений.

Определение радиуса протаивания грунта R_0 вокруг трубопровода

Одного уравнения (6) недостаточно для выполнения технологических расчетов, связанных с тепловым взаимодействием трубопровода с мерзлотой.

Так, например, для выполнения расчета на устойчивость трубопровода в мерзлом грунте, необходимого для обеспечения эксплуатационной надежности, требуется знать радиус ореола протаивания вокруг трубопровода R_0 и зоны теплового влияния $R_{\text{в}}$, в пределах которых грунт меняет не только теплофизические, но и механические свойства.

Величины R_0 и $R_{\text{в}}$ определяются на основании уравнения теплового баланса, которое при логарифмическом распределении температур в области талого и массиве мерзлого грунта может быть представлено в виде $q_{\text{грунт}} = q_{\text{т}} = q_{\text{м}}$, или

$$\frac{\lambda_{\text{гр}}(t_{\text{бал}}-t_e)}{\ln \frac{2H}{R}} = \frac{\lambda_{\text{т}}(t_{\text{бал}}-t_0)}{\ln \frac{R_0}{R}} = \frac{\lambda_{\text{м}}(t_0-t_e)}{\ln \frac{R_{\text{в}}}{R_0}}. \quad (6)$$

На основании (6) получаем расчетные формулы для определения радиуса протаивания R_0 и для определения радиуса теплового влияния $R_{\text{в}}$:

$$\begin{cases} R_0 = R \cdot \left(\frac{2H}{R}\right)^{\frac{\lambda_{\text{т}}(t_{\text{бал}}-t_0)}{\lambda_{\text{гр}}(t_{\text{бал}}-t_e)}}; \\ R_{\text{в}} = R_0 \cdot \left(\frac{R_0}{R}\right)^{\frac{\lambda_{\text{м}}(t_0-t_e)}{\lambda_{\text{т}}(t_{\text{бал}}-t_0)}}. \end{cases} \quad (7)$$

Расчет теплоизолированного нефтепровода в мерзлоте в режиме сбалансированного теплообмена

Тепловая изоляция подземного нефтепровода позволяет уменьшить теплоотдачу и поддерживать температуру транспортируемой нефти на более высоком уровне, уменьшить гидравлическое сопротивление трубопровода и снизить удельные энергозатраты на перекачку.

В этом случае температура нефти $t_{\text{бал}}$ будет значительно выше, чем при перекачке по нетеплоизолированному трубопроводу. Температура $t_{\text{из}}$ на поверхности теплоизолированного трубопровода обычно невысокая (рисунок 1), термодинамические процессы происходят в грунте под действием низких температур, и теплообмен, как и в случае с нетеплоизолированным трубопроводом, можно рассматривать как низкотемпературный.

Применяя метод смены стационарных состояний, считаем, что за рассматриваемый период (например 1 месяц, 1 декада) устанавливается стационарный тепловой поток через граничные поверхности трубы (R), изоляции ($R_{\text{из}}$) и границу ореола протаивания (R_0), выражающийся уравнением $q_{\text{тр}} = q_{\text{из}} = q_{\text{т}} = q_{\text{м}}$, аналогичным (6).

Таким образом, с учетом (2), для теплоизолированного трубопровода балансовая температура $t_{\text{бал}}$ определяется выражением (8)

$$\begin{aligned} Q\rho g i_{\text{бал}} &= Q\rho g \beta \frac{Q^{2-m} v_{\text{бал}}^m}{d^{5-m}} = \\ &= \frac{2\pi(t_{\text{бал}}-t_e)}{\frac{1}{\lambda_{\text{из}}} \ln \frac{D_{\text{из}}}{D} + \frac{1}{\lambda_{\text{гр}}} \ln \frac{4H}{D_{\text{из}}}}. \end{aligned} \quad (8)$$

Выражение (8) является трансцендентным относительно балансовой температуры, поэтому искомое значение $t_{\text{бал}}$ определяется либо методом последовательных приближений, либо графоаналитическим методом.

Уравнение теплового баланса для теплоизолированного трубопровода может быть представлено в аналогичном (6) виде:

Рисунок 1. Схема распределения температур в зоне теплового влияния нефтепровода

$$\frac{2\pi(t_{\text{бал}} - t_e)}{\frac{1}{\lambda_{\text{из}}} \ln \frac{D_{\text{из}}}{D} + \frac{1}{\lambda_{\text{гр}}} \ln \frac{4H}{D_{\text{из}}}} = \frac{2\lambda_{\text{из}}\pi(t_{\text{бал}} - t_{\text{из}})}{\ln \frac{R_{\text{из}}}{R}} =$$

$$= \frac{2\lambda_{\text{т}}\pi(t_{\text{из}} - t_0)}{\ln \frac{R_0}{R_{\text{из}}}} = \frac{2\lambda_{\text{м}}\pi(t_0 - t_e)}{\ln \frac{R_B}{R_0}}. \quad (9)$$

На основании уравнения теплового баланса (9) выводим расчетные зависимости для определения температуры $t_{\text{из}}$ и радиусов протаивания R_0 и теплового влияния R_B в мерзлом грунте:

$$\begin{cases} t_{\text{из}} = t_{\text{бал}} - \frac{\frac{1}{\lambda_{\text{из}}} \ln \frac{R_{\text{из}}}{R} \cdot (t_{\text{бал}} - t_e)}{\frac{1}{\lambda_{\text{из}}} \ln \frac{R_{\text{из}}}{R} + \frac{1}{\lambda_{\text{гр}}} \ln \frac{2H}{R_{\text{из}}}}; \\ R_0 = R_{\text{из}} \cdot \left(\frac{R_{\text{из}}}{R} \right)^{\frac{\lambda_{\text{т}} \cdot (t_{\text{из}} - t_0)}{\lambda_{\text{из}} \cdot (t_{\text{бал}} - t_{\text{из}})}}; \\ R_B = R_0 \cdot \left(\frac{R}{R_{\text{из}}} \right)^{\frac{\lambda_{\text{м}} \cdot (t_0 - t_e)}{\lambda_{\text{т}} \cdot (t_{\text{из}} - t_0)}}. \end{cases} \quad (10)$$

Таким образом, сопряжение решений внутренней и внешней задач теплообмена нефтепровода с мерзлым грунтом обеспечивает эксплуатационный режим, при котором выполняются одновременно два условия:

— обеспечивается изотермическое течение нефти по трубопроводу с температурой $t_{\text{бал}}$, превышающей температуру t_e мерзлого грунта в естественном состоянии;

— поддерживается сохранность окружающей среды за счет ограничения размеров ореола протаивания вокруг трубопровода.

Если радиус протаивания R_0 выходит за пределы допустимых значений $R_{0\text{min}} \dots R_{0\text{max}}$, то расчет выполняется вновь, с корректировкой параметров теплообмена за счет изменения характеристик трубопровода.

Пример

Определить температуру перекачки нефти $t_{\text{бал}}$, при которой ореол протаивания вокруг трубопровода (без тепловой изоляции) не превышает заданного значения $R_0 < H$. Оценить потери напора на преодоление гидравлического сопротивления нефтепровода. Исходные данные:

$G_{\text{г}} = 3 \cdot 10^6$ т/год; $D = 0,325$ м; $d = 0,315$ м; $H = 1,1625$ м; $L = 50$ км; $v_{10} = 61,2 \cdot 10^{-6}$ м²/с; $v_0 = 105 \cdot 10^{-6}$ м²/с; $\rho_{20} = 870$ кг/м³; $\lambda_{\text{т}} = 1,6$ Вт/(м·°C); $\lambda_{\text{м}} = 1,8$ Вт/(м·°C); $t_e = -2$ °C; $t_0 = 0$ °C.

Расчетное значение коэффициента теплопроводности грунта $\lambda_{\text{зп}}$ по формуле (4):

$$\lambda_{\text{гр}} = \frac{\lambda_{\text{м}} - \lambda_{\text{т}}}{\ln \frac{\lambda_{\text{м}}}{\lambda_{\text{т}}}} = \frac{1,8 - 1,6}{\ln \frac{1,8}{1,6}} = 1,698 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}.$$

Результаты расчета температуры перекачки нефти $t_{\text{бал}}$ по уравнению (6) методом последовательных приближений приведены в таблице 1.

Таблица 1. Определение балансовой температуры $t_{\text{бал}}$

$t_{\text{бал}}$	1	1,5	1,8	2	3	4
$i_{\text{бал}}$	0,01459	0,01450	0,01445	0,01441	0,01424	0,01407
$q_{\text{тр}}$	15,195	15,102	15,047	15,010	14,828	14,648
$q_{\text{грунт}}$	12,023	14,027	15,229	16,031	20,038	24,046

Как видно из таблицы 1, значение балансовой температуры $t_{\text{бал}} = 1,8^\circ\text{C}$.

Радиус ореола протаивания и радиус теплового влияния определяются последовательно из (7):

$$R_0 = R \cdot \left(\frac{2H}{R} \right)^{\frac{\lambda_{\text{г}} \cdot (t_{\text{бал}} - t_0)}{\lambda_{\text{г}} \cdot (t_{\text{бал}} - t_e)}} =$$

$$= 0,1625 \cdot \left(\frac{2 \cdot 1,1625}{0,1625} \right)^{\frac{1,6 \cdot (1,8 - 0)}{1,698 \cdot (1,8 - (-2))}} = 0,533 \text{ м.}$$

Так как $R_0 < H$, то пересчет не требуется.

$$R_{\text{в}} = R_0 \cdot \left(\frac{R_0}{R} \right)^{\frac{\lambda_{\text{м}} \cdot (t_0 - t_e)}{\lambda_{\text{г}} \cdot (t_{\text{бал}} - t_0)}} =$$

$$= 0,533 \cdot \left(\frac{0,533}{0,1625} \right)^{\frac{1,8 \cdot (0 - (-2))}{1,698 \cdot (1,8 - 0)}} = 2,351 \text{ м.}$$

Потери напора на трение:

$$h_{\text{т}} = i_{\text{бал}} \cdot L = 0,01445 \cdot 50000 = 722,5 \text{ м.}$$

Использование тепловой изоляции из экструдированного полистирола толщиной $\delta_{\text{из}} = 0,07 \text{ м}$ с коэффициентом теплопроводности $\lambda_{\text{из}} = 0,041 \text{ Вт/(м} \cdot ^\circ\text{C)}$ позволит повысить температуру перекачки и снизить гидравлическое сопротивление трубопровода.

Результаты расчета по уравнению (9) балансовой температуры $t_{\text{бал}}$ приведены в таблице 2.

Значение балансовой температуры $t_{\text{бал}}$ можно получить и в результате графического построения линий $y_1 = q_{\text{трент}}$ и $y_2 = q_{\text{грунт}}$, с определением точки их пересечения, как это показано на рисунке 2. В результате температура $t_{\text{бал}} = 19,1^\circ\text{C}$.

Таблица 2. Определение балансовой температуры $t_{\text{бал}}$ для теплоизолированного трубопровода

$t_{\text{бал}}$	17	18	19	19,1	20	22
$i_{\text{бал}}$	0,01200	0,01185	0,01171	0,01170	0,01157	0,01129
$q_{\text{трент}}$	12,496	12,344	12,194	12,179	12,046	11,755
$q_{\text{грунт}}$	10,957	11,534	12,111	12,168	12,687	13,841

Рисунок 2. Определение температуры перекачки нефти $t_{\text{бал}}$ при условии ограничения размеров ореола протаивания

Температура на поверхности изоляции, радиус протаивания и радиус теплового влияния последовательно определяются из системы (10):

$$t_{\text{из}} = t_{\text{бал}} - \frac{\frac{1}{\lambda_{\text{из}}} \cdot \ln \frac{R_{\text{из}}}{R} \cdot (t_{\text{бал}} - t_e)}{\frac{1}{\lambda_{\text{из}}} \cdot \ln \frac{R_{\text{из}}}{R} + \frac{1}{\lambda_{\text{г}}} \cdot \ln \frac{2H}{R_{\text{из}}}} =$$

$$= 15,7 - \frac{\frac{1}{0,041} \cdot \ln \frac{0,2325}{0,1625} \cdot (19,1 - (-2))}{\frac{1}{0,041} \cdot \ln \frac{0,2325}{0,1625} + \frac{1}{1,698} \cdot \ln \frac{2 \cdot 1,2325}{0,2325}} = 0,90^\circ\text{C}.$$

$$R_0 = R_{\text{из}} \cdot \left(\frac{R_{\text{из}}}{R} \right)^{\frac{\lambda_{\text{г}} \cdot (t_{\text{из}} - t_0)}{\lambda_{\text{из}} \cdot (t_{\text{бал}} - t_{\text{из}})}} =$$

$$= 0,2325 \cdot \left(\frac{0,2325}{0,1625} \right)^{\frac{1,6 \cdot (0,90 - 0)}{0,041 \cdot (19,1 - 0,90)}} = 0,463 \text{ м.}$$

Так как $R_0 < H$, то пересчет не требуется.

$$R_B = R_0 \cdot \left(\frac{R}{R_{из}} \right)^{\frac{\lambda_M \cdot (t_0 - t_e)}{\lambda_T \cdot (t_{из} - t_0)}} =$$

$$= 0,463 \cdot \left(\frac{0,463}{0,2325} \right)^{\frac{1,8 \cdot (0 - (-2))}{1,6 \cdot (0,90 - 0)}} = 2,606 \text{ м.}$$

Потери напора на трение на 50 км для теплоизолированного нефтепровода:

$$h_\tau = i_{\text{бал}} \cdot L = 0,01170 \cdot 50000 = 584,8 \text{ м.}$$

Как видно в данном случае, использование тепловой изоляции позволяет снизить потери напора на трение в 1,24 раза, что позволяет значительно уменьшить мощность необходимого насосно-силового оборудования.

Не исключается возможность перекачки нефти с подогревом: способом горячей перекачки, или, что предпочтительнее, способом распределенного подогрева [14, 15] с использованием тепловых насосов.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гаррис Н.А., Хузина А.Ф., Русаков А.И. Тепловой режим нефтепроводов грунтах с нарушенной структурой // Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15. № 4. С. 125–130.
2. Гаррис Н.А., Акчурина 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.
3. Ершов Э.Д. Теплофизические свойства горных пород. М.: Изд-во МГУ, 1974. 203 с.
4. РД 39-30-577-81. Методика теплового и гидравлического расчета трубопроводов при стационарной перекачке ньютоновских нефтей с учетом тепла трения. Тюмень: Тюм. фил. ин-та «Гипротрубопровод», 1981. 91 с.
5. РД 39-30. Методика расчета нестационарных технологических режимов работы магистральных трубопроводов при различных способах прокладки их в районах распространения многолетнемерзлых грунтов. Уфа: ВНИИСПТнефть, 1983. 40 с.
6. ГОСТ 25100-2011. Грунты. Классификация. М.: Стандартинформ, 2013. 44 с.
7. Зотов М.Ю., Ушаков И.В., Димов И.Л., Олейникова А.О. Опыт применения программных комплексов для расчета напряженно-деформированного состояния нефтепроводов, прокладываемых на вечномерзлых грунтах // Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 2. С. 61–65.
8. Гаррис Н.А., Акчурина Э.А., Русаков А.И. Сопряженная задача регулируемого теплообмена нефтепровода в многолетнемерзлых грунтах // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. № 1. С. 54–61.
9. Гаррис Н.А. Эксплуатация нефтепродуктопроводов в различных температурных режимах и нагрузках при условии сохранности окружающей среды: дис. ... д-ра техн. наук. Уфа, 1998. 384 с.
10. СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88. М.: Минрегион России, 2012. 123 с.

Выводы

1. Получены аналитическое решение и расчетные формулы, позволяющие рассчитать сбалансированный изотермический режим работы нефтепровода, ореол протаивания вокруг которого поддерживается, в соответствии с регламентом эксплуатации, в допустимых пределах $R_{0\min} \dots R_{0\max}$.

2. Применение современных теплоизоляционных материалов позволяет увеличить балансовую температуру перекачки, значительно уменьшив гидравлическое сопротивление трубопровода при сопоставимом тепловом воздействии. Использование теплоизоляции расширяет предел применимости способа изотермической перекачки нефти в мерзлоте.

11. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. М.: ОАО «Газпром», 2006. 205 с.

12. РД 39-0147103-386-87. Выбор расчетных значений коэффициента теплопроводности грунта при проектировании трубопроводов. 1987. 26 с.

13. Русаков А.И., Гаррис Н.А. Расчет температурного режима нефтепровода в мерзлых грунтах с учетом ореола протаивания // Трубопроводный транспорт — 2018: тез. докл. XIII Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. С. 411–413.

14. Глушков А.А., Гаррис Н.А. Энергосбережение при трубопроводном транспорте высоковязких нефтей // Нефтегазовое дело. 2007. Т. 5. № 1. С. 99–103.

15. Глушков А.А. Транспортировка высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с использованием тепловых насосов: дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2009. 137 с.

REFERENCES

1. Garris N.A., Khuzina A.F., Rusakov A.I. Teplovoi rezhim nefteprovodov gruntakh s narushennoi strukturoi [Thermal State of Oil Pipelines in Disturbed Soils]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2017, Vol. 15, No. 4, pp. 125–130. [in Russian].
2. Garris N.A., Akchurina E.A., Kutlyeva Z.R. Uchet tepla treniya pri raschete rezhima reguliruемого teploobmena nefteprovoda s merzlym gruntom [Friction Heat Treatment at Calculations of Regulated Heat Exchange Mode of Pipeline and Frozen Soil]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2017, Vol. 15, No. 1, pp. 108–113. [in Russian].
3. Ershov E.D. *Teplofizicheskie svoystva gornykh porod*. [Thermophysical Properties of Rocks]. Moscow, MSU Publ., 1974. 203 p. [in Russian].
4. RD 39-30-577-81. *Metodika teplovogo i gidravlicheskogo rascheta truboprovodov pri statsionarnoi perekachke n'yutonovskikh neftei s uchetom tepla treniya* [RD 39-30-577-81. Method of Thermal and Hydraulic

Pipeline Calculation for Newtonian Oils Stationary Transfer with Allowance for Frictional Heat]. Tyumen, Branch of Tyumen «Giprotruboprovod» Institute Publ., 1981. 91 p. [in Russian].

5. RD 39-30. Metodika rascheta nestatsionarnykh tekhnologicheskikh rezhimov raboty magistral'nykh truboprovodov pri razlichnykh sposobakh prokladki ikh v raionakh rasprostraneniya mnogoletnemerzlykh gruntov [RD 39-30. Calculation Method of Non-Stationary Technological Operation Modes of Main Pipelines for Various Laying Methods in Areas of Permafrost Distribution]. Ufa, VNIISPTneft Publ., 1983. 40 p. [in Russian].

6. GOST 25100-2011. Grunty. Klassifikatsiya. [State Standard 25100-2011. Soils. Classification]. Moscow, Standartinform Publ., 2013. 44 p. [in Russian].

7. Zotov M.Yu., Ushakov I.V., Dimov I.L., Oleinikova A.O. Opyt primeneniya programmykh kompleksov dlya rascheta napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya nefteprovodov, prokladyvaemykh na vechnomerzlykh gruntakh [Application of Software Solutions to Calculate Stress-Strain Behaviour Of Pipelines Laid on Permafrost Soils]. *Nauka i tekhnologiya truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov — Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2012, Vol. 2, pp. 61–65. [in Russian].

8. Garriss N.A., Akchurina E.A., Rusakov A.I. Copyazhennaya zadacha reguliruемого teploobmena nefteprovoda v mnogoletnemerzlykh gruntakh [Conjugate Problem of Controlled Heat Exchange of Oil Pipeline in Permafrost]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2018, Vol. 16, No. 1, pp. 54–61. [in Russian].

9. Garriss N.A. Ekspluatatsiya nefteproduktoprovodov v razlichnykh temperaturnykh rezhimakh i zagruzkakh pri uslovii sokhrannosti okruzhayushchei sredy: dis. d-ra tekhn. nauk [Operating of Oil-Products Pipelines in Different Charging and Temperature Conditions Considering the

Requirements of Environmental Integrity: Dr. Engin. Sci.]. Ufa, 1998. 384 p. [in Russian].

10. SP 25.13330.2012. Osnovaniya i fundamenty na vechnomerzlykh gruntakh. Aktualizirovannaya redaktsiya SNIIP 2.02.04-88. [SP 25.13330.2012. Rafts and Foundations on Permafrost. Revised Edition SNIIP 2.02.04-88]. Moscow, Minregion Rossii Publ., 2012. 123 p. [in Russian].

11. STO Gazprom 2-3.5-051-2006. Normy tekhnologicheskogo proektirovaniya magistral'nykh gazoprovodov [STO Gazprom 2-3.5-051-2006. Norms of Main Gas Pipelines Technological Design]. Moscow, OAO «Gazprom» Publ., 2006. 205 p. [in Russian].

12. RD 39-0147103-386-87. Vybor raschetnykh znachenii koeffitsienta teploprovodnosti grunta pri proektirovanii truboprovodov. [RD 39-0147103-386-87. Selection of Soil Thermal Conductivity Calculated Values in Pipeline Design]. Ufa, VNIISPTneft' Publ., 1987. 26 p. [in Russian].

13. Rusakov A.I., Garriss N.A. Raschet temperaturnogo rezhima nefteprovoda v merzlykh gruntakh s uchedom oreola protaivaniya [Calculation of Thermal Mode of Oil Pipeline in Frozen Soil Accounting for Thawing Halo]. *Tez. dokl. XIII Mezhdunar. uchebno-nauch.-prakt. konf. «Truboprovodnyi transport — 2018»* [Abstracts of Papers for the XIII International Scientific-Practical Conference «Pipeline Transport — 2018»]. Ufa, USPTU Publ., 2018, pp. 411–413. [in Russian].

14. Glushkov A.A., Garriss N.A. Energoberezhenie pri truboprovodnom transporte vysokov'yazkikh neftei [Energy Saving in Pipeline Transportation of High-Viscosity Oils]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2007, Vol. 5, No. 1, pp. 99–103. [in Russian].

15. Glushkov A.A. Transportirovka vysokov'yazkoi nefti po magistral'nomu nefteprovodu s ispol'zovaniem teplovykh nasosov: dis. kand. tekhn. nauk. [High-Viscosity Oil Transport Through a Main Oil Pipeline Using Heat Pumps: Cand. Engin. Sci.]. Ufa, 2009. 137 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. Garriss, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Fluid Dynamics of Pipeline Networks and Fluid Machinery Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: nina_garriss@mail.ru

Русаков Александр Игоревич, аспирант кафедры «Гидрогазодинамика трубопроводных систем и гидромашины», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Aleksandr I. Rusakov, Post-Graduate Student of Fluid Dynamics of Pipeline Networks and Fluid Machinery Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: chake100500@gmail.com

Лебедева Анастасия Андреевна, магистрант кафедры «Гидрогазодинамика трубопроводных систем и гидромашины», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Anastasiya A. Lebedeva, Graduate Student of Fluid Dynamics of Pipeline Networks and Fluid Machinery Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: lebedevanastasiya95@mail.ru