

**Александр Анатольевич ВАКУЛИН<sup>1</sup>**  
**Александр Борисович ШАБАРОВ<sup>2</sup>**  
**Александр Александрович ВАКУЛИН<sup>3</sup>**

УДК 551.34

## **ОСТЫВАНИЕ НЕФТИ ПРИ ОСТАНОВЕ НЕФТЕПРОВОДА В ПРОМОРОЖЕННОМ ГРУНТЕ**

<sup>1</sup> доктор технических наук, профессор,  
почетный работник науки и высоких технологий РФ,  
профессор кафедры прикладной и технической физики,  
Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет  
a.a.vakulin@utmn.ru

<sup>2</sup> доктор технических наук, профессор,  
заслуженный деятель науки РФ,  
профессор кафедры прикладной и технической физики,  
Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет  
a.b.shabarov@utmn.ru

<sup>3</sup> инженер, Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет  
glock100@gmail.com

### **Аннотация**

В статье представлены постановка и решение сопряженной задачи об остывании нефти при останове нефтепровода подземной прокладкой и изменении температуры в промороженном грунте при наличии мохового и снежного покровов на поверхности. Разработаны физико-математическая модель и сопряженный вычислительный алгоритм расчета параметров нефти в трубопроводе и грунта с покровами. Изучены особенности застывания

---

**Цитирование:** Вакулин А. А. Остывание нефти при останове нефтепровода в промороженном грунте / А. А. Вакулин, А. Б. Шабаров, А. А. Вакулин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). С. 27-45.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-27-45

---

нефти, имеющей в своем составе  $N$ -фракций парафинов при отводе тепла в мерзлый грунт. Важной задачей, решаемой в данной работе, является аппроксимация характерной диаграммы фазовых равновесных состояний при охлаждении парафинистой нефти в диапазоне температур от начала кристаллизации парафинов до температуры застывания. Особенностью решаемой задачи является то, что температурное поле нефти в трубопроводе (область А) и температурное поле влажного грунта, окружающего трубопровод (область В), имеет общую границу — стенку трубопровода, которая полагается тонкой. Через стенку трубопровода, температура которой заранее неизвестна, осуществляется учет взаимного влияния температурных полей (сопряжение). Представлены результаты экспериментального исследования изменения с течением времени температуры в трубопроводе в лабораторных условиях. Результаты расчетов удовлетворительно согласуются с экспериментальными данными о застывании высоковязкой парафинистой нефти в модельном нефтепроводе при охлаждении нефти от  $+4,5$  до  $-5,5$  °С. На основе разработанных в данной статье физико-математической модели и сопряженного алгоритма расчета параметров грунта и нефти установлено, что при наличии мохового и снежного покровов, характерных для зимних условий Среднего Приобья Западной Сибири, в нефтепроводе с условным диаметром 700 мм нефть застывает за время 40-60 часов в зависимости от параметров грунтов и фракционного состава нефти.

#### Ключевые слова

Нефть, мерзлые породы, криолитозона, поля температур, тепломассоперенос, фазовые переходы, парафинистая нефть, физико-математическая модель застывания нефти.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-27-45

#### Введение

Изучением температурных полей вокруг подземного теплового нефтепровода, расположенного в массиве вечномерзлого или сезоннопромерзающего грунта, проблемой перекачки высоковязкой нефти, застывающей при температуре окружающей среды ниже температуры застывания нефти в случае останова перекачки, используя как экспериментальные, так и расчетно-теоретические методы исследования, занимались многие научные группы [1, 2, 4, 6, 8, 14-19]. В частности, установлено, что при останове перекачки высоковязкой нефти в зимних северных условиях происходит постепенное охлаждение нефти в нефтепроводе и значительно повышается ее вязкость. В результате длительная остановка перекачки может привести к застыванию нефти в нефтепроводе с соответствующими негативными последствиями: прекращению течения нефти и необходимостью проведения восстановительных мероприятий по запуску нефтепровода в эксплуатацию.

Параметром нефти, влияющим на ее транспортировку при низких температурах, является температура застывания  $T_2$ , при которой нефть теряет подвижность. Эта температура для различных нефтей может определяться экспериментально по ГОСТ 20287-74. При охлаждении нефти, содержащей несколько фракций парафинов, происходит фазовое превращение парафинов из свободно-дисперсного

(жидкого) в связанно-дисперсное (твердое) состояние. Каждая  $i$ -парафиновая фракция ( $i = 1, \dots, N$ , где  $N$  — число фракций) претерпевает фазовое превращение в твердое состояние при определенной температуре  $T_{pi}$  ( $T_0 \geq T_{pi} \geq T_z$ , где  $T_0$  и  $T_z$  — температуры начала выпадения парафинов и застывания нефти). Важной задачей, решаемой в данной работе, является аппроксимация характерной диаграммы фазовых равновесных состояний при охлаждении парафинистой нефти в диапазоне температур  $T_z \div T_0$ . Особенностью решаемой задачи является то, что температурное поле нефти в трубопроводе (область А) и температурное поле влажного грунта, окружающего трубопровод (область В), имеет общую границу — стенку трубопровода, которая полагается тонкой. Действительно, характерные значения коэффициентов теплопроводности грунта  $\lambda_{gr}$  и нефти  $\lambda_o$  в Вт/(м·К): 2,1 и 0,15, что значительно меньше коэффициента теплопроводности стальной стенки — 47 Вт/(м·К). Соответственно, и термическое сопротивление стенки трубопровода гораздо меньше термических сопротивлений, прилегающих к стенке с внутренней стороны слоя нефти и с внешней стороны стенки слоя грунта с толщиной, равной толщине стенки или больше ее. Принимаем температуру стенки одинаковой по окружности. Она меняется по времени и определяется при расчетах. Через стенку трубопровода, температура которой заранее неизвестна, осуществляется учет взаимного влияния температурных полей (сопряжение). В каждой из областей А и В находятся разные фазы, имеющие разные теплофизические свойства. На внешней границе трубопровода с грунтом при  $r = R$  ( $r$  — цилиндрическая координата,  $R$  — внешний радиус трубопровода) ставится условие сопряжения — равенство тепловых потоков, проходящих через поверхность контакта:

$$\lambda_o \left. \frac{\partial T_o}{\partial r} \right|_{r=R} = \lambda_{gr} \left. \frac{\partial T_{gr}}{\partial r} \right|_{r=R}, \quad (1)$$

где  $\lambda_o$  — коэффициент теплопроводности парафинистой нефти,  $\left. \frac{\partial T_o}{\partial r} \right|_{r=R}$  — градиент температуры в нефти вблизи стенки трубопровода,  $\lambda_{gr}$  — коэффициент теплопроводности грунта,  $\left. \frac{\partial T_{gr}}{\partial r} \right|_{r=R}$  — градиент температуры в грунте вблизи стенки трубопровода.

Настоящая статья посвящена решению сопряженной задачи о времени застывания нефти при длительной остановке ее перекачки в условиях низких температур окружающей среды на основе расчета полей температур внутри нефтепровода с учетом фазовых превращений, а также полей температур во вмещающем грунте.

#### Постановка задачи

Имеется покрытый мхом и снегом замороженный грунт. Внутри грунта помещен трубопровод с нагретой нефтью. После аварийного останова перекачки нефть в трубопроводе остывает с течением времени. Необходимо найти зависимость температуры нефти в трубопроводе от времени, оценить время, в течение которого температура нефти в центре трубопровода практически сравняется с температурой

грунта, прилегающего к трубопроводу, а также получить поля температур во вмещающем грунте. Схема расчетной области представлена на рис. 1.

Искомые функциями являются:

- в области А:  $T = T(t, r)$  и  $\rho_{ps} = \rho_{ps}(t, r)$ ,  $\rho_{pl} = \rho_{pl}(t, r)$ , где  $T = T_o$  — температура нефти;  $t$  — время;  $r$  — цилиндрическая координата;  $\rho_{ps}$  и  $\rho_{pl}$  — приведенные к объему парафина плотности парафиновых фракций в твердой и жидкой фазах;
- в области В:  $T = T(x, y, t)$ , где  $T$  — температура грунта;  $\rho_f(x, y, t)$  — влажность;  $\rho_s(x, y, t)$  — льдистость;  $x, y$  — декартовы координаты.

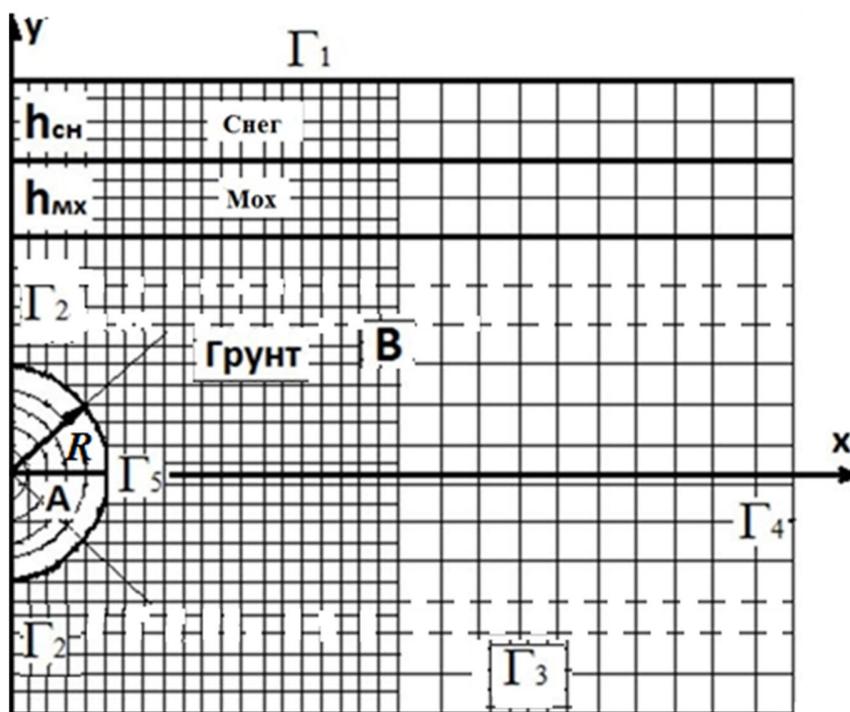


Рис. 1. Поперечное сечение трубопровода (область А) в грунте (область В)

Верхняя граница, соприкасающаяся с окружающей средой обозначена как  $\Gamma_1$ . Вертикальная граница, проходящая через центр трубопровода, —  $\Gamma_2$ . Нижняя удаленная граница —  $\Gamma_3$ . Правая удаленная граница —  $\Gamma_4$ . Граница «трубопровод — грунт» —  $\Gamma_5$ .  $R$  — радиус трубопровода.  $h_{сн}$  и  $h_{мх}$  — соответственно высоты снежного и мохового покровов.

Fig. 1. Cross-section of the pipeline (section A) in the ground (section B)

The upper boundary in contact with the environment is designated as  $\Gamma_1$ . The vertical boundary passing through the center of the pipeline is  $\Gamma_2$ . The lower remote border is  $\Gamma_3$ . The far right border is  $\Gamma_4$ . Boundary in contact with soil —  $\Gamma_5$ .  $R$  is the radius of the pipeline.  $h_{сн}$  and  $h_{мх}$  are the height of the snow and moss cover, respectively.

Задача решается нами численно с использованием следующих основных допущений:

1. Задача решается в плоскостях, перпендикулярных оси трубопровода, т. е. в 2D-постановке, для различных участков трубопровода.
2. Нефтяная смесь в области А представляет собой двухфазную среду (застывшая нефть и смесь  $N$ -фракций твердых парафинов — условная твердая фаза; незастывшие нефть и парафины — условная жидкая фаза).
3. Грунт в области В представляет собой трехфазную среду, состоящую из твердых фаз (сухой скелет грунта и лед) и жидкой фазы (вода). Пористость среды характеризуется коэффициентом пористости  $m = V_n/V$ , где  $V_n$  — объем пор в контрольном объеме  $V$ ,  $m = 1 - \alpha$ ,  $\alpha$  — объемная доля сухого грунта. Объемные доли воды и льда  $\alpha_l$  и  $\alpha_s$ ;  $\alpha_l = V_l/V$ ,  $\alpha_s = V_s/V$ . Приведенные плотности влаги, льда и сухого грунта выражаются через объемные доли и истинные плотности, отмеченные верхним индексом (0):

$$\rho_l = \frac{m_l}{V} = \frac{m_l}{V_l} \alpha_l = \rho_l^{(0)} \alpha_l, \rho_s = \rho_s^{(0)} \alpha_s, \rho_{gr} = \rho_{gr}^{(0)} \alpha_{gr}.$$

4. Равновесная кристаллизация влаги в грунте происходит в спектре температур, в соответствии с кривой незамерзшей воды для данного грунта [12]. Равновесное затвердевание парафинов описывается моделью, приведенной далее.
5. Задача решается авторами в квазистационарном приближении; в пределах каждого временного шага  $\Delta t$  для каждого контрольного объема  $V$ ; внешнее тепловое воздействие не изменяется.
6. Поля температур и объемных долей фаз в сечении трубопровода — осесимметричные.
7. При движении влаги в грунте пренебрегаем мощностью внутренних сил [10].

#### Физико-математическая модель для определения параметров в расчетной области

Теоретической основой численного решения задачи являются уравнения баланса массы (2) и внутренней энергии фаз (3), дополненные законами градиентного массопереноса, с соотношениями для фазовых переходов и теплофизическими свойствами грунта [3, 9]:

$$\int_V \frac{\partial \rho_i}{\partial t} dV = - \int_S \rho_i v_i^n dS + \int_V \sum_{j=1, j \neq i}^N J_{ji} dV, \quad (2)$$

$$\int_V \frac{\partial (\sum_{i=1}^N \rho_i u_i)}{\partial t} dV = - \int_S \sum_{i=1}^N (\rho_i v_i^n u_i) dS - \int_S q^n dS, \quad (3)$$

где  $i = 1, 2, \dots, N$  — номер фазы. Для области А:  $i = 1 = ps$  соответствует твердой фазе парафиновых фракций;  $i = 2 = pl$  — жидкая фаза парафиновых фракций;  $i = 3 = 0$  — нефтяная смесь без парафина. Для области В:  $i = 1 = s$  — соответствует льду;  $i = 2 = l$  — воде;  $i = 3 = gr$  — сухому грунту.  $\rho_i$  — приведенная плотность;  $v_i^n$  — проекция скорости на внешнюю нормаль;  $J_{ji}$  — интенсивность перехода  $j$ -й фазы в  $i$ -ю, в единице объема, в единицу времени;  $u_i$  — удельная внутренняя энергия  $i$ -й фазы, Дж/кг;  $q^n$  — плотность теплового потока по нормали к поверхности  $S$ .

Принятая физическая модель многофазной среды учитывает интенсивность следующих фазовых переходов. Для области А:  $J_{plps}$  — переход жидкой фазы парафиновых фракций в твердую фазу. Для области В:  $J_{ls}$  — замерзание воды в порах при температуре  $T < 273$  К с учетом обобщенных данных об изменении приведенной плотности незамерзшей воды при понижении температуры в грунтах. Скорость движения фаз в области А равна нулю:  $v_{pl} = 0, v_{ps} = 0$ .

В области В удельный поток влаги  $\vec{j}_l$  под влиянием градиента потенциала влажности  $\Theta = \Theta(t, x, y)$  описывается выражением В. Н. Богословского:

$$\vec{j}_l = -\beta' \text{grad } \Theta, \quad (4)$$

где  $\beta'$  — коэффициент влагопроводности. Он зависит от вида материала (в данном случае грунта), его температуры и влажности. Потенциал влажности  $\Theta$  выражается через приведенные плотности по эмпирическим соотношениям [5]. Относительное количество незамерзшей воды в грунте (область В)  $f_w(T) = \frac{\rho_l}{\rho_l + \rho_s}$  при отрицательных температурах описывается соотношением:

$$f_w(T) = f_{wocm} + (1 - f_{wocm})\bar{x}^n, \quad (5)$$

где  $f_{wocm} = f_w(T_{нво})$  — относительная доля незамерзшей воды;  $n$  — показатель степени, характерный для различных типов грунтов;  $T_{нво}$  — известная для данного грунта температура, ниже которой содержание незамерзшей воды приближается к постоянной величине.

$\bar{x} = \frac{T - T_{нво}}{T_{пл} - T_{нво}}$  — относительное изменение температуры.  $T_{пл}$  — температура плавления льда. Приведенная плотность воды в области В с учетом аппроксимации (5):

$$\rho_l = (\rho_l + \rho_s) f_w(T). \quad (6)$$

Численное решение задачи состоит в создании и решении дискретных аналогов уравнений (2)-(3), дополненных замыкающими соотношениями (4)-(5), теплофизическими параметрами нефти, грунта и воды, а также начальными и граничными условиями.

Контрольные объемы (КО) в поперечном сечении трубопровода (область А) имеют проекции в форме колец, в грунте (область В) — в форме прямоугольников (со сторонами  $\Delta x$  и  $\Delta y$ ) (рис. 2). Длина контрольных объемов  $L$  в продольном направлении трубопровода считается заданной.

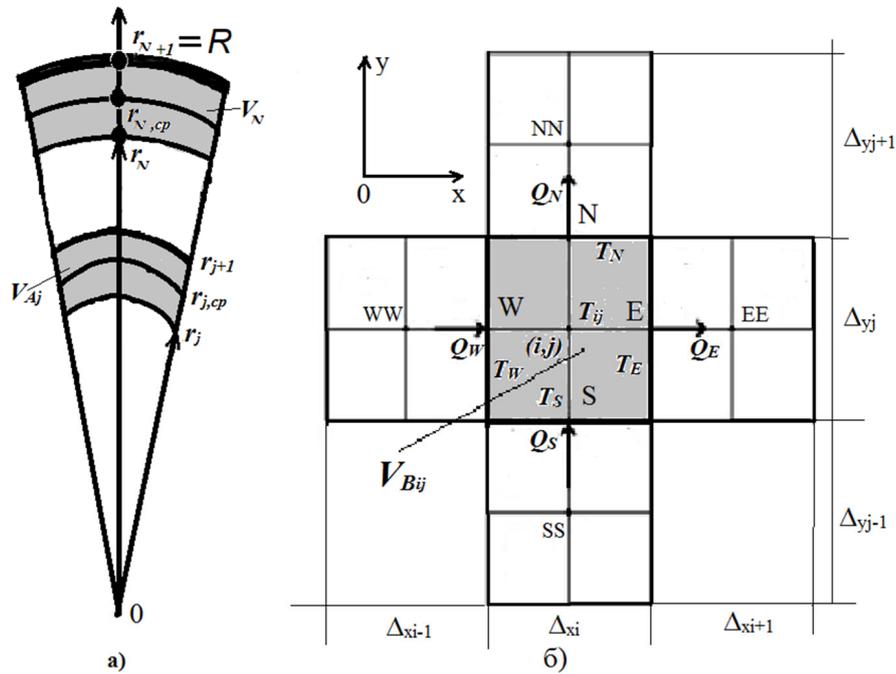


Рис. 2. Сечения контрольных объемов в трубопроводе (а) и в грунте (б)

$T$  — температуры в соответствующих КО;  $r$  — радиальные координаты, соответствующие кольцевым КО.  
 $Q$  — тепловой поток, входящий и выходящий из контрольного объема  $V_{Bij}$ ; N, S, W, E — грани КО; SS, EE, WW, NN — центральные точки соседних с выделенным контрольных объемов.  
 $\Delta x$  и  $\Delta y$  — размеры КО в направлении осей  $X$  и  $Y$  соответственно.

Fig. 2. Sections of reference volumes in pipeline (a) and in soil (б)

$T$  — temperatures in the corresponding control volumes (CW);  $r$  — radial coordinates corresponding to ring CW.  
 $Q$  is the heat flow entering and exiting the control volume  $V_{Bij}$ ; N, S, W, E — faces of CW; SS, EE, WW, NN are the central points of neighboring with a dedicated control volume.  
 $\Delta x$  and  $\Delta y$  — the CO sizes in the direction of axes  $X$  and  $Y$  respectively.

Условия сопряжений областей А и В вблизи границы  $\Gamma_5$  рассматривается далее отдельно.

**Расчетная модель определения температуры в области А.**

**Условия фазовых равновесий и интенсивность фазовых переходов парафинов**

В области А уравнение баланса массы (2) каждого  $i$ -го парафина ( $i = 1, \dots, N$ ) при скорости движения  $v_i = 0$  для каждого КО  $V_A$  запишем в виде:

$$\frac{\rho_{pis}^{(n+1)} - \rho_{pis}^{(n)}}{\Delta t} = J_{ils}^{n+\varepsilon}, \tag{7}$$

где  $J_{ils} = 0$  и  $\rho_{pis}^{(n+1)} = \rho_{pis}^{(n)}$  при температурах  $T \neq T_{pi}$ , а при температуре фазовых переходов  $T = T_{pi}$  приведенная плотность  $\rho_{pis}^{(n+1)}$   $i$ -го парафина в твердой фазе в момент времени  $t^{(n+1)}$  определяется из уравнения баланса внутренней энергии смеси, а  $J_{ils}^{n+\varepsilon}$  вычисляется из уравнения (7).

Таким образом, при известных из экспериментов температурах фазовых переходов парафинов  $T_{pi}$  и известных объемных долях парафинов в нефтяной смеси  $\alpha_{pi} = V_{pi}/V_p$ , может быть определена диаграмма фазового равновесия парафинов  $\alpha_{ps} = \alpha_{ps}(T)$  (рис. 3):

$$\alpha_{pis} = \begin{cases} 0, & \text{если } T > T_{pi}; \\ \alpha_{pi}, & \text{если } T < T_{pi}. \end{cases} \quad (8)$$

Для смеси  $k$ -парафинов при  $T_{pi-1} < T < T_{pi}$ :

$$\alpha_{ps} = \alpha_{psk} = \sum_{i=1}^k \alpha_{pi}, \quad (9)$$

где  $k = 1, \dots, N$  соответствует температурам  $T_{p1}, \dots, T_{pN}$ .

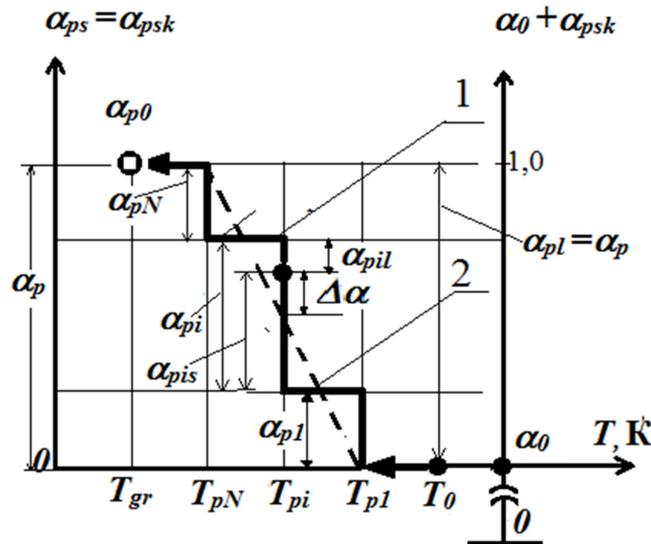


Рис. 3. Схема линейной аппроксимации фазовой диаграммы парафиновых фракций в нефти ( $T_{gr} < T \leq T_0$ )

Обозначения: 1 —  $\alpha_{ps}$  — линия фазового равновесия смеси парафинов; 2 — линия, аппроксимирующая параметры фазового равновесия;  $\Delta\alpha$  — погрешность линейной аппроксимации  $\alpha_{ps}$ .

Fig. 3. Diagram of linear approximation of the phase diagram of paraffin fractions in oil ( $T_{gr} < T \leq T_0$ )

Meanings: 1 —  $\alpha_{ps}$  — line of phase equilibrium of a mixture of paraffins; 2 — line approximating the parameters of phase equilibrium;  $\Delta\alpha$  — error of linear approximation  $\alpha_{ps}$ .

При  $T = T_{pl}$  значения  $\alpha_{pis}$  и  $\alpha_p$  определяются из уравнения баланса внутренней энергии (3).

Приведенная плотность парафинов в твердой фазе:

— для  $i$ -го парафина:

$$\rho_{pis}^{(n+1)} = \rho_p^{(0)} \alpha_{pis}^{(n+1)}; \quad (10)$$

— для смеси К-парафинов:

$$\rho_{ps}^{(n+1)} = \rho_{psk} = \rho_p^{(0)} \sum_{i=1}^k \alpha_{pi}^{(n+1)}. \quad (11)$$

Для многих нефтей с объемной долей парафинов  $\alpha_{pi} \ll 1$  диаграмму фазового равновесия в линейном приближении можно аппроксимировать выражением (рис. 3):

$$\alpha_{ps} \approx \alpha_p \left( 1 - \frac{T - T_z}{T_{p1} - T_z} \right), \quad (12)$$

где  $\alpha_p = V_p/V$ ;  $T_{p1}$  — температура начала кристаллизации парафинов при охлаждении нефти;  $T_z$  — температура застывания нефти; при этом объемная доля жидких парафинов:

$$\alpha_{pl} \approx \alpha_p \left( \frac{T - T_z}{T_{p1} - T_z} \right). \quad (13)$$

Приведенные плотности фаз в равновесных условиях выражаются соотношениями:

$$\begin{aligned} \rho_0 &= \rho_0^{(0)} \alpha_0; \rho_p = \rho_p^{(0)} \alpha_p; \rho_{ps} = \rho_p^{(0)} \alpha_{ps}; \rho_{pl} = \rho_p^{(0)} \alpha_{pl}; \\ \rho_{pi} &= \rho_p^{(0)} \alpha_{pi}; \rho_{pis} = \rho_p^{(0)} \alpha_{pis}; \rho_{pil} = \rho_p^{(0)} (\alpha_{pi} - \alpha_{pis}). \end{aligned} \quad (14)$$

Из уравнения баланса внутренней энергии многофазной смеси в каждом КО области А определяется величина  $U^{(n+1)}$ , Дж, в момент времени  $t^{(n+1)}$ :

$$U^{(n+1)} = U^{(n)} + Q_V^{(n+\varepsilon)} \Delta t, \quad (15)$$

где релаксационный коэффициент  $0 \leq \varepsilon \leq 1$ .

Тепловая мощность  $Q_{Vj}^{(n+\varepsilon)}$ , Вт, передаваемая в момент времени  $t^{(n+\varepsilon)} = t^n + \varepsilon \cdot \Delta t$  кольцевому КО  $V_j$  в области А (рис. 2а) с радиусами  $r_j$  и  $r_{j+1}$  и длиной вдоль оси трубопровода 1 м, определяется по закону Фурье:  $Q_{Vj}^{(n+\varepsilon)} = Q_s - Q_N$ , где

$$Q_s = -2\pi\lambda_0 (T_j - T_s) a \cdot 1; \quad Q_N = -2\pi\lambda_0 (T_N - T) b \cdot 1; \quad a = \frac{r_j}{r_{jcp} - r_j}; \quad b = \frac{r_{j+1}}{r_{j+1} - r_{jcp}};$$

$$r_{jcp} = \sqrt{\frac{r_j^2 + r_{j+1}^2}{2}}.$$

Температуры в точках  $S (r = r_j)$  и  $N (r = r_{j+1})$ :

$$T_s = \frac{T_{j-1}a_1 + T_j b_1}{a_1 + b_1}; T_N = \frac{T_j a_2 + T_{j+1} b_2}{a_2 + b_2}, \quad (16)$$

$$\text{где } a_1 = \frac{1}{r_j - r_{j-1, cp}}; b_1 = \frac{1}{r_{jcp} - r_j}; a_2 = \frac{1}{r_j + 1 - r_{j, cp}}; b_2 = \frac{1}{r_{j+1, cp} - r_{j+1}}.$$

Тогда тепловая мощность:

$$Q_{Vj} = -2\pi\lambda_0 \left[ (T_j - T_s)a + (T_N - T_j)b \right] \cdot 1. \quad (17)$$

Температуры  $T_j, T_{j-1}, T_{j+1}, T_s, T_N$  вычисляются в момент времени  $t^{(n+\varepsilon)}$ .

При вычисленных  $U^{(n)}$  и  $Q_V^{(n+\varepsilon)} \cdot \Delta t$  определяется внутренняя энергия смеси в момент времени  $t^{(n+\varepsilon)}$ :

$$\begin{aligned} U^{(n+1)} &= U_0^{(n+1)} + \sum_{i=1}^N U_{pi}^{(n+1)} = \\ &= \left[ c_0 \rho_0 T^{(n+1)} + \sum_{i=1}^N c_p \rho_{pis}^{(n+1)} T^{(n+1)} + \right. \\ &\quad \left. + (\rho_{pi} - \rho_{pis}^{(n+1)}) (c_p T^{(n+1)} + l_p + c_p (T^{(n+1)} - T_{pi})) \right] V. \end{aligned} \quad (18)$$

При  $T^{(n+1)} = T_{pi}$  из (18) определяются приведенные плотности  $\rho_{pis}^{(n+1)}$  и объемные доли твердых фаз каждого парафина  $\alpha_{pis}^{(n+1)}$  ( $i = 1, \dots, N$ ).

Если  $T^{(n+1)} \neq T_{pi}$ , то из условий равновесия фаз определяются приведенные плотности  $\rho_{pis}^{(n+1)}$ :  $\rho_{pis}^{(n+1)} = \alpha_{pis} \rho_p^{(0)}$ , где из (8):

$$\alpha_{pis} = \begin{cases} 0, & \text{при } T > T_{pi}; \\ \alpha_{pi}, & \text{при } T < T_{pi}. \end{cases} \quad (19)$$

В этом случае температура нефтяной смеси  $T^{(n+1)}$  в КО области А находится из (18) с учетом (19).

### Температуры и приведенные плотности фаз в грунте (область В)

Уравнения фазового равновесия воды и льда при температуре меньше температуры плавления льда описывается «кривой незамерзшей воды» [12], которая при отводе тепла  $Q_V$  связывает объемную долю незамерзшей воды в объеме пор  $\alpha_{lp} = (V_l/V_{por})$ , где  $V_{por}$  — объем пор;  $m = (V_{por}/V_B)$  — пористость грунта, с температурой  $T$ :  $\alpha_{lp} = \alpha_{lr} + (1 - \alpha_{lr}) \left( \frac{T - T_{lr}}{T_{nl} - T_{lr}} \right)^{n_1}$ , где  $T_r$  — характерная температура,

при которой незамерзшая вода в контрольном объеме  $V_B$  занимает объем  $V_{lr}$  и ее доля в объеме пор  $\alpha_{lr} = \frac{V_{lr}}{V_{POR}} = \frac{V_{lr}}{V_B \cdot m}$ ,  $n_1$  — экспериментальная величина, определяемая видом грунта. Если  $T \geq T_{nl}$ , то  $\alpha_{lp} = 1$ ;  $\alpha_{sp} = 0$ .

При температуре  $T_{lr} \leq T < T_{nl}$  масса охлаждаемой воды в КО  $V_B$  при равновесных условиях равна:

$$m_\ell = \rho_\ell^{(0)} V_B \cdot m \cdot \alpha_{lp} = \rho_\ell^{(0)} V_{POR} \cdot [\alpha_{lr} + (1 - \alpha_{lr}) \cdot \left( \frac{T - T_{lr}}{T_{nl} - T_{lr}} \right)^{n_1}]. \quad (20)$$

Масса льда в объеме  $V$  в насыщенном влагой грунте  $\alpha_{sp} = 1 - \alpha_{lp}$ :

$$m_s = \rho_s^{(0)} V_{POR} (1 - \alpha_{lp}); \quad (21)$$

масса грунта равна:  $m_{gr} = \rho_s^{(0)} \alpha_{gr}$ , (22)

где приведенные к контрольному объему  $V_B$  объемные доли и плотности определяются формулами:

$$\alpha_\ell = \frac{V_\ell}{V_B} = \frac{V_\ell \cdot m}{V_{POR}}; \rho_\ell^{(n+1)} = \rho_\ell^{(0)} \alpha_\ell^{(n+1)}; \rho_s^{(n+1)} = \rho_s^{(0)} \alpha_s; \rho_{gr}^{(n+1)} = \rho_{gr}^{(0)} \alpha_{gr}. \quad (23)$$

В насыщенном влагой грунте скоростью диффузии воды  $\vec{v}_i$  в уравнениях (2) и (3) пренебрегаем. Тогда при  $T < T_{nl}$  интенсивность замерзания воды вычисляется из (2):

$$J_{ls} = \frac{m_i^{(n+1)} - m_i^{(n)}}{V_B \cdot \Delta t}, \text{ кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{с}), \quad (24)$$

где  $\Delta t$  — промежуток времени, в течение которого температура грунта изменяется от  $T^{(n)}$  до  $T^{(n+1)}$ .

### Условие теплообмена на границе $\Gamma_5$ областей А и В

На границе  $\Gamma_5$  областей А и В по уравнению (1) (условие сопряжения) определяется тепловая мощность  $Q_{\Gamma_5}$ , передаваемая из области А в область В. Для этого из точки начала координат ( $x = 0, y = 0, r = 0$ ) проводим  $N_B$  (принималось  $N_B = 9$ ) лучей с углами  $\varphi_i = 0, \pi/8, \pi/4, 3\pi/8, \pi/2, 5\pi/8, 3\pi/4, 7\pi/8, \pi$ . В области В определяем координаты точек, удаленных от начала координат на расстоянии:  $r_{NB} = R + (R - r_{Ncp})$ ;  $x_{Bi} = r_{NB} \cdot \cos \varphi_i$ ;  $y_{Bi} = r_{NB} \cdot \sin \varphi_i$ .

Здесь  $r_{Ncp}$  — среднеплощадной радиус КО в области А при  $j = N$  (рис. 2а).

Температура стенки трубопровода  $T_w$ :

$$T_w = \frac{1}{N_B} \sum_{i=1}^{N_B} \frac{\lambda_0 T_{Ncp} + \lambda_{gr} T_{Bi}}{\lambda_0 + \lambda_{gr}}, \quad (25)$$

тепловая мощность, передаваемая через границу  $\Gamma_5$  (радиус  $R$ , длина 1 м):

$$Q_{\Gamma_5} = 2\pi R \lambda_0 \frac{(T_w - T_{Ncp})}{R - r_{Ncp}}. \quad (26)$$

Здесь  $T_{Ncp}$  — температура нефти в точке, удаленной от оси трубопровода на расстоянии  $r_{Ncp}$ .

### Основные этапы расчета, основанные на принятой физико-математической модели

Расчет времени застывания парафинистой нефти в трубопроводе заключается в следующем:

1. Температура нефти  $T$  (область А) в начальный момент времени ( $t = 0$ ) задается равной расчетной температуре при перекачке на данном участке трубопровода при  $r \leq R$ . Распределение температуры в грунте (область В) принимается из расчета по компьютерной программе Heatmassgrunt (HMG) [13]. Нефтяная смесь находится в жидком состоянии, пористость и весовая влажность грунта заданы.
2. Формирование расчетной сетки и выделения КО  $V_{A,B}$  областях А и В.
3. Расчет температуры и приведенной влажности в грунте вокруг нагретого до  $T = T_0$  нефтепровода в течение времени  $\tau_{нач}$ , соответствующего периоду прокачки нефти на соответствующем режиме, т. е. формирование начальных условий для решения сформулированной задачи в момент  $t^{(n)} = t_{нач}$ .
4. Задание шага по времени  $\Delta t$  для областей А и В, релаксационного коэффициента  $\varepsilon$ , числа корректора  $N$  [3].
5. Вычисление значений внутренней энергии в момент времени  $t^{(n)}$  для каждого КО  $V_A$  и  $V_B$ , включая определение в области А —  $U^{(n)}$ ,  $Q_v^{(n)}$ ; в области В —  $U^{(n)}$ ,  $\rho_v^{(n)}$ ,  $Q_v^{(n)}$  и  $Q^{(n)}$  на границе  $\Gamma_5$ .
6. Вычисление полной внутренней энергии, температуры  $T^{(n+1)}$  в момент времени  $t^{(n+1)}$  по уравнениям вида (18), в первом приближении (предиктор).
7. Вычисление в КО при  $T = T^{(n+1)}$  по уравнению равновесия  $\rho_{pis}$ ,  $\rho_{pi}$  (в области А) и по уравнению незамерзшей воды  $\rho_p$ ,  $\rho_s$  (в области В) (предиктор).  
Вычисление интенсивности фазовых переходов  $J_{ji} = \frac{m_i^{(n+1)} - m_i^{(n)}}{V \cdot \Delta t}$ , где  $m_i = \rho_i^{(0)} \alpha_i$ .
8. Повторение этапов расчета 5-7  $N$  раз (корректоры) с вычислением правых частей (этап 5) в момент времени  $t^{(n+\varepsilon)} = t^{(n)} + \varepsilon \cdot \Delta t$ .
9. Повторение этапов расчета по этапам 5-8 для всех КО областей А и В до выполнения условия остывания нефти до температуры окружающего грунта в пределах принятой погрешности определения температуры.

Физико-математическая модель расчета параметров для областей А и В реализована на алгоритмическом языке TURBO-PASCAL.

## Обсуждение результатов расчета

На рис. 4 приведен результат численного расчета остывания высоковязкой нефти (с содержанием парафинов 18% и  $T_{заст} = -4,8 \text{ }^\circ\text{C}$ ) в условиях модельного трубопровода ( $d = 40 \text{ мм}$ ) с течением времени в сравнении с экспериментальными данными, приведенными в [7]. Условия и описание экспериментального стенда, системы измерений и методики обработки результатов приведены в [7]. Свойства нефти (область А): плотность —  $864 \text{ кг/м}^3$ ; удельная теплоемкость нефти —  $2\,100 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$ ; удельная теплоемкость парафина —  $2\,190 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$ ; коэффициент теплопроводности нефти —  $0,20 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$ ; коэффициент теплопроводности парафина —  $0,26 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$ ; удельная теплота парафинизации —  $160\,000 \text{ Дж/кг}$ . Свойства грунта (область В): плотность —  $1\,700 \text{ кг/м}^3$ ; весовая влажность —  $0,25$ ; пористость —  $0,475$ ; коэффициент теплопроводности талого грунта —  $1,69 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$ ; коэффициент теплопроводности мерзлого грунта —  $2,55 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$ ; удельная теплоемкость талого грунта —  $1\,508 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$ ; удельная теплоемкость мерзлого грунта —  $1\,048 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$ . Коэффициент теплоотдачи на верхней границе —  $6 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$ .

Из рис. 4 следует удовлетворительное согласие между рассчитанными и экспериментальными кривыми. Видно также, что температура нефти достигла  $0 \text{ }^\circ\text{C}$  через  $0,28 \text{ часа}$ , а полностью нефть остыла до температуры стенки, отличающейся от температуры окружающего грунта на  $0,1 \text{ К}$ , примерно через  $2,3 \text{ часа}$ .

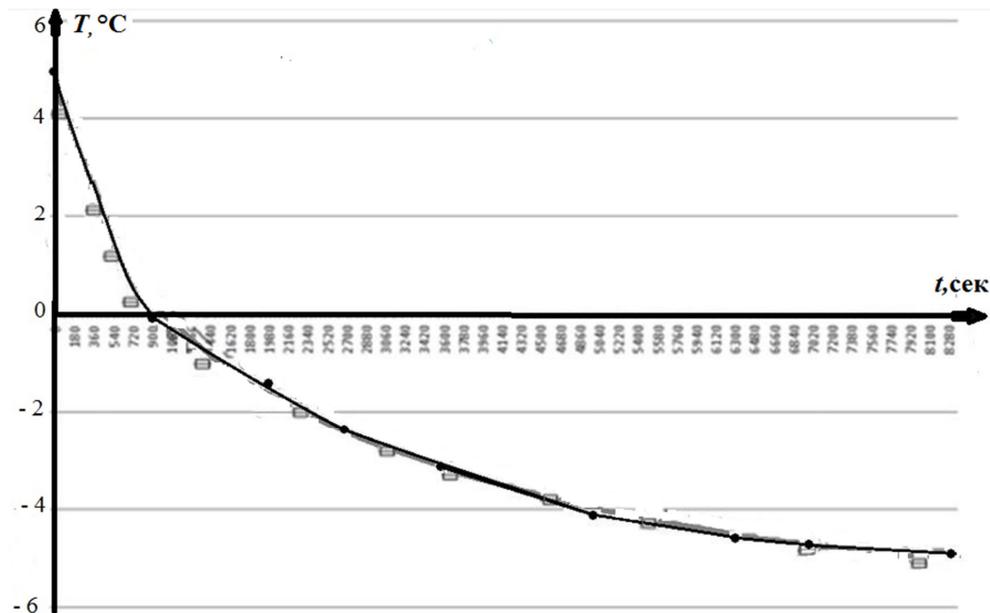


Рис. 4. Остывание нефти в трубопроводе с течением времени:  
 — расчет,  
 □ — экспериментальные данные [7]

Fig. 4. Oil cooling in the pipeline over time:  
 — calculation,  
 □ — experimental data [7]

Следует отметить, что проведенный нами расчет времени остывания нефти для полевых условий (в остановленном нефтепроводе с диаметром 700 мм) дает значение времени полного охлаждения примерно 48 часов, что хорошо согласуется с практическими временами [11].

Расчетные данные о температурных полях в грунте, полученные в данной работе путем решения сопряженной задачи в областях А и В с условием сопряжения (1), практически совпадают с расчетными данными по программе НМГ [7], в которой значения температуры на стенке принимались по данным эксперимента.

### Заключение

Основные результаты работы заключаются в следующем:

1. Поставлена и решена сопряженная задача об остывании нефти при останове нефтепровода с учетом промораживания грунта при наличии покрова (мха и снега) на дневной поверхности.
2. Разработан вычислительный алгоритм и компьютерная программа расчета параметров для трубопровода (область А) и грунта с покровами (область В) на основе балансовых уравнений сохранения массы и внутренней энергии фаз для контрольного объема, дополненных законами градиентного массопереноса в область В, соотношениями для фазовых переходов и теплофизическими свойствами грунтов и нефтяной смеси.
3. Сформулированы условия фазового равновесия парафинов в нефтяной смеси. Предложены линейные аппроксимационные соотношения, описывающие равновесные соотношения жидкой и твердой фаз парафина, что важно для малых долей парафинов в нефти и при отсутствии экспериментальных данных о температурах кристаллизации различных парафинов.
4. Результаты численного моделирования удовлетворительно согласуются с экспериментальными данными о застывании высоковязкой нефти, а также по полям температуры окружающего грунта в условиях работы низкотемпературного лабораторного стенда.
5. Разработанный алгоритм и метод решения сопряженной задачи может быть использован при исследовании полей температуры в замерзшем грунте и для оценки времени застывания высоковязкой нефти в нефтепроводе при останове перекачки нефти, что дает возможность запланировать мероприятия по ремонту и запуску в эксплуатацию остановленного нефтепровода в зимних условиях.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Антипьев В. Н. Эксплуатация магистральных газопроводов: учеб. пос. / В. Н. Антипьев, Г. В. Бахмат, Ю. Д. Земенков, Ю. И. Важенин и др.; под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. Тюмень: Вектор Бук, 2002. 528 с.

2. Бородавкин П. П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство) / П. П. Бородавкин. М.: Недра, 1982. 384 с.
3. Вакулин А. А. Диагностика теплофизических параметров в нефтегазовых технологиях / А. А. Вакулин, А. Б. Шабаров. Новосибирск: Наука, Сиб. изд. фирма РАН, 1998. 249 с.
4. Даниэлян Ю. С. Вариационный принцип в задаче определения температурного поля вокруг группы подземных трубопроводов / Ю. С. Даниэлян, П. А. Яницкий // Энергетика и транспорт. 1990. № 1. С. 151-157.
5. Даниэлян Ю. С. Определение коэффициента теплопроводности больших массивов грунтов / Ю. С. Даниэлян, В. С. Зайцев // Нефтяное хозяйство. 2009. № 5. С. 98-100.
6. Дубина М. М. Теплообмен и механика взаимодействия трубопроводов и скважин с грунтами / М. М. Дубина, Б. А. Красовицкий. Новосибирск: Наука, 1983. 132 с.
7. Кутрунов В. Н. Экспериментальное исследование и физико-математическое моделирование процесса остывания нефти в подземном трубопроводе / В. Н. Кутрунов, П. Ю. Михайлов, Л. А. Пульдас и др. // Вестник Тюменского государственного университета. 2012. № 4. С. 61-67.
8. Мороз А. А. Нефтепроводы Западной Сибири / А. А. Мороз, Н. А. Малюшин, О. А. Степанов. СПб.: Недра, 1999. 188 с.
9. Нигматулин Р. И. Динамика многофазных сред / Р. И. Нигматулин. М.: Наука, 1987. 464 с.
10. Пульдас Л. А. Нестационарные тепловые режимы в гражданских зданиях: автореф. дис. канд. техн. наук / Л. А. Пульдас. Тюмень, 2008. 20 с.
11. Сунагатуллин Р. З. Исследование причин образования асфальтосмолопарафиновых отложений товарной нефти в условиях эксплуатации магистральных нефтепроводов / Р. З. Сунагатуллин и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Том 10. № 6. С. 610-619.
12. Шабаров А. Б. Калометрический метод определения содержания незамерзшей воды в мерзлых грунтах / А. Б. Шабаров, Б. В. Григорьев, А. А. Вакулин // Материалы международной научно-практической конференции по инженерному мерзлотоведению, посвященной 20-летию ООО НПО «Фундаментстройаркос». Тюмень: Сити-Пресс, 2011. С. 436-437.
13. Шабаров А. Б. Физико-математическое моделирование полей температуры и льдистости в мерзлых грунтах вокруг заглубленного трубопровода / А. Б. Шабаров, П. Ю. Михайлов, Л. А. Пульдас, А. А. Вакулин // Вестник Тюменского государственного университета. 2010. № 6. С. 14-19.
14. Deru M. A Model for Ground-Coupled Heat and Moisture Transfer from Buildings: Technical Report NREL/TP-550-33954 / M. Deru. National Renewable Energy Laboratory, 2003.
15. Gopalakrishnan K. A mathematical model for predicting isothermal soil moisture profiles using finite difference method / K. Gopalakrishnan, A. Manik // Journal of Civil and Environmental Engineering. 2007. Vol. 1. Pp. 14-20. DOI: 10.5281/zenodo.1332730
16. Hartikainen J. Numerical solution of soil freezing problem by a new finite element scheme / J. Hartikainen, M. J. Mikkola // IUTAM Symposium on Theoretical and Numerical Methods in Continuum Mechanics of Porous Materials. Solid Mechanics and Its Applications. 2002. Vol. 87. Session A4. Pp. 61-66. DOI: 10.1007/0-306-46953-7\_8

17. Jansen H. The Influence of Soil Moisture Transfer on Building Heat Loss Via The Ground: Thesis / H. Jansen. Catholic University Leuven, 2002.
18. Li G. Development of freezing-thawing processes of foundation soils surrounding the China-Russia Crude Oil Pipeline in the permafrost areas under a warming climate / G. Li et. al. // Cold Regions Science and Technology. 2010. Vol. 64. Iss. 3. Pp. 226-234. DOI: 10.1016/j.coldregions.2009.08.006
19. Li G. Forecasting the oil temperatures along the proposed China-Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model / G. Li et. al. // Cold Regions Science and Technology. 2010. Vol. 64. Iss. 3. Pp. 235-242. DOI: 10.1016/j.coldregions.2009.08.003

**Alexander A. VAKULIN<sup>1</sup>**  
**Alexander B. SCHABAROV<sup>2</sup>**  
**Alexander A. VAKULIN<sup>3</sup>**

UDC 551.34

## **COOLING DOWN OF OIL WHEN THE PIPELINE STOPS IN FROZEN SOIL**

- <sup>1</sup> Dr. Sci. (Tech.), Professor, Honorary Worker  
of Science and High Technologies of the Russian Federation,  
Professor of the Department of Applied and Technical Physics,  
Institute of Physics and Technology,  
University of Tyumen  
a.a.vakulin@utmn.ru
- <sup>2</sup> Dr. Sci. (Tech.), Professor, Honored Scientist of the Russian Federation,  
Professor of the Department of Applied and Technical Physics,  
Institute of Physics and Technology  
University of Tyumen  
a.b.shabarov@utmn.ru
- <sup>3</sup> Engineer, Institute of Physics and Technology,  
University of Tyumen  
glock100@gmail.com

### **Abstract**

The article presents the formulation and solution of the associated problem of oil cooling when the underground laying oil pipeline stops and the temperature changes in frozen soil in the presence of moss and snow cover on the surface. A physical and mathematical model and an associated computational algorithm for calculating the parameters of oil in a pipeline and soil with covers have been developed. Peculiarities of solidification of oil containing  $N$ -fractions of paraffins during heat removal into frozen soil have been studied. In this work, an important solved problem is the approximation of a characteristic diagram of phase

---

**Citation:** Vakulin A. A., Schabarov A. B., Vakulin A. A. 2021. "Cooling down of oil when the pipeline stops in frozen soil". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 4 (28), pp. 27-45.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-27-45

---

equilibrium states during cooling of paraffinic oil in the temperature range from the onset of crystallization of paraffins to the pour point. A feature of the problem being solved is that the temperature field of oil in the pipeline (region A) and the temperature field of the moist soil surrounding the pipeline (region B) have a common border — the pipeline wall, which is assumed to be thin. Through the pipeline wall, the temperature of which is not known in advance, the mutual influence of temperature fields (conjugation) is taken into account. The results of an experimental study of changes in the temperature in the pipeline with time in laboratory conditions are presented. The calculation results are in satisfactory agreement with experimental data on the solidification of high-viscosity paraffinic oil in a model oil pipeline when the oil is cooled from +4.5 to –5.5 °C. On the basis of the physical and mathematical model developed in this article and the coupled algorithm for calculating the parameters of soil and oil, it has been established that in the presence of moss and snow cover, characteristic of the winter conditions of the Middle Ob region of Western Siberia, in an oil pipeline with a nominal diameter of 700 mm, oil freezes in a time of 40–60 hours depending on soil parameters and oil fractional composition.

**Keywords**

Oil, frozen rocks, permafrost, temperature fields, heat and mass transfer, phase transitions, paraffinic oil, physical and mathematical model of oil solidification.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-27-45**

**REFERENCES**

1. Antip'yev V. N., Bakhmat G. V., Zemenkov Yu. D., Vazhenin Yu. I. et al. 2002. Operation of main gas pipelines. Tyumen: Publishing House "Vector Buk". 528 p. [In Russian]
2. Borodavkin P. P. 1982. Underground trunk pipelines (design and construction). Moscow: Nedra. 384 p. [In Russian]
3. Vakulin A. A., Shabarov A. B. 1998. Diagnostics of thermophysical parameters in oil and gas technologies. Novosibirsk: Nauka. Siberian Publishing Company RAS. 249 p. [In Russian]
4. Danielyan Yu. S., Yanitskiy P. A. 1990. "The variational principle in the problem of determining the temperature field around a group of underground pipelines". Energy and Transport, no. 1, pp. 151-157. [In Russian]
5. Danielyan Yu. S., Zaitsev V. S. 2009. "Determination of the thermal conductivity coefficient of large soil massifs". Oil industry, no. 5, pp. 98-100. [In Russian]
6. Dubina M. M., Krasovitskiy B. A. 1983. Heat exchange and mechanics of interaction of pipelines and wells with soil. Novosibirsk: Nauka. 132 p. [In Russian]
7. Kutrunov V. N., Mikhailov P. Yu., Poldas L. A. et al. 2012. "Experimental research and physical and mathematical modeling of the oil cooling process in an underground pipeline". Tyumen State University Herald, no. 4, pp. 61-67. [In Russian]
8. Moroz A. A., Malyushin N. A., Stepanov O. A. 1999. Oil pipelines of Western Siberia. Saint-Petersburg: Nedra. 188 p. [In Russian]

9. Nigmatulin R.I. 1987. Dynamics of multiphase media. Moscow: Nauka. 464 p. [In Russian]
10. Puldás L. A. 2008. "Non-stationary thermal conditions in civil buildings". Cand. Sci. (Tech.) diss. abstract. Tyumen. 20 p. [In Russian]
11. Sunagatullin R. Z. et al. 2020. "Investigation of the causes of the formation of asphalt-resin-paraffin deposits of commercial oil under the operating conditions of main oil pipelines". Science and technology of pipeline transportation of oil and oil products, vol. 10, no. 6, pp. 610-619. [In Russian]
12. Shabarov A. B., Grigoriev B. V., Vakulin A. A. 2011. "Calometric method for determining the content of unfrozen water in frozen soils". Materials of the international scientific and practical conference on engineering permafrost, dedicated to the 20<sup>th</sup> anniversary of NPO Fundamentstroyarkos LLC. Tyumen: City-Press. Pp. 436-437. [In Russian]
13. Shabarov A. B., Mikhailov P. Yu., Puldás L. A., Vakulin A. A. 2010. "Physical and mathematical modeling of temperature and ice content fields in frozen soils around a buried pipeline". Tyumen State University Herald, no. 6, pp. 14-19. [In Russian]
14. Deru M. 2003. "A model for ground-coupled heat and moisture transfer from buildings: Technical report NREL/TP-550-33954". National Renewable Energy Laboratory.
15. Gopalakrishnan K., Manik A. 2007. "A mathematical model for predicting isothermal soil moisture profiles using finite difference method". Journal of Civil and Environmental Engineering, vol. 1, pp. 14-20. DOI: 10.5281/zenodo.1332730
16. Hartikainen J., Mikkola M. J. 2002. "Numerical solution of soil freezing problem by a new finite element scheme". IUTAM Symposium on Theoretical and Numerical Methods in Continuum Mechanics of Porous Materials. Solid Mechanics and Its Applications, vol. 87, session A4, pp. 61-66.
17. Jansen H. 2002. "The influence of soil moisture transfer on building heat loss via the ground: Thesis". Catholic University Leuven.
18. Li G. et. al. 2010. "Development of freezing-thawing processes of foundation soils surrounding the China-Russia Crude Oil Pipeline in the permafrost areas under a warming climate". Cold Regions Science and Technology, 2009. Vol 64, iss. 3, pp. 226-234.
19. Li G. et. al. 2010. "Forecasting the oil temperatures along the proposed China-Russia Crude Oil Pipeline using quasi 3-D transient heat conduction model". Cold Regions Science and Technology, 2009. Vol. 64, iss. 3, pp. 235-242.