МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА
РАСЧЕТА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ В "ГОРЯЧЕМ" НЕФТЕПРОВОДЕ
РД 39-30-480-80

gost.e-ecolog.ru

1981

Министерство нефтяной промышленности

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО СБОРУ, ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТУ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
ВНИИСПТнефть

МИНХ и ГП им. И.М.Губкина

УТВЕРЖДЕНА

Первым заместителем Министра нефтяной промышленности

_____ В.И.Кременевым

11 декабря 1980 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ В "ГОРЯЧЕМ" НЕФТЕПРОВОДЕ

РД 39-30-480-80

1981

Методика расчета гидравлических и тепловых потерь в "горячем" нефтепроводе предназначена для проектирования "горячих" трубопроводов и гидравлических расчетов на действующих трубопроводах.

Методика охватывает области ламинарного и турбулентного режима движения нефтей в трубопроводах, отвечающих реологическим моделям Шведова-Бингама и Балкли-Гершеля.

Базой для составления методики явились теоретические и экспериментальные исследования, выполненные во ВНИИСПТнефть и МИНХ и ГП им.Губкина И.М.

Авторами "Методики..." являются:

д.т.н., профессор Гусейнзаде М.А.;

д.т.н., профессор Юфин В.А.,

к.ф-м.н., доцент Харин В.Т.,

к.т.н. Мишин Э.А.,

к.т.н. Стаин А.М.,

Литова Г.Г.

к.т.н.,с.н.с. Сковородников Ю.А.,

к.т.н.,с.н.с. Свиридов В.П.

Титов Н.С.,

Ризванов Н.Р.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ В "ГОРЯЧЕМ" НЕФТЕПРОВОДЕ

РД 39-30-480-80

Вводится взамен РД 39-30-139-79 в части разделов 3 и 4

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 29.12.80 № 714

Срок введения установлен с 30.12.80

Срок действия до 30.12.85

Настоящая методика позволяет:

1. При известной начальной и конечной температуре нефти в трубопроводе рассчитать длину участка, на котором происходит падение температуры, а также потери напора на трение.

2. По начальной температуре подогрева и длине участка определить конечную температуру на участке и потери напора на трение.

3. По конечной температуре на участке и длине участка определить начальную температуру подогрева.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

Подстрочные индексы:

$в$ – величина относится к воздуху;

$в_н$ – величина берется на внутренней поверхности трубопровода;

$к$ – конечное значение величины на участке;

$кон$ – величина рассматривается в условиях конвекции;

$кр$ – величина относится к критическому сечению, в котором турбулентный режим сменяется ламинарным;

$луч$ – величина рассматривается в условиях лучеиспускания;

$н$ – начальное значение величины на участке;

$нар$ – величина берется на наружной поверхности трубы;

$нп$ – величина относится к началу кристаллизации парафина;

$о$ – величина относится к окружающей среде;

$сн$ – величина относится к снегу;

i – величина относится к i -му слою изоляции;

f – параметр взят при средней температуре потока;

w – параметр взят при средней температуре стенки;

$*$ – параметр относится к характерной для данного участка трубопровода величине.

Техническая характеристика трубопровода:

$D_{вн}$, м – внутренний диаметр трубопровода;

$D_{нар}$, м – внешний диаметр трубопровода;

h_0, м – глубина заложения оси трубопровода;

h', м – приведенная глубина заложения;

ℓ, м – текущая длина вдоль трубопровода;

L, м – полная длина трубопровода;

Тепловые и гидравлические характеристики перекачиваемой жидкости:

A, $1/°C$ – константа в формуле (20) для определения потерь давления;

a, $м^2/сек$ – коэффициент температуропроводности;

B, $1/°C$ – показатель крутизны зависимости минимального напряжения сдвига от температуры;

C, $\frac{дж}{кг \cdot °C}$ – весовая теплоемкость;

G, $кг/сек$ – массовый расход;

P, $н/м^2$ – давление;

t, $°C$ – температура;

U, $1/°C$ – показатель крутизны зависимости вязкости от температуры;

V, $м/сек$ – средняя скорость жидкости в сечении трубопровода;

$\alpha_{ен}$, $\frac{вт}{м^2 \cdot °C}$ – коэффициент теплоотдачи от жидкости к стенке;

β, $1/°C$ – коэффициент объемного расширения;

ρ, $кг/м^3$ – плотность нефти;

η, $\frac{н \cdot сек}{м^2}$ – динамический коэффициент вязкости (бингамовской или неньютоновской);

η_0, $\frac{н \cdot сек}{м^2}$ – фиктивная вязкость при температуре t_0, определяемая экспоненциальной аппроксимацией функции $\rho(t)$;

λ, $\frac{вт}{м \cdot °C}$ – коэффициент теплопроводности;

γ, $н/м^3$ – удельный вес нефти;

τ, $н/м^2$ – минимальное напряжение сдвига;

τ_0, $н/м^2$ – фиктивное значение минимального напряжения сдвига при температуре t_0, определяемое экспоненциальной аппроксимацией функции $\tau(t)$

$\bar{\tau}$, $н/м^2$ – касательное напряжение;

$П$, $\%$ – содержание парафина в нефти;

n – показатель нелинейности для нелинейного вязкопластика;

$A_н$, $1/°C$ – коэффициент, входящий в показатель нелинейности;

$B_н$ – коэффициент, входящий в показатель нелинейности.

Характеристика окружающей среды:

g, $м/сек^2$ – ускорение земного притяжения;

K, $\frac{дж}{м^2 сек °C}$ – полный коэффициент теплопередачи от жидкости в окружающую среду;

$t_о$, $°C$ – температура окружающей среды в ненарушенном тепловом состоянии в горизонтальной плоскости расположения оси трубопровода;

W, $м/сек$ – скорость ветра;

$\alpha_в$, $\frac{вт}{м^2 °C}$ – коэффициент теплоотдачи от грунта в воздух;

$\alpha_{нар}$, $\frac{вт}{м^2 °C}$ – коэффициент теплоотдачи от трубопровода в окружающую среду;

δ, $м$ – толщина слоя;

ω – влажность грунта в процентах к объему;

Безразмерные критерии:

$Gr = \frac{g\beta D_{вн}^2 \Delta t \rho^2}{\eta^2}$ – параметр Грасгофа;

$И = \frac{\tau D_{вн}}{\rho V} = \frac{\tau D_{вн} \pi \gamma}{4 G \rho}$ – параметр Ильюшина;

$Nu = \frac{\alpha_{вн} D_{вн}}{\lambda}$ – параметр Нуссельта;

$Pe = \frac{V D_{вн}}{a} = \frac{4G}{\pi D_{вн} \gamma a}$ – параметр Пекле;

$He = \frac{\tau D_{вн}^2 \rho}{\eta^2} = \frac{\tau D_{вн}^2 \gamma}{g l^2}$ – параметр Хедстрема;

$$Pr = \frac{\varrho}{a\varrho} = \frac{\varrho g}{a\gamma}$$ – параметр Прандтля;

$$Re = \frac{V D_{бн} \varrho}{\mu} = \frac{4G}{\pi D_{бн} g \mu}$$ – параметр Рейнольдса;

$$Re^{*} = \frac{8Re}{H + 2(1+\sqrt{9+H})}$$ – обобщенный параметр Рейнольдса для линейных вязкопластиков.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

Исходные данные должны включать в себя:

I. Техническую характеристику трубопровода

I.I. Производительность перекачки G .

I.2. Внутренний и наружный диаметры трубопровода $D_{вн}$ и $D_{нар}$;

I.3. Длину трубопровода L .

I.4. Глубину заложения трубопровода, считая по оси h_0.

I.5. Материал и толщину изоляции.

I.6. Начальную и конечную температуру жидкости.

Величины по пунктам I.3 и I.6 могут совместно не задаваться.

2. Характеристику перекачиваемой жидкости: зависимости плотности ρ , коэффициента теплопроводности λ , удельной теплоемкости, вязкости ρ и предельного (динамического) напряжения сдвига τ от температуры, а для нелинейного вязкопластика еще зависимость от температуры показателя нелинейности n .

3. Характеристику внешней среды

3.I. Сведения о распределении грунтов по трассе трубопровода.

3.2. Данные о температуре, влажности, теплоемкости, объемном весе и коэффициенте теплопроводности грунтов на глубине заложения по месяцам года.

3.3. Данные по срокам выпадания и толщине снегового покрова в районах прохождения трассы трубопровода.

Определение характеристик жидкости желательно провести в лаборатории непосредственно на нефти (нефтепродукте), предназ-

наченной для перекачки. Если такое определение по каким-либо причинам окажется невозможным, то часть характеристик можно рассчитать.

Весовая теплоемкость рассчитывается по формуле Крего I

$$C = \frac{419}{\sqrt{10\rho_{15}}}(0{,}403+0{,}00081t),\ \text{дж/кг °C}. \qquad (I)$$

Коэффициент теплопроводности также рассчитывается по формуле Крего I

$$\lambda = \frac{1{,}1716\cdot 10^{-4}}{\rho_{15}}(1-0{,}00054t)\ \text{вт/м °C}. \qquad (2)$$

Особенностью вязкопластичных нефтей и нефтепродуктов является высокое содержание парафина. Поэтому для них необходимо дополнительно иметь лабораторные данные о температуре начала и конца кристаллизации парафина $t_{нп}$ и $t_{кп}$.

При ориентировочных расчетах величину интервала $(t_{нп}, t_{кп})$ можно принимать равной 40÷50°С, а температуру $t_{нп}$ выбирать в пределах 40÷50°С [2] . Содержание парафина в некоторых нефтях [3,4,5] дано в приложении I.

Нелинейно-вязкопластичная нефть описывается реологическим уравнением Балкли-Гершеля

$$\tau = \eta(t)\left(\frac{\partial v}{\partial r}\right)^{n(t)} + \tau(t)$$

где η - консистентность, τ - предельное напряжение сдвига и n - показатель нелинейности.

Зависимости от температуры $\eta(t)$, $\tau(t)$, полученные при лабораторных испытаниях даются обычно таблицей. На каждом интервале изменения температуры, не превышающем 10÷15°С, зависимость $\eta(t)$ можно аппроксимировать аналитически формулой

$$\eta(t) = \eta_0 e^{-a(t-t_0)}, \qquad (3)$$

где t_* – некоторое значение температуры в данном интервале, $\rho_* = \rho(t_*)$. Величину u можно вычислить по формуле

$$u = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{\rho_1}{\rho_2}, \qquad (4)$$

где t_1, t_2 – какие-либо два значения температуры в данном интервале, для которых таблица дает соответствующие значения вязкости ρ_1, ρ_2. В частности, t_* может совпадать с t_1 или t_2.

Совершенно аналогичной формулой можно аппроксимировать зависимость $\tau(t)$:

$$\tau(t) = \tau_* e^{-\beta(t-t_*)}, \qquad (5)$$

$$\beta = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{\tau_1}{\tau_2}. \qquad (6)$$

если только рассматриваемый интервал температур удален от температуры $t_{нп}$ на 5÷10°С. В непосредственной близости от $t_{нп}$ формулу (5) надо заменить формулой

$$\tau(t) = \tau_* \frac{e^{-\beta t} - e^{-\beta t_{нп}}}{e^{-\beta t_*} - e^{-\beta t_{нп}}} \qquad (7)$$

а величину β следует находить из уравнения

$$\frac{\tau_1}{\tau_2} e^{\beta(t_{нп} - t_2)} - e^{\beta(t_{нп} - t_1)} = \frac{\tau_1}{\tau_2} - 1.$$

Это можно сделать методом последовательных приближений, находя первое приближение β_1 по формуле (6), а следующее – по формуле

$$\beta_{к} = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{\tau_1}{\tau_2 + (\tau_1 - \tau_2) e^{-\beta_{к-1}(t_{нп} - t_1)}} \qquad (8)$$

до получения удовлетворительной точности.

Показатель нелинейности $n(t)$ при $t < t_{нп}$ аппроксимируется линейно по формуле

$$n = A_4 t + B_4. \qquad (9)$$

При $t \geq t_{нп}$ считается $n = 1$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ УЧАСТКОВ С РАЗЛИЧНЫМИ РЕЖИМАМИ ТЕЧЕНИЯ

При перекачке подогретых вязкопластичных жидкостей в результате падения температуры вдоль трубопровода изменяются физические свойства нефти. Вследствие этого в трубопроводе могут иметь место несколько режимов течения. Каждому из них, в принципе, соответствует свой закон изменения средней по сечению температуры и давления.

В общем случае на начальном участке наблюдается турбулентный режим течения, на конечном - ламинарный. Кроме того, при температуре $t_{нп}$, в результате выпадения парафина начинают проявляться вязкопластичные свойства нефти. Типичная картина изменения средней температуры нефти по длине трубопровода показана на рис.I /6/.

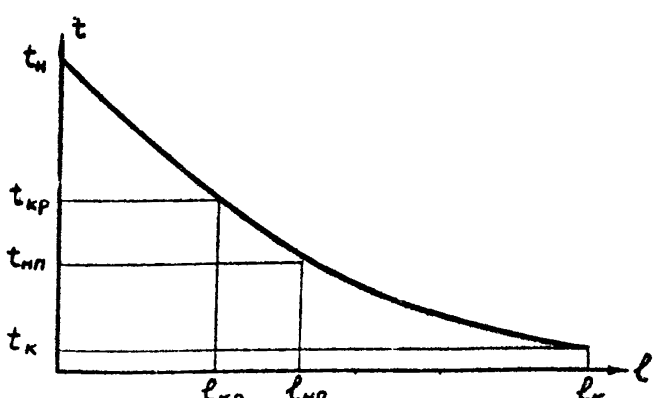

Рис.I. Изменение температуры нефти вдоль трубопровода

При этом могут иметь место три случая:

1. При $t_{нп} > t_{кр}\,(Re^{*}_{нп} > Re^{*}_{кр})$ на участке до сечения $\ell_{нп}$ наблюдается ньютоновское турбулентное течение на участке $(\ell_{нп}, \ell_{кр})$ – неньютоновское турбулентное течение, а на участке $(\ell_{кр}, \ell_{к})$ – неньютоновское, ламинарное (структурное) течение.

2. При $t_{нп} < t_{кр}\,(Re^{*}_{нп} < Re^{*}_{кр})$ жидкость будет обладать ньютоновскими свойствами на всем турбулентном участке до сечения $\ell_{кр}$. Участок $(\ell_{кр}, \ell_{нп})$ соответствует ламинарному ньютоновскому течению, а участок $(\ell_{нп}, \ell_{к})$ – ламинарному неньютоновскому течению.

3. При $t_{нп} = t_{кр}$ течение разбивается на турбулентный ньютоновский (до $\ell_{кр}$) и ламинарный неньютоновский участки.

Для определения температуры $t_{кр}$, при которой турбулентный режим течения сменяется ламинарным /7/ находится зависимость $He(t)$ в интервале температур, при которых перекачивается нефть. Пользуясь вспомогательным стандартным графиком $Re^{*}_{кр}(He)$ (рис.2), строится зависимость $Re^{*}_{кр}(t)$.

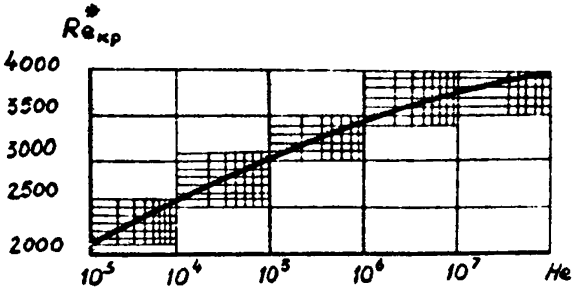

Рис.2. График зависимости $Re_{кр}$ от He

Затем рассчитывается и строится (на том же чертеже) график зависимости $Re^*(t)$. Точка пересечения кривых $Re^*(t)$ и $Re^*_{кр}(t)$ имеет абсциссой искомую температуру $t_{кр}$. Температура $t_{нп}$ должна входить в число исходных данных.

ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ НА ТУРБУЛЕНТНОМ УЧАСТКЕ

При тепловом расчете турбулентного участка нет необходимости делить его на части, соответствующие ньютоновскому и неньютоновскому течениям (если $t_{нп} > t_{кр}$), поскольку неньютоновские свойства на турбулентном участке трубопровода ещё не оказывают заметного влияния на теплообмен. Длина этого участка рассчитывается по формуле Шухова

$$\ell_{кр} = \frac{Gc}{\mathcal{D}_{вн}\,\pi K}\,\ln\frac{t_н - t_о}{t_{кр} - t_о}\,. \qquad (10)$$

В качестве c выбирается среднее значение теплоемкости на участке. Коэффициент теплопередачи определяется из соотношения

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{\alpha_{вн}} + \frac{\mathcal{D}_{вн}}{\mathcal{D}_{нар}}\cdot\frac{1}{\alpha_{нар}} + \mathcal{D}_{вн}\sum_i \frac{1}{2\lambda_i}\ln\frac{\mathcal{D}_{нар\,i}}{\mathcal{D}_{вн\,i}} \qquad (11)$$

Коэффициент теплоотдачи от жидкости к стенке $\alpha_{вн}$ оказывает несущественное влияние на K в случае турбулентного течения /3, 9, 10/, и его можно не учитывать, положив в (11) $1/\alpha_{вн} = 0$.

Обратимся к определению внешнего коэффициента теплоотдачи $\alpha_{нар}$.

При подземной прокладке трубопровода рекомендуется вычислять его по формуле Форхгеймера-Гребера /11/

$$\alpha_{нар} = \frac{2\lambda_{гр}}{D_{нар}\ln\left[\frac{2h'}{D_{нар}} + \sqrt{\left(\frac{2h'}{D_{нар}}\right)^2 - 1}\right]} \qquad (I2)$$

где

$$h' = h_0 + \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_в} \qquad (I3)$$

и $\alpha_в$ есть коэффициент теплоотдачи от грунта в воздух ($\alpha_в \approx 11{,}6 \div 17{,}4$ Вт/м$^2\cdot$°С). Коэффициент $\alpha_в$ можно определять также по данным Фокина /I2/ (см.приложение 2).

При наличии снегового покрова его теплоизолирующее влияние учитывается добавлением в (I3) ещё одного слагаемого (соответствующего фиктивному слою грунта того же теплового сопротивления, что снежный слой). Таким образом, вместо (I3) будет

$$h' = h_0 + \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_в} + \delta_{сн}\frac{\lambda_{гр}}{\lambda_{сн}}. \qquad (I4)$$

где $\delta_{сн}$ – толщина снегового покрова. Для уплотненного снега $\lambda_{сн} = 0{,}40$, для свежевыпавшего $\lambda_{сн} = 0{,}93$.

Из структуры расчетных формул $\alpha_{нар}$ видно, что правильность расчета $\alpha_{нар}$ существенно зависит от правильности выбора $\lambda_{гр}$. Коэффициент теплопроводности $\lambda_{гр}$ зависит как от типа грунта, так и от температуры, влажности, степени уплотнения и состава.

Так, при равных значениях пористости и влажности теплопроводность песка выше, чем супеси. Теплопроводность песчаных грунтов можно определить по формуле Е.П.Щубина /I3/.

$$\lambda_{гр} = \frac{\sqrt{250(\omega + 2{,}3) - \omega^2}}{100 - 0{,}0385\,\rho_{гр}}. \qquad (I5)$$

Работающий горячий трубопровод образует в грунте взаимосвязанное температурное и влажностное поле, определяющее эффективный коэффициент теплопроводности грунта. Для глинистого грунта в интервале температур стенки трубопровода 30÷60°С можно принять

весной, летом и осенью

$$\lambda_{гр} = 0{,}4246 + 0{,}0057t \qquad (I6)$$

и зимой (в интервале 30÷70°С)

$$\lambda = 1{,}38 - 0{,}007t. \qquad (I7)$$

Для более высоких температур стенки трубы (60÷I00°С) летом, весной и осенью следует принять $\lambda_{гр} = 0{,}766$, а зимой (при температурах 70÷I00°С) $\lambda_{гр} = 0{,}858$. Для сухих песчаных грунтов результаты, полученные по формулам (I6) и (I7) надо увеличить приблизительно в I,5 раза.

Наличие искусственной тепловой изоляции, как следует из формулы (II) снижает влияние довольно грубо вычисляемой величины $\alpha_{нар}$ на значение K и тем самым позволяет более точно осуществить расчет по формуле (I0). Само собой разумеется, что и тепловые потери при этом оказываются меньшими.

Тепловая изоляция оказывает основное термическое сопротивление тепловым потерям при наземной прокладке горячих трубопроводов, когда $\alpha_{нар}$ оказывается довольно большим. Величины коэффициентов теплопроводности различных типов тепловой изоляции по данным С.В.Хижнякова /I4/ приведены в приложении 3 в зависимости от средней температуры слоя изоляции $t_{ср}$. Эта температура определяется по таблице приложения 4.

Для наземных трубопроводов коэффициент $\alpha_{нар}$ представляет собой сумму коэффициентов теплоотдачи конвекцией и лучеиспусканием:

$$\alpha_{нар} = \alpha_{кон} + \alpha_{луч}$$

и может приближенно определяться по формуле /I5/

$$\alpha_{нар} = 11{,}6 + 6{,}96\sqrt{w}. \qquad (I8)$$

При прокладке горячего трубопровода в воде коэффициент теплоотдачи от стенки трубопровода к воде определяется по формулам свободной конвекции /I6/.

I. Непроточная вода:

$$Nu = C_1 (Gr \cdot Pr)^{m_1}, \qquad (19)$$

где значения C_1 и m_1 определяются по табл. приложения 5. При этом физические характеристики для вычисления произведения относят к средней температуре

$$t_{ср} = \frac{t_{нар} + t_0}{2}$$

и за линейный размер принимается $D_{нар}$.

2. Проточная вода (поперечное обтекание):

$$Nu = C_2 Re^{m_2} Pr^{0,35}, \qquad (20)$$

где значения C_2 и m_2 выбираются по табл. приложения 6.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТУРБУЛЕНТНОГО УЧАСТКА

Будем вычислять потери давления ΔP на участке турбулентного течения жидкости у которой вязкость ρ и минимальное напряжение сдвига τ существенно зависят от температуры. Мы предположим, что эта зависимость описывается формулами (3)-(8).

Величина ΔP для турбулентного участка $(t_н, t_к)$ вычисляется по различным формулам в зависимости от числа Хедстрема

$$He = \frac{\tau D_{вн}^2 \rho}{\rho^2} \quad [17,18]:$$

1) При $He < 2.10^3$ (Область действия закона Блазиуса)

$$\Delta P = \frac{2,54 c Re_*^{-0,25}}{\rho K} \left(\frac{G}{\pi D_{вн}^2}\right)^3 e^{u \frac{t_0 - t_0}{4}} \cdot \qquad (21)$$

$$\cdot \left[E_i(-u \frac{t_н - t_0}{4}) - E_i(-u \frac{t_н - t_0}{4})\right],$$

где $Re_* = Re(t_*)$

2) При $2.10^3 \leq He \leq 1,3.10^6$

$$\Delta P = \frac{13{,}75c}{\rho K}\left(\frac{G}{\pi D_{бн}^2}\right)^3 He_*^{-1/4} Re^{-0{,}49He^{-0{,}1}} A(t_*-t_0) \cdot \left[E_i\left(-A(t_н-t_0)\right) - E_i\left(-A(t_к-t_0)\right)\right], \quad (22)$$

где $He_* = He(t_*)$,

$$A = 0{,}49He_*^{-0{,}1}U + \frac{2U-B}{4}. \quad (23)$$

Формула (22) пригодна, если участок $(t_н, t_к)$ отстоит на несколько (не больше пяти) градусов от $t_{нп}$. В противном случае следует брать более короткие участки.

Если $t_н = t_{нп}$ и величина участка $(t_н, t_к)$ составляет 2÷3°С, можно вместо (22) использовать формулу

$$\Delta P = \frac{18{,}35c}{\rho K}\left(\frac{G}{\pi D_{бн}^2}\right)^3 \frac{Re_*^{-0{,}49He_*^{-0{,}1}}}{t_к - t_0}\left\{\frac{(t_н-t_к)^3 e^{-B(t_к-t_{нп})} - 1}{B He_*}\right\}^{1/4} \quad (24)$$

При этом используется аппроксимация (7), (8).

3) При $He \geq 10^6$

$$\Delta P = \frac{0{,}128\, G^2}{\pi^2 D_{бн}^5 \rho}(\ell_к - \ell_н). \quad (25)$$

ТЕПЛОВОЙ И ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ЛАМИНАРНОГО УЧАСТКА

Расчет падения температуры и давления на ламинарном участке производится по-разному, в зависимости от величины внешнего коэффициента теплоотдачи $\alpha_{нар}$ и показателя нелинейности и вязкопластичных свойств нефти.

I) Если величина $\alpha_{нар}$ не превышает двух-трех единиц и $n = 1$, то расчет может вестись в "гидравлическом" приближении, аналогично расчету турбулентного участка. При этом, по-прежнему

длина участка ламинарного течения связана с температурами его начального и конечного сечений формулой

$$\ell_к - \ell_н = \frac{G c}{\mathcal{D}_{вн} \pi K} \ln \frac{t_н - t_о}{t_к - t_о} . \qquad (26)$$

В этом случае тепловой расчет можно даже вести не разбивая трубопровод на участки турбулентного и ламинарного течения /IO /, если только величины c , K меняются вдоль трубопровода меньше, чем на IO%, т.е. можно применять формулу (26) ко всему трубопроводу сразу.

Падение давления на ламинарном участке вычисляется по формуле /I8/:

$$\Delta P = \frac{4 \tau_о G c}{\pi K \mathcal{D}_{вн}^2} \left[f(B) + \frac{2}{\sqrt{И_н}} \exp\left(\frac{B-U}{2}(t_н - t_о)\right) f\left(\frac{B+U}{2}\right) + \right. \qquad (27)$$
$$\left. + \frac{4}{И_н} \exp\left((B-U)(t_о - t_н)\right) f(U) \right] ,$$

где введены обозначения

$$f(x) = E_i\left(-x(t_н - t_о)\right) - E_i\left(-x(t_н - t_о)\right), \qquad (28)$$

$$И_н = \frac{\pi \rho \mathcal{D}_{вн}^3 \tau_н}{4 G \rho_н} .$$

При этом используются формулы (5), (3) для аппроксимации функций $\tau(t)$, $\rho(t)$ на рассматриваемом участке.

2) Если при $n = I$ величина коэффициента $\alpha_{нар}$ достигает двух-трех единиц, а также в случае $n \neq I$ тепловой и гидравлический расчет по вышеприведенным формулам приводит к слишком большим ошибкам и следует применять более точные методы, описанные в [19,20,22] . Эти методы приводят к довольно сложным формулам, неудобным для ручного счета. Поэтому следует вести расчет на ЭВМ методом, основанным на следующих соображениях.

Нелинейные свойства вязкопластика существенно проявляются только в ламинарной зоне. В турбулентной зоне показатель нелинейности n равен единице или, по крайней мере, близок к единице. Поэтому при расчете турбулентного участка не делалось различия между линейным и нелинейным вязкопластиками.

Расчет нелинейного вязкопластика на ламинарном участке производится по [22] . Совместно решаются уравнение энергии, постоянства расхода и движения конечно-разностным методом. На стенках трубы считается скорость равна нулю и учитывается теплообмен с окружающей средой. Расчет может быть выполнен только на ЭВМ.

В приложении 7 дана инструкция для пользования соответствующей программой.

В приложении 8 дана сама программа на алгоритмическом языке ФОРТРАН.

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА

Пример I.

Произвести тепловой и гидравлический расчет нефтепровода диаметром 1020 х 12 мм. Нефтепровод уложен в сухой песчаный грунт без изоляции на глубине 1,3 м до оси трубы. Температура грунта на глубине заложения 13,2°С. Плотность грунта 185,5 кг/м^3. Производительность перекачки 977,8 т/час. Начальная температура на участке 57,4°С, конечная 34,2°С. Содержание парафина в нефти 15%. Температура начала парафинизации 45°С, конца 5°С. Теплофизические свойства нефти приведены в таблице.

0^oC	20	25	30	35	40	50	60
ρ	852,3	849,5	846,7	843,9	841,1	835,5	829,9
c	1899,7	1917,3	1935,8	1954,2	1972,7	2009,1	2046,0
λ	0,1355	0,1351	0,1348	0,1344	0,1341	0,1333	0,1326
β	0,43	0,218	0,11	0,055	0,027	0,016	0,0096
τ	153	43	12	3,3	–	–	–

1. Чтобы вычислить температуру $t_{кр}$ перехода турбулентного течения в ламинарное, надо иметь графики $Re^*(t)$ и $Re^*_{кр}(t)$. Поскольку лабораторные данные не содержат значений τ при $t > 35^oC$ мы вычислим их, пользуясь формулами (7), (6) и (8) при $t_1 = 30^oC$, $t_2 = 35^oC$, $t_* = t_2$.

Имеем

$$B_1 = \frac{1}{5} \ln \frac{12,0}{3,3} = 0,258$$

$$B_2 = \frac{1}{5} \ln \frac{12,0}{3,3 + 8,7 e^{-0,258 \cdot 15}} = 0,247$$

$$B_3 = \frac{1}{5} \ln \frac{12,0}{3,3 + 8,7 e^{-0,247 \cdot 15}} = 0,246.$$

Положим $B = 0,246$ 1/°C. Таким образом, $\tau(t)$ при $45^oC > t > 35^oC$ вычисляется по формуле (7):

$$\tau(t) = 0,308 \left[e^{-0,246(t-45)} - 1 \right].$$

Значения $\rho(t)$ при $40^oC < t < 45^oC$ вычислим по формулам (3), (4) при $t_1 = 40^oC$, $t_2 = 50^oC$ и $t_* = 40^oC$, что дает

$$\rho(t) = 0,027\, e^{-0,0525(t-40)}.$$

Сведем данные, необходимые для построения графиков в таблицу.

°C	30	35	40	41	42	43	44	45
τ	12,0	3,3	0,746	0,517	0,336	0,195	0,086	0
ϱ	0,11	0,055	0,027	0,0256	0,024	0,023	0,0219	0,0208
ρ	846,7	843,9	841,1	840,5	839,4	838,8	838	837,4
ν	264	145	66,5	48,6	33,4	20,3	9,45	0
$Re \cdot 10^{3}$	3,17	6,33	12,9	13,6	14,5	15,13	15,9	16,75
$Re_{*} \cdot 10^{-3}$	0,085	0,295	1,2	1,65	2,4	3,64	6,2	16,75
$He \cdot 10^{-5}$	8,3	9,1	8,5	6,6	4,3	3,6	1,5	0
$Re^{*}_{кр} \cdot 10^{-3}$	3,4	3,4	3,4	3,36	3,3	3,25	3,1	2,1

При вычислении ϱ применялась линейная интерполяция между значениями исходной таблицы.

На рис.3 видно, что точка пересечения графиков $Re^{*}(t)$ и $Re^{*}_{кр}(t)$ соответствует температуре $t_{кр} = 42{,}6^{\circ}C$.

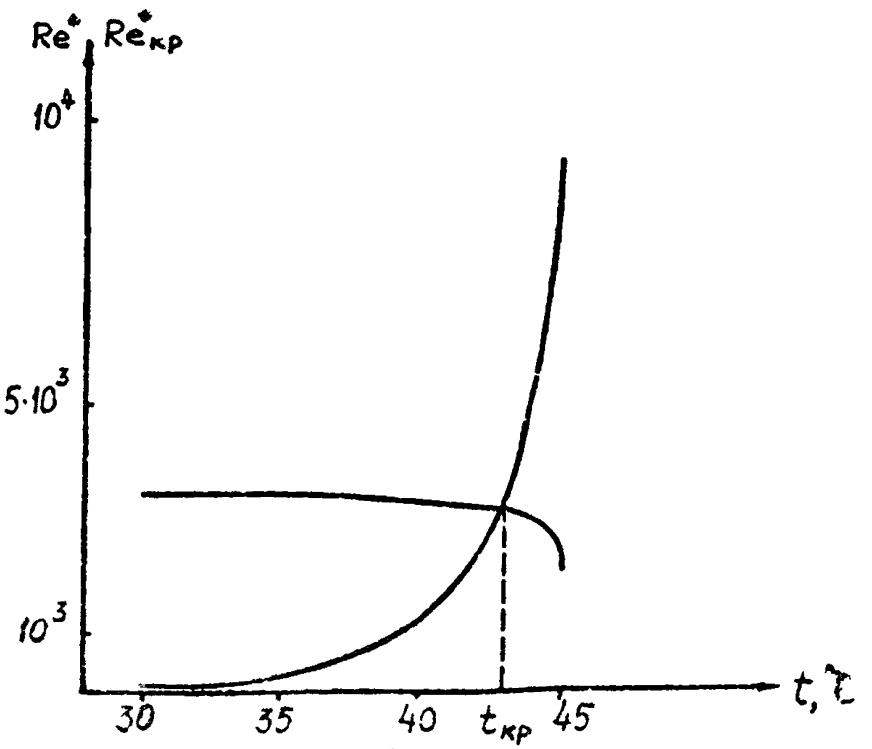

Рис.3. Определение $t_{кр}$

Таким образом, трубопровод разбивается на три участка: турбулентный ньютоновский 57,4°С – 45°С, турбулентный неньютоновский 45°С – 42,6°С, ламинарный неньютоновский 42,6°С – – 34,2°С.

2. Перейдем к тепловому расчету, для чего следует прежде всего вычислить полный коэффициент теплоотдачи. Теплопроводность грунта $\lambda_{гр}$ считается по формуле (I5) при $\omega = 0$. $\lambda_{гр} = 0{,}812\ дж/м°С$. Чтобы найти $\alpha_{нар}$ по формуле (I2) подготовим

$$h = h_0 + \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_в} = 1{,}3 + \frac{0{,}812}{11{,}6} = 1{,}37 м,$$

$$\frac{2h'}{D_{нар}} = \frac{2{,}137}{1{,}02} = 2{,}69$$

после чего имеем:

$$\alpha_{нар} = \frac{2 \cdot 0{,}812}{1{,}02\, \ln\left[2{,}69 + \sqrt{(2{,}69)^2 - 1}\right]} = 0{,}9686\ вт/м^2 °С$$

$$K = \alpha_{нар} \cdot \frac{D_{нар}}{D_{вн}} = 0{,}9908\ вт/м^2 °С.$$

Поскольку $\alpha_{нар}$ порядка единицы, можно применять формулу Шухова по всей длине трубопровода. Выберем в качестве с среднее значение теплоемкости на интервале температур 35°+60°С

$$c = \frac{1}{2}(1954{,}2 + 2046{,}0) = 2002{,}8\ дж/кг °С$$

Формула (26) дает теперь для полной длины трубопровода

$$L = \frac{271{,}6 \cdot 2002{,}8}{0{,}996 \cdot \pi \cdot 0{,}9906} \ln \frac{57{,}4 - 13{,}2}{34{,}2 - 13{,}2} = 128 \cdot 10^3 м.$$

3. Проделаем гидравлический расчет турбулентного ньютоновского участка 57,4°С+45°С с использованием формулы (2I). Для вязкости возьмем формулы (3), (4) при $t = 45°С$, $t = 60°С$, $t^* = 45°С$. Имеем

$$u = \frac{1}{15}\ln\frac{0,0208}{0,096} = 0,0662\ 1/°C$$

$$\Delta P = \frac{2,54\cdot 2002,8\cdot 16750^{-0,25}}{235,5\cdot 0,9906}\left(\frac{272,0}{\pi\, 0,99^2}\right)^5 e^{0,086a\cdot 7,95} \times$$

$$\times\left[E_i\left(-\frac{44,2}{4}\cdot 0,066a\right) - E_i\left(-0,0662\cdot\frac{31,8}{4}\right)\right] =$$

$$= 165102,3\left[E_i(-0,73) - E_i(-0,527)\right] = 157150\ н/м^2.$$

4. Перейдем к гидравлическому расчету турбулентного неньютоновского участка 45°С+42,6°С. Поскольку число Хедстрема на этом участке порядка 10^5, следует применять формулу (24). Выберем $t_* = 44°С$. Тогда $Re_* = 6,2\cdot10^3$; $He_* = 1,5\cdot10^5$; $B = 0,246\ 1/°С$; $\rho = 838\ кг/м^3$; $C = 1990\ \frac{дж}{кг°С}$.

Имеем

$$\Delta P = \frac{18,35\cdot 1990}{838\cdot 0,991}\left(\frac{272}{\pi\, 0,99^2}\right)^5 \frac{(6,2\cdot10^3)^{-0,49\cdot 3,5^{-1}}}{42,6-13,2} \times$$

$$\times\left\{\frac{(45-42,6)^3\left[e^{-0,246(44-45)}-1\right]}{0,246\cdot 1,5\cdot 10^5}\right\}^{1/4} = 27468\ н/м^2.$$

5. Рассчитаем потери на ламинарном неньютоновском участке 42,6°С+34,2°С по формуле (27). Положив $t_1 = 35°С$, $t_2 = 40°С$, найдем u и B по формулам (4) и (5):

$$u = \frac{1}{5}\ln\frac{0,055}{0,027} = 0,1426\ 1/°С,$$

$$B = \frac{1}{5}\ln\frac{3,3}{0,746} = 0,293\ 1/°С.$$

По формуле (16) найдем $\tau_* = \tau(t) = 3,3\,e^{-0,293(13,2-35)} = 1,95\cdot10^5\ н/м^2$. Определяем $И_н = И$ (42,6) интерполяцией И для 42°С и 43°С, получая $И_н = 25,24$.

Далее

$$f(B) = E_i(-0,293\cdot 29,4) - E_i(-0,293\cdot 21) = 0,2693\cdot10^{-3};$$

$$f\left(\frac{B+u}{2}\right) = E_i(-0{,}218 \cdot 29{,}4) - E_i(-0{,}218 \cdot 21) = 1{,}657 \cdot 10^{-3};$$

$$f(u) = E_i(-0{,}1426 \cdot 29{,}4) - E_i(-0{,}1426 \cdot 29{,}4) = 10{,}045 \cdot 10^{-3}.$$

Применяем формулу (27):

$$\Delta P = \frac{4 \cdot 1{,}95 \cdot 10 \cdot 272 \cdot 2002}{0{,}9906 \cdot 0{,}99^2 \cdot \pi} \left[0{,}2693 + \frac{2}{25{,}24} e^{-2{,}21} \cdot 1{,}657 + \right.$$

$$\left. + \frac{4}{25{,}24} e^{-4{,}42} \cdot 10{,}045\right] = 450500 \ н/м^2$$

Итак, полное падение давления в трубопроводе равно $\Delta P = 157150 + 27468 + 490500 = 675118$ н $/м^2$.

Сопоставим данные расчета с фактическими данными, замеренными на действующем промышленном нефтепроводе, параметры которого приведены в условии.

Замеренная длина перегона, на котором температура нефти падает от 57,4°С до 34,2°С равна 134 км. Таким образом, относительная погрешность теплового расчета составляет:

$$\frac{128 - 134}{134} = -4{,}5\%.$$

Замеренное падение давления на том же участке равно 675118 $н/м^2$. Относительная погрешность гидравлического расчета составляет

$$\frac{675118 - 618030}{675118} = 9{,}24\%.$$

Пример 2.

Произвести тепловой и гидравлический расчет нефтепровода диаметром 529 х 8, уложенного в песчаный грунт на глубине 1,1 м от оси. Температура грунта на глубине заложения 4,57°С.

Производительность перекачки 435,65 $м^3$/час. Начальная и конечная температуры 63°С и 26,2°С. Температуры начала и конца

парафинизации 40°С и 10°С. Реологические характеристики нефти приведены в таблице.

t, °С	5	10	15	20	25	30	35	40	50	60
ρ	837,5	834,0	830,0	827,0	824,0	820,5	817,0	813,5	807,0	800,2
10τ	620,0	385,0	243,0	175,0	118,0					
10η	1,10	0,65	0,30	0,19	0,12	0,098	0,091	0,085	0,075	0,066

$$B = 0,078, \qquad \tau = 11,8e^{-0,078(t-25)}.$$

Вычисления проводятся так же, как и в предыдущем примере. Поэтому мы не будем их подробно комментировать.

1. Сведем в таблицу данные, необходимые для вычисления $t_{кр}$.

t	25	30	35	36	37	38	39	40
τ	11,8	7,1	3,21	2,51	1,85	1,33	0,6	0
$10\,\eta$	0,12	0,098	0,091	0,0897	0,0887	0,0874	0,0862	0,085
ρ	824	820,5	817	816,3	815,6	814,9	814,2	813,5
ν	865	725	353	280	209	152	69,7	0
$Re \cdot 10^{-4}$	2,06	2,515	2,69	2,73	2,76	2,8	2,83	2,887
$Re \cdot 10^{-3}$	0,178	0,257	0,548	0,69	0,925	1,25	2,53	28,9
$He \cdot 10^{-7}$	1,775	1,58	0,835	0,670	0,505	0,369	0,164	0
$Re^{*}_{кр} \cdot 10^{-3}$	3,8	3,77	3,7	3,68	3,65	3,60	3,50	2,1

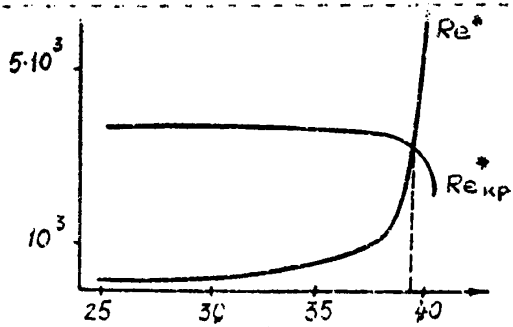

Рис.4. Определение $t_{кр}$.

На рис.4 показано, как определялся $t_{кр} = 39{,}3^{\circ}C$.

Таким образом трубопровод разбивается на три участка: турбулентный ньютоновский $63^{\circ}C \div 40^{\circ}C$, турбулентный неньютоновский $40^{\circ}C \div 39{,}3^{\circ}C$ и ламинарный неньютоновский $39{,}3^{\circ}C \div 26{,}2^{\circ}C$.

2. Перейдем к тепловому расчету, полагая

$$\lambda_{гр} = 1{,}496 \ ^{вт}/_{м^{\circ}C}.$$

Имеем

$$h' = h_0 + \frac{\lambda_{ин}}{\alpha_в} = 1{,}1 + \frac{1{,}496}{11{,}6} = 1{,}229 м,$$

$$\frac{2h'}{Д_{нар}} = \frac{2 \cdot 1{,}229}{0{,}529} = 4{,}64,$$

$$\alpha_{нар} = \frac{2 \cdot 1{,}496}{0{,}529 \ln\left[4{,}64 + \sqrt{4{,}64^2 - 1}\right]} = 2{,}55 \ ^{вт}/_{м^2 \cdot ^{\circ}C},$$

$$K = \alpha_{нар} \frac{Д_{нар}}{Д_{вн}} = 2{,}633 \ ^{вт}/_{м^2 \cdot ^{\circ}C}.$$

Применим формулу Шухова ко всей длине трубопровода. По формуле (I) имеем:

$$C = \frac{4190}{\sqrt{0{,}83}} (0{,}403 + 0{,}00081 \cdot 45) = 2011 \ ^{дж}/_{кг \cdot ^{\circ}C}.$$

По формуле (26) находим полную длину трубопровода

$$L = \frac{88{,}02 \cdot 2011}{0{,}513 \cdot \pi \cdot 2{,}633} \ln \frac{63 \cdot 4{,}57}{26{,}2 - 4{,}57} = 46000 м.$$

3. Поскольку турбулентный неньютоновский участок весьма короток, разобьем течение приближенно на два участка: турбулентный ньютоновский $63^{\circ}C \div 40^{\circ}C$ и ламинарный неньютоновский $40^{\circ}C \div 26{,}2^{\circ}C$. Произведем гидравлический расчет турбулентного участка. Имеем $(40^{\circ}C) = 28870$, т.е. течение происходит в области действия закона Блазиуса. Если $t_1 = 40^{\circ}C$, $t_2 = 60^{\circ}C$, $t_0 = 40^{\circ}C$, то

$$u = \frac{1}{20} \ln \frac{0,0085}{0,0066} = 0,0126\ ^1/_{°C}$$

применяем формулу

$$\Delta P = \frac{2,54 \cdot 2011 \cdot 28870^{-0,25}}{807 \cdot 2633} \left(\frac{97,66}{\pi\, 0,515^2} \right)^3 \frac{e^{\frac{0,0126 \cdot 35,43}{4}}}{4} \times$$

$$\times \left[E_i\left(\frac{0,0126 \cdot 58,43}{4}\right) - E_i\left(-\frac{0,0126 \cdot 35,43}{4}\right) \right] =$$

$$= 18,345 \cdot 10^{-2} (1,18 \cdot 10^2) \cdot 1,118 \left[E_i(-0,184) - E_i(-0,1118) \right] =$$

$$= 144207\ ^н/_{м^2}.$$

4. Рассчитаем гидравлические потери на ламинарном неньютоновском участке 40°С÷26,2°С по формуле (27). Положив $t_1 = 25°C$, $t_2 = 40°C$, найдем:

$$u = \frac{1}{15} \ln \frac{0,012}{0,0085} = 0,023\ ^1/_{°C}.$$

Если $t_1 = 25°C$, $t_2 = 35°C$, т.

$$B = \frac{1}{10} \ln \frac{11,8}{3,21} = 0,1303\ ^1/_{°C}.$$

По формуле (5) найдем $\tau_0 = 11,8^{\,0,1303 \cdot 20,43} = 170$ н/м^2. Далее $И_н = 168$, $f(B) = 1,461 \cdot 10^{-2}$, $f^{B+u} = 5,97 \cdot 10^{-2}$ $f(u) = 26,37 \cdot 10^{-2}$. Применяем формулу (27)

$$\Delta P = \frac{4 \cdot 170 \cdot 98 \cdot 863 \cdot 2011}{\pi \cdot 2,533 \cdot 0,265^2} \times$$

$$\times \left(1,461 + \frac{2}{\sqrt{168}} e^{-1,825} \cdot 5,97 + \frac{4}{168} e^{-3,65} \cdot 26,37\right) =$$

$$= 1030050\ ^н/_{м^2}.$$

Таким образом, полное падение давления в трубопроводе составляет

$$144207 + 1030050 = 1174257\ н/м^2$$

Экспериментально замеренные значения длины трубопровода и потери давления в нем равны соответственно 44 км и 784800 н/м^2. Следовательно относительная погрешность теплового расчета составляет $\frac{46-44}{44} = 4{,}5\%$, а гидравлического

$$\frac{1174257 - 784000}{784800} \; 100\% = 50\%$$

Проведем теперь гидравлический расчет ламинарного участка более точным методом, использовав приложения 7 и 8.

Результат вычисления согласно приложения (8) для потерь давления на ламинарном участке, соответствующем интервалу температур $(t_н, t_к)$ или в безразмерных переменных $(0, \Theta_ц)$ дает

$$\Delta P_{лам} = 0{,}09 \cdot 2 \cdot 0{,}006 \cdot 1{,}79 \cdot 10^6 = 1{,}933 \cdot 10^5 \; н/м^2.$$

Переходя к размерным переменным, получим:

$$\Delta P = \Delta P_{лам} \rho V^2 = 568882 \; н/м^2.$$

Учитывая, что на турбулентном участке потери давления $\Delta P_{тур}$ получаем, что полное падение давления в трубопроводе составляет:

$$\Delta P = \Delta P_{тур} + \Delta P_{лам} = 144207 + 568882 = 713089 \; н/м^2.$$

Относительная погрешность гидравлического расчета таким образом равна:

$$\frac{784800 - 713089}{784800} \; 100\% = 9\%$$

Пример 3.

Произвести тепловой и гидравлический расчет нефтепровода диаметром 1020 х 12 мм. Нефтепровод уложен в песчаный грунт без изоляции на глубине 1,3 м до оси трубы. Производительность перекачки 977,8 т/час. Температура на входе в трубопровод 57,4°С. Температура начала парафинизации 42°С. Длина трубопровода 134 км. Теплофизические свойства нефти после обработки табличных данных

имеют следующие значения: плотность - 860 кг/м^3, весовая теплоемкость - 1950 дж/кг$^\circ$С, коэффициент теплопроводности - 0,135 вт/м$^\circ$С, вязкость при $t \geqslant t_{кп}$ $\eta = 1{,}03e^{-0{,}08t}$ нт сек/м^2, консистентность (вязкость) при $t < t_{кп}$ $\eta = 25{,}6e^{-0{,}16t}$ нт сек /м^2, предельное напряжение сдвига $\tau = 97600e^{-0{,}32}$ нт/м^2, показатель нелинейности $n = 0{,}0114t + 0{,}52$.

Полный коэффициент теплопередачи рассчитывается как и в примерах 1,2. Критическая температура, длина участков, давление на турбулентном участке рассчитываются по примеру 1.

Критическая температура + 42°.

Так как температура начала парафинизации совпадает с критической температурой, то трубопровод разбивается на 2 участка: турбулентный ньютоновский 57,4÷42°С и неньютоновский.

Из расчета по формуле (29) следует, что длина турбулентного участка - 74 км, давление (получено аналогично примеру 1) - 134400 н/м^2. Длина ламинарного участка:

$$L = 134 - 74 = 60 \text{ км}$$

Потери давления на ламинарном участке рассчитаны на ЭВМ

$$\Delta P = 599390 \text{ н/м}^2$$

Полное падение давления находим:

$$\Delta P = 134400 + 599390 \text{ н/м}^2$$

Относительная погрешность 15%.

Приложение I

Содержание парафина в некоторых нефтях

Название нефти	П%	Название нефти	П%
Андиканская	4–I0	Мухановская	7–8
Арланская	3,0	Нефть о.Песчаный	I4,7
Битковская	I3,6	Озек-Суатская	I7–26
Бориспавская	I0,0	Окаремская	I6,2
Величаевская	20,2	Радаевская	4–8
Гашинская	I4,8	Ромашкинская	5,0
Горская	I0,5	Сользаводская	I3,4
Гоусанская	6,3	Сухокумская	I7,7
Жетыбайская	I0–20	Туймазинская (Девон)	3–3,5
Ишимская	4,6	Узеньская	25–30
Котур-Тепинская	6,2	Хадыженская (тяжелая)	6,6
Кушлагская	I8–20	Чекмагушская	4,5
Карачухурская	5–6	Москудинская	3,4
Минусинская	22	Краснопрская (Орен.об.)	4,4

Приложение 2

Зависимость $\alpha_в$ от скорости ветра

Скорость ветра, м/сек	0,0	0,5	I,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	I0
$\alpha_в$ ккал/м²°С	6	I4	I9	26	30	34	37	4I	44	46	49	5I

Приложение 3

Коэффициент теплопроводности различных изоляций

Название изоляционного материала	Плотность ρ, кг/м^3	Коэффициент теплопроводности, λ, вт/м°С
I	2	3
Асбестовый матрац, заполненный стекловолокном	200	0,058 + 0,00023 . $t_{ср.}$
Асбестовый матрац, заполненный вермикулитом	220	0,081 + 0,00012 . $t_{ср.}$
Асбозурит мастичный	650	0,164 + 0,00059 . $t_{ср.}$
Асботермит мастичный	570	0,128 + 0,00059 . $t_{ср.}$
Асбовермикулитовые плиты и сегменты	250	0,081 + 0,00023 . $t_{ср.}$
Асбоцементные плиты и сегменты	400	0,092 + 0,00013 . $t_{ср.}$
Вулканитовые плиты	400	0,077 + 0,00020 . $t_{ср.}$
Диатомовые обжиговые изделия марки 500	500	0,116 + 0,00023 . $t_{ср.}$
Диатомовые обжиговые изделия марки 500	600	0,139 + 0,00023 . $t_{ср.}$
Минеральная вата в набивке под сетку по опорным кольцам из теплоизоляционного материала	300	0,064 + 0,00020 . $t_{ср.}$
Маты минеральные	300	0,059 + 0,00019 . $t_{ср.}$
Маты и полосы стекловолокна	200	0,042 + 0,00036 . $t_{ср.}$
Маты минераловатные на синтетических смолах (фенольный войлок)	100-180	0,052 + 0,0002 . $t_{ср.}$
Пенодиамитовый кирпич	450	0,093 + 0,00023 . $t_{ср.}$

1	2	3
Пенобетонные изделия	400	1,090 + 0,00030 .tcp.
Пенобетонные изделия	500	0,126 + 0,00030 .tcp.
Пеношамотные изделия	950	0,276 + 0,00023 .tcp.
Скорлупы минераловатные фактуренные	300	0,068 + 0,00019 .tcp.
Стеклянная вата в набивку под сетку по кольцам из теплоизоляционного материала	200	0,054 + 0,00036 .tcp.
Напыленный пенополиуретан	100	0,070 + 0,1044 .tcp.
Битумоперлит	300–400	0,081 + 0,0928 .tcp.

Приложение 4

Средняя температура изоляционного слоя

Температура окружающего воздуха, °С	Средняя температура потока, °С	
	50	100
25	45	70
15	40	65
0	35	60
-15	30	55
-30	25	45

Приложение 5

Значения коэффициентов в уравнении (22)

$Pr \cdot Gr$	c_1	m_1
$< 10^{-3}$	0,45	0
$10^{-3} - 5 \cdot 10^{2}$	I,I8	I/8
$5.10^{2} - 2.10^{7}$	0,54	I/4
$> 2.10^{7}$	0,I35	I/3

Приложение 6

Значения коэффициентов
в уравнении (23)

Re		c_2	m_2
от	до		
0,I	4	0,99	0,305
4	50	0,86	0,4I
8	$I.10^{3}$	0,59	0,47
$I.10^{2}$	5.10^{2}	0,665	0,47
5.10^{3}	5.10^{4}	0,22	0,60
5.10^{4}	-	0,026	0,80

Приложение 7

ИНСТРУКЦИЯ
к пользованию программой "TUMASIK"

Программа позволяет на ЭВМ серии ЕС для подземных и наземных трубопроводов:

I. По температуре нефти на входе и длине трубопровода определить потери напора на трение и температуру на выходе.

2. По температуре нефти на входе путем перебора длин (с некоторым шагом) найти потери напора на трение и длину трубопровода, обеспечивающую заданную температуру на выходе.

3. По длине трубопровода путем перебора температуры на входе (с некоторым шагом) расчитать потери на трение и температуру на входе, обеспечивающую заданную температуру на выходе.

Ввод исходных данных осуществляется в следующей последовательности:

1) $EDL\,[м]$ - длина трубопровода
2) $DI\,[м]$ - внутренний диаметр трубопровода
3) $W\,[м/сек]$ - средняя скорость
4) $TBX[\,^{\circ}C]$ - температура нефти на входе
5) $TOK[\,^{\circ}C]$ - для подземного трубопровода температура грунта в ненарушенном тепловом состоянии в горизонтальной плоскости оси трубопровода, для наземного трубопровода температура воздуха вдали от трубопровода
6) $TBP[\,^{\circ}C]$ - температура начала парафинизации
7) $AI\,[\frac{кг \cdot сек}{м^2}]$ - коэффициенты, определяющие зависимость

8) $U1\ [1/°C]$ вязкости от температуры при $t > TBP$

9) $T1\ [°C]$

$$\eta = A1 \cdot e^{-U1(t-T1)}$$

10) $A2\ [1/°C]$ – коэффициенты, определяющие зависимость

11) $U2\ [°C]$ консистентности (вязкости) от темпера-

12) $T2\ [°C]$ туры при $t < tBP$

$$K = A2 \cdot e^{-U2(t-T2)}$$

13) $A3\ [кг/м^2]$ – коэффициенты, определяющие зависимость

14) $U3\ [1/°C]$ предельного напряжения сдвига от тем-

15) $T3\ [°C]$ пературы $t_c = A3 \cdot e^{-U3(t-T3)}$

16) $A4\ [1/°C]$ – коэффициенты, определяющие зависимость показателя нелинейности от температуры

$$n = A4 \cdot t + B4$$

17) $B4$ в частности, если $A4 = 0, B4 = 1$, то вязкопластин линейный

18) $X1\ [кг/м^3]$ – плотность нефти

19) $X2\ [Вт/м\,°C]$ – коэффициент теплопроводности нефти

20) $X3\ [Дж/кг\,°C]$ – удельная теплоемкость нефти

21) $D2\ [м]$ – внешний диаметр трубопровода

22) $TI\ [м]$ – толщина изоляции

23) $X4\ [Вт/м\,°C]$ – коэффициент теплопроводности изоляции

24) $X6\ [Вт/м\,°C]$ – для подземного трубопровода коэффициент теплопроводности грунта

$[м/сек]$ для наземного трубопровода скорость ветра

25) $H\phi\ [м]$ – глубина залегания оси трубопровода (для наземного трубопровода считать $H\phi = \phi$).

26) $X8\ [Вт/м\,°C]$ – коэффициент теплопроводности снега

27) $TSN\ [м]$ – толщина снежного покрова

28) $ALFB\ [Вт/м^2\,°C]$ – коэффициент теплоотдачи от грунта в воздух

29) N – целое число находящееся в интервале

$$\frac{EDL}{1000} + 0{,}5 < N < \frac{EDL}{1000} + 1{,}5$$

Для производства расчета должны быть введены все 29 перфокарт.

I-28 карты в формате $F12.5$

29 карта в формате $I6$

Выходная информация

На первых шести строках печатаются исходные данные в той же последовательности в которой они вводятся.

На последней строке печатаются результаты расчета

I число, длина трубопровода в $[м]$

2 число, перепад давления в $[кГ/м^2]$

3 число, толщина застойной зоны в $[м]$

4 число, средняя температура нефти на выходе рассчитанная по формуле

$$T^{*} = \frac{2\pi}{S}\int_{0}^{R} W \cdot T \cdot r\,dr$$

5 число, средняя температура нефти на выходе рассчитанная по формуле

$$T^{**} = \frac{2\pi}{S}\int_{0}^{R} T \cdot r\,dr$$

Программа выполнена на алгоритмическом языке ФОРТРАН.

Приложение 8

ПРОГРАММА "TUMASIK "

```
      DIMENSION Y(41),A(41),B(41),AP(2),AD(2)
      DIMENSION Y4(41),T(251,41),V(251,41)
      DIMENSION AK(41),BK(41),QC(41),Z(41)
      DIMENSION AN(41),CK(41),Y3(41),ZZ(41)
      READ 7,FDL,D1,W,TBX,TOK,TBP
      READ 7,A1,U1,T1,A2,U2,T2,A3,U3,T3,A4,B4
      READ 7,X1,X2,X3,D2,T1,X4,X6,H0
      READ 7,X8,TSN,ALFB
      READ 8,N
    4 FORMAT(1X/2X,3F12.4,I7)
    5 FORMAT(1X/2X,5F12.4)
    6 FORMAT(1X/1X,5F12.3)
    7 FORMAT(F12.5)
    8 FORMAT(I6)
      WRITE(3,5)FDL,D1,W,TBX,TOK
      WRITE(3,5)TBP,A1,U1,T1,A2
      WRITE(3,5)U2,T2,A3,U3,T3
      WRITE(3,5)A4,B4,X1,X2,X3
      WRITE(3,5)D2,T1,X4,X6,H0
      WRITE(3,4)X8,TSN,ALFB,N
      SALEG=1.
      IF(H0.LE.0.)SALEG=2.
      R1=D1/2.
      R2=D2/2.
      IF(T1.LE.0.)X4=1.
      IF(TSN.LE.0.)X8=1.
      IF(H0.LE.0.)ALFB=1.
      H0=H0+X6/ALFB+(TSN*X6)/X8
      HZM=FDL/FLOAT(N-1)
      HZ=HZM/R1
      H1=1./20.
      Y1=(TBX-TOK)
      Y2=A1*W*W
      IF(A3.LT.0.)GO TO 221
      E1=28.
  229 IF(E1.GE.TBP)GO TO 221
      E2=A2*EXP(-U2*(E1-T2))
      E3=A3*EXP(-U3*(E1-T3))
      E4=A4*E1+B4
      E5=(E2/8.)*((6.*E4+2.)/E4)**E4
      S=1.5*(3.*E4+1.)**2.
      E6=S/((2.*E4+1.)*(5.*E4+3.))
      E7=(E3*(D1/W)**E4)/E5
      E8=D1**E4*W**(2.-E4)*X1/E5
      E9=(2.*E4+1.)**2.*E7*E8*(3.*E4+1.)/4.
      E10=E7*(8./(3.*E4+1.))*(E4*SQRT(E9))
      E11=E8*(8./E10)*E6
      S=E3**((2.-E4)/E4)*D1*D1*X1
      E12=S*E6/(E5**(2./E4))
      SS=.2235.-874.*E4.*E12**(0.875*E4-0.01%)
      IF(E11.LE.SS)GO TO 227
      REKR=(E11*SS)/2.
      TKR=E1
      GO TO 212
  227 E1=E1+0.1
      GO TO 229
  221 REKR=2300.
      TKR=T1*(1./U1)*ALOG((REKR*A1)/(W*D1*X1))
```

```
  212 D3=D2+2.*T1
      IF(SALEG.GT.1.)ALF2=11.6+6.96*SQRT(X6)
      IF(SALEG.GT.1.)GO TO 41
      IF(T1.LE.0.)GO TO 40
      S=D3/D2
      SS=4.*H0/D3
      S=ALOG(S)
      SS=ALOG(SS)
      ALF2=2.*X4*X6/(D2*(X6*S+X4*SS))
      GO TO 41
   40 S=2.*H0/D2
      SS=SQRT(S**S-1.)
      SS=ALOG(S+SS)
      ALF2=2.*X6/(D2*SS)
   41 XX12=0.0276*D1**3.*X1**2.
      XX10=X2/X3
      XX11=D1/W
      SWT=(D1/(2.*X4))*ALOG(D3/D2)
      S=D1/(ALF2*D2)+SWT
      AKS=1./S
      SPP=(2.*AKS)/(W*P1*X1*X3)
      EE1=(X3/(AKS*X1))*(X1*W/4.)**3.
      EE2=0.004*W*W*X1*HZM/R1
      E1=0.
      TSDNA=0.
      J=1
      NNN=1
      TN=TBX
      IF(TKR.GE.TBX)GO TO 200
  202 J=J-1
      NNN=J
      DL=FLOAT(J-1)*HZM
      IF(DL.GT.EDL)GO TO 30
      TS=TOK+Y1*EXP(-SPP*DL)
      TS1=TS
      TS2=TS
      E13=(TN+TS)/2.
      IF(E13.GE.TBP)GO TO 153
      E2=A2*EXP(-U2*(E13-T2))
      E3=A3*EXP(-U3*(E13-T3))
      E4=A4*E13+B4
      E5=(E2/8.)*((6.*E4+2.)/E4)**E4
      S=1.5*(3.*E4+1.)**2.
      E6=S/((2.*E4+1.)*(5.*E4+3.))
      S=E3**((2.-E4)/E4)*D1*D1*X1
      HE=S*E6/(E5**(2./E4))
      IF(HE.LT.1300000.)GO TO 156
      E1=E1+EE2
      GO TO 163
  153 HE=0.
  154 IF(TN.LT.TBP)GO TO 151
      E2=A1*EXP(-U1*(TN-T1))
      E3=0.
      E4=1.
      GO TO 152
  151 E2=A2*EXP(-U2*(TN-T2))
      E3=A3*EXP(-U3*(TN-T3))
      E4=A4*TN+B4
  152 E5=(E2/8.)*((6.*E4+2.)/E4)**E4
      S=1.5*(3.*E4+1.)**2.
      E6=S/((2.*E4+1.)*(5.*E4+3.))
      E7=(E3*(D1/W)**E4)/E5
```

```
0121            E8=U1**E4*W**(2.-E4)*XM/E5
0122            E9=(2.*E4+1.)**2.*E7*E4*(3.*E4+1.)/4.
0123            E10=E7*(8./(3.*E4+1.))*(E4*SQRT(E9))
0124            E11=E8*(8./E10)*E6
0125            IF(E3.LE.0.)GO TO 155
0126            S=E5**((2.-E4)/E4)*E10*(1.+X1
0127            E12=S*E6/(E5**(2./E4))
0128        155 IF(TK.GE.2000.)GO TO 156
0129            IF(E13.LT.TBP)GO TO 162
0130            E2=2.54*EE1*EXP(U1*(TK-TOK)/4.)
0131            E2=E2*(E11**(-0.25))
0132            AP(1)=-U1*(TK-TOK)/4.
0133            AP(2)=-U1*(TS-TOK)/4.
0134            GO TO 157
0135        162 E2=2.54*EE1*EXP(U2*(TK-TOK)/4.)
0136            E2=E2*(E1.**(-0.25))
0137            AP(1)=-U2*(TK-TOK)/4.
0138            AP(2)=-U2*(TS-TOK)/4.
0139            GO TO 157
0140        156 E3=0.49*(E12**(-0.1))
0141            UU=U2
0142            IF(E13.GE.TBP)UU=U1
0143            BB=B3
0144            IF(E13.GE.TBP)BB=0.
0145            E4=(3.*UU+(2.*UU-BB)/4.
0146            S=13.75*EE1*(E12**(-0.25))
0147            E2=S*(E11**(-E3))*EXP(E4*(TK-TOK))
0148            AP(1)=-E4*(TK-TOK)
0149            AP(2)=-E4*(TS-TOK)
0150        157 DO 160 I=1,2
0151            SS=AP(I)
0152            AD(I)=0.57721+ALOG(-SS)+SS
0153            E3=1.
0154            E7=0.
0155            E8=SS=SS/4.
0156        161 AD(I)=AD(I)+E7+E8
0157            SS=AD(I)
0158            S=E8*E3
0159            E3=E3+1.
0160            E7=(S/E3)*(AP(I)/E3)
0161            S=E7*E3
0162            E3=E3+1.
0163            E8=(S/E3)*(AP(I)/E3)
0164            E4=ABS(E7+E8)/SS
0165            IF(E4.GE.0.01)GO TO 161
0166        160 CONTINUE
0167            E1=E1*E2*(AD(1)-AD(2))
0168        163 DP=P1
0169            TK=TS
0170            IF(TS.GT.TKR)GO TO 202
0171        200 TS=(TK-TOK)/Y1
0172            DO 15 I=2,41
0173            T(K,I)=TS
0174         15 Y(I)=1.-FLOAT(I-2)*H
0175            TBP=(T3P-TOK)/Y1
0176            U1=U1*Y1
0177            U2=U2*Y1
0178            U3=U3*Y1
0179            B4=B4+A4*TOK
0180            A4=A4*Y1
0181            T1=(T1-TOK)/Y1
0182            T2=(T2-TOK)/Y1
```

```
      T3=(T3-TOK)/Y1
      Y11=0.499
      Y12=0.501
      Y7=(X3*X1/X2)**W*R1
      IF(A3.GT.0.) Y7=((X3+925.)*X1/X2)**W*R1
      Y10=HZ/(H1*H1)
      DO 26 I=22,40
      Y3(I)=Y7*Y(I)
      AK(I)=Y10*Y(I)
      BK(I)=Y10*Y(I+1)
   26 Y4(I)=AK(I)+BK(I)
      Y15=0.
      AF=1000.
      IF(A3.LE.0.OR.TS.GE.YBP)GO TO 90
      SP=A3*EXP(U3*(TS-T3))
      QMS=W*3.1416*R1*R1
      SS=A2*EXP(U2*(TS-T2))
      Y8=(0.0246*QMS*(SS/X1))/((2.*R1)**4.)
      Y8=Y8+(1.632*SP)/(6.*X1*R1)
      GO TO 91
   90 IF(TS.GE.TBP)GO TO 12
      S=A4*TS+B4
      SS=A2*EXP(U2*(TS-T2))
      GO TO 11
   12 S=1.
      SS=A1*EXP(U1*(TS-T2))
   11 Y9=((1.+3.*S)/S)**S*SS
      Y8=Y8/(X1*W**2.-5)*R1**S)
   91 DO 1 J=NNN,N
      JJ=J+1
      DO 13 I=21,41
      IF(T(J,I).GE.TBP) GO TO 14
      S=A4*T(J,I)+B4
      SS=A2*EXP(U2*(T(J,I)-T2))
      GC(I)=A3*(EXP(U3*(T(J,I)-TS))/Y2)
      GO TO 16
   14 S=1.
      SS=A1*EXP(U1*(T(J,I)-Y1))
      GC(I)=0.
   16 Z(I)=(X(J)/SS)*(R1**S)*(W**(2.-S))
      CK(I)=Z(I)*Y(I)
      GC(I)=Z(I)*GC(I)
   13 AN(I)=1./S
      Y14=0.
   23 Y9=Y8/2.
   10 DO 17 I=21,41
      Z(I)=Y8*CK(I)-GC(I)
      IF(Z(I).LE.0.) GO TO 15
      Z(I)=Z(I)**AN(I)
      GO TO 17
   15 Z(I)=0.
   17 CONTINUE
      S=(Z(23)+Z(25)+Z(27))*2.
      SS=(Z(22)+Z(24)+Z(26)+Z(28))*4.
      DO 18 I=31,41,2
      S=S+2.*Z(I-2)
      SS=SS+4.*Z(I-1)
   18 ZZ(I)=(0.05*(Z(21)+Z(I)+S+SS))/3.
      DO 19 I=23,29,2
      S=S-2.*Z(I)
      SS=SS-4.*Z(I-1)
   19 ZZ(I)=Z(41)-(0.05*(Z(I)+Z(41)+S+SS))/3.
```

```
0245              Z(21)=0.
0246              DO 21 I=23,41,2
0247           21 Z(I)=ZZ(I)
0248              DO 20 I=22,40,2
0249           20 ZZ(I)=Z(I+1)-Z(I-1)
0250              DO 48 I=22,38,2
0251              S=Z(I-1)+0.5*ZZ(I)
0252              Z(I)=S-0.125*(ZZ(I+21-ZZ(I))
0253              IF(Z(I).GE.0.) GO TO 48
0254              Z(I)=S
0255           48 CONTINUE
0256              S=0.5*Z7(40)+0.125*(ZZ(38)-ZZ(40))
0257              Z(40)=Z(41)-S
0258              DO 49 I=21,41
0259           49 ZZ(I)=Y(I)*Z(I)
0260              S=0.
0261              SS=ZZ(22)
0262              DO 24 I=23,39,2
0263              S=S+ZZ(I)
0264           24 SS=SS+ZZ(I+1)
0265              Y13=0.05*(ZZ(21)+ZZ(41)+2.*S+4.*SS)/3.
0266              IF(Y13.GT.Y11.AND.Y13.LT.Y12) GO TO 27
0267              IF(Y14.NE.0.)GO TO 36
0268              IF(Y13.LE.Y11) GO TO 34
0269           35 Y8=Y8-Y9
0270              Y14=Y13
0271              GO TO 10
0272           34 Y8=Y8+Y9
0273              Y14=Y13
0274              GO TO 10
0275           36 IF(Y13.LE.Y11.AND.Y14.LE.Y12) GO TO 34
0276              IF(Y13.LE.Y11.AND.Y14.GE.Y12) GO TO 46
0277              IF(Y13.GE.Y11.AND.Y14.GE.Y12) GO TO 35
0278              Y9=Y9/2.
0279              GO TO 35
0280           46 Y9=Y9/2.
0281              GO TO 34
0282           27 DO 51 I=21,41
0283           51 V(J,I)=Z(I)
0284              DO 29 I=21,41
0285           29 Z(I)=Y(I)*T(J,I)+V(J,I)
0286              S=0.
0287              SS=Z(22)
0288              DO 28 I=23,39,2
0289              S=S+Z(I)
0290           28 SS=SS+Z(I+1)
0291              TP=0.1*(Z(21)+Z(41)+2.*S+4.*SS)/3.
0292              TT=TP
0293              IF(TT.GE.TBP)GO TO 54
0294              SF=A4*TT+B4
0295              SSF=A2*EXP(U2*(TT-T2))
0296              GOF=A3*EXP(U3*(TT-T3))
0297              GO TO 56
0298           54 SF=1.
0299              SSF=A1*EXP(U1*(TT-T1))
0300              GOF=0.
0301           56 TT=T(J,21)
0302              IF(TT.GE.TBP)GO TO 64
0303              S=A4*TT+B4
0304              SSW=A2*EXP(U2*(TT-T2))
0305              GOW=A3*EXP(U3*(TT-T3))
0306              GO TO 66
```

```
0307            64 SW=1.
0308               SSW=A1*EXP(U1*(TT-T1))
0309               QCW=0.
0310            66 NN=1
0311            60 XX1=(SSW/8.)*((6.+SW*2.)/SW)**SW
0312               XX2=2.**SW+1.
0313               XX3=3.**SW+1.
0314               XX4=5.**SW+3.
0315               XX4=1.5*XX3*XX5/(XX2*XX4)
0316               XX5=QCW*XX1**SW/XX1
0317               XX6=XX2**2.+XX5*SW*XX3/4.
0318               XX6=SW*SQRT(XX6)
0319               XX7=XX5*(8./XX3)*XX6
0320               XX8=XX1**(1.-SW)
0321               IF(NN.EQ.2)GO TO 57
0322               NN=2
0323               PRW=(XX1/XX10)*XX8*XX7/(8.*XX4)
0324               SW=SF
0325               SSW=SSF
0326               QCW=QCF
0327               GO TO 60
0328            57 PRF=(XX1/XX10)*XX8*XX7/(8.*XX4)
0329               REF=D1**SW*W**(2.-SW)*P1/XX1
0330               REF=REF*(8./XX7)*XX4
0331               S=ABS(TF-T(J,21))
0332               IF(S.LT.1.)S=1.
0333               GRF=XX12*Y1*S/((XX1*XX8)**2.)
0334               GRF=GRF*(8./XX7)**2.*XX4**2.
0335               X21=(REF*PRF)**0.33
0336               X22=(GRF*PRF)**0.1
0337               X23=(PRF/PRW)**0.25
0338               IF(ALF1.GT.AF)ALF1=AF
0339               AF=ALF1
0340               ANU=0.13*X21*X22*X23
0341               ALF1=ANU*X2/D1
0342               X24=1./ALF1+D1/(ALF2*D2)+SWT
0343               AKS=1./X24
0344               A(22)=X2/(X2+AKS*R1+R1)
0345               B(22)=0.
0346               DO 58 I=22,40
0347               S=Y3(I)*V(J,I)
0348               QK(I)=Y4(I)*S
0349            58 QC(I)=S*T(J,I)
0350               DO 37 I=22,40
0351               II=I+1
0352               S=QK(I)-A(I)*AK(I)
0353               A(II)=BK(I)/S
0354            37 B(II)=(AK(II)*B(I)+QC(II))/S
0355               QC(41)=B(41)/(1.-A(41))
0356               K=41
0357            33 KK=K+1
0358               QC(KK)=A(K)*QC(K)+B(K)
0359               K=K-1
0360               IF(K.GT.21)GO TO 33
0361               DO 22 I=2,,41
0362            22 T(JJ,I)=QC(I)
0363               Y15=Y15+Y8
0364               TS1=TOK+Y1*YF
0365             1 CONTINUE
0366               DP=E1+2.*Y15*HZ*Y2
0367               TSONA=0.
0368               DO 69 I=22,41
```

```
      S=V(N,I)
      IF(S.GT.0.)GO TO 70
      TSONA=TSONA+H1
   59 CONTINUE
   70 TSONA=TSONA*H1
      DO 42 I=21,41
   42 Z(I)=Y(I)*T(N,I)
      S=0.
      SS=Z(22)
      DO 43 I=23,39,2
      S=S+Z(I)
   43 SS=SS+Z(I+1)
      S=0.1*(Z(21)+Z(41)+2.*S+4.*SS)/3.
      TS2=TOK+Y1*S
   30 CONTINUE
      WRITE(3,4)EOL,DP,TSONA,TS1,TS2
      STOP
      END
```

ПРИМЕР.

```
 140000.0000      0.9960      0.4100     60.0000     13.2000
     41.0000      1.0300      0.0000      0.0        25.9000
      0.1550      0.0      97600.0000     0.3100      0.0
      0.0114      0.5200     650.0000     0.1300   1955.2000
      1.0200      0.0        0.0040      0.8400      1.3000
      0.5000      0.0       15.0000     141
 140000.000  575527.063       0.199      40.498      29.566
EOC TOMASIK
```

ЛИТЕРАТУРА

1. Кусаков М.М. "Методы определения физико-химических характеристик нефтяных продуктов", ОНТИ НКТП СССР, М.-Л., 1936.

2. Чежевенко В.Ф., Кедрова Р.И. "Состав твердых парафинов нефтей Куйбышевской области", В сб."Борьба с отложениями парафина", "Недра", М., 1965.

3. Ашумов Г.Г. "Азербайджанские нефти", АН АзССР, Баку, 1961.

4. Павлова С.Н. и др. "Нефти восточных районов СССР", Гостоптехиздат, М., 1962.

5. Павлова С.Н. и др. "Новые нефти восточных районов СССР", "Химия", М., 1967.

6. Губин В.Е., Скрипников Ю.В. "Неизотермическое течение вязкопластичных нефтей по трубопроводу", Труды ВНИИСПТнефть, вып.9, Уфа, 1972.

7. Губин В.Е., Скрипников Ю.В. "Переход от структурного режима к турбулентному при течении вязкопластичной жидкости в трубах", "Нефтяное хозяйство", № 8, 1972.

8. Тугунов П.И., Новоселов Б.Ф. "Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам", "Недра", М., 1973.

9. Кривошеин Б.Д., Агапкин В.М., Двойрис А.Д. "Способы прокладки и эксплуатация трубопроводов в условиях вечной мерзлоты", "ВНИИОЭНГ", М., 1975.

10. Харан В.Т. "Тепловой расчет трубопровода при установившемся режиме перекачки подогретой нефти", Известия ВУЗов, Нефть и газ, № 5, 1976.

11. Губин В.Е., Саханевич В.М. "О коэффициенте теплоотдачи горячего подземного трубопровода в стационарном режиме", Труды ВНИИСПТнефть, вып.XII, Уфа, 1974.

12. Яблонский В.С., Белоусов В.Ц. "Проектирование нефтегазопроводов", Гостоптехиздат, М., 1959.

13. Черникин В.И. "Перекачка вязких и застывающих нефтей", Гостоптехиздат, М., 1959.

14. Хижняков С.В. "Практические расчеты тепловой изоляции", Госэнергоиздат, М.-Л., 1959.

15. Зелинсон Н.М., Шпеер М.Г. "Тепловая изоляция трубопроводов тепловых сетей", Госэнергоиздат, М.-Л., 1962.

16. Кутателадзе С.С., Боришанский В.М. "Справочник по теплопередаче", Госэнергоиздат, М.-Л., 1958.

17. Губин Е.К., Скрипников Ю.Б. "Турбулентное течение вязкопластичной жидкости в круглой трубе", Труды ВНИИСПТнефть, вып. XI, Уфа, 1973.

18. Харин В.Т. "Гидравлический расчет стационарной перекачки подогретой вязкопластичной нефти по трубопроводу", ВИНИТИ, 1820-75 Деп.

19. Харин В.Т. "Температурно-динамическое развитие течения вязкопластичной жидкости в переходном участке круглой трубы", Труды МИНХиГП им.И.М.Губкина, вып.113, 1975.

20. Мишин Э.А. "Расчет неизотермического течения неньютоновской жидкости в круглой трубе", ВИНИТИ, 2328-77 Деп.

21. Корн Г. и Корн Т. Справочник по математике, "Наука", М., 1970.

22. Титов Н.С. "Расчет характеристик ламинарного неизотермического течения нелинейновязкопластичной нефти в трубопроводе". Труды ВНИИСПТнефть, вып.XX, Уфа, 1978.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение	
Перечень условных обозначений	4
Исходные данные для расчета	8
Определение границ участков с различными режимами течения	II
Тепловой расчет на турбулентном участке	I3
Гидравлический расчет турбулентного участка	I6
Тепловой и гидравлический расчет ламинарного участка	I7
Примеры расчета	I9
Приложения	30
Литература	44

М Е Т О Д И К А
РАСЧЕТА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ В "ГОРЯЧЕМ" НЕФТЕПРОВОДЕ
РД 39-30-480-80

Издание ВНИИСПТнефти
450055, г.Уфа-55, пр.Октября, 144/3

Подписано к печати 5.02.81 ПО 3143
Формат 60х90 1/16 Уч.-изд.л.2,1 Тираж 180 экз. Заказ 39
Отпечатано ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru