МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

ТЕПЛОВОГО И ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ СТАЦИОНАРНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ НЬЮТОНОВСКИХ НЕФТЕЙ С УЧЕТОМ ТЕПЛА ТРЕНИЯ

РД 39-30-577-81

1981

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ТЮМЕНСКИЙ ФИЛИАЛ ИНСТИТУТА "ГИПРОТРУБОПРОВОД",
УФИМСКИЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ

УТВЕРЖДЕНА

Первым заместителем министра
нефтяной промышленности

В.И.Кремневым

28 мая 1981 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

ТЕПЛОВОГО И ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ СТАЦИОНАРНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ НЬЮТОНОВСКИХ НЕФТЕЙ С УЧЕТОМ ТЕПЛА ТРЕНИЯ

РД 39-30-577-81

1981

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

ТЕПЛОВОГО И ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ СТАЦИОНАРНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ НЬЮТОНОВСКИХ НЕФТЕЙ С УЧЕТОМ ТЕПЛА ТРЕНИЯ

РД 39-30-577 - 81

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 394
от "23" июля 1981г.

Срок введения с 1 сентября 1981г.
Срок действия до 1 сентября 1986г.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящая методика предназначена для теплогидравлических расчетов стационарных режимов работы эксплуатируемых и проектируемых трубопроводов в условиях существенного влияния тепла трения и кристаллизации парафина, переменных по длине температуры окружающей среды и коэффициента теплопередачи.

По приведенным в методике формулам следует рассчитывать линейную и технологическую часть магистральных нефтепроводов.

I.2. Под теплом трения понимается тепло, генерирующееся в трубопроводе, магистральных насосах и дросселирующих органах при переходе механической энергии, затраченной на перекачку, в тепловую

энергию. Уменьшение полной механической энергии жидкости, переход ее в тепло трения приводит к разогреву жидкости, который должен учитываться при расчетах трубопроводов.

1.3. Методика позволяет решать следующие задачи:

- заданы температура жидкости в начале трубопровода и его длина, определить температуру жидкости в конце трубопровода и потери на трение;

- заданы температура жидкости в конце трубопровода и его длина, определить температуру жидкости в начале трубопровода и потери напора на трение;

- заданы температуры жидкости в начале и конце трубопровода, определить его длину и потери напора на трение;

- рассчитать распределение температуры жидкости по длине трубопровода и ее среднюю величину;

- заданы техническая характеристика трубопровода, характеристика перекачиваемой жидкости, характеристика окружающей среды, определить необходимость учета тепла трения и кристаллизации парафина, переменных по длине коэффициента теплопередачи и температуры окружающей среды;

- заданы начальная температура нефти и длина трубопровода, определить допустимую конечную температуру и допустимый максимальный расход нефти.

Гидравлический расчет выполняется на основе теплового.

1.4. Перечень использованных в Методике условных обозначений приведен в Приложении 1.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

Исходные данные должны включать:

I. Техническую характеристику трубопровода и магистральных насосов:

а) производительность перекачки - M;

б) внутренний и наружный диаметр трубопровода - $Д$; $Д_{нар}$;

в) длину трубопровода - L

г) глубину заложения трубопровода, считая по оси - h_o;

д) материал и толщину изоляции - $\lambda_и$ и $\delta_и$;

е) начальную или конечную температуру жидкости - $t_н$; $t_к$;

ж) температуру грунта в ненарушенном состоянии по трассе трубопровода - $t_{o,i}$;

з) радиус и число оборотов ротора насосов - R и n;

и) диапазон регулирования давления дроссельным устройством - Δp_i;

2. Характеристику перекачиваемой жидкости:

а) зависимости плотности - $\rho(t)$, теплопроводности - $\lambda(t)$, удельной теплоемкости - $C_{ср}(t)$, кинематической вязкости - $\nu(t)$, интенсивности кристаллизации - $\frac{d\varepsilon(t)}{dt}$ парафина от температуры - t;

б) значения коэффициента объемного расширения нефти - β_o;

3. Характеристику внешней среды:

а) сведения о распределении грунтов по трассе трубопровода;

б) данные о температуре, влажности, теплоемкости, объемном весе и коэффициенте теплопроводности грунтов на глубине заложения по месяцам года;

в) данные по толщине снегового покрова в районе прохождения трассы трубопровода.

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

Определение плотности производится в соответствии с действующим ГОСТом при температуре 20°С. Пересчет на плотность при других температурах производится по формулам:

$$\rho_t = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta_0 (t - 20)}; \qquad (1)$$

$$\rho_t = \rho_{20} - \alpha_t (t - 20),$$

где β_0 – коэффициент объемного расширения, величина которого выбирается в соответствии с табл.П-1 (см.приложение 2);

α_t – температурная поправка, определяемая по табл.П-2.

Массовая теплоемкость рассчитывается по формуле Крего:

$$C_p = \frac{1{,}324 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{\rho_{15}}} (0{,}403 + 0{,}00081\, t) \qquad (2)$$

Теплопроводность нефти также рассчитывается по формуле Крего:

$$\lambda = \frac{1{,}175 \cdot 10^{-1}}{\rho_{15}} (1 - 0{,}00054\, t) \qquad (3)$$

Кинематическая вязкость определяется по формуле Рейнольдса:

$$\nu_t = \nu_1 \exp[-u(t - t_1)], \qquad (4)$$

где ν_1 – кинематическая вязкость при температуре t_1, выбранной в диапазоне изменения температуры нефти в процессе перекачки;

u – коэффициент крутизны вискограммы.

$$u = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{\nu_1}{\nu_2}, \qquad (5)$$

где ν_2 – кинематическая вязкость при температуре t_2.

Зависимость интенсивности кристаллизации парафина от температуры определяется эмпирической формулой:

$$-\frac{d\xi}{dt} = Б_0 (t_{нп} - t)^{Б_1} e^{Б_2 (t_{нп} - t)}, \qquad (6)$$

где Бо, Б1, Б2 - постоянные коэффициенты, определяемые путем обработки экспериментальных данных (приложение 6).

Средняя интенсивность кристаллизации парафина определяется по формуле:

$$-\frac{\Delta\xi}{\Delta t} = \frac{C_п}{t_{нп} - t_{кп}} \qquad (7)$$

Величина $(t_{нп} - t_{кп})$ при приближенных расчетах принимается равной 40 ÷ 50°С. Общее содержание парафина Сп в различных нефтях определяется лабораторным путем.

Теплофизические свойства грунтов необходимо определять непосредственно в полевых условиях на трассе трубопровода.

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

Теплофизические свойства грунта меняются вдоль трассы. Расчет величины коэффициента теплопроводности для участков с грунтами, близкими по свойствам, ведется по следующей формуле [I]:

$$\lambda_{гр,а} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \lambda_{гр,а,i} X_i}{\sum_{i=1}^{n} X_i}$$

Если трубопровод проходит по зонам с резко отличающимися грунтами, то определение λ следует проводить по области родственных грунтов.

Прогрев грунта следует учитывать при разности температур стенки трубы и грунта большей величины $-(t_{нар}-t_0)_{кр}$ (табл.I).

Таблица I

Грунт	Критическая разность температур $W_0 \geq a_1 - a_2 \rho_{гр}$	Критическая разность температур $W_0 < a_1 - a_2 \rho_{гр}$	a_1	a_2
супесь	I5 ÷ I9	26 ÷ 35	66,2	0,027I
песок	I5 ÷ 20	27 ÷ 36	67,6	0,0263
суглинок	I5 ÷ 20	28 ÷ 37	86,8	0,0345
глина	I6 ÷ 2I	28 ÷ 38	93,3	0,0362

Значение эффективного коэффициента теплопроводности грунта при наличии процесса его подсушки в тепловом поле трубопровода определяется по формуле:

$$\lambda_{гр} = \lambda_{гр,0} - c_3 \rho_{гр} \frac{(t_{нар}-t_0)^2 \sqrt{n_0 W_0^4 + n_1 W_0 + n_2}}{(1+b_1)(t_{нар}-t_0) - b_2 h_0} \qquad (8)$$

Коэффициент теплопроводности грунта в ненарушенном состоянии $\lambda_{гр,0}$ определяется экспериментально или путем расчета по формуле:

$$\lambda_{гр,0} = c_1 + c_2 \rho_{гр} W_0 + c_3 \rho_{гр} \qquad (9)$$

Коэффициенты c_1, c_2, c_3 выбираются из табл.2 в зависимости от типа грунта.

Таблица 2

Тип грунта	C_1	$C_2 \cdot 10^5$	$C_3 \cdot 10^4$
Слабо подзолистая тяжелосуглинистая почва пылеватая на моренных суглинках	-0,966	3,I2	II,4
Дерново-подзолистая тяжелосуглинистая почва среднеокультуренная на моренной глине	0,2I6	I,98	2,27
Дерново-подзолистая тяжелосуглинистая почва под лесом	0,0454	3,90	I,I4
Дерново-глеевая подзолистая супесчаная почва на песках	0,I59	0,284	2,27

Коэффициенты n_0, n_1, n_2, β_1 и β_2 (в формуле 8) выбираются по таблицам 3 и 4:

Таблица 3

Значения коэффициентов β_1 и β_2

Грунт	$W_0 \geq a_1 - a_2 \rho_n$		$W_0 < a_1 - a_2 \rho_n$	
	β_1	β_2	β_1	β_2
супесь	I,9I2	II,03	I,87I	I8,98
песок	I,690	8,49	I,766	I7,I5
суглинок	I,602	7,64	I,676	I5,63
глина	I,499	6,43	I,603	I4,I2

Таблица 4

Коэффициенты	Грунт			
	супесь	песок	суглинок	глина
Π_0	-0,000483	-0,00032I	-0,000254	-0,000806
Π_1	0,0I62	0,0I22	0,0I05	0,0I87
Π_2	-0,00997	-0,00705	-0,00632	-0,037I

3. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ УСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ

3.I. Все задачи, перечисленные в п.I.3., следует решать на основе распределения температуры по длине трубопровода. Это распределение необходимо рассчитывать по формуле:

$$\gamma_a = \int_{t_н}^{t_к} \frac{\rho_0}{\Pi - I} \cdot \frac{dt}{t - t_0} \qquad (I0)$$

3.2. Расчеты по уравнению (I0) целесообразно производить численными методами. Для этого уравнение (I0) следует предоставить в виде:

$$\sum_{j=1}^{n} \gamma_{aj} = \sum_{j=1}^{n} \frac{\rho_j}{\Pi - I} \cdot \frac{\Delta t}{t_j - t_0}, \qquad (II)$$

где n - число участков, на которое разбит перегон между тепловыми станциями (все свойства вязкости и условия течения на участке принимаются постоянными, соответствующими температуре t_j); t_j - средняя температура на участке $t_j = \frac{t_{нj} + t_{кj}}{2}$;

$t_{нj}$ - начальная температура на участке;

$t_{кj}$ - конечная температура

Δt - шаг разбиения.

3.3. Для обеспечения необходимой точности гидравлического расчета шаг разбиения выбирается по формуле:

$$\Delta t = t_{нj} - t_{кj} = \frac{6}{um} \ln(1 - \delta_r) \qquad (12)$$

3.4. Задачу определения температуры в конце перегона при заданных начальной температуре и длине перегона следует решать в следующей последовательности:

а) по уравнению (12) определить шаг разбиения Δt;

б) вычислить среднюю температуру на первом участке

$$t_1 = t_н + \frac{1}{2}\Delta t = t_н + \frac{6}{um} \ln(1 - \delta_r)$$

в) найти величины P_0 и Π, соответствующие температуре t_1; необходимые для расчета P_0 и Π способы определения $K; \Delta_e; l; d\varepsilon/dt$ и т.д. приведены в Приложениях 3 ÷ 6;

г) рассчитать безразмерную длину первого участка:

$$\mathcal{J}_{a_1} = \frac{P_0}{\Pi - 1} \cdot \frac{\Delta t}{t_1 - t_0} \qquad (13)$$

д) вычислить длину первого участка:

$$\Delta X_1 = \frac{M C_{эф_1} \mathcal{J}_{a_1}}{K_1 \Psi \Delta} \qquad (14)$$

е) повторить вычисления по пунктам б) ÷ д), принимая для последующего участка начальную температуру равной конечной температуре на предыдущем участке:

$$t_{н,j+1} = t_{к,j}$$

ж) вычисления повторять до тех пор, пока $\sum_{1}^{n} x_j$ будет не меньше чем длина перегона между тепловыми станциями ℓ;

з) вычислить длину последнего участка $x_n = \ell - \sum_{i=1}^{n-1} x_i$ и определить величину $t_к$.

Полученная величина будет искомой температурой в конце перегона.

Пример расчета приведен в Приложении 8.

3.5. При вычислениях необходимо следить за изменением режима течения. Для этого следует вычислить температуру перехода:

$$t_{пер} = t_0 + \frac{1}{u} \ln \frac{8500\,\pi f Д \nu_0}{M}, \qquad (15)$$

соответствующую конечной границе турбулентного режима перекачки по условиям теплообмена ($Re \approx 10000$) и максимальную критическую температуру:

$$t' = t_0 + \frac{1}{u} \ln \frac{520\,\pi f Д \nu_0}{M}, \qquad (16)$$

соответствующую $Re \approx 2320$.

По мере приближения к максимальной критической температуре t' следует в соответствии с рекомендациями Приложения 9 уточнить действительное значение критической температуры.

3.6. В случаях, где происходит смена режимов течения, тепловой расчет необходимо производить по участкам для каждого режима в отдельности, принимая с запасом шаг разбиения на переходном участке ($Re_{кр} \leq Re \leq 10000$), равным шагу разбиения на участке с ламинарным режимом течения.

3.7. Задачу определения температуры в начале перегона при заданных конечной температуре и длине перегона следует решать в следующей последовательности:

а) по уравнению (12) определить шаг разбиения;

б) вычислить среднюю температуру на конечном участке:

$$t_n = t_к - \frac{1}{2}\Delta t = t_к - \frac{6}{\mu m}\ln(1-\delta_r)$$

в) найти величины Pa и $П$, соответствующие температуре t_n;

г) по формулам вида (13) и (14) рассчитать безразмерную и размерную длину последнего участка;

д) повторить вычисления по пунктам б) ÷ г), принимая для последующего участка конечную температуру, равной начальной температуре на последующем участке:

$$t_{к,j-1} = t_{н,j}$$

е) вычисления повторять до тех пор, пока $\sum_1^n x_j$ будет не меньше, чем полная длина перегона между тепловыми станциями ℓ;

ж) вычислить длину последнего участка $x_n = \ell - \sum_{i=1}^{n-1} x_i$ и определить величину $t_н$, соответствующую заданной длине перегона ℓ; Полученная величина будет искомой температурой в начале перегона.

3.8. Задачу определения длины перегона при заданных начальной и конечной температурах необходимо решать в следующей последовательности:

а) по уравнению (12) определить максимально возможный шаг разбиения Δt;

б) определить действительное число участков, округлив в большую сторону число участков, полученных по формуле:

$$j = \frac{t_н - t_к}{\Delta t} \qquad (17)$$

в) рассчитать действительный шаг по температуре, разделив $t_н - t_к$ на действительное число участков.

Далее расчет следует производить в соответствии с указаниями, приведенными в пунктах 3.4. или 3.7.

3.9. Задачу о распределении температуры нефти по длине трубопровода в зависимости от состава сведений, заданных при постановке задачи, следует решать в соответствии с указаниями, приведенными в пунктах 3.4., 3.7. или 3.8.

3.10. При наличии на перегоне между тепловыми станциями одной или нескольких насосных станций необходимо учитывать повышение температуры нефти в насосных агрегатах:

$$\Delta t_{нс} = \frac{2\bar{K} C_м R^5 \omega^3}{C_{эф} Q} \qquad (18)$$

а) коэффициент кривизны покрывных дисков роторов магистральных насосов определяется эмпирической формулой:

$$\bar{K} = 1{,}015 + 0{,}000382\, n_s \qquad (19)$$

б) коэффициент трения $C_м$ покрывных дисков ротора с перекачиваемой жидкостью определяется по номограмме (рис.1);

в) угловая скорость вращения ротора насоса рассчитывается по формуле:

$$\omega = \frac{\pi n}{30} \qquad (20)$$

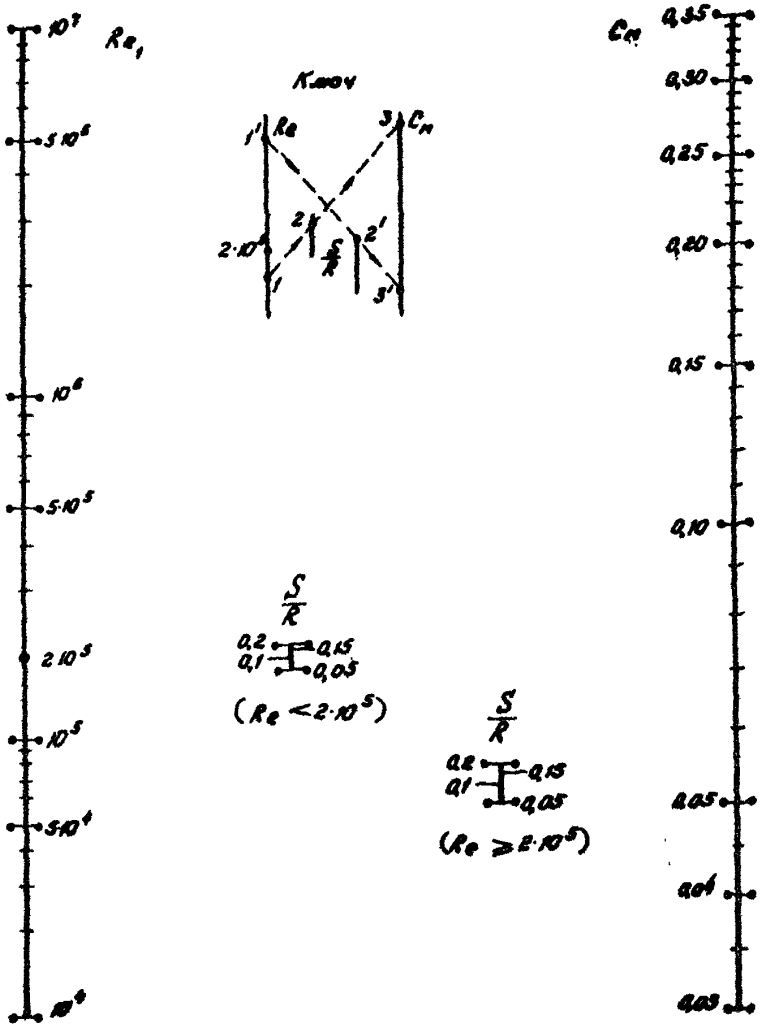


Рис.1 Номограмма для определения коэффициента трения рабочего колеса центробежного насоса

г) при последовательном соединении нескольких насосов на насосной станции повышение температуры потока в них определяется как сумма подогрева в каждом насосе.

3.11. При наличии на перегоне дросселирующих органов необходимо учитывать повышение температуры нефти в них. Подогрев жидкости в дросселирующих органах определяется по уравнению:

$$\Delta t_{др} = \frac{0{,}924 \cdot 10^{-3} \cdot z \cdot \Delta p \cdot d}{0{,}403 + 8{,}1 \cdot 10^{-3} \cdot t_{вх}}, \qquad (21)$$

где $z = 1 + 0{,}3 \dfrac{P_{кр} - 1}{P_{вх}^{1/3}}$ – коэффициент восстановления;

$d = \dfrac{\sqrt{\rho_{15}}}{\rho} \cdot 100$ – параметр, зависящий от плотности нефти.

Повышение температуры жидкости при прохождении дроссельного устройства определяется по номограмме (рис.2).

3.12. В зависимости от условий перекачки температура жидкости по длине трубопровода может уменьшаться, возрастать и оставаться постоянной.

При $t_н > t_0$ температура нефти будет падать, если

$$\Pi_н < 1 \qquad (22)$$

возрастать, если

$$\Pi_н > 1 \qquad (23)$$

и оставаться постоянной, если

$$\Pi_н = 1 \qquad (24)$$

Вследствие сбросов, подкачек, изменения диаметра трубопровода (вставки, лупинги), теплофизических свойств грунта и других подобных факторов величина Π на некоторых участках трубопровода может существенно измениться. Поэтому при выполнении теплового расчета на таких участках следует следить за реализацией условий (22) ÷ (24).

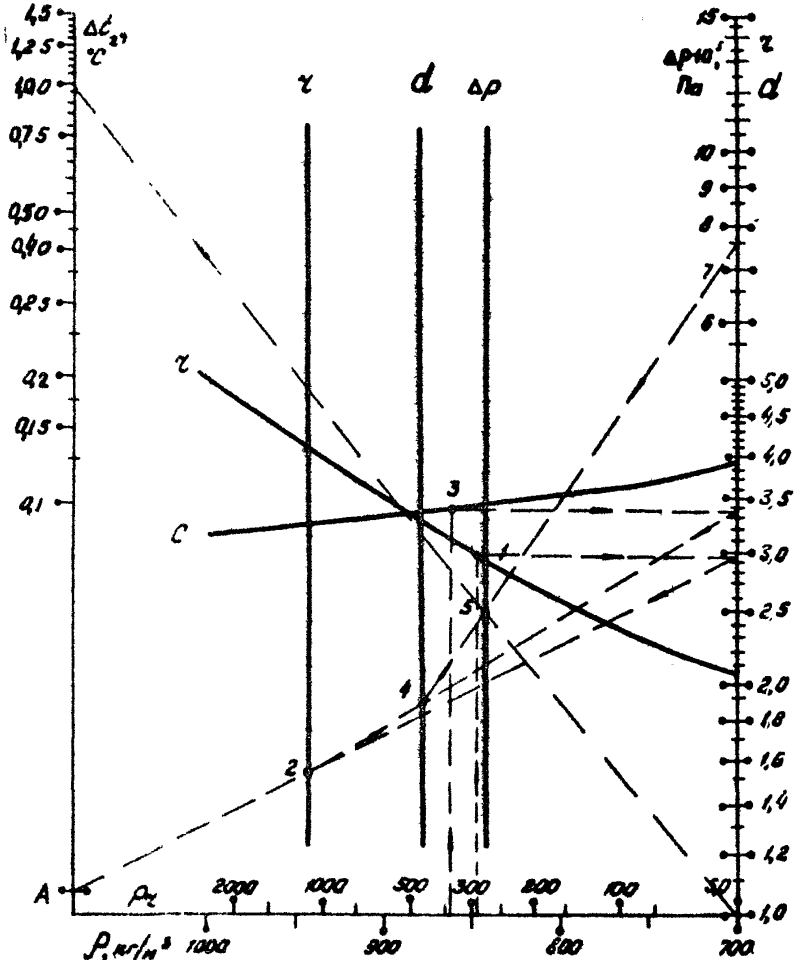


Рис.2 Номограмма для определения подогрева жидкости в дроссельных органах

Возможны случаи, при которых характер изменения температуры по длине станет иным.

4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ УСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ

4.1. Гидравлический расчет нефтепровода выполняется на основе теплового расчета.

4.2. Гидравлический расчет нефтепровода следует выполнять по участкам, рассчитывая потери на каждом из участков как для изотермического трубопровода с температурой t_j . При этом длина участка должна рассчитываться по формулам типа (13) ÷ (14).

4.3. Потери напора на участке следует рассчитывать по формуле Дарси :

$$h_j = \xi_j \frac{\chi_j}{d_j} \frac{v_j^2}{2g} \Delta_2 \qquad (25)$$

Коэффициент Дарси ξ в формуле (25) рассчитывается в соответствии с указаниями, приведенными в Приложении 4; поправка на неизотермичность в сечении Δ_2 – по указаниям, изложенным в Приложении 5.

4.4. Полные потери напора на перегоне между тепловыми станциями необходимо находить по формуле :

$$h = \sum_1^n h_j + \sum_1^{n_м} h_{м,j} \qquad (26)$$

4.5. Неизвестное давление на перегоне между пунктами подогрева необходимо рассчитывать по известному давлению, пользуясь уравнением баланса удельных энергий :

$$z_н + \frac{p_н}{\rho_н g} + \psi \frac{V_н^2}{2g} = z_к + \frac{p_к}{\rho_к g} + \psi \frac{V_к^2}{2g} + h \qquad (27)$$

4.6. Трубопроводы большой протяженности при гидравлическом расчете следует делить на две зоны: нестабилизированную и стабилизированную.

Нестабилизированной зоной является начальный участок трубопровода, на котором происходит охлаждение нефти в трубопроводе или ее разогрев за счет тепла трения.

Стабилизированной зоной является последующий участок трубопровода, изменение температуры на котором не превышает принятого шага разбивки по температуре.

4.7. Температура потока в стабилизированной зоне стремится к значению:

$$t_c = t_0 + \frac{gMi}{КПД} \qquad (28)$$

4.8. Расчет потерь напора и неизвестного давления в нестабилизированной зоне необходимо производить по указаниям, изложенным в пунктах 4.3. ÷ 4.5.

4.9. Расчет потерь напора и неизвестного давления в стабилизированной зоне следует вести как для обычного "изотермического" трубопровода, по которому перекачивается нефть с температурой t_c. При этом следует обязательно вводить поправку Δ_t на неизотермичность потока нефти по сечению трубопровода.

Пример выполнения гидравлического расчета приведен в Приложении 8.

5. ПРИБЛИЖЕННЫЕ ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ НЕФТЕПРОВОДОВ

5.1. Все задачи, перечисленные в п.1.3, следует решать, находя распределение температуры по длине трубопровода.

5.2. Критерием применимости приближенных формул теплогидравлического расчета является относительная ошибка гидравлического расчета δ_r, величина которой не должна превышать 10%.

5.3. В общем случае тепловой расчет следует вести по формуле (10).

5.4. Тепловой расчет с учетом тепла трения следует вести по формуле Л.С.Лейбензона, представленной через параметр диссипации и обобщенные температуры:

$$T = \Pi_A \exp(-\bar{T}) + \left[T_н - \Pi_A \exp(-\bar{T})\right] \exp(-\mathcal{J}_a), \qquad (29)$$

где $\bar{T} = \frac{T_н}{\mathcal{J}_a}\left[1 - \exp(-\mathcal{J}_a)\right]$ или

$$\bar{T} = 0{,}5\left(T_н + T_{ик}\right)$$

Область применимости этой формулы следует находить по номограмме (рис.3), построенной при $\delta_r = \pm 0{,}1$.

Среднюю температуру потока с учетом тепла трения следует определять по формуле:

$$T_{ср} = \frac{T_н - \Pi_A \exp(-\bar{T})}{\mathcal{J}_a}\left[1 - \exp(-\mathcal{J}_a)\right] + \Pi_A \exp(-\bar{T}) \qquad (30)$$

5.5. В тех случаях, когда теплом трения можно пренебречь ($\Pi_A \to 0$), следует вести расчеты по формуле В.Г.Шухова:

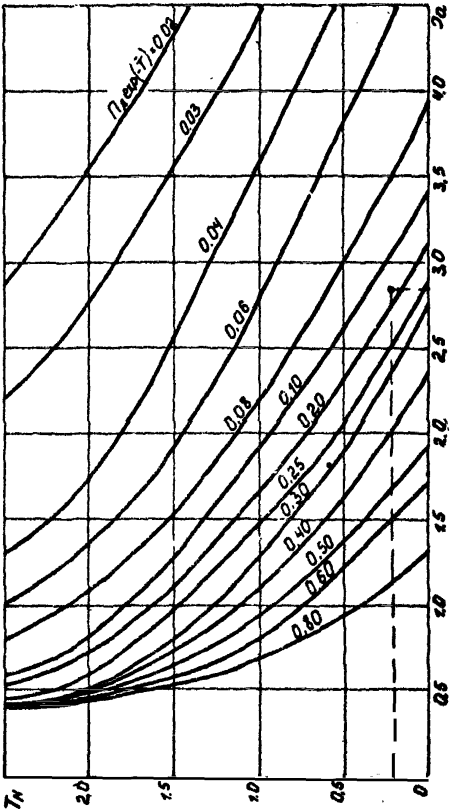


Рис.3 Номограмма для определения области применимости формулы /29/

$$T = T_н \exp(-J_a) \qquad (31)$$

Область применения этой формулы необходимо определять по номограмме (рис.4). При построении номограммы относительная погрешность гидравлического расчета принята равной 0,1 .

5.6. Тепловые расчеты с учетом тепла трения и переменного коэффициента теплопередачи следует вести по формуле:

$$T = \Pi_n \exp(-\bar{T}) - um\frac{\beta}{a} + \left[T_н - \Pi_n \exp(-\bar{T}) + um\frac{\beta}{a}\right]\exp(-J_{a_n}) \qquad (32)$$

средняя температура определяется по формуле:

$$T_{ср} = \frac{T_н - \Pi_n \exp(-\bar{T}) + um\frac{\beta}{a}}{J_{a_n}}\left[1 - \exp(-J_{a_n})\right] + \Pi_n \exp(-\bar{T}) - um\frac{\beta}{a} \qquad (33)$$

Коэффициенты a, β, c в формулах (32) и (33) определяются расчетным путем (см.приложения 3, 8).

Область применимости формулы (32) следует определять по номограмме (рис.5). При построении номограммы относительная погрешность гидравлического расчета принята $\delta_t = 0,0$.

5.7. Нефтепроводы, перекачивающие нефти с высоким содержанием парафина, следует рассчитывать по формуле

$$T = \Pi_n \exp(-\bar{T}) - um\frac{\beta}{a} + \left[T_н - \Pi_n \exp(-\bar{T}) + um\frac{\beta}{a}\right]\exp\left[\frac{-a\pi Dx}{M\left(c_p + \varkappa\frac{\varepsilon}{t_{нас} - t_1}\right)}\right] \qquad (34)$$

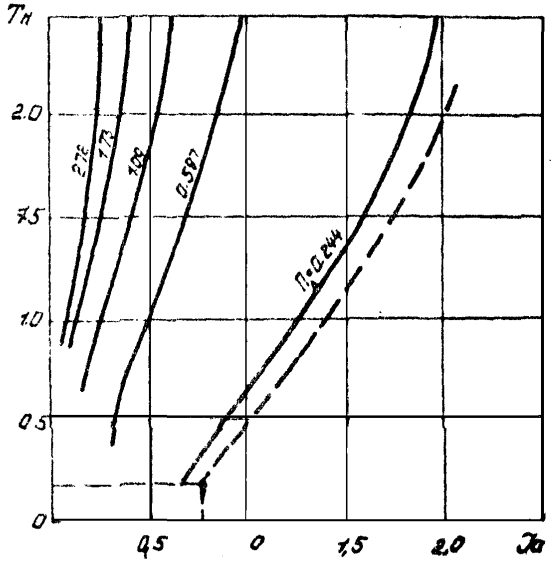


Рис.4 К определению области использования формулы В.Г.Шухова

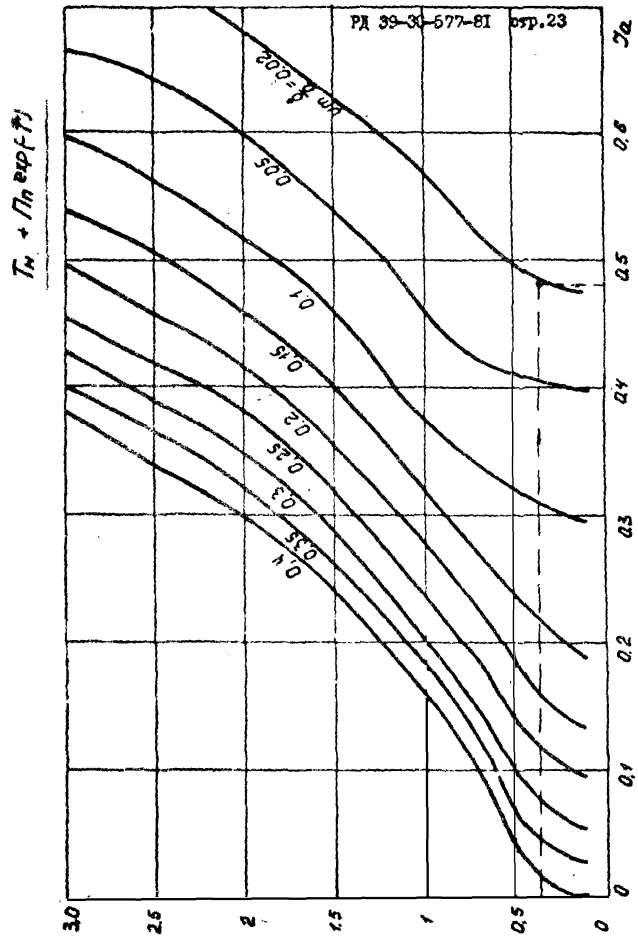


Рис.5 Номограмма для определения области применимости формулы /32/

Средняя по длине температура потока рассчитывается по формуле:

$$T_{ср} = \frac{[T_н - \Pi_п \exp(-\bar{T}) + um\frac{\beta}{a}] \cdot M(C_p + \frac{\varkappa C_в}{t_{нв} - t_{он}})}{a\,\pi Д\,\varkappa} \times$$

$$\times \left\{1 - \exp\left[\frac{-a\,\pi Д\,\varkappa}{M(C_p + \frac{\varkappa C_в}{t_{нв} - t_{он}})}\right]\right\} + \Pi_п \exp(-\bar{T}) - um\frac{\beta}{a} \qquad (35)$$

Необходимость учета тепла кристаллизации парафина определяется по номограмме (рис.6), построенной при $\delta_r = \pm 0{,}01$.

5.8. Нефтепроводы, проходящие через несколько климатических поясов, следует рассчитывать по формуле, учитывающей переменную по длине температуру окружающей среды:

$$T = \Pi_п \exp(-\bar{T}) - \frac{um(\beta + T_{он} - T_{ок})}{a\ J_{a_п}} +$$

$$+\left\{\bar{T}_н - \Pi_п \exp(-\bar{T}) + \frac{um}{a}\left[\beta + (T_{он} - T_{ок})\left(\frac{x}{L_0} - J_{a_п}^{-1}\right)\right]\right\} \exp(-J_{a_п}), \qquad (36)$$

где $\bar{T}н = um(t_н - t_{он})$; $\qquad \bar{T} = um(t - t_{он})$

Область применения формулы (36) необходимо определить по номограмме (рис.7), построенной при $\delta_r = \pm 0{,}01$.

Среднюю температуру перекачиваемой нефти следует определять по формуле:

$$T_{ср} = \left[\Pi_п \exp(-\bar{T}) - um\frac{\beta}{a} + \frac{T_{он} - T_{ок}}{a\ J_{a_п}}\right]\left[1 + \frac{1 - \exp(-J_{a_п})}{J_{a_п}}\right] +$$

$$+ \frac{\bar{T}_н\left[1 - \exp(-J_{a_п})\right]}{J_{a_п}} - \frac{(T_{он} - T_{ок})L_0}{2a}, \qquad (37)$$

где $\bar{T}ср = um(t_{ср} - t_{он})$.

5.9. Для предотвращения повышения потерь нефти из-за снижения в резервуарах и технологических осложнений при их эксплуатации необходимо соблюдать условие:

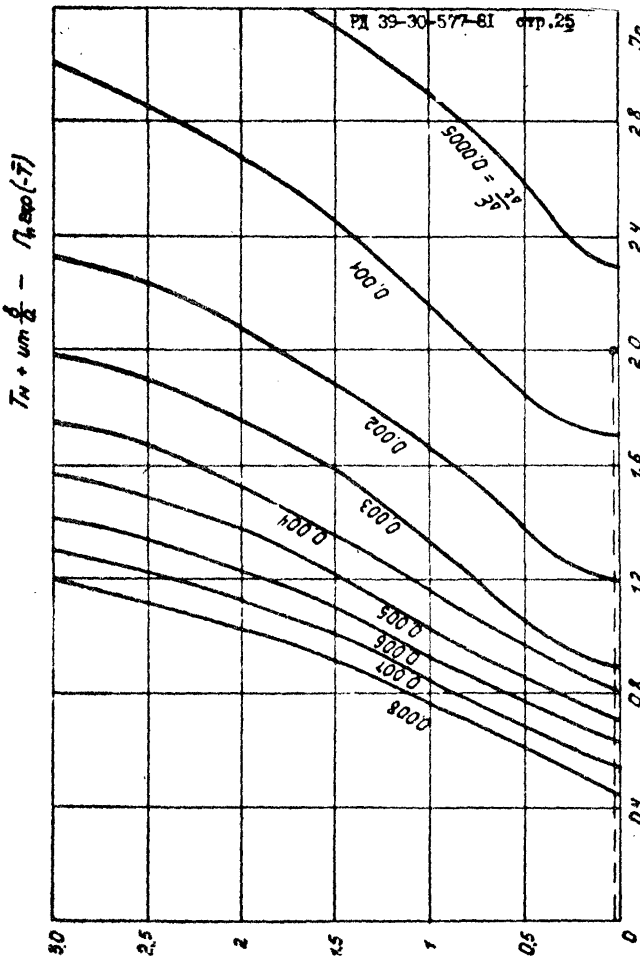


Рис.6 Номограмма для определения области применимости формулы /34/

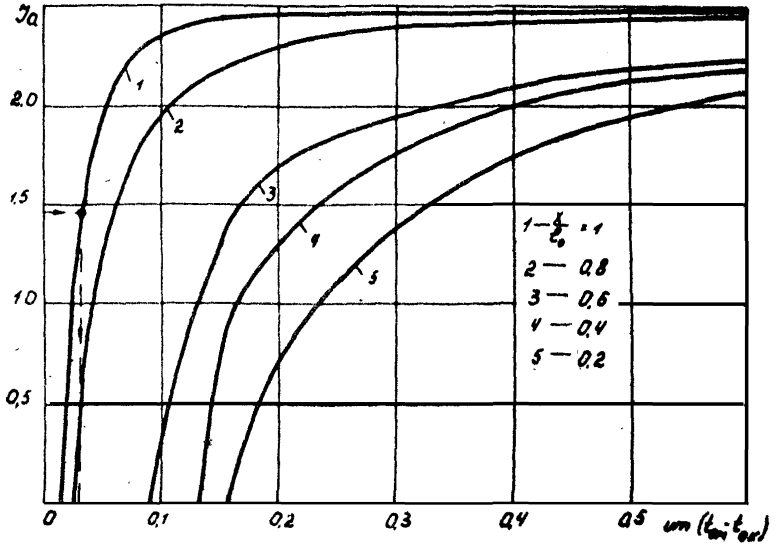


Рис.7 Номограмма для определения области применимости формулы /36/

$$t_к \le t_{кк} \tag{38}$$

Критическая конечная температура ($t_{кк}$) определяется из уравнения:

$$t_{кк} = \frac{11\, t_{нк}\, t_н}{11\, t_{нк} - t_н \ln \frac{P_{ук}}{P_{ун}}} \tag{39}$$

Температура начала кипения перекачиваемой нефти ($t_{нк}$) определяется по ГОСТ 2177-66 [2] .

Нормативное давление насыщенных паров (Рук) при температуре нефти в конечном пункте (пункте сдачи) должно быть не более 66650Па (500 мм.рт.ст.) по ГОСТ 9965-76 [3] .

Давление насыщенных паров (Рун) при температуре в начале трубопровода следует определять по ГОСТ 1756-52 и ГОСТ 9965-76 [2, 3].

5.10. Максимально допустимый расход нефти следует определять при максимальной температуре грунта в теплый период года и сравнивать его с оптимальным расходом нефти (М), определенным по ВСН-77 [4] (Приложение 2, таблица П-5).

Максимально допустимый расход нефти определяется на основе формулы (29):

$$M_{m,i}^{2-m} = \frac{T_н - T_{кк} \exp\left(\frac{a_1}{M_{mi}}\right)}{\left[1 - \exp\left(\frac{A_1}{M_{mi}}\right)\right] A_2 \exp\left[-0.5\left(T_н + T_{кк}\right)\right]}, \tag{40}$$

где $T_{кк} = um(t_{кк} - t_0^{max})$; $\quad A_2 = \frac{g\, u\, m\, \beta\, \nu_0^m}{K \pi Д^{6-m} (\rho_0)^{2-m}}$

$A_1 = \frac{K \pi Д l}{C_p}$

Уравнение (40) решается методом итерации на ЭЦВМ или графоаналитическим методом.

При выборе расчетной производительности следует руководствоваться условием:

если $M_m \geq M$, то расчеты следует вести по M [4],

если $M_m < M$, то расчеты необходимо проводить по расходу, не превышающему M_m (см.приложение 8).

5.II. Гидравлический расчет проводится на основании теплового расчета. При этом потери напора рассчитываются по средней температуре на перегоне, определяемой по формулам (30), (33), (35), (37).

Область применения приближенного гидравлического расчета находится по номограмме (рис.8), построенной при $\delta_r = \pm 5\%$.

5.I2. Расстановка насосных станций производится в соответствии с ВСН I7-77 [4].

5.I3. После гидравлического расчета следует проводить уточненный тепловой расчет с учетом подогрева нефти на каждой НПС для летнего периода с целью нахождения температуры нефти в конце нефтепровода. В случае повышения величины $t_{кл}$ следует предусмотреть мероприятия по снижению подогрева нефти на НПС или снижение производительности в летний период.

6. РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТРУБОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ТЕПЛА ТРЕНИЯ

6.I. Оптимальные параметры трубопроводов должны соответствовать минимуму приведенных годовых расходов:

$$P = Э + E_N N \qquad (42)$$

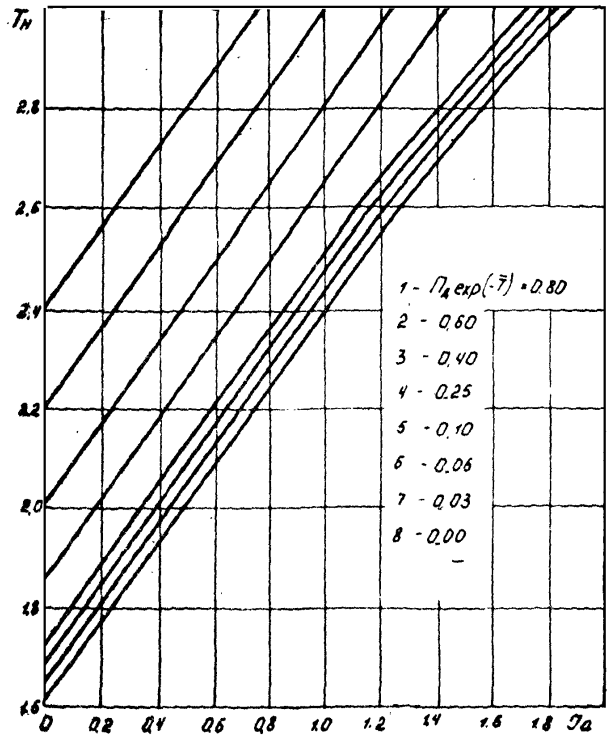


Рис.8 Номограмма для определения области применимости приближенного гидравлического расчета

6.2. Оптимальные параметры нефте- и продуктопроводов следует определять на основе сравнения вариантов в следующей последовательности:

а) по [1] в соответствии с заданным годовым объемом перекачки находим ориентировочное значение диаметра;

б) выбираем три-четыре ближайших значения диаметра по СНиП II-45-75 [7];

в) для каждого диаметра отдельно рассчитываем оптимальные величины начальной и конечной температуры, пользуясь обобщенными принципами В.С.Яблонского;

г) в соответствии с найденными оптимальными температурами для каждого диаметра отдельно производим тепловой, гидравлический и механический расчеты, пользуясь рекомендациями, приведенными в настоящей Методике;

д) находим число насосных и тепловых станций в каждом из рассматриваемых вариантов;

е) рассчитываем капитальные вложения, эксплуатационные затраты и приведенные годовые расходы для каждого из вариантов;

ж) сравнивая варианты по приведенным расходам, выбираем вариант с наименьшими приведенными расходами;

з) в выбранном варианте уточняем, если нужно, тепловой, гидравлический и механический расчеты, а также расстановку станций, после чего расчет считаем законченным.

Если приведенные годовые расходы по двум вариантам близки, следует использовать для выбора варианта дополнительные критерии оптимальности (металлоемкость, надежность, минимум обслуживающего персонала и т.п.).

6.3. В аналитическом виде обобщенный принцип В.С.Яблонского записывается так:

$$\frac{gMi_н}{\eta_э}S_э + \frac{C_{ср}}{C_н}\cdot\frac{K\pi D(t_к - t_о)}{\eta_т}S_т - \frac{i_н}{C_н}\cdot\frac{gMC_{ср}}{\eta_т}S_т - \frac{C_{ср}\Delta t_{тс.н}\eta_э}{\eta_т}S_т =$$

(43)

$$= \frac{gMi_н}{\eta_э}S_э + \frac{C_{ср}}{C_н}\cdot\frac{K_н\pi D(t_к - t_о)}{\eta_т}S_т - \frac{i_н}{C_{ср}}\frac{gMC_{ср}}{\eta_т}S_т - \frac{C_{ср}\Delta t_{тс.н}\eta_э}{\eta_т}S_т$$

6.4. Определение оптимальной температуры подогрева в соответствии с обобщенным принципом В.С.Яблонского необходимо производить графоаналитическим методом. Для этого в координатах "S-t" следует построить график функции:

$$S = \frac{gMi}{\eta_э}S_э + \frac{K\pi D(t - t_о)}{\eta_т}S_т - \frac{i}{C_р}\cdot\frac{gM}{\eta}S_т - \frac{C_р\Delta t_{тс}\eta_э}{\eta_т}S_т \quad (44)$$

при различных температурах (рис.9). В общем случае этот график будет иметь разрыв, соответствующий переходу турбулентного режима течения в ламинарный.

По оси ординат вниз необходимо откладывать начальную температуру нефти $t_н$, а по оси абсцисс - соответствующую ей конечную температуру $t_к$. Так как величина конечной температуры зависит не только от начальной температуры, но и от длины перегона между тепловыми станциями, оптимальное значение которой нам неизвестно, но все вычисления ведем, задаваясь тремя-четырьмя значениями длины перегона. Расчет конечной температуры при известных начальной температуре и длине перегона следует производить по формуле (8).

Рассчитав $t_н$, в нижнем квадранте следует провести линии, отображающие различные значения $t_н$ и соответствующие им значения $t_к$. Затем необходимо построить прямоугольник $(abcd)$ со сторонами, параллельными осям координат так, чтобы две вершины этого прямоугольника лежали на кривой $S(t)$, а две другие - на линиях начальной и конечной температур. Отсекаемые прямоугольником на оси абсцисс отрезки будут соответствовать оптимальным начальной и конечной температурам при данной длине перегона:

$$t \rightarrow t_н, \quad t_к \rightarrow t_к.$$

Если функция $S(t)$ не имеет минимума правее $t_о$, подогрев не выгоден.

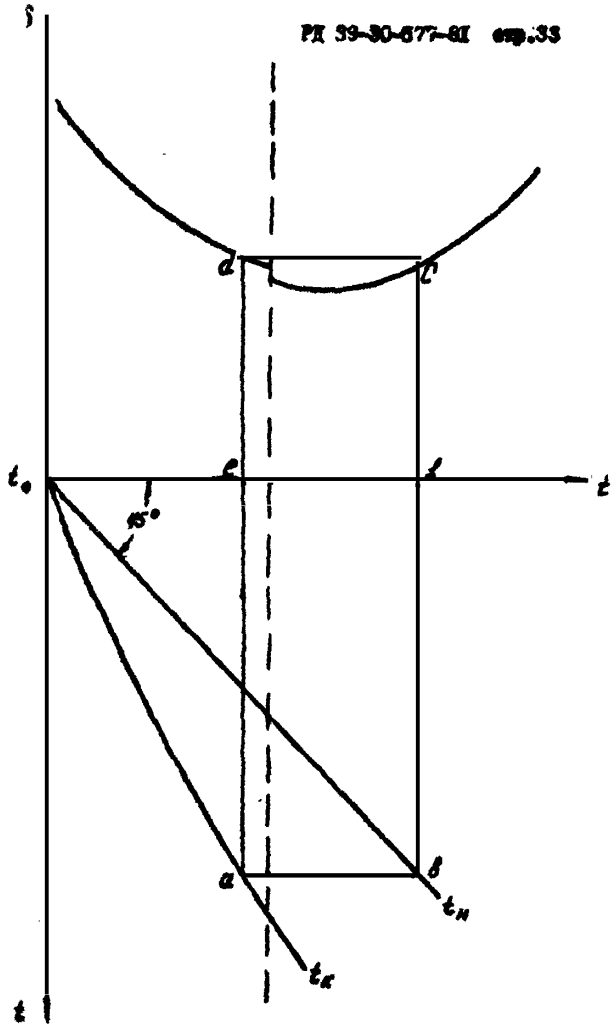


Рис.9 К определению оптимальной температуры подогрева

Приложение I.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Индексы: гр – параметр относится к грунту;

нп,кп – параметр относится к началу и концу парафинизации;

к – параметр относится к конечному сечению;

и – параметр относится к изоляции;

кон – параметр относится к явлению конвекции;

вх – параметр относится к входу жидкости в насос;

кр – критическое значение;

л – параметр относится к переменному коэффициенту теплопередачи;

m – параметр имеет максимальное значение;

др – параметр относится к дросселированию;

луч – параметр относится к явлению лучеиспускания;

н – параметр относится к начальному сечению;

нар – параметр относится к наружной поверхности трубопровода;

$*$ – параметр, взятый при температуре, равной $0{,}5(t_f+t_w)$;

о – параметр берется при температуре t_o;

д – диаметр относится к телу трения;

пр – предельное значение;

сн – параметр относится к снеговому покрову;

ср – среднее значение;

т,л – турбулентный, ламинарный режим;

с – параметр относится к стабилизированной зоне;

f – параметр берется при средней температуре потока;

w – параметр берется при средней температуре стенки трубопровода;

τ - параметр относится к гидравлическому сопротивлению;

15 - параметр берется при 15°С или другой указанной t;

t - параметр берется при температуре t;

кр - параметр относится к критической конечной температуре нефти;

нк - параметр относится к температуре начала кипения нефти;

ук и ун - параметры относятся к давлению насыщенных паров нефти при конечной и начальной температурах потока;

i - порядковый номер участка при численном расчете;

j - нумерация местных сопротивлений;

но - параметр относится к насосу;

эф - параметр относится к эффективному значению;

т - параметр относится к пункту подогрева;

Параметры и величины:

d - внутренний диаметр трубопровода, м;

M - массовая производительность перекачки, кг/с;

H - потребный для перекачки напор, м;

Нст - допустимый напор насосной станции, м;

Кст - стоимость сооружения насосной станции, руб.;

L - длина трубопровода, м;

ℓ - длина между пунктами подогрева, м;

W - влажность грунта, %;

Re' - верхняя граница зоны гладкого трения

$$Re' = \frac{15d}{K_э}$$

Re'' - верхняя граница зоны смешанного трения

$$Re'' = \frac{560d}{K_э}$$

Q - объемная производительность перекачки, м3/с;

S - затраты на подогрев и перекачку в обобщенном принципе В.С.Яблонского, руб/кВт.ч;

$q_в$ - мощность внутренних источников тепла, Вт/м³;

T - безразмерная температура жидкости

$$T = um(t - t_0)$$

Δ - безразмерная абсолютная погрешность теплового расчета

$$\Delta = um\,\Delta t$$

Δt - величина абсолютной погрешности теплового расчета в °С (К), шаг разбиения в °С (К);

$m_1, m_2, d, c_1, c_2, c_3$ - мощность внутренних источников тепла;

$a_0, a_1, b_0, b_1, n_0, n_1, n_2$ - постоянные коэффициенты;

Δt - поправка на неизотермичность по радиусу трубопровода;

N - капитальные вложения, руб.;

P - приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию трубопровода, руб/год;

$C_{эф}, C_p$ - эффективная и массовая весовая теплоемкость, кДж/кг°С;

Re_1 - число Рейнольдса для ротора насоса

$$Re_1 = \frac{R^2 \omega}{\nu}$$

$exp(e)$ - основание натуральных логарифмов;

g - ускорение силы тяжести, м/сек2;

h - потеря напора на трение, м;

i - гидравлический уклон;

$K_э$ - эквивалентная шероховатость нефтепроводных труб;

X - переменная длина расчетного участка трубопровода, м;

$m(\beta)$ - коэффициент (показатель) режима трения по Л.С.Лейбензону;

O - число оборотов ротора насоса, об/мин;

$S_т$ - стоимость тепловой энергии руб/Вт;

P - давление, Па;

$S_э$ - стоимость единицы потребляемой электроэнергии, руб/кВт

$Э$ – годовые эксплуатационные затраты, руб/год;

t – температура в рассматриваемом сечении трубопровода ^{o}C, (^{o}K);

μ – коэффициент крутизны вискограммы жидкости, $1/^{o}C$;

V – средняя скорость ветра, м/с;

α – коэффициент теплоотдачи, $Вт/м^2{}^{o}C$;

$\alpha_в$ – коэффициент теплоотдачи от грунта в воздух $Вт/м^2{}^{o}C$;

$a_{мс}$ – нормативные годовые отчисления на текущий ремонт и амортизацию в долях единицы;

a_t – температурная поправка на плотность, $кг/м^3{}^{o}C$;

β_o – объемный коэффициент температурного расширения, $1/^{o}C$;

δ_r – величина относительной погрешности гидравлического расчета,

ξ – коэффициент Дарси;

ε – количество парафина, выделившегося из нефти в интервале температур Δt;

$\varepsilon_н$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

$\eta_т$ – к.п.д. пункта подогрева,

$\eta_э$ – к.п.д. насосного агрегата;

V – средняя скорость движения жидкости в рассматриваемом сечении трубопровода, м/с;

∇ – нивелирная отметка, м;

λ – теплопроводность, $Вт/м\ ^{o}C$;

ν – кинематическая вязкость, $м2/с$;

ρ – плотность, $кг/м3$;

Δ_o – расхождение между пунктами замера температуры грунта, м;

φ – коэффициент [illegible]са ($\varphi = 1{,}13 \div 1{,}15$);

K – полный коэффициент теплоотдачи от жидкости в окружающую среду, Вт/м^2°С;

γ 350 – время работы трубопровода, сутки/год;

$t_{он}\,(t_{ок})$ – начальная (конечная) температура грунта в невозмущенном тепловом состоянии на участке длиной L, °С;

$\Delta t_{др}$ – повышение температуры нефти при прохождении через дросселирующий орган, °С;

C, C_1, B_0, B_1, B_2 – постоянные эмпирические коэффициенты, полученные путем обработки кривой кристаллизации парафина;

R – радиус ротора насоса, м;

$\bar{K}$ – коэффициент кривизны покрывных дисков ротора;

S_n – площадь термограммы, м2;

C_n – коэффициент трения покрывных дисков ротора о перекачиваемой жидкостью;

m_n – масштаб пересчета;

ω – угловая скорость вращения ротора, 1/рад;

n_s – коэффициент быстроходности насоса;

γ – коэффициент восстановления;

Δp – перепад давления на дроссельном органе, Па;

α, β – постоянные для данного трубопровода (участка трубопровода) коэффициенты в формуле для переменного коэффициента теплопередачи;

C_n – содержание парафина в нефти;

$\frac{d\xi}{dt}$ – интенсивность кристаллизации парафина из нефти;

$\varkappa$ – теплота кристаллизации парафина

$$\varkappa = (2{,}26 + 2{,}30)\,10^5\ \text{Дж/кг}$$

h_0 – глубина заложения оси трубопровода, м;

h_0' – приведенная глубина заложения трубопровода, м;

Критерии: Gr – число Грасгофа

$$Gr = \frac{\rho_0 g Д^3 (t_{пар} - t_0)}{\nu^2}$$

$Ja_п$ и Ja – число Яблонского

$$Ja_п = \frac{a \pi Д l}{M C_p}; \quad Ja = \frac{K_ф \pi Д l}{M C_p}$$

Nu – число Нуссельта (безразмерный локальный коэффициент теплоотдачи),

$$Nu = \frac{\alpha_{вн} Д}{\lambda}$$

Pr – число Прандтля

$$Pr = \frac{\nu \rho C_p}{\lambda}$$

Re – число Рейнольдса

$$Re = \frac{4Q}{\pi Д \nu}$$

Ec_r – число Эккерта

$$Ec_r = \frac{V^2}{C_{эф}(t_f - t_w)}$$

$П_д, П_п$ – параметры, характеризующие тепло трения в трубопроводе

$$П_д = \frac{u_m M i_0 g}{K_ф \pi Д}; \quad П_п = \frac{u_m M i_0 g}{a \pi Д}$$

P_0 – параметр Померанцева

$$P_0 = 1 - \frac{\varkappa}{C_p} \cdot \frac{dE}{dt}$$

$П$ – параметр, характеризующий относительную мощность внутренних источников тепла,

$$П = \frac{g M i + \frac{\pi}{4} q_f Д^2}{K \pi Д (t - t_0)}$$

Справочные таблицы

Приложение 2

Таблица П-1

Коэффициенты объемного расширения в зависимости от плотности при 20°С

Плотность ρ кг/м3	1/°С β_0	Плотность ρ кг/м3	1/°С β_0
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	0,000995	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 П-2

Температурная поправка на плотность

Плотность, кг/м3	α_t	Плотность, кг/м3	α_t
1	2	3	4
700 ÷ 710	0,897	850 ÷ 860	0,699
710 ÷ 720	0,884	860 ÷ 870	0,686
720 ÷ 730	0,870	870 ÷ 880	0,673
730 ÷ 740	0,857	880 ÷ 890	0,660

Продолжение таблицы П-2

I	2	3	4
740 ÷ 750	0,844	890 ÷ 900	0,647
750 ÷ 760	0,831	900 ÷ 910	0,633
760 ÷ 770	0,818	910 ÷ 920	0,620
770 ÷ 780	0,805	920 ÷ 930	0,607
780÷790	0,792	930 ÷ 940	0,594
790 ÷ 800	0,778	940 ÷ 950	0,581
800 ÷ 810	0,765	950 ÷ 960	0,567
810 ÷ 820	0,752	960 ÷ 970	0,554
820 ÷ 830	0,738	970 ÷ 980	0,541
830 ÷ 840	0,725	980 ÷ 990	0,528
840 ÷ 850	0,712	990 ÷ 1000	0,515

Таблица П-3

Наименование изоляционного материала	Объемный вес кг/м3	Коэффициент теплопроводности, Вт/м°С
1	2	3
Асбестовый матрац, заполненный стекловолокном	200	$0,058 + 0,00023\ t_{ср}$
Асбестовый матрац, заполненный вермикулитом	220	$0,0081 + 0,00014\ t_{ср}$
Асбошнур мастичный	650	$0,163 + 0,00059\ t_{ср}$
Асботермит мастичный	570	$0,128 + 0,00059\ t_{ср}$

Продолжение таблицы П-3

I	2	3
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	$0,078 + 0,0002\ t_{ср}$
Диамитовые обжиговые изделия марки 500	500	$0,116 + 0,00023\ t_{ср}$
Диамитовые обжиговые изделия марки 600	600	$0,14 + 0,00023\ t_{ср}$

Таблица П-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

Таблица II-5

Оптимальная производительность нефтепроводов

Нефтепроводы			
Наружный диаметр, мм	Рабочее давление, кгс/см²	Производительность млн.т/год	Производительность м³/с
530	54 ÷ 65	6 ÷ 8	0,23 ÷ 0,31
630	52 ÷ 62	10 ÷ 12	0,39 ÷ 0,47
720	50 ÷ 60	14 ÷ 18	0,54 ÷ 0,7
820	48 ÷ 58	22 ÷ 26	0,86 ÷ 1,01
920	46 ÷ 56	32 ÷ 36	1,24 ÷ 1,4
1020	46 ÷ 56	42 ÷ 50	1,63 ÷ 1,95
1220	44 ÷ 54	70 ÷ 78	2,72 ÷ 3,03

Приложение 3

Р А С Ч Е Т
полного коэффициента теплопередачи от жидкости в окружающую среду

Полный коэффициент теплопередачи от жидкости в окружающую среду следует рассчитывать по уравнению:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{ж}} + \frac{\Delta}{\lambda_{гр} \Delta_{нар}} + \Delta \sum_{i} \frac{1}{\lambda_i} \ln \frac{\Delta_{нар.i}}{\Delta_{вн.i}}}, \quad (П-1)$$

где $\alpha_{ж}$ - коэффициент теплоотдачи от жидкости к стенке трубопровода;

$\lambda_{гр}$ - то же, от стенки в грунт;

$\Delta_{нар}$, $\Delta_{вн}$ соответственно наружный и внутренний диаметры трубопровода;

$\Delta_{нар.i}$; $\Delta_{вн.i}$ - соответственно наружный и внутренний диаметры слоев, отделяющих жидкость от грунта (внутренние загрязнения, стенка трубопровода, антикоррозийная изоляция, тепловая изоляция и т.п.);

λ_i - коэффициент теплопроводности i-того слоя.

Безразмерный локальный коэффициент теплоотдачи от жидкости к стенке:

$$Nu = \frac{\alpha_{ж} \Delta}{\lambda} \quad (П-2)$$

зависит от режима перекачки. При ламинарном режиме его следует рассчитывать по уточненной формуле М.А.Михеева:

$$Nu_л = 348\, Po^{-1,41}\, Pr_ж^{-0,139}\, Ec_г^{0,101} \qquad (П-3)$$

(представлен номограммой на рис. П-1);
при турбулентном режиме - по формуле:

$$Nu_т = 0,021\, Re_ƒ^{0,8}\, Pr_ƒ^{0,43} \left(\frac{Pr_ƒ}{Pr_w}\right)^{0,25} \qquad (П-4)$$

Формулой для $Nu_л$ необходимо пользоваться при $Re_ƒ \leq Re_{кр}$, формулой для $Nu_т$ при $Re_ƒ \geq 10000$. В диапазоне от $Re_{кр}$ до 10000 локальное число Нуссельта следует рассчитывать, пользуясь линейной интерполяцией:

$$Nu = \frac{(Nu_2 - Nu_1)(Re - Re_{кр})}{10000 - Re_{кр}}\ , \qquad (П-5)$$

где Nu_2 - число Нуссельта, рассчитываемое по формуле для $Nu_т$ при $Re = 10000$;

Nu_1 - число Нуссельта, рассчитываемое по формуле для $Nu_л$ при $Re = Re_{кр}$.

Коэффициент теплоотдачи от стенки в грунт следует определять по формуле Фрингеймера:

$$\alpha_{нар} = \frac{2\lambda_{гр}}{Д_{нар} \ln\left[\frac{2h_e}{Д_{нар}} + \sqrt{\left(\frac{2h_e}{Д_{нар}}\right)^2 - 1}\right]} \qquad (П-6)$$

При $\frac{h_e}{Д_{нар}} \leq 3$ и при глубине заложения меньше 0,7 м вместо величины следует использовать h_e' - приведенную глубину заложения:

$$h_e' = h_e + \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_б} + \delta_{ф.сл}\ , \qquad (П-7)$$

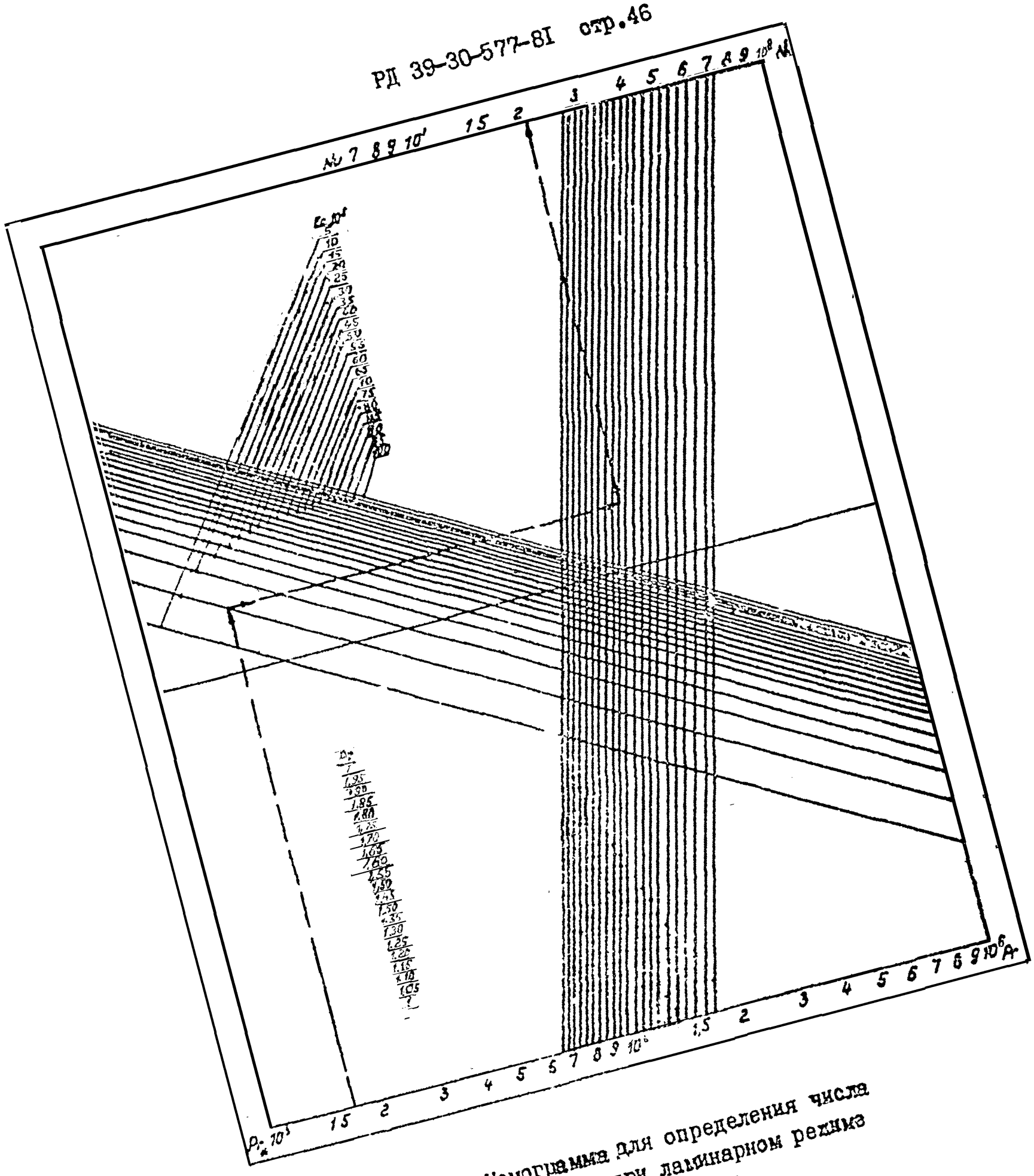


Рис.П-1 Номограмма для определения числа Нуссельта при ламинарном режиме перекачки

где $\alpha_в$ - коэффициент теплоотдачи от грунта в воздух ($\sim 12+17 \frac{Вт}{м^2 °C}$).

Точная величина $\alpha_в$ в зависимости от скорости ветра определяется по данным Фокина (табл. П-6).

Таблица П-6

Коэффициент теплоотдачи от грунта в воздух

Скорость ветра, м/с	0	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
$\alpha_в$ $Вт/м^2 °C$	5,8	14,0	18,6	25,6	30,2	33,7	37,2	40,7	44,2	46,5	46,5	51,2

Величина $\delta_{ф,сн}$ учитывает теплоизолирующее влияние снежного покрова:

$$\delta_{ф,сн} = \delta_{сн} \frac{\lambda_{гр}}{\lambda_{сн}} \qquad (П-8)$$

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

$$\alpha_{нар} = \alpha_{кон} + \alpha_{луч} \qquad (П-9)$$

и может приближенно определяться по формуле:

$$\alpha_{нар} = 11,6 + 7\sqrt{V}, \quad Вт/м^2 °C \qquad (П-10)$$

При прокладке "горячего" трубопровода в воде коэффициент теплоотдачи от стенки трубопровода к воде следует рассчитывать по формулам:

а) непроточная вода:

$$Nu = C(P_r G_r)^{m_1}, \qquad (П-11)$$

где C и m_1 выбирают по таблице П-7.

Таблица П-7

$P_r G_r$	C	m_1
$\leq 10^{-3}$	0,45	0
$10^{-3} \div 5.10^{2}$	1,18	0,125
$5.10^{2} \div 2.10^{7}$	0,54	0,250
$> 2.10^{7}$	0,135	0,333

При этом физические характеристики для вычисления произведения $P_r G_r$ относятся к средней температуре:

$$t_{ср} = \frac{t_{нар} + t_ж}{2} \qquad (П-12)$$

в качестве линейного размера в параметре Грасгофа выбирают наружный диаметр трубы, а разность температур в том же параметре принимают равной $t_{нар} - t_ж$;

б) проточная вода (поперечное обтекание):

$$Nu = C_1 P_r^{0,35} Re^{m_1}, \qquad (П-13)$$

где значения C_i и m_i выбирают по табл.П-8 .

Таблица П-8

Re от	Re до	C_i	m_i
0,1	4,0	0,99	0,305
4,0	50,0	0,86	0,410
8,0	$1 \cdot 10^3$	0,59	0,470
$1 \cdot 10^2$	$5 \cdot 10^3$	0,665	0,470
$5 \cdot 10^2$	$5 \cdot 10^4$	0,22	0,60
$5 \cdot 10^3$		0,026	0,80

Для расчета $\alpha_в$ и $\alpha_{нар}$ необходимо знать соответствующие температуры стенки. Они находятся методом последовательных приближений с проверкой по уравнению теплового баланса:

$$\alpha_в \cdot Д (t_ж - t_w) = \alpha_{нар} \cdot Д_{нар} (t_{нар} - t_в) , \qquad (П-14)$$

причем переход от температуры на внутренней стенке трубы t_w к температуре на наружной поверхности трубы, антикоррозийной изоляции, тепловой изоляции и т.п. следует осуществлять по формуле:

$$t_i = t_w - \sum_1^i \frac{\lambda_w}{\lambda_i} \cdot \frac{Nu}{2} (t_ж - t_w) \ln \frac{Д_{нар\,i}}{Д_{в\,i}} \qquad (П-15)$$

При расчетах без использования ЭЦВМ целесообразно поступать следующим образом. Задать ряд значений t_w (три или четыре).

Для каждого из значений $t_{ст}$ по соответствующим формулам рассчитать $\alpha_{ст}$ и $\alpha_{нар}$. Составить произведение $\alpha_{ст} Д (t_ж - t_{ст})$ и $\alpha_{нар} Д_{нар} (t_{нар} - t_о)$ и нанести их на график в зависимости от $t_{ст,i}$. Точка пересечения кривых $F_1 = \alpha_{ст} Д (t_ж - t_{ст,i})$ и $F_2 = \alpha_{нар} Д_{нар} (t_{нар,i} - t_о)$ определит значение температуры стенки $t_{ст}$ в данном сечении трубопровода.

Ориентировочные значения полного коэффициента теплопередачи от жидкости в грунт принимают по значениям произведений КД, приведенным в табл.П-9.

Ориентировочные значения КД, Вт/м °С

Таблица П-9

Грунт	Условный диаметр трубопровода	
	≤ 0,500	0,600 ÷ 1,000
Сухие грунты	0,6 ÷ 0,8	0,9 ÷ 1,1
Влажные грунты	0,9 ÷ 1,1	1,4 ÷ 1,7
Насыщенные грунты	1,7 ÷ 2,3	2,3 ÷ 2,9

Примечание. Меньшие значения КД выбирают для трубопроводов с меньшим диаметром.

Коэффициенты a, b в формуле:

$$K = a + \frac{b}{t - t_о} \qquad (П-16)$$

определяются в следующем порядке:

а) рассчитываются значения коэффициентов теплоотдачи (α_{1i} и α_{2i}) и определяются значения коэффициентов теплопередачи K_i при температурах $t_н$ и $t_к$;

б) рассчитанные значения K_i подставляются в формулы:

$$\beta = \frac{(K_1 - K_2)(t_1 - t_0)(t_2 - t_0)}{t_2 - t_1} \qquad (П-17)$$

$$Q = K_2 - \frac{\beta}{t_2 - t_0} \qquad (П-18)$$

Приложение 4

Расчет коэффициента увеличения гидравлического сопротивления Δ_r из-за неравномерности распределения температуры в сечении трубы

Поправка Δ_r на неравномерность распределения температуры по радиусу трубы зависит от режима течения. При ламинарном режиме ее следует вычислять по формуле:

$$\Delta_r = \frac{1}{4\sum_{j=1}^{\infty}\frac{[u(t_w - t_f)]^j}{j!\left(\frac{\alpha_w}{2}j + 4\right)}} \qquad (П\text{-}20)$$

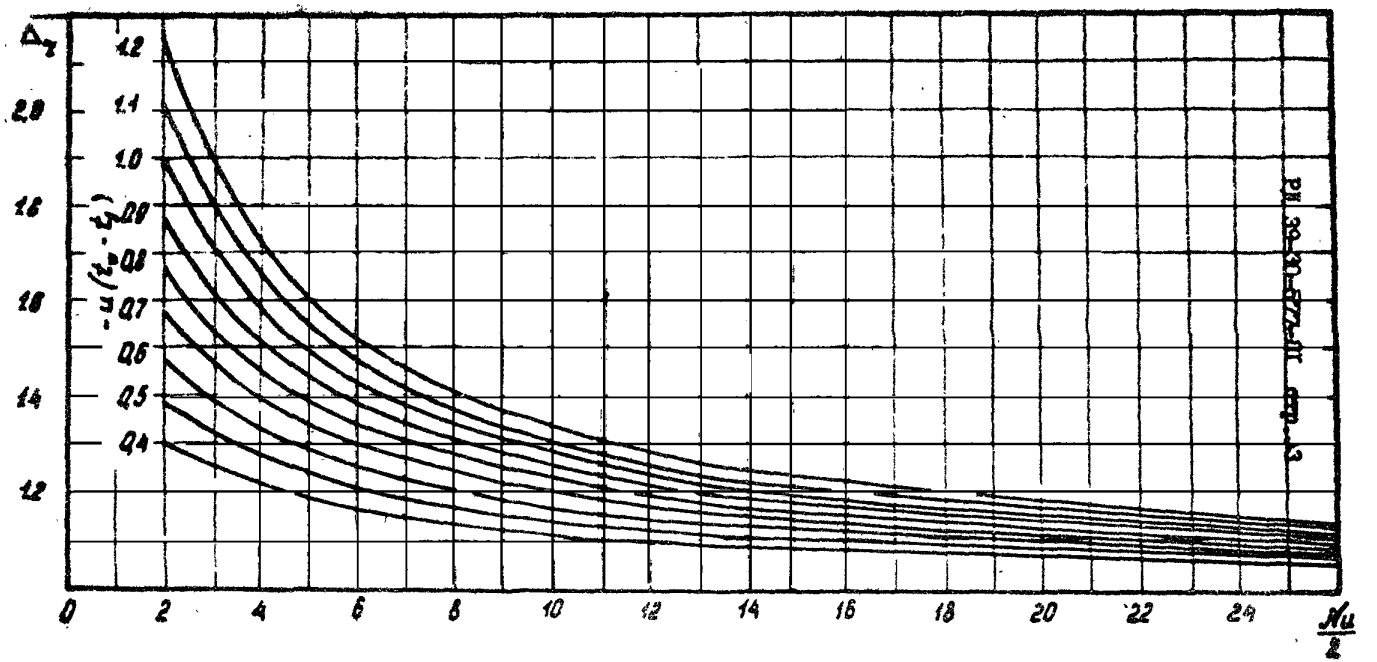
При турбулентном режиме поправку Δ_r необходимо рассчитывать по формуле М.А.Михеева :

$$\Delta_r = \left(\frac{\nu_w}{\nu_f}\right)^{\frac{1}{3}} \qquad (П\text{-}21)$$

Таким образом, для вычисления поправки следует произвести тепловой расчет. Найти $t_f, t_w, \alpha_f (\nu_w и \nu_f)$. Только после этого можно будет найти значение Δ_r , соответствующее заданным условиям течения.

Для ускорения расчета Δ_r на рис. П-2 приведена номограмма для определения Δ_r .

Рис.П-2 Номограмма для определения $\Delta\tau$



Приложение 5

Расчет величины i

Гидравлический уклон следует вычислять по формуле:

$$i = \xi \frac{\Delta_э}{A} \cdot \frac{V^2}{2g} \qquad (П-22)$$

Формулу для расчета коэффициента Дарси ξ следует выбирать в зависимости от режима течения и зоны трения.

При ламинарном режиме течения ($Re \leq Re_{кр}$)

$$\xi = \frac{64}{Re} \qquad (П-23)$$

при турбулентном режиме течения в зоне гладкого трения ($4000 \leq Re \leq Re'$)

$$\xi = \frac{0{,}3164}{Re^{0{,}25}} \qquad (П-24)$$

при турбулентном режиме в зоне смешанного трения ($Re' < Re < Re''$)

$$\xi = 0{,}11\left(\frac{68}{Re} + \frac{K_э}{A}\right)^{0{,}25} \qquad (П-25)$$

при турбулентном режиме в зоне вполне шероховатого трения ($Re > Re''$; $K_э/A < 0{,}007$)

$$\xi = 0{,}11\left(\frac{K_э}{A}\right)^{0{,}25} \qquad (П-26)$$

или ($Re > Re''$; $K/Д$ не ограничивается)

$$\xi = \frac{0,25}{\left(lg \frac{3,7Д}{K_э}\right)^2} \qquad (II-27)$$

при переходном режиме ($Re_{кр} < Re < 4000$) коэффициент Дарси для обеспечения запаса расчета следует определять по формуле (II-24).

Границы зон трения зависят от эквивалентной шероховатости стенок трубы - $K_э$.

$$Re' = \frac{15Д}{K_э} \quad ; \quad Re'' = \frac{560Д}{K_э} \qquad (II-28)$$

Эквивалентная шероховатость труб нефте- и продуктопроводов по данным И.Е.Идельчика приведена в табл.II-10.

Таблица II-10

Эквивалентная шероховатость нефтепроводных труб

Вид труб, состояние поверхности и условия эксплуатации	$K_э$, мм
Новые, не бывшие в употреблении цельнотянутые стальные трубы	0,02 ÷ 0,10
Очищенные после многих лет эксплуатации цельнотянутые стальные трубы	до 0,04
Нефтепроводы из цельнотянутых стальных труб для средних условий эксплуатации	0,20
То же, умеренно корродированные	до 0,4
Новые цельносварные стальные трубы	0,04 ÷ 0,10
Бывшие в эксплуатации цельносварные стальные трубы, равномерная коррозия	0,15

Коэффициент Дарси для эксплуатируемых трубопроводов по диспетчерским данным следует определять в соответствии с рекомендациями, приведенными в [5, 6].

Приложение 6

Расчет интенсивности кристаллизации парафина

Предлагаемый ниже метод позволяет определить границы кристаллизации парафина ($t_{нг}$ и $t_{кг}$) и получить кривую зависимости $d\varepsilon/dt$ от температуры t.

Для этого методом И.М.Полуэова и др. (Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, Тр.ВНИИНТнефти, вып.X, Уфа, 1972, с.37÷41) должна быть снята дифференциальная термограмма нефти – зависимость Δt (разность температур между исследуемой нефтью и жидкостью-эталоном) от температуры нефти. Кроме того, должно быть определено Сп – общее содержание парафина в нефти.

Зависимость $\Delta t(t)$ должна быть проинтегрирована (численно или планиметром). Площадь под термограммой S_n в масштабе m_n представляет собой C_n, откуда

$$m_n = \frac{S_n}{C_n} \qquad (П-29)$$

Зная масштаб, получаем по термограмме значение:

$$\frac{d\varepsilon}{dt} = -\frac{\Delta t}{m_n} \qquad (П-30)$$

Пример. Определить зависимость $d\varepsilon/dt$ от температуры по термограмме мангышлакской нефти с содержанием парафина 20%. Термограмма представлена на рис.П-3.

Достроенная (см.пунктир) термограмма I занимает интервал в 60°С (от 2,5 до 62,5°С). Таким образом $t_{нг}$ = 62,5°С; $t_{кг}$ = 2,5°С.

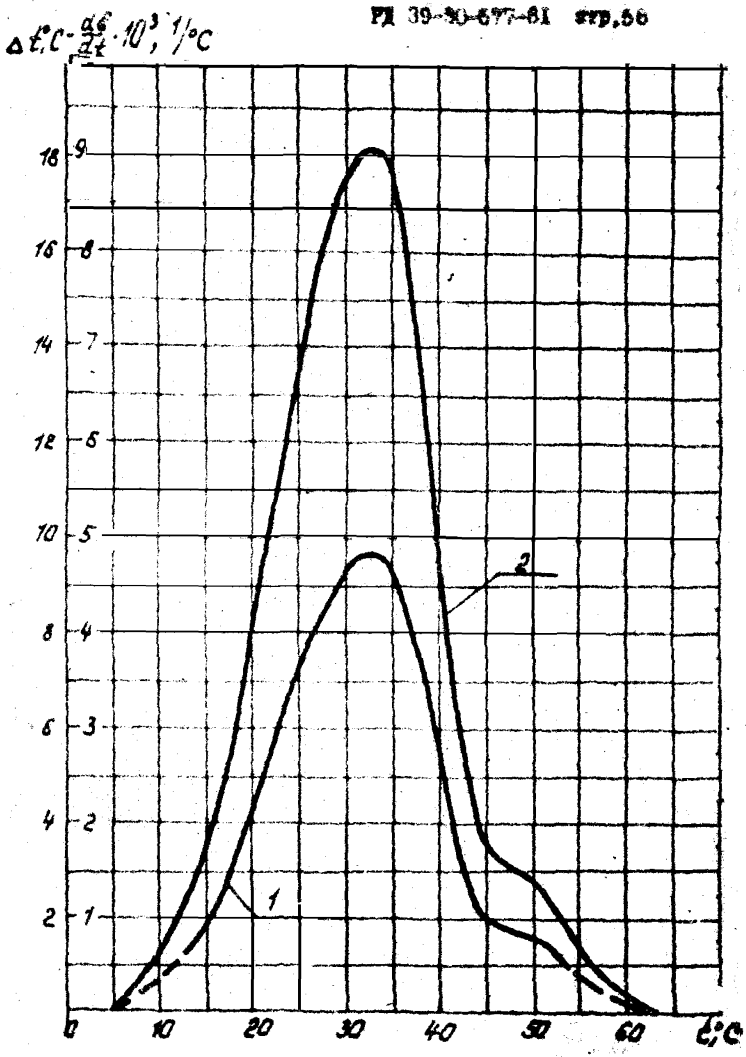


Рис.П-3 Характеристики процесса кристаллизации парафина из мангышлакской нефти
1 - термограмма; 2 - $d\xi/dt = f(t)$

Площадь термограммы $S_п$ = 213,4 кв.град., т.е.

$$m_e = \frac{S_п}{C_п} = \frac{213,4}{0,2} = 1067 \text{ кв. град}$$

Разделив ординаты термограммы I на 1067, получаем кривую 2 зависимости $-d\xi/dt$ от температуры.

По найденной зависимости $d\xi/dt$ от t рассчитывают коэффициенты b_0, b_1 и b_2 аппроксимационной зависимости (6), беря три характерных точки с координатами $\left|\frac{d\xi}{dt}\right|_i$ и $(t_{нл} - t)_i$.

$$b_0 = \frac{(x_2 - x_3)\ln\frac{y_1}{y_2} - (x_1 - x_3)\ln\frac{y_2}{y_3}}{(x_2 - x_3)\ln\frac{x_1}{x_2} - (x_1 - x_2)\ln\frac{x_2}{x_3}} \qquad (П-31)$$

$$b_1 = \frac{\ln\frac{y_2}{y_3} - b_1\ln\frac{x_2}{x_3}}{x_2 - x_3} \qquad (П-32)$$

$$b_2 = \frac{y_1}{x_1^{b_1}\, e^{b_1 x}} \qquad (П-33)$$

В формулах (П-31) ÷ (П-33) для сокращения записей $\left|d\xi/dt\right|_i$ обозначено через y_i, а $(t_{нл} - t)_i$ через x_i. В качестве характерных точек рекомендуется брать точки, близкие к $t_{нл}$ и $t_{кп}$, а также точку максимума.

Средняя интенсивность кристаллизации парафина:

$$\frac{\Delta\xi}{\Delta t} = \frac{C_п}{t_{нл} - t_{кп}}$$

Количество парафина ξ, кристаллизовавшееся в диапазоне от температуры $t_{нл}$ до температуры t:

$$\xi = C_п \frac{t_{нл} - t}{t_{нл} - t_{кп}}$$

Приложение 7.

Расчет эффективной теплоемкости нефти

Эффективная теплоемкость нефти в приближенных расчетах определяется по формулам:

$$C_{эф} = C\left(1 - \frac{\varkappa}{C}\cdot\frac{\Delta\varepsilon}{\Delta t}\right) = C\left(1 + \frac{\varkappa}{C}\cdot\frac{C_п}{t_{нп} - t_{кп}}\right), \qquad (П-34)$$

если расчетный интервал температур лежит в пределах от $t_{кп}$ до $t_{нп}$;

$$C_{эф} = C\left(1 + \frac{t_{нп} - t_к}{t_н - t_к}\cdot\frac{\varkappa}{C}\cdot\frac{C_п}{t_{нп} - t_{кп}}\right), \qquad (П-35)$$

если $t_н > t_{нп}$, а $t_{кп} < t_к < t_н$;

$$C_{эф} = C\left(1 + \frac{t_н - t_{кп}}{t_н - t_к}\cdot\frac{\varkappa}{C}\cdot\frac{C_п}{t_{нп} - t_{кп}}\right), \qquad (П-36)$$

если $t_{кп} < t_н < t_{нп}$, а $t_к < t_{кп}$

$$C_{эф} = C\left(1 + \frac{t_{нп} - t_{кп}}{t_н - t_к}\cdot\frac{\varkappa}{C}\cdot\frac{C_п}{t_н - t_к}\right), \qquad (П-37)$$

если $t_н > t_{нп}$, а $t_к < t_{кп}$

В точных расчетах Сэф на расчетном участке определяется:

$$C_{эф} = C\left(1 - \frac{r}{c}\cdot\frac{d\varepsilon}{dt}\right) \qquad (П-38)$$

Средняя на участке от $t_н$ до $t_к$ эффективная теплоемкость рассчитывается по формуле:

$$C_{эф.ср} = \sum_{1}^{i} C_{эф.i}\,\Delta t \Big/ \sum_{1}^{i} \Delta t_i \qquad (П-39)$$

Приложение 8

Примеры теплогидравлических расчетов

Пример I. Рассчитать температуру нефти в конце перегона при следующих условиях: внутренний диаметр трубопровода Д = 0,7м, длина трубопровода L = I72км, производительность перекачки М = I4млн.т/год, плотность нефти при 20°С ρ_{20} = 890 кг/м3, теплопроводность суглинка $\lambda_{гр}$ = I,32 Вт/м°С, влажность W_0 = 22%, теплоемкость Ср = = 2,00 КДж/кг°С, вязкость нефти при температуре грунта в ненарушенном тепловом состоянии на глубине заложения оси трубопровода t_0 = 0°С составляет ν_0 = I0,8 Ст, коэффициент крутизны вискограммы нефти u = 0,06 I/°С, коэффициент теплопроводности λ = 0,I66 Вт/м°С, глубина заложения оси трубопровода - I,Iм, трубопровод покрыт нормальной битумно-резиновой изоляцией на базе мастики МБР-I00 и уложен в глинистый грунт, начальная температура нефти на входе в станцию $t_{нач}$ = 57°С, глубина снегового покрова равна 0,3м. Насосная станция оборудована тремя насосными агрегатами НМ-7000х2I0 (n_s=200), два из которых работают последовательно, а один резервный. Радиус роторов R = 0,22м. Дросселируемое давление равно Δp = 0,75 МПа. Температура грунта в ненарушенном тепловом состоянии t_0 = 0°С.

Решение.

Расчетные параметры при температуре 57°С:

ρ кг/м3	$\nu \cdot 10$ м2/с	Q м3/с	Re	$Re_{кр} \cdot 10^{-5}$	K
866,7	0,375	0,534	392	4,05	I,09

По номограмме (рис.I) находим См = 0,03I.

Коэффициент К находим с помощью формулы (I7):

$$\bar{K} = 1{,}015 + 0{,}000\,382 \cdot 200 = 1{,}09$$

Подогрев нефти в насосе равен:

$$\Delta t_{нс} = \frac{\rho \bar{K} C_м R^5 \omega^3}{c_p Q} = \frac{2 \cdot 1{,}09 \cdot 0{,}031 \cdot 0{,}22^5 \cdot 314^3}{2 \cdot 10^3 \cdot 0{,}534} = 1{,}008 \approx 1\,^{\circ}C.$$

Подогрев нефти в дросселирующем органе определяем по номограмме (рис.2) по известным значениям $P_к$; ρ и ΔP. Он равен

$\Delta t_{др} = I\,^{\circ}C$.

Таким образом, общий подогрев нефти на насосной станции равен сумме повышений температуры в двух насосах и дросселирующем органе. Начальная температура нефти равна:

$$t_н = t_к + 2 \cdot \Delta t_{нс} + \Delta t_{др} = 57 + 2 \cdot 1 + 1 = 60\,^{\circ}C.$$

Расчетные параметры при 60°С.

ρ кг/м3	$\nu \cdot 10^4$ м2/с	Q м3/с	Re
864	0,295	0,536	33100

Режим течения является турбулентным зоне гладкого трения (при Кэ = 0,2мм; $\sqrt{Re}$ = 52450).

Шаг по температуре при погрешности гидравлического расчета в I%.

$$t_н - t_{н,1} = \frac{-6}{um} \ln(1 - \delta_r) = \frac{-6}{0{,}06 \cdot 0{,}25} \ln(1 - 0{,}01) = 4{,}02\,^{\circ}C$$

Выбираем шаг $4^{0}C$.

Расчетная температура на первом участке:

$$t_1 = t_н + 0{,}5(t_{н,1} - t_{н,1}) = 60 + 0{,}5(-4{,}0) = 58{,}0\ ^{\circ}C$$

Эффективный коэффициент теплопроводности грунта (сопротивлением степени трубопровода, изоляции и теплопередачи от нефти к стенке пренебрегаем):

$$\lambda_{гр} = 1{,}32 - 1{,}7\cdot10^{-5}\cdot1500\,\frac{60^{3}\sqrt{-0{,}000254\cdot22^{2}+0{,}0105\cdot22-0{,}00832}}{1{,}676\cdot60-15{,}63} = 0{,}979\ \frac{Вт}{м\ ^{\circ}C}$$

Приведенная глубина заложения трубопровода (тепловым сопротивлением на границе "грунт-воздух" пренебрегаем):

$$h_0' = h_0 + \delta_{сн}\frac{\lambda_{гр}}{\lambda_{сн}} = 1{,}1 + \frac{0{,}979}{0{,}40}\cdot0{,}3 = 1{,}834\ м$$

Полный коэффициент теплопередачи от нефти в грунт при толщине стенки трубопровода 10мм:

$$K_1 = \frac{2\lambda_{гр}}{D\ \ln\frac{4h_0'}{D_{нар}}} = \frac{2\cdot0{,}979}{0{,}7\ \ln\frac{4\cdot1{,}834}{0{,}728}} = 1{,}810\ \frac{Вт}{м^{2}\ ^{\circ}C}$$

Плотность нефти при температуре t_1:

$$\rho_1 = 890 - 0{,}647(58{,}0 - 20) = 865\ кг/м^{3}$$

Объемный расход нефти при температуре t_1:

$$Q = \frac{(14\cdot10^{9})\cdot9{,}81}{350\cdot24\cdot3600\cdot865\cdot9{,}81} = 0{,}535\ м^{3}/с.$$

Параметр Померанцева (нефть парафина не содержит):

$$P_0 = 1 - \frac{\varkappa}{c}\cdot\frac{d\varepsilon}{dt} = 1.$$

Параметр П (при $q_\ell = 0$):

$$\Pi_1 = \frac{2Mi + \frac{\pi}{4} q_\ell D^2}{K \pi D (t - t_0)} = \frac{9,81 \cdot 463 \cdot 0,00346}{1,21 \cdot \pi \cdot 0,700 (58-0)} = 0,102 ,$$

так как

$$i = \xi \frac{\Delta_2}{D} \frac{V^2}{2g} = \frac{0,3164}{19210^{0,25}} \cdot \frac{1,05}{0,760} \cdot \frac{1,39^2}{2 \cdot 9,81} = 0,00346$$

(принято, что $\Delta_2 = 1,05$)

Безразмерная длина первого участка :

$$J_{a_1} = \frac{A_0}{\Pi_1 - 1} \cdot \frac{\Delta t}{t - t_0} = \frac{1}{(0,102 - 1)} \cdot \frac{-4,0}{58 - 0} = 0,0768$$

Длина первого участка :

$$X_1 = \frac{Mc\, J_{a_1}}{K \pi D} = \frac{463 \cdot 1997 \cdot 0,0768}{1,21 \cdot \pi \cdot 0,700} = 26134$$

Расчеты для последующих участков делаются аналогично (таб.П-II)

Таблица П-II

Номер участка	$t_{н,i}$, °С	$t_{к,i}$, °С	t_i, °С	$\lambda_{гр,i}$, $\frac{Вт}{м \cdot °С}$	$h'_{a,i}$, м	K, $\frac{Вт}{м^2 \cdot °С}$	ρ_i, $\frac{кг}{м^3}$
I.	60	56	58	0,979	1,732	I,2I	865
2.	56	52	54	I,00I	I,749	I,27	868
3.	52	48	50	I,035	I,767	I,30	87I
4.	48	44	46	I,065	I,785	I,33	873
5.	44	40	42	I,092	I,804	I,36	876
6.	40	36	38	I,I20	I,822	I,39	878

Продолжение таблицы П-II

Номер участка	Q_i $м^3/с$	$П$	J_{a_i}	$C_{p,i}$ $\frac{кДж}{кг\,°С}$	X_i м	$\sum X_i$ м
I.	0,535	0,I02	0,0768	I,997	26I34	26I34
2.	0,533	0,II4	0,0840	I,984	27500	53643
3.	0,53I	0,I27	0,0920	I,968	29283	829I7
4.	0,530	0,I42	0,I020	I,955	3I5II	II4428
5.	0,528	0,I6I	0,II42	I,939	342I8	I48646
6.	0,527	0,I90	0,I299	I,926	37907	I86533

Нанеся на график "$t-X$" полученные в расчетах величины, находим распределение температуры на перегоне между тепловыми станциями (рис.П-4).

В результате расчета по рекомендациям пункта 3.3. находим:

$t_к = 37,5°С$.

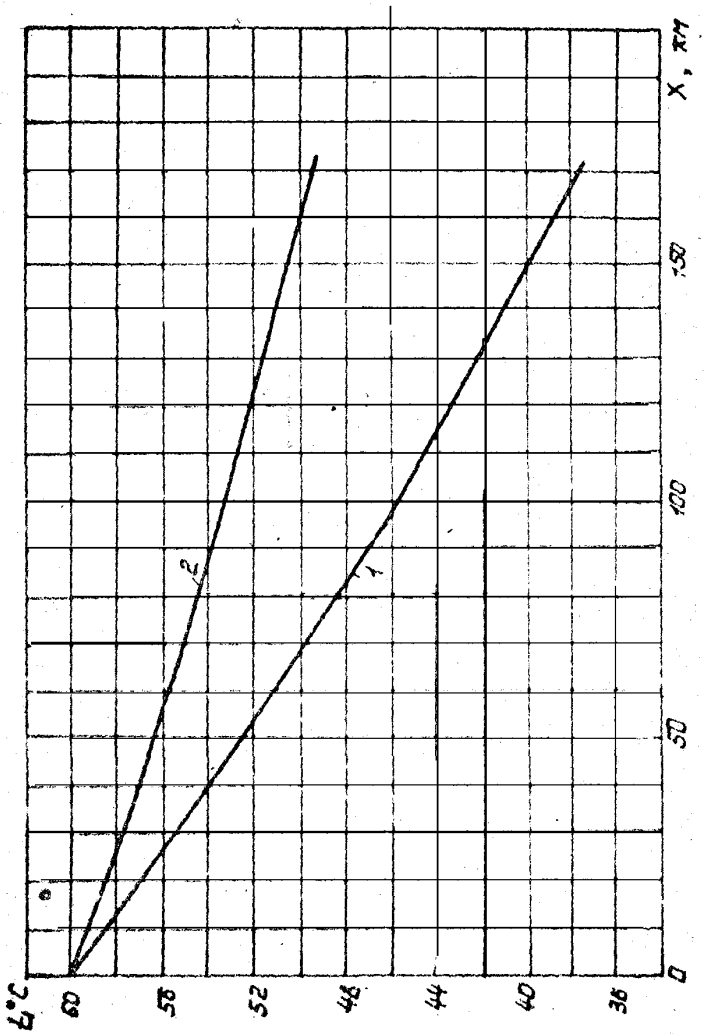


Рис.Л-4 К определению конечной температуры
в условиях примеров I и 4
I – без тепловой изоляции; 2 – с тепловой изоляцией

Пример 2. Найти давление в начале перегона между тепловыми станциями, необходимое для перекачки жидкости в условиях примера I, если дополнительно заданы конечное давление $P_к$ = 0,2 МПа, отметка начального сечения трубопровода $Z_н$ = 42м и отметка конечного сечения $Z_к$ = 15,3м. Потери на местных сопротивлениях составляют 3% потерь на трение.

Потери напора на первом участке находим по вязкости, соответствующей средней температуре на участке 58°С (см.табл.2):

$$\nu_1 = \nu_0 e^{-u(t-t_0)} = 10,8 \cdot 10^{-4} e^{-0,06(58-0)} = 0,333 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$$

Параметр Рейнольдса на первом участке:

$$Re_1 = \frac{4Q_1}{\pi D \nu_1} = \frac{4 \cdot 0,535}{3,14 \cdot 0,7 \cdot 0,333 \cdot 10^{-4}} = 29240,$$

при абсолютной шероховатости стенки трубы 0,2мм верхняя граница зоны гладкого трения:

$$Re' = \frac{15D}{K_э} = \frac{15 \cdot 0,7 \cdot 10^3}{0,2} = 52500$$

Так как 4000 < 29240 < 52500, то на первом участке перекачиваемая нефть течет турбулентно в зоне гладкого трения. При этом коэффициент Дарси следует рассчитывать по формуле Блазиуса. С учетом поправки Δ_t = 1,05 на неизотермичность по радиусу трубопровода коэффициент Дарси на первом участке:

$$\xi_1 = \frac{0,3164 \Delta_t}{Re_1^{0,25}} = \frac{0,3164 \cdot 1,05}{29240^{0,25}} = 0,0254$$

Средняя скорость течения нефти на первом участке:

$$V_1 = \frac{4Q}{\pi D^2} = \frac{4 \cdot 0,535}{3,14 \cdot 0,7^2} = 1,391 \text{ м/с}$$

Потери на трение на первом участке :

$$h_1 = \xi \frac{\ell}{d} \frac{V_1^2}{2g} = 0{,}0254 \frac{26134}{0{,}7} \cdot \frac{1{,}391^2}{2 \cdot 9{,}81} = 93{,}5 \text{ м}$$

Расчеты для последующих участков делаются аналогично (табл.П-12).

Таблица П-12

Номер участков	$\vartheta_i \cdot 10^{-4}$ м²/с	Re_i	ξ_i	V_i м/с	h_i м	Σh_i м
I.	0,333	29240	0,0254	I,39I	93,5	93,5
2.	0,423	22920	0,027I	I,385	I04,I	I97,6
3.	0,538	I7950	0,0287	I,380	II6,5	3I4,I
4.	0,684	I4090	0,0305	I,377	I32,7	446,8
5.	0,869	II052	0,0324	I,372	I52,0	598,8
6.	I,I05	8675	0,0344	I,369	I09,6	708,4

Полные потери на перегоне между тепловыми станциями :

$$h = \sum_1^6 h_i + \sum_1^k h_j = 708{,}4 + 0{,}03 \cdot 708{,}4 = 729{,}7 \text{ м}$$

Давление в начале перегона при коэффициенте Кориолиса $\Psi = 1{,}15$:

$$P_н = \rho_н g \left(\frac{P_к}{\rho_н g} + Z_к - Z_н + \Psi \frac{V_к^2 - V_н^2}{2g} + h \right) =$$

$$= 864 \cdot 9{,}81 \left(\frac{2 \cdot 10^5}{880 \cdot 9{,}81} + 15{,}3 - 420 + 1{,}15 \frac{1{,}369^2 - 1{,}391^2}{2 \cdot 9{,}81} + 729{,}7 \right) = 6{,}15 \text{ МПа}$$

Пример 3. Провести теплогидравлический расчет магистрального нефтепровода диаметром 1220х13мм и длиной 2000км. Температура нефти на выходе из начального пункта $t_н$ = 30°С. Максимальная температура грунта (суглинка) равна 15°С, минимальная температура его в начале трубопровода -6°С, а в конце -4°С.

Физико-химические свойства нефти:

$\rho_{15} = 850$ кг/м³; $\nu_{15} = 15 \cdot 10^{-6}$ м²/с; $u = 0{,}03$ 1/°с; $t_{нк} = 65$ °С

$\rho_{ун} = 53320$ Па; $\rho_{ук} = 66650$ Па; $\lambda = 0{,}166$ Вт/м°с; $C_п = 3{,}6$ %

Глубина заложения трубопровода -1,1м, глубина снегового покрова - 0,3м, Насосная станция оборудована 3 насосами НМ-10000-210, два из которых работают последовательно, а один резервный. Радиус роторов R = 0,247м. Плотность суглинка $\rho_{гр}$ = 1500 кг/м3, влажность его в ненарушенном состоянии $W_о$ = 22% .

Критическая конечная температура:

$$t_{кк} = \frac{11\, t_{нк} \cdot t_н}{11 t_{нк} - t_н \ln \frac{\rho_{ук}}{\rho_{ун}}} = \frac{11(273+65)(273+30)}{11(273+65)-(273+30)\ln\frac{66650}{53320}} = 35{,}6\,°C$$

Параметры, необходимые для расчета:

$$T_{нк} = um(t_{нк} - t_o^{max}) = 0{,}03 \cdot 0{,}25(35{,}6 - 15) = 0{,}1546$$

$$T_н = um(t_н - t_o^{max}) = 0{,}03 \cdot 0{,}25(30 - 15) = 0{,}1125$$

$$C_p = \frac{1{,}324 \cdot 10^5}{\sqrt{250}}(0{,}403 + 0{,}00081 \cdot 30) = 1940\ Вт/кг\,°с$$

Для расчета К следует установить необходимость учета подсушки грунта в зимний период. Перепад температур нефти и грунта в начале и конце трубопровода изменяется в пределах 30 ÷ 36°С, что больше его критического значения для суглинка - 28 ÷ 37°С

(табл.I) при $W_p = 22\% < a_1 \rho_{гр} - a_2 = 35\%$, поэтому расчет $\lambda_э$ следует вести по формулам (8), (9) при следующих значениях коэффициентов (табл.2,3,4,):

$C_1 = 0{,}216$; $C_2 = 1{,}98 \cdot 10^{-5}$; $C_3 = 2{,}27 \cdot 10^{-4}$; $B_1 = 1{,}676$;

$B_2 = 15{,}63$; $n_0 = -2{,}54 \cdot 10^{-4}$; $n_1 = 0{,}0105$; $n_2 = -8{,}32 \cdot 10^{-3}$

По формулам (9) и (8) находим:

$$\lambda_{гр,0} = 0{,}216 + 1{,}98 \cdot 10^{-5} \cdot 1500 \cdot 22 + 2{,}27 \cdot 10^{-4} \cdot 1500 = 1{,}21 \ \frac{Вт}{м \cdot °C}$$

$$\lambda_{гр} = 1{,}21 - \frac{1{,}98 \cdot 10^{-5} \cdot 1500 \cdot (30-5)\sqrt{-2{,}54 \cdot 10^{-4} \cdot 22^2 + 0{,}0105 \cdot 22 - 8{,}32 \cdot 10^{-3}}}{1{,}676 \cdot (30-5) - 15{,}63} = 0{,}987 \ \frac{Вт}{м \cdot °C}$$

В летний период подсушки грунта не наблюдается, т.к. перепад температуры $t_н - t_0^{max} = 15°C < (t - t_0)_{нр}$ (табл. 1), поэтому $\lambda_{гр}$ находим по формуле (9) $\lambda_{гр}^{max} = 1{,}21$ Вт/м°С.

В первом приближении примем [I]:

$$K_m = \frac{2 \lambda_{гр,0}}{d \ln \frac{4(h_э + \lambda_{гр}/\alpha_в)}{d_{нар}}} = \frac{2 \cdot 1{,}21}{1{,}194 \ln \frac{4(1{,}11 + 1{,}21/15)}{1{,}22}} = 1{,}497 \ Вт/м^2 \cdot °C$$

$$K_{min} = \frac{2 \lambda_{гр}}{d \ln \frac{4(h_э + \delta_н \frac{\lambda_{гр}}{\lambda_н} + \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_в})}{d_{нар}}} = \frac{2 \cdot 0{,}987}{1{,}194 \ln \frac{4(1{,}11 + 0{,}3 \frac{0{,}987}{0{,}4} + \frac{0{,}987}{15})}{1{,}22}} = 0{,}902 \ Вт/м^2 \cdot °C$$

Для расчета допустимой производительности используем:

$$K_p = 0,5\,(K_{max} + K_{min}) = 0.5\,(1,497 + 0,902) = 1,2 \ Вт/м^2 \cdot ^\circ C$$

$$A = \frac{4m\,\nu_{15}^{m}\,\beta\,g}{K_{cp}\,b\,Д^{6-m}\,\rho_{15}^{2-m}} = \frac{4 \cdot 3,14 \cdot 0,03 \cdot 0,25\,(15 \cdot 10^{-6})^{0,25} \cdot 0,0247}{1,2 \cdot 3,14\,(1,194)^{5,25} \cdot 850^{1,75}} = 8,213 \cdot 10^{-11}$$

$$\eta_a = \frac{1,2 \cdot 3,14 \cdot 1,194 \cdot 2 \cdot 10^{6}}{1,94 \cdot 10^{5} \cdot G_m} = \frac{4,640 \cdot 10^{5}}{G_m}$$

Составляем уравнение для нахождения M_m :

$$M_m^{2,75} = \frac{[0,1125 - 0,1546 \cdot \exp(\frac{4,64 \cdot 10^{5}}{M_m})] \cdot 10^{11}}{[1 - \exp(\frac{4,64 \cdot 10^{5}}{M_m})]\ 8,213 \exp[-0,5(0,1125 + 0,1546)]}.$$

Максимальный расход находится методом итерации:

$$M_m = 2402 \ кг/с = 72,64 \ млн\ т/год$$

Рекомендуемый расход равен 78 млн.т/год (табл.П-5), что больше полученного максимального расхода, поэтому данный нефтепровод следует рассчитывать на производительность 72,6 млн.т/год, т.е. M = 2400 кг/с.

Для выбора необходимой для расчета формулы следует рассчитать значение Π, Πп и коэффициентов α, β.

По формулам (8), (9) и приложению 3 определяем значения критериев Re_f, P_{r_f}, P_{r_w} и величин d_1, d_2, K, t_w при температурах потока, равных 35, 30, 25°С методом итерации на ЭВМ "Наири" (приложение 8) для зимнего периода года, т.е. при $t_o = 5^\circ C$ [2].

Таблица П-13

$t_ж$ °С	$Re_ж$	$Pr_ж$	$Pr_{ж\,w}$	α_1 Вт/м² °С	K_2 Вт/м² °С	K Вт/м² °С	t_w °С
35	380714	99,82	99,98	502,9	0,9151	0,9332	34,94
30	326323	115,05	115,21	473,8	0,9301	0,9484	29,95
25	279708	132,58	132,75	446,4	0,9400	0,9582	24,96

По данным таблицы находим:

$$B = \frac{(K_1 - K_2)(t_1 - t_0)(t_2 - t_0)}{t_2 - t_0 - t_1 + t_0} = \frac{(0,9332 - 0,9484)(35 - 5)(30 - 5)}{30 - 5 - 35 + 5} = 2,28$$

$$a = K_2 - \frac{B}{t_2 - t_0} = 0,9582 - \frac{2,28}{25 - 5} = 0,8442$$

$$um\,\frac{B}{a} = 0,03 \cdot 0,25 \cdot 2,7 = 0,0203$$

$$T_н = um(t_н - t_0) = 0,03 \cdot 0,25(30 - 5) = 0,1875$$

$$K_{ср} = \frac{1}{3}(0,9332 + 0,9484 + 0,9582) = 0,9466\ Вт/м^2 \cdot °С$$

$$\rho_s = 850 - 0,7(5 - 15) = 857\ кг/м^3$$

Определяем критерии Ибдонского:

$$Ja = \frac{K_{ср}\,\Pi\,D\,e}{M \cdot C_p} = \frac{0,9466 \cdot 3,14 \cdot 1,194 \cdot 2 \cdot 10^6}{2400 \cdot 1,94 \cdot 10^3} = 1,593$$

$$J_{a_0} = \frac{a \pi Д l}{M C_p} = \frac{0{,}8442 \cdot 3{,}14 \cdot 1{,}194 \cdot 2 \cdot 10^6}{2400 \cdot 1{,}94 \cdot 10^3} = 1{,}36$$

Находим величину гидравлического уклона и параметров диссипации:

$$i_s = \frac{\beta \nu_s^m (M/\rho_s)^{2-m}}{Д^{5-m}} = \frac{0{,}0247\{15 \cdot 10^{-6} \exp[-0{,}03(5-15)]\}^{0{,}25} \left(\frac{2400}{857}\right)^{1{,}75}}{1{,}194^{4{,}75}} = 0{,}0037$$

$$П = \frac{0{,}03 \cdot 0{,}25 \cdot 2400 \cdot 9{,}8 \cdot 0{,}0037}{0{,}9466 \cdot 3{,}14 \cdot 1{,}194} = 0{,}1839$$

$$П_п = \frac{0{,}03 \cdot 0{,}25 \cdot 2400 \cdot 9{,}8 \cdot 0{,}0037}{0{,}8442 \cdot 3{,}14 \cdot 1{,}194} = 0{,}2062$$

Определяем необходимые для расчета величины:

$$\bar{T} = \frac{0{,}1875}{1{,}593}[1 - \exp(-1{,}593)] = 0{,}0937$$

$$П \exp(-\bar{T}) = 0{,}1839 \cdot \exp(-0{,}0937) = 0{,}1675$$

$$П_п \exp(-\bar{T}) = 0{,}2062 \cdot \exp(-0{,}0937) = 0{,}1878$$

$$T_н + П_п \exp(-\bar{T}) = 0{,}3753$$

По известным величинам Тн и $П \exp(-\bar{T})$ определяем область применения формул Шухова и Лейбензона по номограммам (рис.3 и 4):

$$J_a = 0{,}77; \qquad J_{a_1} = 2{,}84$$

Поскольку рассчитанный параметр Яблонского равен 1,593, т.е. 0,77 < 1,593 < 2,84 , то следует применять формулу Лейбензона.

По значениям величин $um\frac{б}{a}$; $T_н + П_п \exp(-\bar{T})$ определяем необходимость учета температурного напора по номограмме (рис.5). Так как рассчитанный параметр Яблонского больше найденного по номограмме значе-

ник (I,593 > 0,49), то тепловой расчет следует вести с учетом температурного напора.

Находим значение величины:

$$um(t_{ом} - t_{он}) = 0{,}03 \cdot 0{,}25\,(6-4) = 0{,}015$$

Интенсивность кристаллизации парафина:

$$\frac{\Delta\varepsilon}{\Delta t} = \frac{C_п}{t_{нп} - t_{кв}} = \frac{0{,}036}{50} = 0{,}00072$$

Определяем величину:

$$T_н + um\frac{в}{a} - П_п \exp(-\bar{T}) = 0{,}1875 + 0{,}0203 - 0{,}1878 = 0{,}02$$

По этим значениям находим величину критерия $\mathcal{J}_a$ (рис.6), равную 2,00, т.к. 2,00 > I,593, то тепло кристаллизации парафина в данном случае не следует учитывать.

Таким образом, на основании проведенных расчетов делаем вывод, что при расчете температурного режима данного нефтепровода следует учитывать тепло трения потока и температурный напор, т.е. температурный режим определяется по формуле (32).

Находим среднюю температуру нефти по формуле (33):

$$T_{ср} = \frac{0{,}1875 - 0{,}1878 + 0{,}0203}{1{,}36}\left[1 - \exp(-1{,}36^{1})\right] + 0{,}1878 - 0{,}0203 = 0{,}1784$$

$$t_{ср} = \frac{T_{ср}}{um} + t_о = \frac{0{,}1784}{403 \cdot 0{,}25} + 5 = 28{,}78\ °C \approx 29\ °C$$

По номограмме (рис.8) определяем, что потери напора при найденных Тн, J_0 и $\Pi exp(-\bar{T})$ следует определять по формуле (25).

Находим коэффициент Дарси :

$$\xi = \frac{0,3164}{\left(\frac{4M}{\pi Д \rho_{20} \gamma_{15} exp[-u(t_{ср}-15)]}\right)^{0,25}} = \frac{0,3164}{\left(\frac{4\cdot 2350}{3,14\cdot 1,194\cdot 840,2\cdot 15\cdot 10^{-6} exp[-0,03(29-15)]}\right)^{0,25}} = 0,01032$$

Определяем потери напора трения :

$$h_1 = \xi \frac{\ell}{Д} \frac{(4M)^2}{2g(\pi Д \rho_{28})^2} = \frac{0,01032\, 2\cdot 10^6 (4\cdot 2350)^2}{1,194\cdot 2\cdot 9,8(3,14\cdot 1,194\cdot 840,2)^2} = 7192,2 \text{ м}$$

Находим количество насосных станций :

$$n = \frac{7192,2}{420\,\eta} = 17,1 \simeq 17$$

Расстояние между НПС примем одинаковым :

$$\ell_i = \frac{2\cdot 10^6}{17} = 117647 \text{ м}$$

Развиваемый напор равен :

$$H = 17\cdot 420 = 7140 \text{ м} < 7192 \text{ м}$$

Будем считать, что недостающий напор устраняется путем сооружения лупинга. Таким образом подогрев нефти на НПС будет только в насосах.

Находим величины, необходимые для расчета этого подогрева:

$$Re_{нс} = \frac{R^2 \pi O}{30\, \nu_{28}} = \frac{0{,}247^2 \cdot 3{,}14 \cdot 3000}{30 \cdot 9{,}86 \cdot 10^{-6}} = 1{,}94 \cdot 10^6$$

По номограмме рис.I находим См = 0,03.

Определяем подогрев в насосе по формуле (I9):

$$\Delta t_1 = \frac{2\bar{K}\, C_м R^5 \omega^3 \rho_{28}}{C_p M} = \frac{2 \cdot 1{,}09 \cdot 0{,}03 \cdot 0{,}247^5\, 314^3 \cdot 840{,}2}{1{,}94 \cdot 10^3 \cdot 2400} = 0{,}318\ ^\circ C$$

Общий подогрев двух насосов равен 0,6°С.

Находим критерий $J_{a_{п,i}}$ для перегона между НПС:

$$J_{a_{п,i}} = \frac{0{,}8442 \cdot 3{,}14 \cdot 1{,}194 \cdot 117{,}647 \cdot 10^3}{2400 \cdot 1{,}94 \cdot 10^3} = 0{,}08$$

Температура нефти на выходе из НПС находится по формуле:

$$t_{н,i} = t_{к,i} + 2\Delta t_1 = t_{к,i} + 0{,}6$$

Температуру нефти по длине перегонов между НПС определяем по формуле:

$$t_x = t_0 + \frac{П_п \exp(-\bar{T})}{4m} - \frac{b}{a} + \left[t_{н,i} - t_0 + \frac{b}{a} - \frac{П_п \exp(-\bar{T})}{4m}\right] \exp\left(-J_{a_{п,i}} \frac{x}{\ell_i}\right) =$$

$$= 5 + \frac{0{,}1878}{0{,}03 \cdot 0{,}25} - 2{,}7 + \left[t_{н,i} + 0{,}6 - 5 + 2{,}7 - \frac{0{,}1878}{0{,}03 \cdot 0{,}25}\right] \exp\left(-0{,}08 \frac{x}{\ell_i}\right) =$$

$$= 27{,}59 + (t_{к,i} - 27) \exp\left(-0{,}08 \frac{x}{\ell_i}\right)$$

Таблица II-16

B	a	$\frac{B}{a}$	$ln\frac{B}{a}$	$T_н$	$K_{ср}$ Вт/м²·°С	$\mathcal{Y}_a$	$\mathcal{Y}_{a_n}$	i_{15}
-0,018	1,5257	-0,0118	0	0,1125	1,5242	2,456	2,452	0,0031

Π	Π_n	$\bar{T}$	$\Pi exp(-\bar{T})$	$\Pi_n exp(-\bar{T})$	$T_н + \Pi exp(-\bar{T})$	$\mathcal{Y}_{a_i}$
0,0956	0,0954	0,0419	0,0917	0,0915	0,2042	0,1444

По номограммам (рис.3 ÷ 7) определяем, что расчет следует вести по формуле (29):

$$t_x = t_в + \frac{\Pi exp(-\bar{T})}{ut} + \left[t_{н,i} - t_в + 2\Delta t_{нс} - \frac{\Pi exp(-\bar{T})}{ut}\right] exp\left(-\mathcal{Y}_a \frac{x}{\ell_i}\right) =$$

$$= 27,23 + (t_{н,i} - 26,63)\, exp(-0,1444\, \frac{x}{\ell_i})$$

Таблица II-17

№ перегона	I	2	3	4	5	6	7	8	9
$t_{н,i}$, °С	30,00	30,21	30,40	30,56	30,69	30,81	30,91	30,99	31,06
$t_{к,i}$, °С	29,62	29,82	29,99	30,14	30,27	30,38	30,48	30,56	30,63

№ перегона	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7
$t_{н,i}$, °С	31,13	31,18	31,23	31,27	31,30	31,33	31,35	31,37
$t_{к,i}$, °С	30,69	30,75	30,79	30,83	30,88	30,90	30,99	30,94

Так как 30,94 < 35,6 , то необходимое при проектировании условие (40) выполнено, т.е. технологический расчет сделан верно.

Результаты расчетов приведены в таблице П-I4 .

Таблица П-I4

№ перегона	I	2	3	4	5	6	7	8	9
$t_{н.к}$ °C	30,00	30,41	30,79	31,44	31,47	31,77	32,05	32,31	32,55
$t_{д.к}$ °C	29,8I	30,I9	30,54	30,87	3I,I7	3I,45	3I,7I	3I,95	32,I7

№ перегона	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7
$t_{н.к}$, °C	32,77	32,97	33,I6	33,33	33,49	33,64	33,77	33,90
$t_{д.к}$, °C	32,37	32,56	32,73	32,89	33,04	33,I7	33,30	33,4I

Таким образом, температура нефти в конце нефтепровода в зимний период не превышает допустимой величины (33,4I < 35,5°C).

Для проверки этого условия следует проверить тепловой расчет в летний период, т.е. при $t_н$ = I5°C. Результаты расчетов приведены в таблицах П-I5÷I7.

Таблица П-I5

$t_{ж}$ °C	Re_1	P_{z_1}	P_{z_w}	α_1 Вт/м²·°C	α_2 Вт/м²·°C	K Вт/м²·°C	t_w °C
35	348583	99,40	99,58	467,8	I,4969	I,5245	34,93
30	298778	II4,56	II4,73	440,8	I,4969	I,5242	29,95
25	256093	I32,03	I32,I7	4I5,4	I,4969	I,5239	24,96

Пример 4. В условиях примера I необходимо рассчитать теплоизолированный трубопровод с учетом тепла трения. Трубопровод теплоизолирован слоем 50мм пенополеуретана марки ППУ-3С, с $\lambda_и$ = 0,40 Вт/м°С при средней температуре изоляции. Причем, для антикоррозийной изоляции принимается $\lambda_{и,1}$ = 0,64 Вт/(м°С), $Д_{нар}$ антикоррозийной изоляции равно 728 мм, $Д_{нар}$ тепловой изоляции равно 828 мм.

Шаг по температуре также 4°С (см.пример I).

На первом участке средняя температура потока $t_ж$ = 58°С. Для определения $t_{нар}$ используется формула П-I5.

Задаемся тремя значениями t_w температуры стенки. Для этих температур отделяется $\alpha_{бн}$ по формуле П-4 при режиме перекачки в зоне Гленкуса.

Результаты расчетов сведены в табл.П-I8.

Таблица П-I8

t_w, °С	$\alpha_{бн}$, Вт/м²·°С	$t_ж - t_w$, °С	$\alpha_1(t_ж - t_w)$, Вт/м²	$t_{нар}$, °С	$\alpha_{нар}$, Вт/м²·°С	$t_{нар} - t_о$, °С	$\alpha_{нар}(t_{нар} - t_о)$, Вт/м²
57,90	I99,5	0,I0	I9,9	35,7	I,53	35,7	64,5
57,85	I99,3	0,I5	29,9	24,5	I,63	24,5	47,3
57,80	I99,I	0,20	39,8	I3,3	I,74	I3,3	27,3

Строя графики функций $\alpha_1(t_ж - t_w)$ и $\alpha_в(t_{нар} - t_о)$ в зависимости от t_w (рис.П-5), находим искомые t_w = 57,82 °с; $t_{нар}$ = 17,7 °с; $\alpha_{бн}$ = 199,2 Вт/м²·°с; $\alpha_{нар}$ = 1,70 Вт/м²·°с.

Вычисляем полный коэффициент теплопередачи:

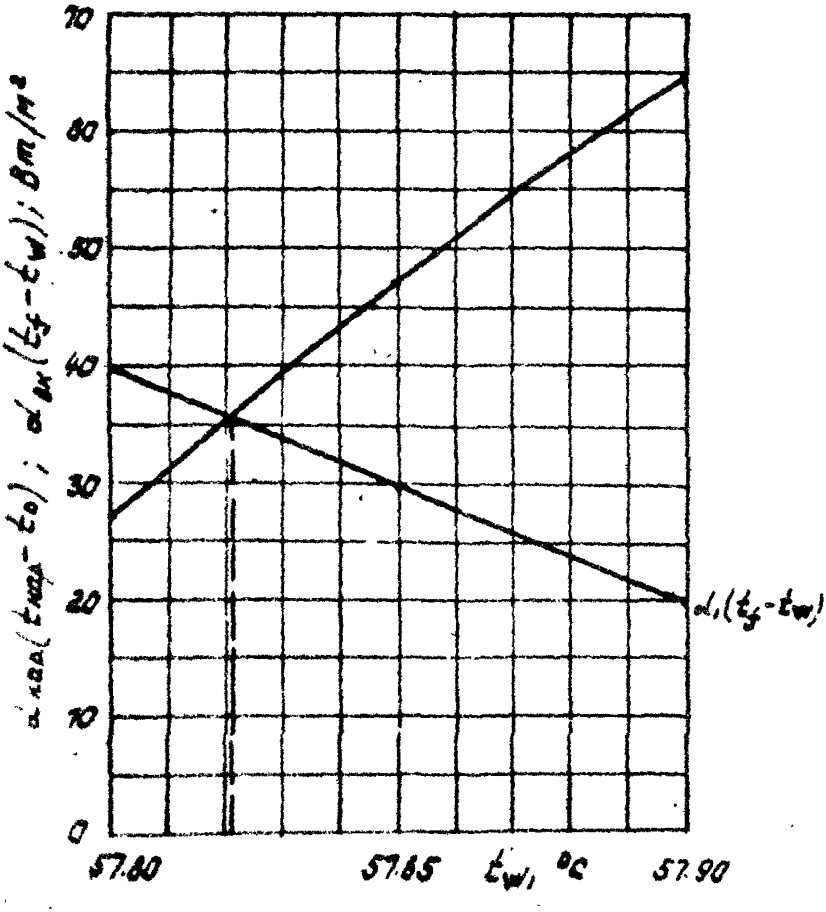


Рис.П-5 К расчету температуры стен к в примере 4

Приложение 9

Расчет критического числа Рейнольдса.

При "горячей" перекачке критическое число Рейнольдса зависит от условий движения и охлаждения нефти или нефтепродукта. Эти условия характеризуются параметром:

$$\frac{dt}{dl}\cdot\frac{d\nu'}{dt}\cdot\frac{Д}{\nu'}, \qquad (П-39)$$

где dt/dl – темп падения средней температуры потока в сечении;

$Re = 2320$;

$d\nu'/dt$ – крутизна изменения вязкости в том же сечении;

ν' – вязкость жидкости в сечении, где $Re = 2320$.

Приближенно, параметр (П-39) можно рассчитать по формуле:

$$u\cdot(t_н - t_0)\frac{k\pi Д^2}{g c_{ср} M}e^{-Ja'}, \qquad (П-40)$$

где Ja' – число Яблонского, соответствующее длине, при которой температура становится равной температуре

$$t' = t_0 + \frac{1}{u}\ln\frac{580\pi Д\nu'}{Q} \qquad (П-41)$$

Зависимость критического числа Рейнольдса от параметра (П-39) представлена на рис.П-6. Для магистральных трубопроводов величина параметра (П-39) близка к нулю, поэтому для них $Re_{кр}^{нач}/2320$ лежит в диапазоне 0,95 ÷ 1,0.

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_в} + \frac{\delta}{\lambda_{изол}} + A\sum \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{d_{изол,i}}{d_{в,i}}} =$$

$$= \frac{1}{\frac{1}{192} + \frac{0,700}{1,70 \cdot 0,811} + 0,400\left[\frac{1}{3 \cdot 0,81} \ln \frac{0,738}{0,710} + \frac{1}{1 \cdot 0,819} \ln \frac{0,838}{0,738}\right]} = 0,618 \frac{Вт}{м^2 °C}$$

В Приложении I0 приведена программа расчета полного коэффициента теплопередачи на ЭВМ "Наири".

Продолжая расчеты в порядке, указанном в примере 1, получаем результаты, сведенные в табл.П-I9.

Таблица П-I9

Номер уч-ка	$t_ж$, °С	t_w, °С	$t_{нар}$, °С	K, $\frac{Вт}{м^2 °C}$	$y_{a,i}$	x_i, м
I.	58	57,82	I7,7	0,6I8	0,0865	58895
2.	54	53,83	I6,4	0,6I9	0,0958	66209
3.	50	49,83	I4,4	0,62I	0,I089	74362

Результаты расчета представлены на рис. П-I в сравнении с распределением температуры для трубопровода без тепловой изоляции, полученной в примере I.

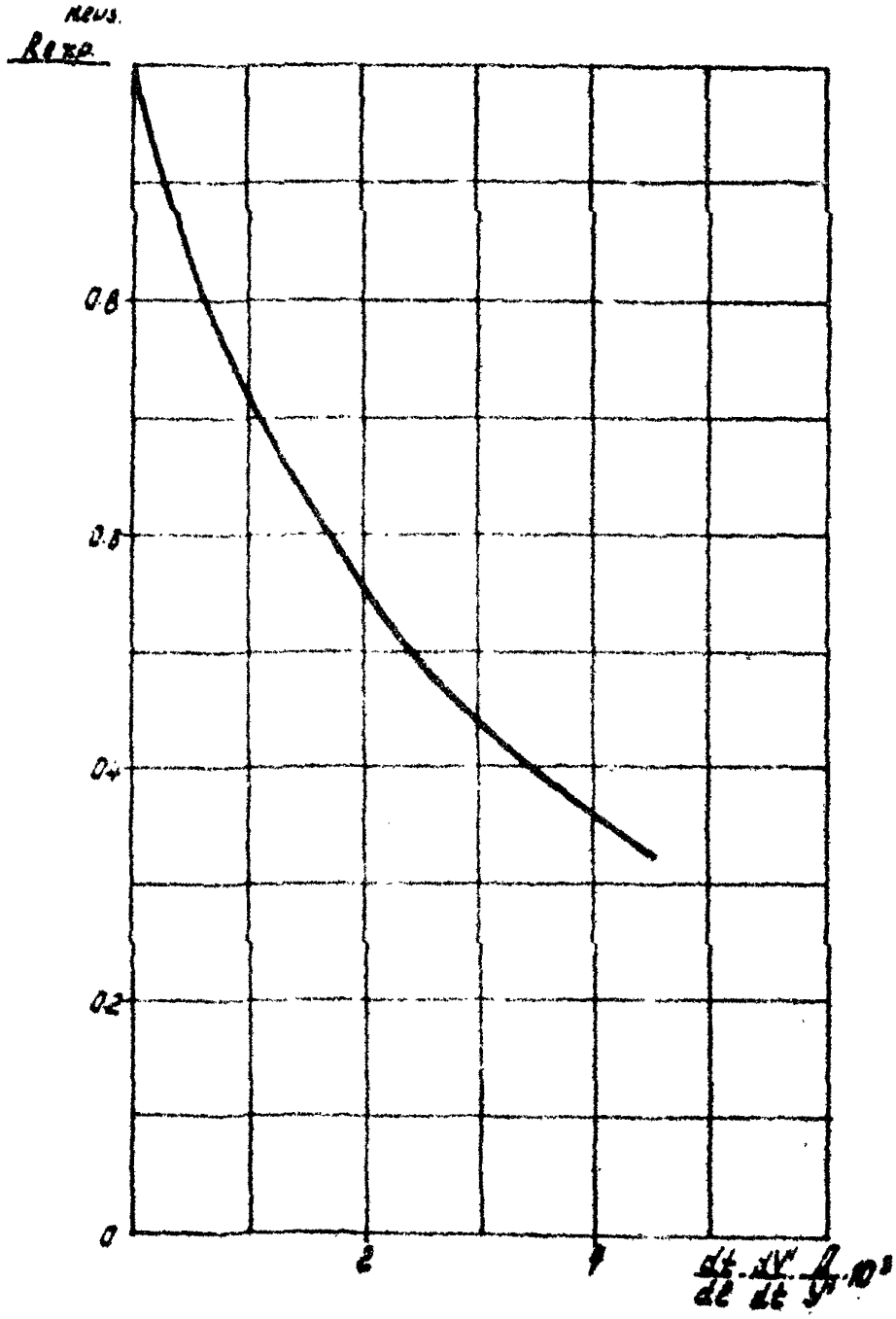


Рис.II-6 Зависимость критического числа Рейнольдса от условий движения и охлаждения жидкости в трубопроводе

Приложение 10

Программа расчета полного коэффициента теплопередачи на ЭЦВМ "Наири"

1. Описание программы. Программа предназначена для расчета коэффициента теплопередачи с учетом подсушивания грунта вокруг трубопровода методом итерации.

2. Условные обозначения вводимых величин и их размерности приведены в таблице П-18.

Таблица П-18

Величина	M,	$Д$,	α_2,	ρ_{15},	ν_{20},	u,	W,	$\rho_{\text{ч}}$,	C_1	C_2	C_3
Размерн.	кг/с	м	кг/м²с	кг/м³	м²/с	1/ч	%	кг/м³	–	–	–
Условное обознач.	C_0	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9	C_{10}
Величина	t_0	n_0	n_1	n_2	b_1	b_2	h_3	$\delta_{сн}$	$A_{\text{пов}}$	t	
Размерн.	°С	–	–	–	–	–	м	м	м	°С	
Условное обознач.	C_{11}	C_{12}	C_{13}	C_{14}	C_{15}	C_{16}	C_{17}	C_{18}	C_{19}	Γ	

3. Величина a равна (+1) при наличии подсушки (табл.1) и (-1) без подсушки грунта трубопроводом.

4. Начальная величина шага по температуре стенки задается: $e = 1$ или $e = 2$.

5. На печать выводится значения следующих величин с точностью до четвертого знака:

Таблица П-19.

Условное обознач.	М	Н	Р	О	Ы	Х	Ш	g
Размерн.	–	–	–	Вт/м°С	°С	Вт/м°С	Вт/м°С	Вт/м°С
Величина	Re	Pr_f	Pr_w	α_1	t_w	λ_ψ	α_2	K

ап 0-0-0г 1997 «надри-2»

i=19 с

1 допустим i=0

2 введем c_i

3 вставим $i=i+1$

4 если $i-19\leq 0$ идти к 3

5 введем г е а

6 вычислим ы=г-10

7 вычислим ы=ы+е

8 вычислим м=1·273c_0/(c_1(c_3- c_2(г-15))c_4 exp(-c_5(г-20)))

9 вычислим н=(1126·8c_4(exp(-c_5(г-20)))(c_3- c_2(г-15))
(0·403+0·00081г) $\sqrt{c_3}$)/(1-0·00054г)

10 вычислим р=(1126·8c_4(exp(-c_5(ы-20)))(c_3- c_2(ы-15))
(0·403+0·00081ы) $\sqrt{c_3}$)/(1-0·00054ы)

11 вычислим о=(2·4675(exp(0·8 $\ln$м))(exp(0·43 $\ln$н))
(exp(0·25 $\ln$(н/р)))(1-0·00054г))/(c_1c_3)

12 вычислим х=c_8+$c_9c_6c_7$+$c_{10}c_7$

13 если а>0 идти к 15

14 вычислим х=х-($c_{10}c_7$(ы-c_{11})^2 ($\sqrt{(c_{12}c_6^2+c_{13}c_6+c_{14})}$))/
(c_{15}(ы-c_{11})-c_{16})

15 вычислим ш=2х/(c_1 $\ln$(4(c_{17}+х(0·067+2·155c_{18}))/c_{19}))

16 вычислим б=c_1 о(г-ы)-c_{19}ш(ы-c_{11})

17 спросим

18 спросим

19 если б≥0 идти к 7

20 вычислим ы=ы-е е=е/2

21 если б+0·001<0 идти к 7

22 вычислим g=1/((г/о)+(c_1/(c_{18}ш)))

23 печатаем с 4 знаками м н р о

24 печатаем с 4 знаками ы х ш g

25 интервал 1

26 идти к 5

исполним 1

Приложение II

Расчет коэффициента теплопередачи по результатам натурных наблюдений

Полный коэффициент теплопередачи от нефти в грунт (средний на участке от $X_н$ до $X_к$) вычисляется по формуле:

$$K=\frac{M}{\pi Д(t_f-t_0)_{ср}}\left[\left(C_p-\varkappa\frac{dE}{dt}\right)_{ср}\frac{t_f^н-t_f^к}{X_к-X_н}+\frac{gh}{X_к-X_н}+\frac{C_p q_в \pi Д(X_к-X_н)}{M}\right] \quad (П-42)$$

При достаточно малых длинах участков для вычисления среднего значения величины на участке можно брать либо среднее арифметическое из значений величины в начале и в конце участка, либо (что несколько точнее) придавать больший вес значению величины в конце участка, вычисляя среднее значение по формуле:

$$A_{ср}=\frac{A_н+2A_к}{3},$$

где $A_{ср}$ - числовое значение осредняемой величины.

Для обработки опытных данных при вычислении К необходимо привлекать данные эксплуатации, соответствующие работе на одном режиме не менее 2-3 суток.

При отсутствии данных по распределению температуры на перегоне между тепловыми станциями, среднее значение коэффициента теплопередачи от нефти в окружающую среду можно приближенно рассчитать по формуле:

$$K=\frac{M\left(C_p-\varkappa\frac{dE}{dt}\right)_{ср}}{\pi Д l}\cdot \ln\frac{T_н-П_д}{T_к-П_д} \quad (П-43)$$

Расчеты по формуле проводятся методом последовательных приближений. За начальное приближение можно брать величину K, определяемую из уравнения:

$$KA = 0{,}6\frac{Rr}{N^2\psi}$$

(П-44)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методика расчета эксплуатационных режимов теплоизолированных мазутопроводов, Уфа, Главнефтеснаб, РСФСР, 1979.

2. Нефтепродукты. Метод определения фракционного состава, ГОСТ 2-177-66, М., Издательство стандартов, 1977.

3. Нефть. Степень подготовки для нефтеперерабатывающих предприятий, ГОСТ 9965-76, М., Изд.стандартов, 1977.

4. Нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов (ВСН-177-77), М., Гипротрубопровод, 1977.

5. Методическое руководство по статистическим исследованиям гидравлики трубопроводного транспорта. Утверждено Миннефтепромом, Авт.- Мирзаджанзаде А.Х. и др., Уфа, ВНИИСПТнефть, 1975.

6. Методическое руководство по применению адаптационных методов в газопроводном транспорте. Утверждено Мингазпромом, Авт, - Мирзаджанзаде А.Х. и др.,ВНИИЗГазпром, 1975.

7. Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования, СНиП II-45-75 М., Стройиздат, 1975.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

I. Общие положения 2
2. Исходные данные для расчета 4
3. Тепловой расчет нефтепровода при установившемся режиме перекачки нефти 9
4. Гидравлический расчет нефтепровода при установившемся режиме перекачки нефти I7
5. Приближенные теплогидравлические расчеты нефтепроводов.. I9
6. Расчет оптимальных параметров трубопроводов с учетом тепла трения 28
Приложение I. Условные обозначения 34
Приложение 2. Справочные таблицы 40
Приложение 3. Расчет полного коэффициента теплопередачи от жидкости в окружающую среду 44
Приложение 4. Расчет коэффициента увеличения гидравлического сопротивления Δ_r 52
Приложение 5. Расчет величины i 54
Приложение 6. Расчет интенсивности кристаллизации парафина 57
Приложение 7. Расчет эффективной теплоемкости нефти 60
Приложение 8. Примеры теплогидравлических расчетов 62
Приложение 9. Расчет критического числа Рейнольдса 83
Приложение I0. Программа расчета полного коэффициента теплопередачи на ЭЦВМ "Наири" 85
Приложение II. Расчет коэффициента теплопередачи по результатам натурных наблюдений 87
Список литературы 89

Н.А.Малюшин, П.И.Тугунов, А.П.Неволин, Л.С.Абрамзон, Р.Ш.Сыртланов, М.И.Двик, С.И.Челомбитко, С.А.Слащев, В.А.Русейкин.

Методика теплового и гидравлического расчета трубопроводов при стационарной перекачке ньютоновских нефтей с учетом тепла трения

РД 39-30-577-81

Подписано в печати 5.08.81 П0 48
Формат 60х84/16. Объем 3,9 в уч.-изд.л.
Тираж 300 экз. Заказ 3447 Цена 12 к.

Гипротрубопровод, 625019, г.Тюмень, ул.Республики, 209
Ротапринт Гипротрубопровода

gost.e-ecolog.ru