

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА

РАСЧЕТА НЕСТАЦИОНАРНЫХ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ
НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННЫХ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ
СПОСОБАХ ПРОКЛАДКИ ИХ В РАЙОНАХ
РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ
ГРУНТОВ
РД 39-30-1061-84

1984

Министерство нефтяной промышленности
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО СБОРУ,
ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТУ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
(ВНИИСПНефть)

УТВЕРЖДЕН

Первым заместителем министра
нефтяной промышленности
В.И.Кремнявым
11 марта 1984 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

РАСЧЕТА НЕСТАЦИОНАРНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ
НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБАХ ПРОКЛАДКИ ИХ
В РАЙОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

РД 39-30-1061-84

Методика предназначена для расчета трубопроводов, перекачивающих жидкости, подчиняющиеся реологической модели нелинейно-вязкопластичной, псевдопластичной, линейно-вязкопластичной и ньютоновской жидкостей. Методика охватывает области ламинарного и турбулентного режимов движения жидкости в трубопроводе.

Базой для составления методики явились теоретические и экспериментальные исследования отдела трубопроводного транспорта ВНИИСПНефть и литературные рекомендации.

Методика разработана к.т.н. Тонкошуровым Б.А.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика расчета нестационарных технологических режимов работы неизотермических теплоизолированных магистральных трубопроводов при различных способах прокладки их в районах распространения многолетнемерзлых грунтов

РД 39-30-1061-84

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 13.06.84 г. № 360

срок введения с 01.08.84 г.

Срок действия до 01.08.89 г.

Настоящая методика предназначена для теплогидравлических расчетов нестационарных технологических режимов работы действующих и проектируемых трубопроводов.

Методика позволяет:

1. Определить критическую температуру перехода турбулентного режима движения жидкости в ламинарный.
2. Произвести тепловой и гидравлический расчеты пускового участка трубопровода.
3. Определить безопасное время остановки трубопровода.
4. Определить окол протавления грунтов вокруг трубопровода.

I. ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

I.I. Индексы:

без - величина, характеризующая безопасность остановки перекачки;

в - величина относится к воздуху;

- ВК - величина относится к конвективному теплообмену;
 в.о. - величина относится к теплообмену на границе грунт-воздух;
вр - величина относится к радиационному теплообмену;
гр - величина относится к грунту;
 доп. - допустимая величина;
 ост.о. - величина относится к окружающей среде;
 Ж - величина относится к жидкости;
 зап. - величина, характеризующая заполнение трубопровода;
 заст. - величина, характеризующая процесс застывания;
 из - величина относится к изоляции;
 К - конечное значение величины;
кп - величина относится к концу кристаллизации парафина;
кр - критическое значение величины, соответствующее условиям смены режима движения;
 лам. - величина относится к ламинарному течению;
 М - величина относится к мерзлоте; грунт;
 Н - начальное значение величины;
нп - величина относится к началу парафинизации;
 ост. - величина относится к периоду остановки перекачки;
 П - величина относится к поверхности;
сн - величина относится к снегу;
 Т - величина относится к талому грунту;
тр - величина относится к трубопроводу;
тур - величина относится к турбулентному режиму;
 ч.т. - величина, характеризующая черноту поверхности;
эф - величина, относящаяся к эффективному показателю;
t - величина относится к нестационарным условиям;
 ∞ - величина относится к стационарным условиям;
 X - величина берется при температуре T_x , при которой из нефти выделилось ϵ парафина (в частях единицы);

- W - параметр взят при средней температуре стенки;
 f - параметр взят при средней температуре потока;
 μ - величина, характеризующая проявление неьютоновских свойств жидкости;
 20 - величина берется при температуре 20°C ;
 15 - величина берется при температуре 15°C ;

1.2. Обозначения

а) техническая характеристика трубопровода:

- D_1 - внутренний диаметр трубы, м;
 R_1 - внутренний радиус трубы, м;
 D_2 - наружный диаметр трубы, м;
 R_2 - наружный радиус трубы, м;
 $D_{нз}$ - внешний диаметр трубопровода с учетом слоя теплоизоляции, м;
 $R_{нз}$ - внешний радиус трубопровода с учетом слоя теплоизоляции, м;
 L - полная длина участка, м;
 l - текущая длина участка, м;
 h_0 - глубина заложения оси трубопровода, м;
 $h_{ф}$ - фиктивная глубина заложения, м;
 $h_{н}$ - глубина нейтрального слоя, ниже которой не сказывается сезонное изменение температуры воздуха, м;
 $E_{чт}$ - приведенная степень черноты трубы;

б) тепловая и гидравлическая характеристика перекачиваемой жидкости:

- Q - объемный расход, $\text{м}^3/\text{с}$;
 W - скорость течения, $\text{м}/\text{с}$;
 ρ - плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$;
 β - коэффициент объемного расширения, $1/^{\circ}\text{C}$;
 η - динамическая вязкость, $\text{нс}/\text{м}^2$;

- ν - кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{с}$;
 $\dot{\gamma}$ - градиент скорости, $1/\text{с}$;
 K - мера консистенции, $\text{Н} \cdot \text{с}^n/\text{м}^2$;
 T - температура, $^{\circ}\text{C}$;
 τ_0 - предельное напряжение сдвига, $\text{Н}/\text{м}^2$;
 n - показатель поведения жидкости, $0 < n \leq 1$;
 Π - общее содержание парафина в нефти (в частях единицы);
 \mathcal{E} - количество парафина (в частях единицы), выпавшее из нефти в интервале температур $T_{f,н} \div T_{f,к}$;
 χ - скрытая теплота кристаллизации парафина;
 $\chi = (2,26 : 2,3) 10^5$, $\text{Дж}/\text{кг}$;
 α' - коэффициент температуропроводности, $\text{м}^2/\text{с}$;
 c - весовая теплоемкость, $\text{Дж}/\text{кг}^{\circ}\text{C}$;
 λ - коэффициент теплопроводности, $\text{Вт}/\text{м}^{\circ}\text{C}$;
 θ - безразмерная температура;
 t - время;
 $t_{\text{без}}$ - продолжительность безопасной остановки трубопровода;
 α_1 - внутренний коэффициент теплоотдачи от жидкости к стенке, $\text{Вт}/\text{м}^2 \text{град}$;
 H - потери напора на трение, м ;
 $Z_H = T_H - T_0$; $Z_K = T_K - T_0$; $Z_* = T_* - T_0$; $\Delta T = T_f - T_w$.
 в) характеристика окружающей среды:
 T_0 - температура окружающей среды в ненарушенном тепловом состоянии в плоскости (горизонтальной) расположения оси трубопровода, град ;
 V - скорость ветра, $\text{м}/\text{с}$;
 δ - толщина слоя, м ;
 α_2 - внешний коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубы в окружающую среду, $\text{Вт}/\text{м}^2 \text{град}$;

- K_t - коэффициент, учитывающий особенности теплового взаимодействия трубопровода с окружающей средой при пуске, Вт/м² град;
- K_∞ - полный коэффициент теплопередачи при стационарном режиме, Вт/м² град;
- Q_ϕ - теплота фазовых переходов воды в грунте, Вт/с/м³;
- r - радиус протаивания (промерзания): r_v - верх, r_n - низа, м;
- $\alpha_{a,0}$ - обобщенный (с учетом радиационного баланса) коэффициент теплоотдачи от грунта в атмосферу, Вт/м² град;
- q_ϕ - удельная теплота плавления льда;
- ω - естественная влажность грунта;
- $\omega_{нз}$ - количество незамерзшей воды в грунте.

1.3. Константы

- a - константа в формуле для коэффициента гидравлического сопротивления;
- b - показатель степени в формуле для коэффициента гидравлического сопротивления;
- B - константа в формуле для предельного напряжения сдвига, л/град;
- C_m - коэффициент в формуле для определения предельного напряжения сдвига, н/м²;
- u - показатель крутизны вискограммы (консистентограммы), л/град;
- g - ускорение силы тяжести $g = 9,81 \text{ м/с}^2$;
- Δr - поправка на неизотермичность по радиусу трубы;
- Δe - поправка на неизотермичность по длине трубы;
- β_* - коэффициент в формуле для определения потерь напора при движении неньютоновской нефти, с²/м;
- C_S - постоянная Планка, $C_S = 5,7 \text{ Вт/м}^2 \text{ } ^\circ\text{К}^4$.

ρ_i - приведенные числа Чебышева

$$\rho_1 = 0,0838; \quad \rho_2 = 0,3127;$$

$$\rho_3 = 0,5;$$

$$\rho_4 = 0,6873; \quad \rho_5 = 0,9163$$

1.4. Параметры

Ньютоновская жидкость

$$Re = \frac{W \cdot D_1}{\nu} \quad - \text{Число Рейнольдса};$$

$$Pr = \frac{\nu}{a'} \quad - \text{параметр Прандтля};$$

$$Gr = \frac{g \cdot \beta \cdot D_1^3 \cdot \Delta T}{\nu^2} \quad - \text{параметр Грасгофа};$$

Псевдопластичная жидкость

$$Re = \frac{D_1^n \cdot W^{2-n} \cdot \rho}{\frac{\kappa}{8} \left(\frac{6n+2}{n} \right)^n} \quad - \text{число Рейнольдса};$$

$$Re_* = \frac{D_1^n \cdot W^{2-n} \cdot \rho}{\frac{\kappa}{8} \left(\frac{6n+2}{n} \right)^n} \cdot \frac{3}{2} \cdot \frac{(3n+1)^2}{(2n+1)(5n+3)} \quad - \text{обобщенный параметр Рейнольдса};$$

$$Pr_* = \frac{\kappa}{8 \rho a' (W)^{1-n} \left(\frac{6n+2}{n} \right)^n} \cdot \frac{2}{3} \cdot \frac{(2n+1)(3n+3)}{(3n+1)^2} \quad - \text{обобщенный параметр Прандтля};$$

$$Gr_* = \frac{g \cdot \beta \cdot \Delta T \cdot D_1^3 \cdot \rho^2}{\left[\frac{\kappa}{8} \left(\frac{D_1}{W} \right)^{1-n} \left(\frac{6n+2}{n} \right)^n \right]^2} \cdot \left[\frac{3}{2} \frac{(3n+1)^2}{(2n+1)(5n+3)} \right]^2 \quad - \text{обобщенный параметр Грасгофа};$$

Бингамовская жидкость

$$H = \frac{\tau_0 \cdot D_1}{\eta \cdot W} \quad - \text{параметр Ильшина};$$

$$Re = \frac{W \cdot D_1 \cdot \rho}{\eta} \quad - \text{число Рейнольдса};$$

$$Re = \frac{W \cdot D_1 \cdot \rho}{\eta} \left[\frac{8}{1 + 2(1 + \sqrt{9 + 11})} \right] \quad - \text{ обобщенное число Рейнольдса;}$$

$$Pr = \frac{\eta}{\alpha' \cdot \rho} \quad - \text{ число Прандтля;}$$

$$Gr = \frac{g \cdot \beta \cdot \Delta T \cdot D_1^3 \cdot \rho^2}{\eta^2} \quad - \text{ параметр Грасгофа;}$$

$$He = \frac{\tau_0 \cdot D_1^2 \cdot \rho}{\eta^2} \quad - \text{ параметр Хедстрема;}$$

Нелинейно-вязкопластичная жидкость

$$I = \frac{\tau_0 \cdot D_1^n}{\frac{\kappa}{8} \left(\frac{6n+2}{n} \right)^n \cdot W^n} \quad - \text{ параметр Ильшина;}$$

$$He = \frac{\tau_0^{\frac{2-n}{n}} \cdot D_1^2 \cdot \rho \cdot 3}{\left[\frac{\kappa}{8} \left(\frac{6n+2}{n} \right)^{\frac{2-n}{n}} \right]^2} \cdot \frac{(3n+1)^2}{(2n+1)(5n+3)} \quad - \text{ критерий Хедстрема;}$$

$$Re_* = \frac{D_1^n \cdot W^{2-n} \cdot \rho}{\frac{\kappa}{8} \left(\frac{6n+2}{n} \right)^n} \left\{ \frac{8}{1 + \frac{8}{3n+1} \left[n + \sqrt{(2n+1)^2 + \frac{11n(3n+1)}{4}} \right]} \right\} \times$$

- обобщенный параметр Рейнольдса;

$$\times \frac{3}{2} \frac{(3n+1)^2}{(2n+1)(5n+3)};$$

$$Pr_* = \frac{\kappa}{54 \rho \alpha'} \left(\frac{D_1}{W} \right)^{1-n} \left(\frac{6n+2}{n} \right)^n \cdot \left\{ 1 + \frac{8}{3n+1} \left[n + \sqrt{(2n+1)^2 + \frac{11n(3n+1)}{4}} \right] \right\} \times$$

- обобщенный параметр Прандтля;

$$\times \frac{2}{3} \frac{(2n+1)(5n+3)}{(3n+1)^2}$$

$$Gr_* = \frac{g \cdot \beta \cdot \Delta T \cdot D_1^3 \cdot \rho}{\left[\frac{\kappa}{8} \left(\frac{6n+2}{n} \right)^n \cdot \left(\frac{D_1}{W} \right)^{1-n} \right]^2} \left\{ \frac{8}{1 + \frac{8}{3n+1} \left[n + \sqrt{(2n+1)^2 + \frac{11n(3n+1)}{4}} \right]} \right\}^2 \times$$

- обобщенный параметр Грасгофа

$$\times \left[\frac{3}{2} \frac{(3n+1)^2}{(2n+1)(5n+3)} \right]^2$$

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

Исходные данные должны включать в себя:

1) Техническую характеристику трубопровода:

- а) производительность перекачки - Q ;
- б) внутренний и наружный диаметры трубопровода - D_1, D_2 ;
- в) длину трубопровода - L ;
- г) глубину заложения трубопровода, считая по оси - h_0 ;
- д) материал и толщину изоляции - $\lambda_{из}$ и $\delta_{из}$;
- е) начальную температуру жидкости - T_H ;
- ж) конечную температуру жидкости - T_K ;

Величины по пунктам в и ж могут совместно не задаваться.

2) Характеристику перекачиваемой жидкости - зависимости плотности ρ , коэффициента теплопроводности λ , удельной теплоемкости C от температуры T ; зависимости меры консистенции K , показателя поведения жидкости n , вязкости η и предельного (динамического) напряжения сдвига τ_0 от температуры, температуру проявления неньютоновских свойств жидкости T_* , значение коэффициента объемного расширения.

3) Характеристику внешней среды:

- а) сведения о распределении грунтов по трассе трубопровода;
- б) данные о температуре, влажности, теплоемкости, теплоте фазовых переходов, объемном весе и коэффициенте теплопроводности грунтов на глубине заложения по месяцам года;
- в) данные по срокам выпадения и толщина снегового покрова в районах прохождения трассы трубопровода.

Определение характеристики жидкости необходимо провести в лаборатории непосредственно на нефти (нефтепродукте), предназначенной для перекачки.

Значения τ_0, K, n, η, T_* определяются из реологических исследований.

Определение плотности производится в соответствии с действующим ГОСТом при температуре 20°C. Пересчет плотности на плотность при других температурах производится по формуле

$$\rho_T = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta (T - 20)}, \quad (1)$$

где β - коэффициент объемного расширения, величина которого выбирается в соответствии с табл. I (см. приложение).

Определение реологических свойств жидкости позволяет установить, к каким моделям следует отнести данную среду при различных температурах (ньютоновской, псевдопластичной, нелинейно-вязкопластичной или бингамовской модели жидкости). Зависимость напряжения от скорости сдвига приведена на рис. I. Обобщающей моделью всех этих кривых является модель Балкли-Гершеля

$$\tau = \tau_0 + K \cdot \dot{\gamma}^n, \quad (2)$$

описывающая нелинейно-вязкопластичную жидкость.

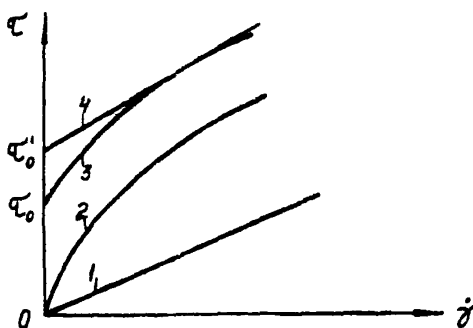


Рис. I Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для различных жидкостей:

1 - ньютоновская; 2 - псевдопластичная; 3 - нелинейно-вязкопластичная; 4 - бингамовская.

При $n = 1$ уравнение (2) принимает вид:

$$\tau = \tau_0' + \eta \cdot \dot{\gamma} . \quad (3)$$

Это модель Шведова-Бингама, описывающая бингамовскую жидкость. При $\tau_0 = 0$ уравнение (2) описывает псевдопластичную жидкость

$$\tau = \kappa \cdot \dot{\gamma}^n . \quad (4)$$

При $n = 1$ и $\tau_0 = 0$ уравнение (2) переходит в уравнение Ньютона для описания ньютоновских жидкостей

$$\tau = \eta \cdot \dot{\gamma} . \quad (5)$$

Определение меры консистентности κ и показателя поведения жидкости n производится с помощью кривых $\tau - \dot{\gamma}$ для различных температур. При этом составляется система уравнений для одной кривой:

$$\begin{aligned} \tau_1 &= \tau_0 + \kappa (\dot{\gamma}_1)^n ; \\ \tau_2 &= \tau_0 + \kappa (\dot{\gamma}_2)^n \end{aligned} ; \quad (6)$$

и решается относительно κ и n .

Значения градиентов скорости $\dot{\gamma}_1$ и $\dot{\gamma}_2$ выбирается в диапазоне режима работы трубопровода ($\dot{\gamma} = 8W/D_1$).

Зависимость предельного напряжения сдвига от температуры имеет вид:

$$\tau_0 = \tau_{0*} (e^{-\beta T} - e^{-\beta T_*}) , \quad (7)$$

где τ_{0*} , β - опытные коэффициенты для данной жидкости.

Параметр консистентности κ с повышением температуры уменьшается ($\kappa = A_{\kappa} e^{-S_{\kappa} T}$), приближаясь по численному значению к вязкости ньютоновской жидкости (при $T > T_*$).

Параметр n с повышением температуры до значения T_* - температуры проявления неьютоновских свойств жидкости возрастает ($n = A_n + S_n \cdot T$), приближаясь к единице.

Остальные реологические характеристики также определяются

в лабораторных условиях. Если такое определение по каким-либо причинам окажется невозможным, то часть характеристик можно рассчитать.

Весовая теплоемкость рассчитывается по формуле Крэгга /1/:

$$C = \frac{1,324 \cdot 10^5}{\sqrt{Q_{15}}} (0,403 + 0,00081 \cdot T). \quad (8)$$

Коэффициент теплопроводности также рассчитывается по формуле Крэгга /1/:

$$\lambda = \frac{117,5 \cdot 10^2}{Q_{15}} (1 - 0,00054 \cdot T). \quad (9)$$

Особенностью нелинейно-вязкопластичных нефтей и нефтепродуктов является высокое содержание парафина. Поэтому для них дополнительно необходимо иметь лабораторные данные о температуре начала и конца кристаллизации парафина $T_{НП}$ и $T_{КП}$, а также о количестве парафина в частях единицы ϵ , выпадающем при температуре $T_x < T_{НП}$.

Тепл выделения $\epsilon / (T_{НП} - T_x)$ можно приближенно оценить по следующему выражению:

$$\frac{\epsilon}{T_{НП} - T_x} = \frac{\pi}{T_{НП} - T_{КП}}. \quad (10)$$

При ориентировочных расчетах интервал $(T_{НП} - T_{КП})$ можно принимать равным $40-50^\circ\text{C}$, а температуру $T_{НП}$ выбирать в пределах $40-50^\circ\text{C}$ /3/. Содержание парафина в некоторых нефтях, по данным Ашумова, Павловой и др. /4/, /5/, /6/, представлено в табл. 2 (см. приложение).

Теплофизические свойства (коэффициенты теплопроводности и температуропроводности и теплоемкость) грунтов в мерзлом и талом состоянии являются важными параметрами при тепловом расчете

трубопровода. Необходимо определить теплофизические свойства грунтов непосредственно в полевых условиях на трассах трубопроводов. При этом методом статистической обработки более обоснованно выбрать значения их коэффициентов теплопроводности и температуропроводности, определить длину расчетных участков трубопровода, на которых теплофизические свойства грунтов можно принять постоянными.

В качестве основного метода полевых определений теплофизических свойств вечномерзлых грунтов рекомендуется метод регулярного режима [7].

При определении теплофизических свойств грунтов, не относящихся к категориям вечномерзлых, наиболее простым является зондовый.

При отсутствии возможности определения теплофизических свойств грунтов в полевых условиях необходимые параметры могут быть приняты по действующим СНиПам (СНиП II-18-76, СНиП II-A. 6-72 и др.) и справочникам по климату СССР.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА ЖИДКОСТИ

Переход от турбулентного режима течения жидкости в трубопроводе в ламинарный наступает при определенном числе Рейнольдса и критической температуре.

Для определения критической температуры рассчитывается обобщенное число Рейнольдса в рабочем диапазоне температур по формуле

$$Re_n = \frac{D_i^n \cdot W^{2-n} \cdot \rho}{\kappa \left(\frac{6n+2}{n}\right)^n} \cdot \frac{3}{2} \frac{(3n+1)^2}{(2n+1)(5n+3)} \cdot x \cdot \left\{ 1 + \frac{8}{3n+1} \left[n + \frac{8}{4} \sqrt{(2n+1)^2 + \frac{4n(3n+1)}{4}} \right] \right\} \quad (11)$$

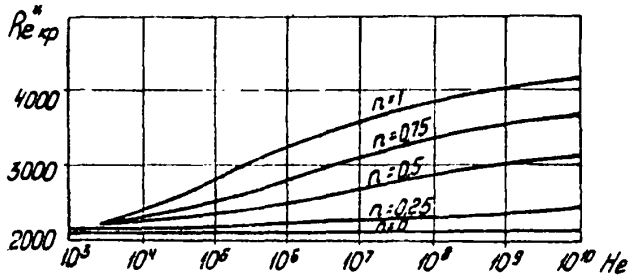


Рис.2 График зависимости значения критического обобщенного числа Рейнольдса от параметра Хедстрема и показателя поведения жидкости

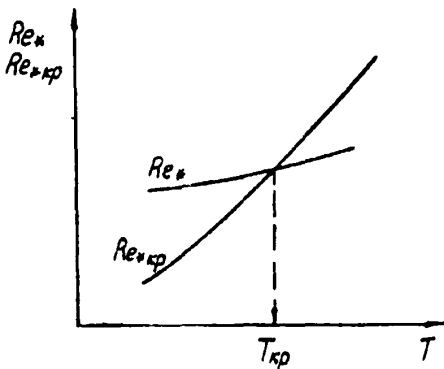


Рис.3 Определение критической температуры потока жидкости

и строится график зависимости обобщенного числа Рейнольдса от температуры ($Re_{*} - T$).

Затем по формуле

$$He = \frac{\tau_0 \cdot \frac{2-n}{n} \cdot \rho \cdot D_i^2}{\left[\frac{\mu}{8} \left(\frac{5n+2}{n} \right)^n \right]^{\frac{1}{n}}} \cdot \frac{3}{2} \cdot \frac{(3n+1)^2}{(2n+1)(5n+3)} \quad (12)$$

рассчитывается параметр Хедстрема в интервале температур, при которых перекачивается жидкость. При изменении параметра Хедстрема от 10^3 до 10^6 и показателя поведения жидкости от 0,25 до 1,0 значение критического обобщенного числа Рейнольдса можно определить по формуле /9/

$$Re_{*кр} = (2235 - 874n) He^{(0,075n - 0,013)} \quad (13)$$

или по номограмме (рис. 2). Затем строится график зависимости $Re_{*кр}$ от температуры ($Re_{*кр} - T$) (рис. 3): Точка пересечения кривых $Re_{*} - T$ и $Re_{*кр} - T$ дает значение критической температуры.

Для маловязкой нефти критическая температура определяется по формуле

$$T_{кр} = T_i + \frac{1}{u} \ln \frac{Re_i}{Re_{кр}}, \quad (14)$$

где T_i - температура, при которой известна вязкость η_i данной нефти, Re_i - значение Рейнольдса при температуре T_i , значение $Re_{кр}$ равно 2320.

4. ПУСК ТРУБОПРОВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

4.1. Тепловой расчет

Тепловой расчет при пуске трубопровода ставит своей задачей установить распределение средней по сечению температуры потока по длине трубопровода в зависимости от времени с начала его

заполнения.

Подземная прокладка

Изменение температуры жидкости в трубопроводе в период пуска и выхода на стационарный режим определяется по уравнению [10]:

$$T = T_{\text{ест.о}} + (T_H - T_{\text{ест.о}}) e^{-\frac{K_H \pi D_i l}{Q_{\text{фс}}} \left[1 - e^{-x(t - t_{\text{зан}})} \right] x} \times (1 - e^{-\frac{K_H \pi D_i l}{Q_{\text{фс}}}}) \cdot g(t), \quad (15)$$

где $g(t)$ - ступенчатая функция

$$g(t) = \begin{cases} 0, & \text{при } t < t_{\text{зан}} \\ 1, & \text{при } t \geq t_{\text{зан}} \end{cases}$$

t - время работы трубопровода с момента начала заполнения;

$t_{\text{зан}}$ - время заполнения участка трубопровода длиной l со средней скоростью W :

$$t_{\text{зан}} = l/W;$$

$$x = \frac{4\alpha_0'}{4h_0^2 - D_i^2} \left(1 + \frac{Sh 2\alpha_0'}{4\alpha_0'} \right);$$

$$\alpha_0' = \ln \left(\frac{2h_0}{D_i} + C_0 \right);$$

$$C_0 = \sqrt{\left(\frac{2h_0}{D_i} \right)^2 - 1}.$$

При наличии снегового покрова его теплоизолирующее влияние учитывается введением в расчет вместо геометрической величины "фактивной" глубины заложения :

$$h_{\text{эф}} = h_0 + \frac{\lambda_{\text{сн}}}{\lambda_{\text{см}}} \delta_{\text{сн}}, \quad (16)$$

где $\delta_{\text{сн}}$ - толщина снежного покрова.

Значения коэффициента теплопроводности снега ($\lambda_{\text{сн}}$) определяются по данным работы [12] или приближенно принимаются для рыхлого снега - 0,23; для плотного - 0,58.

Величина коэффициента теплопередачи от жидкости в окружающую среду определяется по формуле:

$$K_0 = \left(\frac{Ch \alpha_0}{\bar{\alpha}_1 \cdot C_0} + \frac{1}{\alpha_2} + \frac{1}{C_0 \cdot \alpha_{0,0}} \right)^{-1}, \quad (17)$$

где $\alpha_2 = 2\lambda_{ст}/D_1 \cdot \alpha_0$; (18)

$$\bar{\alpha}_1 = \left(\frac{1}{\alpha_1} + \frac{D_1}{2\lambda_{ст}} \ln \frac{D_2}{D_1} + \frac{D_1}{2\lambda_{нз}} \ln \frac{D_{нз}}{D_2} \right)^{-1}; \quad (19)$$

$$D_{нз} = D_2 + 2\delta_{нз}. \quad (20)$$

Величина коэффициентов теплопроводности различных типов тепловой изоляции приведена в таблице /3/ (см. приложение).

Значение коэффициентов теплоотдачи от жидкости к внутренней стенке трубы определяется в зависимости от режима течения:

при ламинарном режиме

$$\alpha_1 = 0,17 \frac{\lambda_{ж}}{D_1} Re_{жф}^{0,33} \cdot Pr_{жф}^{0,43} \cdot Gr_{жф}^{0,1} \cdot \left(\frac{Pr_{жф}}{Pr_{нш}} \right)^{0,25}; \quad (21)$$

при турбулентном режиме

$$\alpha_1 = 0,021 \frac{\lambda_{ж}}{D_1} Re_{жф}^{0,8} \cdot Pr_{жф}^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_{жф}}{Pr_{нш}} \right)^{0,25}. \quad (22)$$

Здесь теплофизические характеристики определяются при средних температурах потока (T_f) и стенки трубы (T_w). Температура стенки трубы (T_w) находится методом последовательных приближений с проверкой по уравнению теплового баланса:

$$\alpha_1 D_1 (T_f - T_{тр}) = K_t D_{нз} (T_{нз} - T_{ст,0}). \quad (23)$$

При ориентировочных расчетах для вычисления α_1 в период пуска нефтепровода можно принимать температуру стенки трубы на 5-10°C ниже средней температуры жидкости в области турбулентного

течения и на 10–15°C ниже в ламинарной области. В стационарных условиях перекачки \bar{T}_W на 1–1,5°C ниже T_f в турбулентной области и на 3–4°C ниже в ламинарной области.

Коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в атмосферу включает значение коэффициентов конвективного ($\alpha_{вк}$) и радиационного теплообмена ($\alpha_{вр}$):

$$\alpha_{в.о.} = \alpha_{вк} + \alpha_{вр}. \quad (24)$$

Конвективная составляющая определяется по формуле:

$$\alpha_{вк} = 116 + 70 \sqrt{V_{в.}}. \quad (25)$$

Значение коэффициента $\alpha_{вр}$ находится по формуле:

$$\alpha_{вр} = \frac{\epsilon_{ч.г.} \cdot C_s}{T_n - T_b} \left[\left(\frac{T_n + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_b + 273}{100} \right)^4 \right]. \quad (26)$$

Численность значения величины приведенной степени черноты трубы в зависимости от материала и вида поверхности приведены в таблице 4 (см. приложение).

При практических расчетах допускается принимать $\alpha_{в.о.}$ порядка 4 Вт/м² град.

Коэффициент, учитывающий особенности теплового взаимодействия трубопровода с окружающей средой при пуске, определяется по зависимости:

$$K_E = 2,5 K_{\infty} \cdot \alpha_2 \left(\frac{1}{\alpha_2} + \frac{2}{C_o \cdot \alpha_{в.о.}} \right). \quad (27)$$

В результате падения температуры нефти, закачиваемой в нефтепровод, ее физические свойства изменяются по длине трубопровода. Вследствие этого в трубопроводе может быть несколько режимов течения. На рис. 4 представлен наиболее общий случай, встречающийся при транспорте высоковязких жидкостей.

На начальном участке трубопровода от температуры закачиваемой жидкости (T_H) до температуры начала проявления вязкопласт-

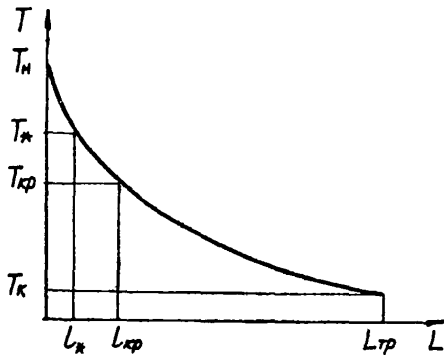


Рис. 4 Изменение температуры жидкости по длине трубопровода

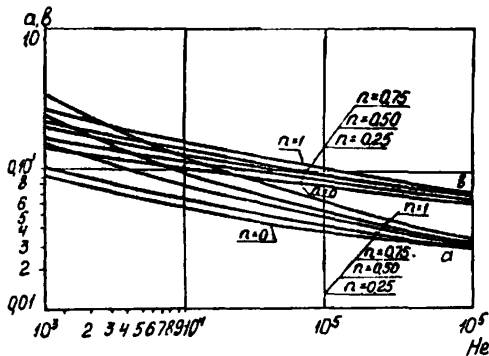


Рис. 5 Значения коэффициента α и показателя степени β в зависимости от параметра Хедстрема и показателя поведения жидкости

тичных свойств (T_*) наблюдается турбулентный режим ньютоновской жидкости.

Дальнейшее падение температуры до критических параметров потока ($T_* - T_{кр}$) происходит при турбулентном режиме неньютоновской жидкости.

И на конечном участке, от $T_{кр}$ до T_k , неньютоновская жидкость течет при ламинарном режиме.

Надземная прокладка

Значение температуры жидкости в сечении трубопровода на любой момент времени в период пуска и выхода на стационарный режим также определяется по формуле (15). При этом параметры, входящие в эту формулу, имеют следующие значения:

$$K_{\infty} = \frac{\lambda_{H3}}{R_2} \left(\frac{Bi_1 \cdot Bi_2}{Bi_1 + Bi_2 + Bi_1' \cdot Bi_2' \cdot \ln \frac{R_{H3}}{R_2}} \right), \quad (26)$$

где Bi - критерий Био:

$$Bi_1 = \frac{\alpha_1 R_2}{\lambda_{H3}}; \quad Bi_2 = \frac{\alpha_{2,2} R_{H3}}{\lambda_{H3}}; \quad Bi_1' = \frac{\alpha_1 \delta_{H3}}{\lambda_{H3}};$$

$$K_2 = 2\alpha_1 \cdot M \cdot \delta_{H3}^2;$$

$$M = \frac{2,5}{N} \left[Bi_1' (3R_2 + 5R_{H3}) + 12(R_2 + R_{H3}) \right];$$

$$N = \delta_{H3}^2 \left[(Bi_1')^2 (5R_2 + 11R_{H3}) + 10 Bi_1' (3R_2 + 5R_{H3}) + 60 (R_2 + R_{H3}) \right];$$

$$x = \alpha_{H3} \cdot \rho;$$

$$\rho = \frac{10}{N} \left[(Bi_1')^2 (4R_2 + R_{H3}) + 12 Bi_1' \cdot R_2 \right].$$

Коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубопровода в воздух рассчитывается по формуле (24). При этом в диапазоне изменения температур воздуха $-40^{\circ}\text{C} \leq T_{\theta} \leq +40^{\circ}\text{C}$ и $2 \cdot 10^5 > Re_{\theta} > 10^3$ конвективная составляющая определяется по формуле:

$$\alpha_{\text{вк}} = 0,221 \frac{\lambda_{\theta}}{D_{\text{нз}}} \left(\frac{V_{\theta} \cdot D_{\text{нз}}}{\nu_{\theta}} \right)^{0,6} \quad (29)$$

Характеристики сухого воздуха при давлении 0,0981 МПа приведены в таблице 5 (см. приложение).

Для трубопроводов, защищенных от воздействия ветра, коэффициент теплоотдачи $\alpha_{\text{вк}}$ определяется по формуле свободной конвекции:

$$\alpha_{\text{вк}} = 0,53 \frac{\lambda_{\theta}}{D_{\text{нз}}} (Gr \cdot Pr)_{\theta}^{0,25} \quad (30)$$

Коэффициент теплоотдачи радиацией определяется по формуле (26), в которой принимается температура поверхности грунта, равная температуре поверхности изоляции.

При вынужденной конвекции можно приближенно принимать

$$\alpha_{\text{вн}} \approx \alpha_{\text{вк}}.$$

В общем случае допускается принимать $\alpha_{\text{вн}}$ в пределах 2+5 Вт/м² град.

4.2. Гидравлический расчет

Потери напора на трение на участке трубопровода при любом режиме течения жидкости, подчиняющейся реологическому закону Балкли-Гершеля, определяются по следующей формуле [13]:

$$H_f = \beta_{\text{ж}} \frac{Q^{2-2\beta+3\beta n}}{5-4\beta+3\beta n} \cdot \left(\frac{K_{\text{ж}}}{Q} \right)^{\beta} \cdot L_{\text{ж}} \cdot \Delta \varepsilon_{\text{ж}} \cdot \Delta r, \quad (31)$$

где
$$\beta_{\text{ж}} = \frac{8a}{\pi^2 g} \left\{ \frac{(2n+1)(5n+3)}{(3n+1)^2} \cdot \frac{\pi^2 \mu^2}{192} \left[\frac{8(3n+1)}{\pi n} \right]^n \right\}^{\beta}, \quad (32)$$

$\Delta_{e,t}$ - поправка на неизотермичность и нестационарность процесса в период пуска по длине трубопровода

Δ_r - поправка на неизотермичность по радиусу трубы в период пуска;

$$\Delta_{e,t} = \frac{1}{5} \sum_{i=1}^5 \left\{ C_1 \cdot C_3 (M_i - C_4) + C_5 \frac{N_i}{3n+1} \left[n + \sqrt{(2n+1)^2 + \frac{C_2 \cdot C_3}{C_5 \cdot N_i} (M_i - C_4)} \right] \right\}^6 .$$

Здесь

$$C_1 = \left[\frac{\pi^n}{8(3n+1)} \cdot \frac{D_1^3}{Q} \right]^n ;$$

$$C_2 = \frac{n^{n+1} (3n+1)^{1-n} \cdot \pi^n \cdot \left(\frac{D_1^3}{Q} \right)^n}{2^{3n-1}} ;$$

$$C_3 = \frac{\tau_{0n} e^{-\theta T_{\text{тегр}0}}}{\kappa_n} ;$$

$$C_4 = e^{-\beta Z_n} ; \quad C_5 = e^{UZ_n} ;$$

$$N_i = e^{-UZ_n Q_i} ; \quad M_i = e^{-\beta Z_n Q_i} ;$$

$$\theta_i = \frac{T - T_{\text{тегр}0}}{T_H - T_{\text{тегр}0}} = e^{-\frac{\kappa_n \pi D_1}{Q \rho c} \rho_i l_i \left[1 - e^{-x \left(t - \frac{\rho_i l_i}{w} \right)} \right]}$$

$$\times \left(1 - e^{-\frac{\kappa_n \pi D_1}{Q \rho c} \rho_i l_i} \right) ,$$

где R_i - приведенные числа Чебышева.

Поправка Δ_r рассчитывается по формулам (41), (43) или (46). При этом в ориентировочных расчетах температуру стенки (T_w) трубы в период пуска принимают на 10-15 °С ниже температуры потока (T_f).

Значения коэффициентов α и β , характеризующих режим течения жидкости, следует принимать следующими.

При ламинарном режиме течения нелинейно-вязкопластичной, бингамовской, псевдопластичной и ньютоновской жидкостей $\alpha = 64$, $\beta = 1$.

При турбулентном режиме течения нелинейно-вязкопластичной жидкости эти коэффициенты определяются по формулам / 9 /:

$$\alpha = (9521 - 175n + 4409n^2) He^{-(9137 + 0,212n)}, \quad (33)$$

$$\beta = (9198 + 0,764n) He^{-(9098 + 0,161n - 0,064n^2)}, \quad (34)$$

или по рис. 5.

Формулы (33) и (34) справедливы как для бингамовских, так и для псевдопластичных жидкостей. При этом для бингамовского пластика следует принимать $n = 1$, а для псевдопластика $He = 10^3$.

Для турбулентного режима течения ньютоновской жидкости

$$\alpha = 0,3164, \quad \beta = 0,25.$$

Полные потери напора на трение в трубопроводе составляются из потерь напора на трение на отдельных участках с соответствующим режимом течения.

В приложениях 2-4 приведены программы расчета пуска трубопроводов при подземной и надземной прокладках.

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕНИ БЕЗОПАСНОЙ ОСТАНОВКИ ТРУБОПРОВОДА

Под временем безопасной остановки трубопровода понимается время, после которого величина давления сдвига нефти не превышает допустимое давление на данном трубопроводе. Величина допустимого давления определяется либо располагаемым давлением насосной станции, либо прочностью трубы.

Максимальные потери на трение будут наблюдаться в момент пуска, когда весь трубопровод заполнен остывшей нефтью. Допустимая температура нефти в остановленном трубопроводе принимается на 3-5 градусов выше температуры застывания для предотвращения "замораживания" трубопровода.

5.1. Расчет времени остановки подземного трубопровода

Безопасное время остановки подземного трубопровода при охлаждении нефти от T_H^1 до T определяется по выражению:

$$t_{\text{без}} \leq \frac{1}{\varphi_1} \ln \left[\left(\frac{\varphi_1 - \varphi_2}{\varphi_1 + \varphi_2} \right) \left(\frac{T - T_0}{T_H^1 - T_0} \right) \right], \quad (35)$$

где

$$\varphi_{1,2} = \frac{-(\varphi_1 + \varphi_2 + \chi) \pm \sqrt{(\varphi_1 + \varphi_2 + \chi)^2 - 4\varphi_1 \cdot \chi}}{2};$$

$$\varphi_1 = \frac{2K_{\infty}}{c \rho R_1}; \quad \varphi_2 = \varphi_1 \left(2,5 + \frac{5}{\alpha_0 \cdot \alpha_{\text{в.о}}} \cdot \frac{\lambda_{\text{ст}}}{\sqrt{h_0^2 - R_1^2}} \right).$$

Остальные обозначения параметров и методы их определения приведены в разделе 4.1. При этом значение внутреннего коэффициента теплоотдачи, входящего в зависимость для K_{∞} , определяется следующим образом:

$$\alpha_{\text{в.ост}} = S \frac{\lambda_{\text{ж}}}{D_1} (Gr_* \cdot Pr_*)^{\alpha}, \quad (36)$$

где коэффициенты S и α принимаются равными 1,18 и 0,13 при $10^{-3} \leq Gr_* \cdot Pr_* \leq 5 \cdot 10^{-3}$, 0,54 и 0,25 при $5 \cdot 10^{-3} < Gr_* \cdot Pr_*$

$< 2 \cdot 10^7$; 0,14 и 0,33 при $Gr_* \cdot Pr_* > 2 \cdot 10^7$.

5.2. Расчет времени остановки надземного трубопровода

Безопасное время остановки надземного теплоизолированного трубопровода при заданном перепаде температур $T'_H - T$ определяется по зависимости:

$$t_{\text{без}} \leq \frac{1}{\varphi_1} \ln \left[\left(\frac{\varphi_1 - \varphi_2}{\varphi_1 + X} \right) \left(\frac{T - T_B}{T'_H - T_B} \right) \right], \quad (37)$$

где

$$\varphi_{1,2} = \frac{-(\psi_1 + \psi_2 + X) \pm \sqrt{(\psi_1 + \psi_2 + X)^2 - 4X \cdot \psi_1}}{2};$$

$$\psi_1 = \frac{2K_\infty}{c \rho R_1}; \quad \psi_2 = \frac{2}{\alpha_{100t}} \psi_1 \cdot K_t.$$

Остальные параметры рассчитываются по формулам раздела 4.1.

5.3. Гидравлический расчет

Определение потерь напора на трение при возобновлении перекачки производится по формулам стационарного режима с учетом изменения температуры нефти и ее свойств в результате остывания. Расчет производится по режимным участкам, определенным в соответствии с расчетом критической температуры.

Гидравлический расчет трубопроводов, перекачивающих нелинейно-вязкопластичную жидкость, для всех режимов течения проводится по формуле /13/:

$$H = \beta_* \frac{Q^{2-2\beta+\beta n}}{D_1^{5-4\beta+3\beta n}} \cdot \left(\frac{K_*}{Q} \right)^\beta \cdot L \cdot \Delta e \cdot \Delta r. \quad (38)$$

Значения a , β , n и Q определяются при среднеарифметической температуре потока жидкости на рассматриваемом участке.

Ламинарный режим

Для ламинарного режима течения нелинейно-вязкопластичных

жидкостей $q = 64$, $\beta = 1$ и формула (38) с учетом (32) примет вид:

$$H = \frac{2^{3(n+1)} (2n+1)(5n+3)}{(5n)^n g \cdot 3 (3n+1)^{2-n}} \cdot \frac{Q^n}{D_1^{3n+1}} \cdot \frac{K_{\#}}{Q} \cdot L \cdot \Delta t \cdot \Delta r \quad (39)$$

Поправку на неизотермичность по длине трубопровода в уравнении следует рассчитывать по следующей зависимости:

$$\Delta t = \frac{e^{Uz_*}}{8 \text{Шу}_{\text{лнм}}} \left\{ \text{И}_0 \left[E_i(-\beta z)_{z_K}^{z_H} - \text{Шу}_{\text{лнм}} e^{-\beta z_*} \right] + \right. \\ \left. + \frac{8}{3n+1} \left[n E_i(-Uz)_{z_K}^{z_H} + a_1 E_i(-\beta_1 z)_{z_K}^{z_H} \right] \right\} \quad (40)$$

Здесь E_i - интегральная показательная функция, значения которой приведены в [16]:

$$E_i(-z)_{z_K}^{z_H} = E_i(-z_H) - E_i(-z_K);$$

$$a_1 = \sqrt{(2n+1)^2 + \frac{\text{И}_0 n (3n+1)}{4}};$$

$$\beta_1 = U + \frac{n(3n+1)\text{И}_0(\beta-U)}{8a_1^2};$$

$$\text{И}_0 = \frac{8}{(6n+2)} i \left(\frac{D_1}{W} \right)^n \cdot \frac{\tau_0}{K} \Big|_{T=\text{Тесто}}.$$

Показатель крутизны консистентограммы определяется по следующей зависимости:

$$U = \frac{1}{T_2 - T_1} \ln \frac{K_1}{K_2},$$

где K_1 и K_2 - значения меры консистенции, соответствующие температурам T_1 и T_2 , входящим в рабочий интервал температур.

Предельное напряжение сдвига в зависимости от температуры определяется по формуле (7).

Поправка на неизоотермичность по радиусу трубопровода определяется по формуле М.А. Михеева с учетом нелинейно-вязкопластичных свойств жидкости:

$$\Delta r = \left(\frac{\eta_{\text{эп}} \cdot W}{\eta_{\text{эп}} \cdot f} \right)^{1/3} \left[1 + 0,22 \left(\frac{Gr_* \cdot \rho_{r*}}{Re_*} \right)^{0,15} f \right], \quad (41)$$

где
$$\eta_{\text{эп}} = \frac{\kappa}{64} \left(\frac{6n+2}{n} \right)^n \left(\frac{D_1}{W} \right)^{4n} \cdot \frac{2}{3} \frac{(2n+1)(5n+3)}{(3n+1)^2} \chi$$

$$\chi \left\{ 1 + \frac{8}{3n+1} \left[n + \sqrt{(2n+1)^2 + \frac{16n(3n+1)}{4}} \right] \right\}.$$

Индексы W и f обозначают, что реологические параметры принимаются при среднеарифметической температуре стенки и потока нефти по длине трубопровода:

$$T_w = 0,5(T_{H_w} + T_{K_w}); \quad T_f = 0,5(T_{H_f} + T_{K_f}).$$

Турбулентный режим

Для турбулентного режима течения нелинейно-вязкопластичных жидкостей в трубопроводе расчетными формулами являются зависимости (36) и (32).

Поправка на неизоотермичность по длине трубопровода определяется:

$$\Delta e = \frac{e}{8^{\beta} \omega_{\text{гип}}} \left[f_1(Z_K) \right]^{\beta-1} \left\{ \left[f_1(Z_K) \beta Z_K f'(Z_K) \right] \ln \frac{Z_H}{Z_K} + \beta f'(Z_K) (Z_H - Z_K) \right\}, \quad (42)$$

где

$$f_1(Z_K) = \frac{I_0}{\varphi_1} \left(e^{-\beta Z_K} - e^{-\beta Z_*} \right) + \frac{8}{3n+1} e^{-U Z_K} \left\{ n + \sqrt{(2n+1)^2 + \frac{16n(3n+1)}{4}} \right\} + \frac{I_0 n (3n+1)}{4\varphi_1} \left[e^{-(\beta-U)Z_K} - e^{U Z_K} \cdot e^{-\beta Z_*} \right];$$

$$f_1'(Z_K) = -\frac{I_0}{\varphi_1} \beta e^{-\beta Z_K} - \frac{8U}{3n+1} e^{-U Z_K} \left\{ n + \sqrt{(2n+1)^2 + \frac{16n(3n+1)}{4}} \right\} \chi$$

$$\left. \times \left[e^{-(B-U)Z_K} - e^{Uz_K} \cdot e^{-Bz_*} \right] \right\} - \frac{V_{0n} \cdot \left[(B-U)e^{-Bz_K} + Ue^{-Bz_*} \right]}{\varphi_1 \sqrt{(2n+1)^2 +}} + \frac{V_{0n}(3n+1)}{4\varphi_1} \left[e^{-(B-U)Z_K} - e^{Uz_K} \cdot e^{-Bz_*} \right]; \quad \varphi_1 = 1 - e^{-Bz_*}.$$

Поправку на неизотермичность по радиусу трубы при турбулентном течении нелинейно-вязкопластичных жидкостей следует определять по формуле М.А. Михеева с учетом нелинейно-вязкопластичных свойств жидкости:

$$\Delta_r = \left(\frac{\gamma_{sp} \cdot w}{\gamma_{sp} \cdot f} \right)^{1/3}. \quad (43)$$

При перекачке подогретой нелинейно-вязкопластичной жидкости на начальных участках до момента значительного выделения парафина и проявления нелинейно-вязкопластичных свойств имеет место течение ньютоновской жидкости. Для этого участка имеем $\alpha = 0,3164$, $\beta = 0,25$ (турбулентный режим течения в области действия закона Блазикуса) формула (38) с учетом (32) переходит в зависимость В.И. Черникина для ньютоновской жидкости:

$$H = \frac{Q^{241}}{g} \cdot \frac{Q^{175}}{D^{475}} \nu^{0,25} \cdot L \cdot \Delta_e \cdot \Delta_r. \quad (44)$$

Поправка на неизотермичность по длине трубопровода в формуле (44) рассчитывается по зависимости:

$$\Delta_e = \frac{e^{0,25 U z_H}}{W_{y_{тур}}} \left[E_i(-0,25 U z_H) - E_i(-0,25 U z_K) \right]. \quad (45)$$

Поправка на неизотермичность по радиусу трубы в формуле (44) определяется следующим образом:

$$\Delta_r = \left(\gamma_w / \gamma_f \right)^{1/3}. \quad (46)$$

5.4. Графоаналитический метод

Определение безопасного времени остановки трубопровода про-

ведется следующим образом. Для остывающего участка трубопровода с определенным шагом (через 2-5⁰С) по температуре рассчитывается время остывания жидкости от начальной температуры, соответствующей моменту остановки, до конечной, принимаемой на 3-5 градусов выше температуры застывания жидкости. Затем строятся графики зависимости $T=f(t)$ для начального и конечного сечения трубопровода. Одновременно производится теплогидравлический расчет трубопровода с переменной начальной температурой в голове трубопровода, в результате чего определяются температура жидкости в конце участка и потери напора на трение на участке.

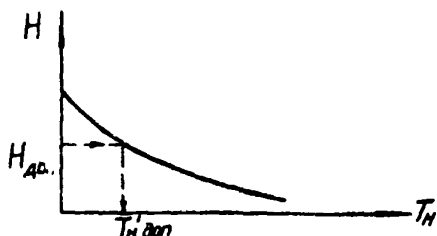


Рис. 6 Зависимость потерь напора на трение от начальной температуры жидкости

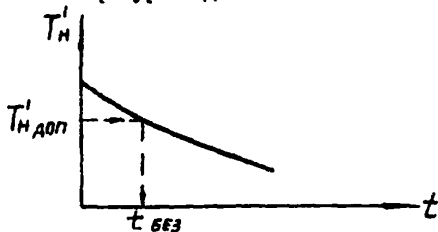


Рис. 7 Остывание жидкости в начале трубопровода во времени

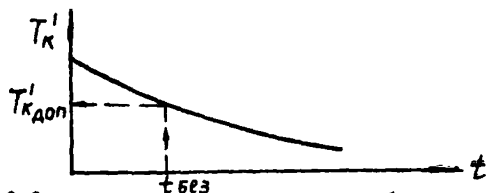


Рис. 8 Остывание жидкости в конце трубопровода во времени

Построив график $H=f(T'_H)$, откладывается допустимый напор с учетом возможности насосно-силового оборудования и несущей способности трубопровода и проводится параллельная оси абсцисс до пересечения с кривой (рис. 6). Точка пересечения дает значение температуры, до которой может застывать жидкость в начале трубопровода ($T'_{H доп}$). Затем на оси ординат графика $T'_H=f(t)$ (рис. 7) откладывается полученное значение $T'_{H доп}$ и проводится параллельная оси абсцисс до пересечения с кривой. Точка пересечения даст значение безопасного времени остановки трубопровода ($t_{без}$). По графику зависимости $T'_K=f(t)$ (рис. 8), аналогично предыдущему, определяем по значению $t_{без}$ величину $T'_{K доп}$, соответствующую значению температуры жидкости на момент окончания остановки в конечном сечении трубопровода и сравниваем с величиной, полученной в теплогидравлическом расчете (при исходной $T_H = T'_{H доп}$) и величиной, соответствующей минимальной температуре остывания ($T_{min} = T_{зост} + 3-5$ град). При удовлетворительной сходимости и непротиворечивости значений расчет считается законченным.

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛОВ ПРОТАИВАНИЯ ГРУНТОВ ВОКРУГ ТРУБОПРОВОДА И ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ

Изменение температуры нефти в трубопроводе, расположенном в многолетнемерзлом грунте определяется по уравнению

$$T_K = T_{ест.0} + (T_H + T_{ест.0}) e^{-\frac{K_{тр} \cdot \pi D_t L}{Q_{ож} \cdot C_{ж}}} \quad (47)$$

Для нахождения полного коэффициента теплопередачи $K_{тр}$ определяется динамика протаивания грунтового массива вокруг теплоизолированного трубопровода по формуле:

$$\tau = \frac{\rho}{4} \left[2 \left(\frac{r}{R_{нз}} \right) \ln \frac{r}{R_{нз}} + (2n-1) \left[\left(\frac{r}{R_{нз}} \right)^2 - 1 \right] \right] +$$

$$+4Fe^{2m} \left\{ E_i \left[2 \left(\ln \frac{r}{R_{H3}} - m \right) \right] - E_i(-2m) \right\} \quad (48)$$

а) Граница протавливания над трубой определяется выражением (48) при коэффициентах:

$$\rho_i = \frac{R_{H3}^2 \cdot \bar{Q}\varphi}{\lambda_T \cdot T_{TP} - \lambda_M \cdot T_B};$$

$$m_B = \frac{\lambda_T T_{TP} \ln(h_0/R_{H3}) + \frac{\lambda_M \cdot \lambda_T}{\lambda_{H3}} \cdot T_B \ln(R_{H3}/R_2)}{\lambda_T T_{TP} - \lambda_M T_B}$$

$$n_B = m - \left(\ln \frac{h_0}{R_{H3}} - \frac{\lambda_T}{\lambda_{H3}} \ln \frac{R_{H3}}{R_2} \right);$$

$$F_B = m^2 - \left(\ln \frac{h_0}{R_{H3}} - \frac{\lambda_T}{\lambda_{H3}} \ln \frac{R_{H3}}{R_2} \right) m - \frac{\lambda_T}{\lambda_{H3}} \ln \frac{R_{H3}}{R_2} \ln \frac{h_0}{R_{H3}}.$$

б) Граница протавливания под трубой, если на глубине h_M $T_M < 0$, определяется выражением (48) при коэффициентах:

$$\rho = \frac{R_{H3}^2 \bar{Q}\varphi}{\lambda_T T_{TP} - \lambda_M \cdot T_M};$$

$$m_H = \frac{\lambda_T T_{TP} \ln \frac{h_M - h_0}{R_{H3}} + \frac{\lambda_M \cdot \lambda_T}{\lambda_{H3}} T_M \ln(R_{H3}/R_2)}{\lambda_T T_{TP} - \lambda_M \cdot T_M}$$

$$n_H = m - \left(\ln \frac{h_M - h_0}{R_{H3}} - \frac{\lambda_T}{\lambda_{H3}} \ln \frac{R_{H3}}{R_2} \right);$$

$$F_H = m^2 - \frac{\lambda_T}{\lambda_{H3}} \ln(R_{H3}/R_2) \cdot \ln \frac{h_M - h_0}{R_{H3}}.$$

в) Динамика протавливания под трубой в случае, если $T_M \approx 0$ определяется по формуле (48) и коэффициентам:

$$\rho = \frac{R_{H3}^2 \cdot \bar{Q}\varphi}{\lambda_T T_{TP}}; \quad m_H = \ln \frac{h_M - h_0}{R_{H3}};$$

$$r_H = \frac{\lambda_T}{\lambda_{H2}} L_T \frac{R_{H2}}{R_2}; \quad F_H = 0.$$

Величина предельной границы оттаивания для случаев α и δ определяется из условия

$$r_B \rightarrow R_{H2} e^{m_B}, \quad r_H \rightarrow R_{H2} e^{m_H};$$

в случае β

$$R_2 \rightarrow \infty$$

Определив радиусы протавления, находим изменение температуры жидкости при наличии талой зоны вокруг трубопровода по зависимости (47), где

$$K_{TP} = \frac{\lambda_T \cdot \lambda_{H2}}{r_B \left(\lambda_{H2} L_T \frac{r_B}{R_{H2}} + \lambda_T L_T \frac{R_{H2}}{R_2} \right)} +$$

$$+ \frac{\lambda_T \lambda_{H2}}{r_H \left(\lambda_{H2} \frac{r_H}{R_{H2}} + \lambda_T \frac{R_{H2}}{R_2} \right)};$$

$$\bar{Q}_\varphi = q_\varphi \cdot r_{TP} (\omega - \omega_{H2}).$$

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кусаков М.М. Методы определения физико-химических характеристик нефтяных продуктов. М.-Л., ОНТИ, НКТП, СССР, 1936.
2. Черникин В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей. М., Гостоптехнадат, 1969.
3. Нежененко В.Ф., Кадрова Р.И. Состав твердых парафинов нефтей Куйбышевской области. В сб. Борьба с отложениями парафина. М., Недра, 1966.
4. Ашумов Г.Г. Азербайджанские нефти. Баку, АН АзССР, 1961.
5. Павлова С.Н. и др. Нефти восточных районов СССР. М., Гостоптехнадат, 1962.
6. Павлова С.Н. и др. Новые нефти восточных районов СССР. М., Ухля, 1967.
7. Методика исследования взаимодействия трубопроводов с окружающей средой на опытных участках трубопроводов. ОНТИ ВНИИСТА, М., 1973.
8. Губин В.Е., Тонкошуров Б.А. Критические параметры потока при течении нелинейно-вязкопластичных нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. Труды ВНИИСПНефть, вып. 12. Уфа, 1975.
9. Гостев Н.М. Гидравлический расчет трубопроводов при изотермической перекачке ньютоновских жидкостей. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. Труды ВНИИСПНефть. Уфа, 1980
10. Тулунов П.М., Тонкошуров Б.А., Гостев Н.М., Кацнельсон Т.Е., Александрова С.Н. Тепловой режим пуска подземного теплоизолированного трубопровода с учетом влияния температурного поля грунта. Изв. ВУЗов "Нефть и газ", № 10, 1983 г.
11. Яблонский В.С., Белоусов В.Д. Проектирование нефтегазопроводов. М., Гостоптехнадат, 1969.

12. Велли Д.Я., Докучаев В.И., Федоров Н.Ф. Справочник по строительству на вечномёрзлых грунтах. Л., Стройиздат. 1977.

13. Тонкошкуров Б.А., Шутов А.А., Мироненко Н.Я., Гостев Н.М., Стародубцева Р.А. Гидравлические параметры неизотермических трубопроводов при перекачке неньютоновских нефтей. Труды ВНИИСПТнефть, вып. 18, 1977, с. 30-45.

14. Тугунов П.И., Новосалов В.Ф. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. М., Недра, 1981.

15. Сегал Б.И., Семендяев К.А. Пятизначные математические таблицы. М., Физматгиз, 1962.

16. Таблицы интегральной показательной функции. АН СССР. М., 1954.

17. Спиридонов В.В., Семенов Л.П., Пурыков А.С. Определение ореолов протаивания и промерзания грунтов вокруг теплоизолированного трубопровода в зависимости от времени. М., Труды ЧНИИСТА, вып. 35, 1976, с. 9-12.

18. Щербакowa Р.П., Снопова И.В. Применение пенополиуретанов для теплоизоляции трубопроводов. Обзоры зарубежной литературы. Сер. транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. М., ВНИИЭАНГ, 1976.

Приложение 1

СПРАВОЧНЫЕ ТАБЛИЦЫ

Таблица I

Коэффициенты объемного расширения в зависимости от плотности при 20°C

Плотность ρ , кг/м ³	β , ‰/°C	Плотность ρ , кг/м ³	β , ‰/°C
700-720	0,001255	860-880	0,000782
720-740	0,001183	880-900	0,000734
740-760	0,001118	900-920	0,000688
760-780	0,001054	920-940	0,000645
780-800	0,000996	940-960	0,000604
800-820	0,000937	960-980	0,000564
820-840	0,000882	980-1000	0,000526
840-860	0,000831		

Таблица 2

Содержание парафина в некоторых нефтях

Название нефти	П, %	Название нефти	П, %
Анжиканская	4-10	Мухановская	7-8
Арланская	3,0	Нефть о.Песчаный	14,7
Битковская	13,6	Озек-Суатская	17-26
Бориславская	10,0	Окаремская	16,2
Величавская	20,2	Ракаевская	4-8
Галинская	14,8	Ромашинская	5,0
Горская	10,5	Сользаводская	13,4
Гоусановская	6,3	Сухокумская	17,7

I	2	3	4
Метьбайская	10-20	Туймазинская (девон)	3-3,5
Жирновская	4,6	Узеньская	25-30
Котур-Теплинская	6,2	Хадыженская (тяжелая)	6,6
Кумдагская	18-20	Чекмагушская	4,5
Карацухурская	5-6	Москудинская	3,4
Минусинская	22	Красноярская (Оренбург. обл.)	4,4

Таблица 3

Коэффициент теплопроводности некоторых теплоизоляционных материалов

Название материала	Коэффициент теплопроводности, λ Вт/м.град
Пенопикуретан	0,16
Пенополистирол	0,03
Стекловолокно	0,033
Пробка	0,043
Пеностекло	0,05
Перлит	0,07
ПСФ-ВНИИСТ	0,052

Таблица 4

Значения приведенной степени черноты поверхности трубы

Материал и вид поверхности	Приведенная степень черноты
Алюминий шероховатый	- 0,55
Железо Шероховатое	- 0,242
Железо литое необработанное	- 0,87 + 0,96
Сталь окисленная шероховатая	- 0,94 + 0,97

Таблица 5

Теплофизические характеристики воздуха

Абсолютная температура, К	Плотность, ρ кг/м ³	Коэффициент теплопроводности, λ Вт/м.град	Кинематическая вязкость, ν 10 ⁶ (м ² /с)	Параметр Прандтля
223	1,584	0,0204	0,256	0,728
233	1,515	0,0212	0,279	0,728
243	1,453	0,0220	0,300	0,723
253	1,395	0,0228	0,345	0,716
263	1,342	0,0236	0,355	0,712
273	1,293	0,0244	0,369	0,707
283	1,247	0,0251	0,393	0,705
293	1,205	0,0259	0,418	0,703
303	1,165	0,0267	0,444	0,701
313	1,128	0,0276	0,471	0,699
323	1,093	0,0283	0,499	0,698

Таблица 6

Расчетные значения теплофизических характеристик
талых и мерзлых грунтов

Объемная масса грунта, т/м ³	Суммарная влажность грунта, доли единицы	Коэффициент теплопроводности, Вт/м.град						Объемная теплоемкость, Дж/м ³ .град	
		пески		супеси		суглинки и глины		C _T	C _M
		λ_T	λ_M	λ_T	λ_M	λ_T	λ_M		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1,2	0,05	0,46	0,60	-	-	-	-	1190	1090
1,2	0,10	0,72	0,92	0,44	0,52	-	-	1340	1130
1,4	0,05	0,66	0,80	-	-	-	-	1380	1260
1,4	0,10	1,01	1,25	0,60	0,80	0,51	0,79	1550	1320

I	1	2	1	3	1	4	1	5	1	6	1	7	1	8	1	9	1	10
1,4	0,15		1,16	1,45	0,82		1,02	0,65	0,97	1720	1380							
1,4	0,20	-	-		0,97		1,22	0,75	1,09	1890	1450							
1,4	0,25	-	-		1,07		1,35	0,83	1,16	2060	1510							
1,6	0,05	0,87	1,06	-			-	-	-	1590	1430							
1,6	0,10	1,22	1,57	-			-	-	-	1800	1510							
1,6	0,15	1,45	1,86	1,08			1,28	0,83	1,14	1970	1550							
1,6	0,20	1,58	2,01	1,22			1,50	1,02	1,30	2180	1660							
1,6	0,25	1,64	2,11	1,35			1,67	1,11	1,44	2370	1720							
1,6	0,30	-	2,24	1,39			1,80	1,16	1,51	2560	1800							
1,6	0,35	-	-	1,51			1,91	1,22	1,57	2730	1870							
1,6	0,40	-	-	-			2,00	1,28	1,64	2940	1950							
1,6	0,60	-	-	-			-	-	1,74	-	2100							
1,8	0,10	1,51	1,86	-			-	-	-	2010	1680							
1,8	0,15	1,80	2,20	1,38			1,52	1,16	1,43	2220	1760							
1,8	0,20	1,91	2,44	1,55			1,76	1,30	1,60	2430	1850							
1,8	0,25	2,03	2,59	1,66			1,97	1,44	1,77	2690	1930							
1,8	0,30	-	2,69	1,72			2,11	1,48	1,87	2900	2010							
1,8	0,35	-	-	1,75			2,24	1,54	1,93	3100	2100							
1,8	0,40	-	-	-			2,32	1,62	2,00	3340	2180							
1,8	0,60	-	-	-			-	-	2,09	-	2350							
2,0	0,15	2,04	2,55	1,62			1,74	-	-	2480	1970							
2,0	0,20	2,32	2,81	1,81			2,03	1,44	-	2480	2060							
2,0	0,25	2,62	3,16	2,01			2,24	1,57	1,91	2960	2140							
2,0	0,30	-	-	2,09			2,44	1,67	2,03	3230	2220							
2,0	0,35	-	-	-			-	1,77	2,16	3440	2330							

Программа BODEM

```

C.....
C      ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ      *
C      ПУСКА ТРУБСПРОВОДА              *
C      ПОДЗЕМНАЯ ПРСКРАДКА             *
C.....
IMPLICIT REAL(K,L)
REAL M
COMMON D1,AK,UK,CH,Y,RCF
COMMON /C/R,TS,SHV,ACRP,XJA,XC,P
COMMON /E/ARO,BRO,TH,TF,AN,SN,AC,BC,CP,AL,RL,LN,F,TRP
COMMON /F/CF,AKF,ULF,REOF,PF,PRB,YAYBF,YAYB,B,ANF
DIMENSION D1(16),D2(16),M(16),YNI(10),LYR(10),LCR(10),M(1)
DIMENSION L17(15),R12(110),AGR(19),T(12)
DIMENSION C(110),Y(150),P(5),CP(3)
READ 10,1D,1YN,1L,1LC,1L1,1B,1A,1TB,1C,1Y
READ 11,1CH(1),1=1,1C
READ 11,1D1(1),1=1,1C
READ 11,1D2(1),1=1,1C
READ 19,1TN(1),1=1,1YN
READ 13,1LTR(1),1P,1L
READ 14,1LCP(1),1P,1L
READ 14,1L1(1),1M,1L1
READ 16,1B1(1),1M,1B
READ 17,1AGR(1),1M,1A
READ 18,1T(1),1=1,1T
READ 19,1C(1),1=1,1C
READ 19,1Y(1),1=1,1Y
READ 12,1YTB
READ 12,1SH,AK,US,UK
READ 12,1ARO,ROB,BRO
READ 12,1AL,RL
READ 12,1AC,BC,CP
READ 12,1YAYB,B
READ 12,1AVO,BY
READ 12,1AN,SN
READ 12,1LS
READ 12,1FF,XX
PRINT 867
PRINT 10E,AC,OD,AL,RL,ARO,BRO,SH,LS,AK,UK
PRINT 10I,AN,SN,YAYB,B,1YTB,E
PRINT 10J,BY,1YTB,CP
P(1)=.00375
P(2)=.3125
P(3)=.5
P(4)=.68727
P(5)=.91625
DO 51 1NC=1,1C
D1=D1(1)+D
D2=D2(1)+D
M=M(1)+D
DO 51 1NC=1,1C
C=C(1)+1NC
CO 52 1NT=1,1TB
TB=TB(1)+1Y
DO 53 1NL=1,1LC
LCR=LCR(1)+1NL

```

```

DO 54 INP=1,1L
LLYR=LTR/(INR)
DO 55 !N2=1,1LI
LIZ=LIZ/(INZ)
DO 56 INP=1,1B
BIZ=PIZ/(INB)
CO 57 INP=1,1A
ACR=AGR/(INR1)
CO 58 INP=1,1TN
TN=TN1/(IAN)
A1=C1**2
M=42.125C*G/(ROS*A1)
B=3.14159*M*A1/4.
С П Р Е Д Е Л Е Н И Е  К Р И Т И Ч Е С К О Р  Т Е М П Е Р А Т У Р ь
TBP=TTBP
Y=TBP
1 T=Y-E.1
AKT=AK*EXP(-UK*T)
ANT=AN*SL*T
RT=ARO-B*FO*T
TAYT=TAYF*(EXP(-B*Y)+EXP(-B*TBP))
A2=(16./ANT-2.)/ANT**ANT
A3=3./ANT**1.
A4=2./ANT**1.
A5=5./ANT**3.
UL=TAYT*(1**ANT/(AKT/B.**A2*M**ANT))
A6=D1**ANT*M**2*(-ANT)*RT/(AKT/B.**A2)
A7=1.5*A3**2/(A4*A5)
A8=A6-A7
A9=SBRT(1/4**2*(UL*ANT**A3)/B.)/(
A10=B./((L+0./A3)*(ANT*A9))
REQ=A8*A10
ME=TAYT*((2.-ANT)/ANT)*C1**2*RT**7/(AKT/B.**A2)**(2./ANT)
RECKR=(2235.-874.*ANT)*ME**0.875*ANT**0.815)
IF (REQ-REQKR.GT.50.) GO TO 1
TKP=Y
PRINT 105
O1=C2**2.**BIZ
R1=D1/2.
CB1=SBRT(1/2.**M/D1)**2-1.)
ALFAP=AL*(C(2.**M/D1)*CB1)
ALFA2=2./LCR/(D1*ALFAP)
A2=SINH(2.**ALFAP)
ACRP=1P.**ACR*(1.**A2/(4.**ALFAP))/(1/2**2-R)**2)
YZ=LLYR/(360P.*W)
PRINT 104,TKP,REQKR,M
PRINT 103,D1,D2,M0,ACR;BIZ,LCR,LIZ,G,Y0,YA,LLYR,YZ
PRINT 105
PRINT 106
PRINT 105
DC 59 INY=1,IY
Y=Y1/(IY)
LTN=P.
LTAN=B.
X3=P.
PT1=P.
PT2=P.
PT3=P.
DP1=P.
M1=B.

```

```

CCTO 46
43 Y=YZ
  IAY=INY+1.
46 LTR=3688.0*Y
  YC=Y-YZ
  YX=YD
  IF(YC.CT.0) GOTO 44
  YC=0.
  CCTO 43
44 LTR=LLTR
43 IF(ITN.LE.TKP) GOTO 48
  IF(ITN.LE.YTBP) GOTO 41
C
  TYPEYREYTHWA BEXKH YLBTQB OBCKHA
  PPA=0.
  TK=TN-P,1
3 TK=TK-P,1
  IF(TK.LE.TBP) GOTO 4
  TF=0.5*(TK+TN)
  GOTO 5
4 TF=F,5*(TN+TRP)
5 TW=TF
2 TW=TW-P,1
  AKN=SK*EXP(-US*TW)
  AKF=SK*EXP(-US*TF)
  ROF=ARO-ERO*TF
  REF=K=C1-ROF/AKF
  LNF=AL-BL*TF
  LNW=AL-BL*TW
  CN=AC-BG*TW
  CF=AC-BC*TF
  PRW=AKN*CN/LNW
  PRF=AKF*CF/LNF
  ALFA1=0.121*LNF/D1+REF+0.8}B=PRF+0.43*(PRF)PRW)+0.25
  A2=A*LOG(CN/D2)
  A4=A*LOG(C2/D1)
  A1 IZ=1./1./ALFA1+D1/12.*CIZI=A2=C1/(12.*LST)+A4
  A3=COSH(ALFA1)
  KST=1./A3/(ALIZ+CB1)+1./ALFA2+1/(CB1+AVO)
  KAST=2.5*KST*ALFA2+1./ALFA2+2./CB1+AVO
  KT=KST*KAST/(1.+ACRP*YC)
  F1=ALFA1*(TF-TW)*D1
  F2=KT-CN*(TF-TW)
  CF=F2-F1
  IF(DP.CT.FF) GOTO 7
  IF(TK.CT.TBP) GOTO 6
  X=0.
7 X=X*XX
  GOTO 9
6 X=LTH
9 A2=3.14159*D1*X/(B*ROF*CF)
  SHY=KST+2
  A=KAST+A2
  IF(TK.LE.TBP) GOTO 8
  A3=EXP(-SHY)
  A4=EXP(-ACRP*YD)
  A5=EXP(-A)
  TKR=YB*(TN-TW)+A3*(1.+A4)*(1.+A5)
  IF(TKR.LT.TM) GOTO 3
  PT1=KR
  LTH=X

```

```

      GOTO 26
8  A3=EXP(-SMY)
  A4=EXP(-ACRP+YD)
  A5=EXP(-P)
  M=A3*(1,-A4*(1,-A5))
  YET=(TBP-TB)/(TN-TR)
  IF(YET.LT.M) GOTO 7
  LTN=X
  X2=LTR-LTN
  PT1=YBP
26 ANNA=1.8
  AA=6.3164
  BB=6.23
  YAU01=P,
  BE=6,
  CALL GIDRA(H(1),DP(1),TN,DS,ANNA,JA,BE,BE,YAU01,YBP)
  IF(X,LT,LYR) GOTO 2A
  H(2)=6.
  H(3)=6.
  DP(2)=6.
  CP(3)=6.
  GOTO 21
C   ТУРБУ/ЕМТНУА РЕЖИМ РЕМОНТОРОВАНИЯ
41 YBP=TN
  X2=LTR
  H(1)=6.
  DP(1)=6.
  LTN=P.
  PT1=6.
24 TK=TRP-6.1
12 YK=TK-6.1
  IF(YK.LE.YKP) GOTO 13
  TF=6.5*(YBP+TK)
  GOTO 14
13 YF=6.5*(YBP+TKP)
14 YW=TF
16 YW=YW-6.1
  CALL RAS
  ALFA1=0.221*LN/D1*RECF=0.8*PRF+0.43*(PRF/PRM)+0.25
  ALIZ=1./((1./ALFA1+D1)/(2.-LIZ)+ALDE(DN/D2)+
  +C1/(7.-LST)+ALOG(D2/D1))
  KST=1./((CSH(ALFA1))/(ALIZ+C01)+1./ALFA2+1./((C01+AVO)))
15 KNST=2.5*KST*ALFA2*((1./ALFA2+2./((C01+AVO)))
  KY=KST+KST/(1.+ACRP+YC)
  F1=ALFA1*(TF-YW)*C1
  F2=KY-CN*(TF-T0)
  CF=F2-F1
  IF (CF.GT.FF) GOTO 1F
  IF(YK.GT.YKP) GOTO 11
  X=6.
17 X=X+XX
  GOTO 42
11 X=X2
42 A3=3.14158*D1*X/(0-POF-CF)
  SMY=KST+AS
  A=KNST*AS
  IF(YK.LE.YKP) GOTO 16
  YKR=Y0*(YBP-TB)*EXP(-S+Y)+((1.-EXP(-ACRP+YD))*1.*EXP(-A))
  IF(YKR.LT.YK) GOTO 12
  PT2=YKR

```

```

LTNN=X
GOTO 25
16 M=EXP(-S*Y)*(1.-EXP(-ACRP*YD))*(1.-EXP(-A))
YET=(TKP-TB)/(TBP-TB)
IF (YET-LT,M) GOTO 17
LTNN=X
X3=X2-LY*H
PY2=TKP
25 A2=(16.-ANNF*2.)/ANNF1==ABNF
A3=(5.-ANNF*1.1==2
A4=2.-ANNF*1.
A5=3.-ANNF*3.
HE=TAY*F*(2.-ANNF)/ANNF1*01==2*0F/
1(AKF/8.-A21==2./ANNF1*1.5*A3/(A4+A5)
AA=(P.52)*1.75*ANNF*4.489*ANNF**2)
IHE=1-0.157-0.212*ANNF)
BE=(0.19C*0.764*ANNF1)+E*(0.09A*0.166)
1ANNF*0.0E4*ANNF**2)
CALL C1CRA(M(2),DP(2),TBP,UK,ANNF,AA,BB,B,TAYB,1,TBPI)
IF (X,LT,Y2) GOTO 26
M(3)=0.
CP(3)=0.
GOTO 21
C
      ААННТЪРКНА РЕКИН МЕНЬКТОКСОКТА
40 TKP=TN
X3=LTR
M(1)=0.
M(2)=0.
DP(1)=0.
DP(2)=0.
LTN=0.
LYN=0.
PY1=0.
PY2=0.
26 TK=TKP-0.1
19 TK=TK-0.1
TF=0.5*(TKP+TK)
TW=TF
18 TW=TW-0.1
CALL RAS
A2=AKF/8.*(16.-ANNF*2.)/ANNF1==ANNF
A3=3.-ANNF*1.
A4=2.-ANNF*1.
A5=3.-ANNF*3.
A6=ULF*0./A3*(ANNF*3*RT(AH==2*ULF*ANNF*A3/6.))
A7=1.5*A3**2/(A4*A5)
GRF=9.01*BT*(TF-TW)*01==3*0DF**2/(A2*(D1/A))==(1.-ANNF)
==2*A7**2*(0./A6)**2
ALFA1=0.17*LN*F/D1*(R/C*P/PF)-00.33
01CRF*PRF1==0.1*(PRF/PRV)**0.25
ALIZ=1./111./ALFA1)*01/(2.*L12)=ALOG(CM/CZ)*
0D1/12.*LST1*ALOG(C02/O1)
KST=1./((COSM(ALFA1)/(ALIZ+001))+1./ALFA2*1.)*(C01*AVO))
KT=KST*KBST/(1.-ACRP*YC)
KAST=2.5*KST*ALFA2*(1./ALRA2*2./C01*AVO)
P1=ALFA3*(TF-TW)*D1
P2=KY*DN*(TF-TB)
DF=P2-F1
IF (DF.CY,PF) GOTO 10
Y=V3.

```

```

A2=3,14158*01*Y/18*ROF*CFI
SHY=KST*F2
A=KNST*A2
TKR=TB*(TKR-TB)*EXP(-SHY)+(1.-EXP(-ACRP*YC))*(1.*EXP(-A)))
IF (TKR-LY.TK) GOTO 19
27 AA=64.
BB=1.
CALL C1DPA(M(3),DP(3),TKR,UK,ANF,AA,BB,B,YAYB1,TTBP)
PT3=TKR
21 M1=M(1)+*(2)*M(3)
OP1=DP(1)+OP(2)+DP(3)
PP1=DP1+CP(1)
PRINT 151,Y,YX,LTN,PT1,DP1,LTN,PT2,OP(2),
,X3,PT3,DP(3),D01,M1,PP1,OB(3)
IF (JNY-ER,1Y) GOTO A5
28 TK=TR
59 CONTINUE
58 CONTINUE
57 CONTINUE
56 CONTINUE
55 CONTINUE
54 CONTINUE
53 CONTINUE
52 CONTINUE
51 CONTINUE
50 CONTINUE
STEP
188 FORMAT(2ZX,'ТЕПЛОЕМКОСТЬ СЕ',F7,2,'*',F7,5,'*')
*28X,'ТЕПЛОПРОВОДИМОСТЬ LNE',F6,4,'-',F6,6,'*')
*28X,'ПЛОТНОСТЬ ЯОР',F5,1,'*',F5,3,'*')
*28X,'ВЯЗКОСТЬ ЗК=',F5,2,'*',F5,3,'*')
*28X,'КОНСИСТЕНЦИЯ АК=',F6,3,'*',F5,3,'*')
81 FORMAT(2ZX,'ПОКАЗАТЕЛЬ ПОВЕДЕНИЯ АН=',F5,3,'*',F6,4,'*')
*28X,'НАПРЯЖЕНИЕ СДВИГА [AY0',F10,3,'*(EXP('',
F5,3,'*')-EXP(-',F4,1,'*',F5,3,'*))')
122 FORMAT(2ZX,'К-Т ЛИНЕЙНОГО РАСШИРЕНИЯ ВТ=',F7,5)
*28X,'ТЕМПЕРАТУРА ПРОЯВЛЕНИЯ РАЗКОЛ',
*ПЛАСТИЧНЫХ СВОЙСТВ ТВР=',F4,1/
*28X,'СКРЫТАЯ ТЕПЛОТА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИН',
*НА СР=',F5,1///)
183 FORMAT(2ZX,'ВНУТРЕННИЙ ДИАМЕТР ТРУБОПРОВОДА СИ',F5,3/
*28X,'ВНЕШНИЙ ДИАМЕТР ТРУБОПРОВОДА СЕ',F5,3/
*28X,'ГЛУБИНА ЗАЛОЖЕНИЯ НБ=',F5,2/
*28X,'ТЕМПЕРАТУРОПРОВОДИМОСТЬ ГРУНТА А',F4,4/
*28X,'ТОЛЩИНА ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ СИZ=',F4,2/
*28X,'К-Т ТЕПЛОПРОВОДИМОСТИ ГРУНТА LGR=',
F5,3/51X,'ИЗОЛЯЦИИ LIZ=',F5,3/
*28X,'ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ СЕ',F5,2,' МЛН.Т/ГОД')
*28X,'ТЕМП-РА ОКР.СРЕДЬ ТЭ',F4,1/
*28X,'НАЧАЛЬНАЯ ТЕМПЕРАТУРА ТН=',F4,1/
*28X,'ДЛИНА ТРУБОПРОВОДА LTR=',F5,2/
*28X,'ВРЕМЯ ЗАПОЛНЕНИЯ ТЗАР',F6,2///)
184 FORMAT(2ZX,'КРИТИЧЕСКАЯ ТЕМПЕРАТУРА ТКР=',F4,1/
*28X,'КРИТ. ЧИСЛО РЕЙНОЛЬДСА РЕКР=',F6,1/
*28X,'СКОРОСТЬ ПЕРЕКАЧКИ ВБ',F4,2)
185 FORMAT(1X,110(' '))
186 FORMAT(1X,' | ВРЕМЯ | ТУЗБ. ТЬСТ. УЧ-К |',
* ТУРБ. МЕНЬШЕ, УЧ-К | ЛАР, МЕНЬШЕ, УЧ-К | ОБ',
* ЧАЯ | ОШАЯ |',
*16X,' | / | X,86(1'-)', ПОТЕРЯ | ПОТЕРЯ | ПЕРЕГР. |')

```

```

*IX, 'I PABCTYI (PROGREB) ДЛИНА } T I ДАВЛЕ=I ДЛИНА I F.
* T I ДАВЛЕ=I ДЛИНА } ДАВЛЕ=I ДАВЛЕ=I МАПОРА*
*16X, 'I /IX, 'I (ЧАС) I (ЧАС) I [КОМЭ] ИМЕ I I.
* [КОМЭ] ИМЕ I [КОМЭ] ИМЕ I F.
* ИМЯ I T ДАВЛЕИМЯ I F)
110 FORMAT(12I2)
111 FORMAT(6F5.3)
112 FORMAT(12F6.1)
113 FORMAT(12F7.8)
114 FORMAT(5F9.3)
116 FORMAT(12F4.2)
117 FORMAT(5F6.4)
118 FORMAT(12F4.1)
119 FORMAT(12F4.1)
120 FORMAT(F4.1)
121 FORMAT(2F6.3,2F5.3)
122 FORMAT(2F5.1,F5.3)
123 FORMAT(F6.4,F9.7)
124 FORMAT(F7.2,F7.5,F5.1)
125 FORMAT(F10.3,F5.3)
126 FORMAT(F4.1,F6.6)
127 FORMAT(F5.3,F6.4)
128 FORMAT(F5.8,F6.8)
129 FORMAT(52F6.1)
130 FORMAT(F5.2)
131 FORMAT(1X, 'I F, F6.1, F6.1, E9.8, F6.1, F6.2, F9.8, F6.1;
* F6.2, F9.8, F6.1, F6.2, F6.2, F6.2, F6.2, F6.2, ' I)
007 FORMAT(20X, 50(1=*))
*20X, ' * ТЕПЛОСНАВАДЫЧЕСКИЕ РАСЧЕТ
*20X, ' * ПУСК ТРУБОПРОВОДА
*20X, ' * ( ПСВЯЗКА ПРОБЛКА )
*20X, 50(1=*)//)
END
SUBROUTINE GIDRA(M, DP, TN, D, ANH, AA, BB, B, TAY0, TBP)
COMMON D1, AK, UK, M, Y, RCF
COMMON /C/B, TB, SHY, ACRP, X, A, YC, P
DIMENSION P(5), AN(5), AM(5), TETA(5)
A2=2, *ANH*1,
A3=3, *ANH*1,
A4=5, *ANH*3,
A5=A2*A4/A3**2*(3.14159**2)/328,
A6=(8.*A3/(3.14159*ANH))*ANH
BT2=P.*A2/(3.14159**2*9.81)*15-A6**BB
A7=3.14159*ANH*(8.*A3)
A8=(D1**3)/8
C1=(A7-A6)**ANH
A9=ANH*(ANH*1.1+3.14159*ANH**2)**(1.*ANH)
C2=A9/2, *(3.*ANH-1.1)*8**ANH
SS=AK*EXP(-UK*TB)
C3=TAY0*EXP(-B*TB)/SS
C4=EXP(-P*(TBP-T0))
C5=EXP(U*(TBP-T0))
OLY=0,
AS=-ACRP*Y0
DO I J=1, 5
A4=EXP(-2*SHY*P(J))
A6=EXP(-P*P(J))
TETA(J)=P*P*1.-EXP(AS)*(1.-A6)
A7=(TN-T0)*TETA(J)
AN(J)=EXP(-U*A7)

```

```

* F
* F
* F

```

```

AM3(3)=EXP(1-R=AT)
S1=SQRT(1/2*(2+C2+C3)*(4+(3)-243)/(5*AN3(3)))
S2=C1-C3*(AM1(3)-C4)
S3=C5*AM1(3)/A3
1 DLT=DLT+(S2+S3*(ANN+S1))-+BB
CEL=DLT/5.
A2=B** (2,-2,=BB+BB*ANN)
A3=D1** (2,-4,=BB+BB*ANN)
A4=ISS/RCF1**BB
M=BYZ=A2+A4*Y=DEL/A3
OP=M*RCF**B.BBB
RETURN
END
SUBROUTINE RAS
IMPLICIT REAL*4
COMMON D1,AK,UK,M,Y,PDF
COMMON /F/APD,BRO,TM,TF,AN,SA,AC,EC,CP,AL,PL,LNF,TBP
COMMON /F1/CF,AKF,ULF,REF,PRF,PH,TAYZF,TAYZ,B,ANNF
RCM=ARO-FRO*TM
AKM=AK*EXP(1-UK*TM)
AKF=AK*EXP(1-UK*TF)
RCF=ARO-FRO*TF
ANNF=A*SN*TF
ANMW=A*SN*TM
CF=AC+BC*TF+CP
CW=AC+BC*TM+CP
LNF=L-B1*TF
LAW=L-BL*TM
TAYZF=TAYZ1*(EXP(1-B*TF)-EXP(1-E*TF))
TAYBW=TAYB1*(EXP(1-B*TM)-EXP(1-E*TF))
A2=AKF/B.*(16.*ANNF+2.)/ANNF1*-ANNF
A3=3.*ANNF+1.
A4=2.*ANNF+1.
A5=5.*ANNF+3.
ULF=TAYZF/D1**ANNF/(A2*X+ANNF)
A6=1.5*A3**2/(A4+A5)
A7=ULF+B./A3*(ANNF*SQRT(A6**2+ULF*ANNF+A3/4.))
REF=D1**ANNF*M** (2.-ANNF)*ROF/A2+A6**2./A7
PRF=CF*(1/M)** (1.-ANNF)/B.*(LNF)*A2+A7/A6
A2=AKM/B.*(16.*ANNM+2.)/ANNM1*-ANNM
A3=3.*ANNM+1.
A4=2.*ANNM+1.
A5=5.*ANNM+3.
ULM=TAYBW/D1**ANNM/(A2*M+ANNM)
A6=1.5*A7**2/(A4+A5)
A7=(LW+B./A3)*(ANNM*SQRT(A6**2+ULM*ANNM+A3/4.))
PRM=CW*(1/M)** (1.-ANNM)/B.*(LNM)*A2+A7/A6
RETURN
END

```


Программа LUFT

```

C*.....
C*          ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ          *
C*          ГРУСКА ТРУБОПРОВОДА                *
C*          ( НАДЗЕМНАЯ ПРСКЛАДКА )            *
C*.....
      IMPLICIT REAL*(R,L)
      REAL M
      COMMON D1,AK,UM,M,V,RCF
      COMMON /C/B,TB,SMV,ACRF,XIA,VE,P
      COMMON /F/ARO,BRO,YH,YF,AK,SN,AC,BC,CP,AL,BL,LF,YBP
      COMMON /R1/CF,AKF,ULF,ROF,PRF,PRV,TAYBF,TAYZ1,B,ANNF
      DIMENSION D11(6),D21(6),MFI(6),YNI(10),LTR1(10),LCR1(5),P(3)
      DIMENSION LIZ1(5),BIZ1(10),ACR1(5),TB(12)
      DIMENSION CI(10),YI(50),PI(5),CP(5)
      READ 110, ID, IY, IZ, IL, ILC, ILE, IF, IA, ITB, IC, IY
      READ 111, (D11(I), I=1, IC)
      READ 112, (D21(I), I=1, IC)
      READ 119, (YI(I), I=1, IY)
      READ 113, (LTR1(I), I=1, IL)
      READ 114, (LCR1(I), I=1, ILC)
      READ 114, (LIZ1(I), I=1, ILE)
      READ 116, (BIZ1(I), I=1, IB)
      READ 117, (ACR1(I), I=1, IA)
      READ 118, (TB(I), I=1, ITB)
      READ 119, (CI(I), I=1, IC)
      READ 120, (YI(I), I=1, IY)
      READ 120, YTBP
      READ 121, SK, AK, US, UK
      READ 122, ARO, ROS, BRO
      READ 123, AL, RL
      READ 124, AC, BC, CP
      READ 125, TAYB1, B
      READ 126, AVO, BV
      READ 127, AN, SN
      READ 128, LST
      READ 128, FF, RX
      READ 115, AIZ
      PRINT 007
      PRINT 100, AC, BC, AL, BL, ARO, BRO, SN, LS, AN, UK
      PRINT 101, AK, SN, TAYB1, VE, YTBP, F
      PRINT 102, BT, YTBP, CP
      P(1) = .0875
      P(2) = .3125
      P(3) = .5
      P(4) = .60727
      P(5) = .91625
      DO 50 INC=1, IC
      C1=D11(INC)
      D2=D21(INC)
      DO 51 INC=1, IC
      C=C1(INC)
      DO 52 INY=1, IY
      TB=TB1(INY)
      DO 53 INL=1, ILC

```

```

LCR=LGR1(INL)
OO 54 INP=1,IL
LLTR=LTR1(INR)
OO 55 INZ=1,IL1
LIZ=LIZ1(INZ)
OO 56 INP=1,IB
BIZ=BIZ1(INB)
OO 57 INR=1,IA
AGR=AGR1(INR1)
OO 58 INA=1,ITN
TA=TN1(IA)
A1=D1**2
M=42,1252*G/(RO3*A1)
B=3,14152*M*A1/4,
C ПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ
TBP=TTBP
T=TBP
1 T=T-B,1
AKT=AK*EXP(-UK*T)
ANT=AN*SA*T
RT=RD-BFO*T
TAYT=TAYT1*(EXP(-B*T)-EXP]-B*YBP)) .
A2=(16.*ANT*2,1)/ANT**ANT
A3=3, *ANT*1,
A4=2, *ANT*1,
A5=5, *ANT*3,
UL=TAYT*C1**ANT/(AKT?C.*A2*M**ANT)
A6=D1**ANT*M**2,-ANT)*RTZ(AKT/B**A2)
A7=1,5*A3**2/(A4*A5)
A8=AF*A7
A9=SQRT(A4**2*(UL*ANT*A3/B,))
A10=B./(UL*B./A3*(ANT*A9))
REB=A8*A10
ME=TAYT*(12,-ANT)/ANT)*D(1*2*RT*/7/(AKT/B,*A2)**(2./ANT)
REOKR=(2255,-874,*ANT)*ME*(18,875*ANT-B,13)
IF (REB-REOKR.CT,50.) GO TO 1
TKP=T
PRINT 105
DN=D2*2.*BIZ
R1=D2/2,
R2=DN/2,
YZ=LLTR/15600.*M)
PRINT 104,TKP,REOKR,M
PRINT 103,D1,D2,AIZ,BIZ,LIZ,C,YB,YN,LLTR,YZ
PRINT 105
PRINT 106
PRINT 105
OO 59 INY=1,IT
Y=Y1(IA)
LTN=P,
LTNN=B,
X3=B,
PT1=P,
PT2=B,
PT3=B,
DP1=B,
M1=B,
GOTO 46
45 Y=YZ
INY=INY*1
46 LTR=3600.*M*Y

```

```

YC=Y-YZ
YX=YD
IF(YD,CT,0) GO TO 44
YC=B.
GOTO 43
44 LTR=LTR
43 IF(TN.LE.TNP) GO TO 4P
IF(TN.LE.TBP) GO TO 4I
0 ТУРБУЛЕНТНАЯ РЕЖИМ НА ВТОРОВСКИЯ
PPA=B.
TK=TN-1.P
3 TK=TK-B.1
IF(TK.LE.TBP) GO TO 4
TF=B.5*(TK+TN)
GOTO 5
4 TF=B.5*(TN+TBP)
5 TN=TF
2 TN=TN-B.1
AKW=SK*EXP(-US*TN)
AKF=SK*EXP(-US*TF)
ROF=ARO-PRO+TF
REF=W*C1+ROF/AKF
LNF=AL-BL*TF
LNU=AL-BL*TN
CN=AC+BC*TN
CF=AC+BC*TF
PRV=AKW*CN/LNW
PRF=AKF*CF/LNF
ALFA1=B.F21=LNF/D1+REF*0.8+REF*0.43*(PRF/PRV)*0.29
B11=ALFA1*R1/L1Z
B12=AVO*R2/L1Z
B111=ALFA1*(R2-R1)/L1Z
AB=B11+B12/(B11+B12+B111)*0.32*ALOG(LN/C21)
A1=B111*2*(5.*R1+11.*R2)
A2=10.*B111*(3.*R1+9.*R2)
EN=(R2-R1)*2*(A1+A2*68.*R1+R2)
AM=2.*(B111*(3.*R1+5.*R2)+12.*(R1+R2))/EN
PP=10.*(B111)*2*(4.*R1+R2)+12.*B111*(R1)/EN
ACRP=A1Z*PP
KST=L1Z*AB/R1
KAST=2.*ALFA1*AM-(R2+R1)*42
KT=KST-KAST/(1.+ACRP*YC)
F1=ALFA1*(TF-TN)*D1
F2=KT*CN*(TF-TN)
CF=F2-F1
IF(CF,CT,FP) GO TO 2
IF(TK,CT,TBP) GO TO 6
X=B.
7 X=X*XX
GOTO 9
6 X=LTR
9 A2=3.14158*D1*X/(Q-ROF*CF)
SHY=KST*J2
A=KST*A2
IF(TK.LE.TBP) GO TO 8
A3=EXP(+SHY)
A4=EXP(-ACRP*TN)
A5=EXP(-F)
TKR=T.*(TN-TN1)+A3*(1.-A4*J1)+A5J1
IF(TKR.LT,TK) GO TO 3
PT1=TKR

```

```

      LYN=X
      GOTO 28
0   A3=EXP(-SHV)
      A4=EXP(-ACRP*YD)
      A5=EXP(-P)
      M=A3*(1.-A4*(1.-A5))
      YET=(TBP-TB)/(TM-TB)
      IF (YET-LT,M) GOTO 7
      LYN=X
      X2=LTR-LTN
      PY=TBP
28  ANNA=1.8
      AA=8.3164
      BB=8.25
      YALB(=8.
      BE=8.
      CALL GIDPA(M(1),OP(1),TN,03,ANNA,PA,BB,BE,YALB(,YTPB)
      IF (X,LT,LTR) GOTO 24
      M(2)=8.
      M(3)=8.
      OP(2)=8.
      OP(3)=8.
      GOTO 21
0   ТУРБУЛЕНТНЫЙ РЕЖИМ НЕЛЬЗЯ СВОДСКИМ
41  TBP=TN
      X2=LTR
      M(1)=8.
      OP(1)=8.
      LYN=8.
      PY=8.
24  TK=TBP-1.8
12  TK=TK-F,1
      IF (TK.LE.TKP) GOTO 13
      TF=8.5*(TBP+TK)
      GOTO 14
13  TF=8.5*(TBP+TKP)
14  TW=TF
18  TW=TW-B,1
      CALL RAS
      ALFA1=A.P21=LN(F/D1)*RECF**8.8*PRF**8.83*(PRF/PRW)**8.25
      B11=ALFA1*R1/L1Z
      B12=AVC*F2/L1Z
      B111=ALFA1*(P2-R1)/L1Z
      A2=B11-B12/(R11-R12+B11-B12*ALOG(CN/C2))
      A1=B111-2*(5.*R1+11.*R2)
      A2=17.*B111*(3.*R1+5.*R2)
      EN=(R2-R1)**2*(A1+A2+8.*R1+R2)
      AM=2.5*(B111*(3.*R1+5.*R2)+17.*(R1+R2))/EN
      PP=1P.*(B111-2*(4.*R1+R2)+12.*B111+R1)/EN
      ACRP=A12*PP
      KSY=L1Z*8/R1
      KSY2=2.*ALFA1*AM*(R2+R1)-82
      KT=KSY+K*SY/(1.+ACRP*YC)
      F1=ALFA1*(TF-TW)*D1
      P2=KT*DN*(TF-TB)
      OF=P2-F1
      IF (OF.GT.FF) GOTO 18
      IF (TW.GT.*KP) GOTO 11
      X=8.
17  X=X+XX
      GOTO 42

```

```

11 X=X2
42 A3=3.14158*DI01X/(B0ROF0CFI
SMV=MST033
A=MNST0AS
IFITK.LE.TMP) GOTO 16
TKR=TB0(TBP-T0)=EXP(-SMV) * (1.-EXP(-ACRP0YCI0(1.-EXP(-01)))
IFITKR.LT.TK) GOTO 12
PT2=TKR
LTNN=X
GOTO 23
16 M=EXP(-34Y0(1.-EXP(-ACRP0YD0(1.-EXP(-A)))
TET=ITMP-T0)/(YBP-T0)
IFITET.LT.M) GOTO 19
LTNN=X
X3=X2-LTAN
PT2=TKP
25 A2=(16.0*ANNF02.1/ANNF)00ANF
A3=(15.0*ANNF01.1)002
A4=2.0*ANNF01.
A5=5.0*ANNF03.
ME=YAYBF0((7.-ANNF)/ANNF)010020F0F/
1(AMF/8.0+2100(7./ANNF)01.50A3/(A00A5)
AA=(8.52101.750ANNF04.4090ANNF002)0
IME0(-0.13700.2120ANNF)
BB=(F.19200.7640ANNF)0FC0(-0.09000.14)0
1ANNF08.6640ANNF002)
CALL CIDA(MI2),DP(2),TBP,UK,ANNF,AA,BB,B,YAY01,YTBP1
IFIX.LT.X2) GOTO 26
MI3)0.
DP(3)0.
GOTO 21
6      ААНМЛАРНУА РЕЕНН НЕМБЕУОНЕВСКУА
48 TKP=TM
X3=LTR
MI1)0.
MI2)0.
DP(1)0.
DP(2)0.
LTN0.
LTAN0.
PT3)0.
PT2)0.
26 TK=TMP-1.0
19 TK=TK-P.1
TF=0.3*(TK0TK)
TK=TF
18 TM=TW-B.1
CALL PAS
A2=AMF/8.0(16.0*ANNF02.1/ANNF)00ANF
A3=3.0*ANNF01.
A4=2.0*ANNF01.
A5=5.0*ANNF03.
A6=ULF0B./A30(ANNF0SBRT(A30020ULF0ANNFA3/0.1)
A7=1.50A2002/(A40A5)
GRF=0.8)0BT0(YF-TU)0D)0030ROF002/(A20(D1/M)0(1.-ANNF))
0020AT002018./A6)002
4LFA)0.19-LNF/D)0(ROCF0PBF)000.330
0(CRF0PRF)000.10(IPRF/PRN)000.38
B1)0.0A10R)0LIZ
B12)AVG0P2/LIZ
B11)0ALFA)0(02-BE)0L62

```

```

A0=B11*B12/(R11+B12*B11)+B12*ALOG(VN/C2))
A1=B111*2*(5.*R1-11.*R2)
A2=1P.*B111*(3.*R1+5.*R2)
EN=(R2-R1)*2*(A1+A2*0P.-1R1+R2))
AT=2.5*(F111*(3.*R1+5.*R2)+12.*(R1+R2))/EA
PP=1P.*(E111*2*(4.*R1+R2)+12.*B111*R1)/EA
ACRP=A1Z+PP
K=Y/L1Z=A0/R1
KNST=2.*ALFA1*AM*(R2-R1)+2
KT=KST*KNST/(1.-ACRP+YC)
F1=ALFA1*(TF-TM)=D1
F2=KT*CN*(TF-TM)
DF=F2-F1
IF (DF.GT.FF) GOTO 18
X=X3
A2=3.14158*D1*X/(B*ROF+CF)
SHY=KST*A2
A=KNST*A2
TKP=TB*(TKP-TB)*EXP(-SHY)+((1.-EXP(-ACRP+YC))/(1.-EXP(-A)))
IF (TKR.LT.TK) GOTO 9
27 AA=64.
BB=1.
CALL C1CFA(M(3),DP(3),TKR,UK,ANF,AA,BB,B,TAY01,TT0P)
PT3=TKR
21 M1=M11+M(2)+M(3)
CP1=DP(1)+DP(2)+DP(3)
PPA=DP1-CP(1)
PRINT 151,Y,YX,LTA,PT1,DP(1),LYNA,PT2,DP(2),
X3,PT3,DF(3),DP1,M1,PPA,CP(3)
IF (NY.EB.1Y) GOTO 65
28 TK=TP
59 CONTINUE
58 CONTINUE
57 CONTINUE
56 CONTINUE
55 CONTINUE
54 CONTINUE
53 CONTINUE
52 CONTINUE
51 CONTINUE
50 CONTINUE
STOP
180 FORMAT(2PX,'ТЕПЛОЕМКОСТЬ C2=',F7,2,'*',F7,5,'*T*/
*2PX,'ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ LN=',F6,4,'*',F6,6,1*'*/
*2PX,'ПЛОТНОСТЬ RC=',F5,1,'*',F5,3,'*T*/
*2PX,'ВЯЗКОСТЬ SK=',F5,2,'*EN*(-1,F5,5,'*Y)*/
*2PX,'КОЭФФИЦИЕНТ АХ=',F6,3,'*EXP(-1,F5,3,'*Y)')
181 FORMAT(2PX,'ПОКАЗАТЕЛЬ ПОВЕДЕНИЯ АХ=',F5,3,'*',F6,4,'*T*/
*2PX,'НАПРЯЖЕНИЕ СДВИГА ТДАУ=',F10,3,'*(EXP(0.
*F5,3,'*T)-FXP(0.1,F6,1,'*',F5,3,'*Y)')
182 FORMAT(2PX,'К-Т ЛИНЕЙНОГО РАДИОТЕРА ВТ=',F7,5)
*2PX,'ТЕМПЕРАТУРА ПРОСВЕЩЕНИЯ ЯБЗКО1,
*ПРАКТИЧЕСКИХ СВЯСТВ ТВР=',F4,1/
*2PX,'СКРЫТАЯ ТЕПЛОТА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФФ',
*НВ CP=',F5,1///)
183 FORMAT(2PX,'ВНУТРЕННИЙ ДИАМЕТР ТРУБОПРОВОДА C1=',F5,3/
*2PX,'ВНЕШНИЙ ДИАМЕТР ТРУБОПРОВОДА C2=',F5,3/
*2PX,'ТЕМПЕРАТУРА ПРОВОДИМОСТИ ИЗОЛЯЦИИ А=',F7,5/
*2PX,'ТОЛЩИНА ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ E1Z=',F4,2/
*2PX,'К-Т ТЕПЛОПРОВОДИМОСТИ ИЗОЛЯЦИИ I1Z=',F5,3/
*2PX,'ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ Cн=',F5,2,'* МЛМ.У/ГОР*/

```

```

*28X,'ТЕМПЕРА ОКР. -РЕВЬ Т281',F5,1/
*28X,'НАЧАЛЬНАЯ ТЕМПЕРАТУРА Т101',F4,1/
*28X,'ДЛИНА ТРУБОПРОВОДА LTR=',F9,8/
*28X,'ВРЕМЯ ЗАПОЛНЕНИЯ Т28P=',F6,2//)
184 FORMAT(28X,'КРИТИЧЕСКАЯ ТЕМПЕРАТУРА ТКР=',F4,1/
*28X,'КРИТ. ЧИСЛО РЕНОЛЬДАСА БЕКР=',F6,1/
*28X,'СКОРОСТЬ ПЕРЕКАЧКИ ВР',F4,2)
185 FORMAT(1Y,119,'*')
186 FORMAT(1Y,'1 ВРЕМЯ | ТУФБ. УБЕТ, УЧ*К |',
* ' ТУРЕ, ЧЕМБСТ, УЧ*К | ДАР, ЧЕМБСТ, УЧ*К |06',
* 'АВ | ОМАВ |',
*16Y,'1'/1X,86(' -'),(ПСТЕРЯ | ПТЕРЯ | ПЕРЕГАЗ |',
*1X,'(РАБСУМ |ПРОГРЕВ| ДЛИНА | Т | ДАВЛЕ-| ДЛИНА |',
* ' Т | ДАВЛЕ-| ДЛИНА | Т | ДАВЛЕ-| ДАВЛЕ-| ДАПОРА|',
*16Y,'1'/1X,'1 (ЧАС) | (ЧАС) | |КОМЧИ| НИЕ |',
* ' НИЯ | |КОМЧИ| НИЕ | |ОМЧИ| НИЕ |',
* ' НИЯ | | ДАВЛЕМИ |')
118 FORMAT(1P12)
111 FORMAT(6F5,3)
112 FORMAT(12F6,1)
113 FORMAT(12F7,9)
114 FORMAT(5F5,3)
115 FORMAT(F7,5)
116 FORMAT(12F4,2)
117 FORMAT(5F6,4)
118 FORMAT(12F5,1)
119 FORMAT(12F4,1)
120 FORMAT(F4,1)
121 FORMAT(2F6,3,2F5,3)
122 FORMAT(2F5,1,F5,3)
123 FORMAT(F6,4,F9,7)
124 FORMAT(F7,2,F7,5,F4,1)
125 FORMAT(F10,3,F5,3)
126 FORMAT(F4,1,F8,6)
127 FORMAT(F5,3,F6,4)
128 FORMAT(F2,8,F6,8)
129 FORMAT(5F6,1)
130 FORMAT(F5,2)
151 FORMAT(1Y,'1 ',F6,1,F8,1,F9,2,F6,1,F8,2,F9,8,F6,1,
* F8,2,F9,8,F6,1,F8,2,F8,2,F8,2,F8,2,' |')
*87 FORMAT(28X,58('00'))
*28X,'0 ТЕПЛОТРАВАЛЫЧЕСКИЯ РАСЧЕТ *//
*28X,'0 СУМА ТРУБОПРОВОДА *//
*28X,'0 ( НАЗЕРИЯЯ ПРСЛАДЯА ) *//
*28X,58('00')//)
END
SUBROUTINE GICRAIN,DP,YN,0,ANA,AA,VB,V,TAYU1,TBPI
COMMON D,AK,UK,N,Y,ROF
COMMON /C/B,TB,SHU,ACRP,X;A,YC,P
DIMENSION P(15),ANI(5),AM(5),TETA(15)
A2=2,0ANA+1,
A3=3,0ANA+1,
A4=5,0ANA+3,
A5=A2+A4/A3**2*(13.1415**0.2)/152,
A6=(B,0A3/(13.1415*0ANA))**0ANA
BTZ=0,0A4/(13.1415**0.2*9.81)*((A5+P))**0B
A7=3,1415*0ANA/(B,0A3)
A8=(D1**0)/B
C1=(A7**A8)**0ANA
A9=ANN**0(ANN-1,1)*3.1415*0ANA-A3**0(1,0ANA)
C2=A9/2,0*(3,0ANN-1,1**0B-0ANA

```

```

SS=AK*EXP(-UK*YBP)
C3=YAYB1*EXP(-B*YB)/SS
C4=EXP(-E*(TAP-YB))
C5=EXP(U*(TBP-YB))
CLY=B.
A5=-ACRP*YD
DO 1 J=1,5
A4=EXP(-SMY-P(J))
A6=EXP(-A*P(J))
TEYA(J)=A4*(1.-EXP(A5)*(1.-A6))
A7=(TN-YF)*TEYA(J)
ANI(J)=EXP(-U*A7)
AM(J)=EXP(-M*A7)
S1=SQRT(A2**2+C2*C3*(AM(J)-C4)/(C5*ANI(J)))
S2=C3-C3*(AM(J)-C4)
S3=C5*ANI(J)/A5
1 DLY=DLT*(S2-S3*(ANN+S1))+BB
CEL=DLT/5.
A2=B**2.-2.*BR*RB-ANN
A3=D1**5.-4.*RB*BR*ANN
A4=(SS/RCF)**BB
M=BYZ-A2*A4-X*DEL/A5
CP=M*ROF*B.BRB
RETURN
END
SUBROUTINE RAS
IMPLICIT REAL(K,L)
COMMON D1,AK,UK,M,Y,ROF
COMMON /F/ARO,BRO,TN,TF,AN,SN,AC,EC,CP,AL,BL,LNF,YBP
COMMON /P/CF,AKF,ULF,AEGB,PRF,PRB,TAYBF,TAYB1,B,ANNF
RCV=ARC-PRO-TN
AKY=AK*EXP(-UK*TN)
AKF=AK*EXP(-UK*TF)
RCF=ARO-PRO-TF
ANNF=AN*SN*TF
ANK=AN*SN*TN
CF=AC*BC*TF*CP
CM=AC*BC*TN*CP
LNF=AL-BL*TF
LNM=AL-BL*TN
TAYBF=TAYB1*(EXP(-B*TF)-EXP(-E*TF))
TAYBN=TAYB1*(EXP(-B*TN)-EXP(-E*TF))
A2=AYF/B.*(16.*ANNF**2.)/ABNF**ANNF
A3=3.*ANNF*.
A4=2.*ANNF*.
A5=5.*ANNF*.
ULF=TAYBF*D1**ANNF/(A2*M**ANNF)
A6=1.5*A3**2/(A4*A5)
A7=ULF*B./A3*(ANNF*SQRT(A6**2+ULF*ANNF**A5/A.))
RCF=D1**ANNF*M**2.*ANNF*RCF/A2*A6*B./A7
PRF=CF*(C1/M)**(1.-ANNF)/B.*LNF/A2*A7/A6
A2=AM/B.*(16.*ANNF**2.)/ANNF**ANNF
A3=3.*ANNF*.
A4=2.*ANNF*.
A5=5.*ANNF*.
ULM=TAYBN*D1**ANNF/(A2*M**ANNF)
A6=1.5*A3**2/(A4*A5)
A7=ULM*C./A3*(ANNF*SQRT(A6**2+ULM*ANNF**A5/A.))
PRM=CM*(C1/M)**(1.-ANNF)/B.*LNM/A2*A7/A6
RETURN
END

```


Приложение 4

Распечатка выходной информации программы
RODEN и LUFT

```

.....
      ТЕРМОГРАФИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ
      ПУСКИ ТРУБОПРОВОДА
      ПОВЕРХНЕВАЯ ПРОКЛАДКА
.....

```

```

ТЕПЛОЕМКОСТЬ С=1874.77*3.67800*Т
ТЕПЛОПРОВОДИМОСТЬ ЛЬ=0.1378-8.088874*Т
ПЛОТНОСТЬ ВО=883.4*8.957*Т
ВЯЗКОСТЬ СК=1.83*EXP(-0.888*Т)
КОНСИСТЕНЦИЯ АН=25.988*EXP(-0.155*Т)
ПОКАЗАТЕЛЬ ПОВЕДЕНИЯ АН=0.926*8.8114*Т
НАПРЯЖЕНИЕ СЛИВА ПАУК= 6651.934*(EXP(-0.235*Т)-EXP(-0.5*Р*0.735))
К-Т ЛИНЕЙНОГО РАСШИРЕНИЯ ВТ=0.88868
ТЕМПЕРАТУРА ПРИБЛИЖЕНА ВЗКОГЛАСТИЧНЫХ СРЕДСТВ ТВ=45.0
СКОРЯТА ТЕПЛОТА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ГАРАФИНА СР=648.2

```

```

.....
КРИТИЧЕСКАЯ ТЕМПЕРАТУРА ТКР=35.0
КРИТ. ЧИСЛО РЕЙНОЛЬДСА РЕКР=2844.3
СКОРОСТЬ ПЕРЕКАЧИВАНИЯ 1.01
ВНУТРЕННИЙ ДИАМЕТР ТРУБОПРОВОДА D1=0.996
ВНЕШНИЙ ДИАМЕТР ТРУБОПРОВОДА D2=1.028
ГЛУБИНА ЗАПАСЕНИЯ ЛВ=1.48
ТЕМПЕРАТУРОПРОВОДИМОСТЬ ГРУНТА А=0.8828
ТОЛЩИНА ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ В12=0.18
К-ТМ ТЕПЛОПРОВОДИМОСТУ: ГРУНТА LGR=1.888
      УСЛОВИИ L12=0.250
ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ Q=28.88 МГН.Т/ГОД
ТЕМП-РА СКР.СРЕДЬ Т8=2.0
НАЧАЛЬНАЯ ТЕМПЕРАТУРА ТН=58.0
ДЛИНА ТРУБОПРОВОДА LTR=28800.0
ВРЕМЯ ЗАПАСЕНИЯ ТЗАР= 55.02

```

```

.....
      ВРЕМЯ      ТУРБ. МБЕТ. УЧ-М      ТУРБ. МЕТБЕТ. УЧ-М
-----
ТРАБЕТЫ ПРОГРЕВИ ДЛИНА      ДАВЛЕ-      ДАВЛЕ-      Т      ДАВЛЕ-      ДАВЛЕ-
[ ЧАС ] [ ЧАС ] [ КСМ/СЧ ] МВЕ ] [ КСМ/СЧ ] МВЕ ] [ КСМ/СЧ ] МВЕ ]
.....
1  60.0      5.0      40200.  45.0      3.85      116000.  35.0      11.27
1  77.2      17.0      54200.  45.0      5.20      146000.  36.4      14.15
1  90.0      41.0      84000.  45.0      8.69      116000.  40.3      13.19
1  127.0     85.0      127200.  45.0      18.38      93000.   42.0      9.95
1  1700.0    945.0    137200.  45.0      32.51      78000.   43.1      6.96
1  2700.0   1945.0   132200.  45.0      32.51      78000.   43.1      6.96
1  35.0      0.0      35000.  45.0      3.57      81000.   35.0      9.81

```

Продолжение таблицы выходной информации

ЛАМ. НЕРВ. УЧ-К	СЕК. П	СЕК. П	ПОСЛ. П	ПОСЛ. П	ПЕРЕПАС	
ДЛИНА	Т	ДАВЛЕ-	ДАВЛЕ-	МАПОРА		
ИКСИЧИ	НИР	НИР	НИР		ДАВЛЕНИИ	
64000.	32.0	6.00	21.21	252.08	17.34	6.00
0.	0.0	8.0	19.35	232.04	14.14	8.0
0.	0.0	8.0	19.35	229.04	11.10	8.0
0.	0.0	8.0	19.35	232.06	9.07	8.0
0.	0.0	8.0	19.46	232.07	6.94	8.0
0.	0.0	8.0	19.46	232.07	6.96	8.0
64200.	31.0	11.20	24.45	292.20	21.00	11.20

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Перечень условных обозначений	<u>3</u>
1.1. Индексы	<u>3</u>
1.2. Обозначения	<u>5</u>
1.3. Константы	<u>7</u>
1.4. Параметры	<u>8</u>
2. Исходные данные для расчета	<u>10</u>
3. Определенные критических параметров потока жидкости	<u>14</u>
4. Пуск трубопровода в эксплуатацию	<u>16</u>
4.1. Тепловой расчет	<u>16</u>
4.2. Гидравлический расчет	<u>22</u>
5. Определение времени безопасной остановки трубопровода	<u>25</u>
5.1. Расчет времени остановки подземного трубопровода	<u>25</u>
5.2. Расчет времени остановки надземного трубопровода	<u>26</u>
5.3. Гидравлический расчет	<u>26</u>
5.4. Графоаналитический метод	<u>29</u>
6. Определение ореолов протавления грунтов вокруг трубопровода и тепловой расчет	<u>31</u>
Список литературы	<u>34</u>
Приложение 1. Справочные таблицы	<u>36</u>
Приложение 2. Программа <i>BODEN</i> . Теплогидравлический расчет пуска трубопровода (подземная прокладка).	<u>40</u>
Приложение 3. Программа <i>LUFT</i> . Теплогидравлический расчет пуска трубопровода (надземная прокладка).	<u>48</u>
Приложение 4. Распечатка выходной информации программ <i>BODEN</i> и <i>LUFT</i>	<u>56</u>

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

РАСЧЕТА НЕСТАЦИОНАРНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ
РАБОТЫ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННЫХ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ
СПОСОБАХ ПРОКЛАДКИ ИХ В РАЙОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ
МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

РД 39-30-1061-84

ВНИИСПнефть

450055, Уфа, просп. Октября, 144/3

Редактор Г.Л. Левченко

Технический редактор В.В. Антошкина

Подписано к печати 8.09.1984 г.

Формат 60x90 1/16. Уч.-изд. л. 2,7. Тираж 140 экз.

Заказ 152

Ротапринт ВНИИСПнефти