ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

„ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ"



РД 39-0148311-329-88

САМАРА

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Государственный институт по проектированию

и исследовательским работам в нефтяной промышленности

«ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ»

Отдел Научно — Технической Информации

ТЕХНИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ

ТИ — 91-88

Об изменении шифра
РД 39-30-648-81

Для сведения и руководства сообщаем:

РД 39-30-648-81 "Методика определения пускового давления для нефтепроводов, транспортирующих парафиновые нефти" присвоен новый шифр РД 39-0148311-329-88 и срок действия продлен до I января 1992г.

Зав ОНТИ		Данилова Н.И	Всего листов	I
Составил		Шагалова А.Е.	лист I	I-ТИ 91-88

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПУСКОВОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ ПАРАФИНОВЫЕ НЕФТИ

РД 39-0I483II- 329-88

I988

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

"УТВЕРЖДАЮ"
Начальник Главного научно-
технического управления
_____
Е.М Довжок
05 09 88г.

Методика определения пускового давления для нефтепроводов, транспортирующих парафиновые нефти

РД 39-0I483II - 329 -88

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Государственным институтом по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности "Гипровостокнефть"

Директор института Б.П.Усачев

Ответственный исполнитель:

Зав.лаб.сбора и сепарации нефти,к.т.н. В.Н.Дегтярев

Исполнители:

Младший научный сотрудник, к.т.н. О.Я.Гилева

Младший научный сотрудник А.Н.Раевская

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель директора института ВНИИСПТнефть по научной работе письмо № I5-3-30/II от II.02.88 Ю.И.Толкачев

Главный инженер Главтранснефти В.Х.Галюк

Руководящий документ

Методика определения пускового давления для нефтепроводов, транспортирующих парафиновые нефти.

РД 39-0I483II- 329 - 88

Вводится взамен РД 39-30-648-8I "Методика определения пускового давления для нефтепроводов, транспортирующих парафиновые нефти"

Срок введения установлен с I января I989 г.

Срок действия до I января I992 г.

Методика определения пускового давления для нефтепроводов, транспортирующих парафиновые нефти, позволяет определить минимальное давление, необходимое для сдвига "застывшей" в трубопроводе нефти при заданном времени остановки, время безопасной остановки трубопровода при известном допустимом давлении на насосной станции.

Методика составлена на основании теоретических и экспериментальных работ, проведенных в институте "Гипровостокнефть'

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Методика расчета пускового давления для нефтепроводов, транспортирующих парафиновые нефти, позволяет рассчитать минимальное давление сдвига "застывшей" нефти для магистральных трубопроводов, технологических коммуникаций насосно-перекачивающих станций, узлов подогрева и резервуарных парков после остановки перекачки.

I.2. Методика расчета пускового давления предназначена для наземных трубопроводов; трубопроводов, проложенных в воде; подземных трубопроводов, для которых процесс охлаждения

можно считать осесимметричным.

I.3. Методика расчета пускового давления предназначена для участка трубопровода, на котором можно пренебречь процессами конвекции (из-за высокой вязкости нефти) и считать, что охлаждение нефти идет только за счет теплопроводности.

2. ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

2.I. Параметры трубопровода:

G – производительность перекачки, кг/с;

$R_н$ – наружный радиус трубопровода, м;

$R_{вн}$ – внутренний радиус трубопровода, м;

L – длина участка, на котором осуществляется пуск трубопровода, м;

H – глубина заложения трубопровода до оси, м;

r – текущий радиус, м;

ℓ – текущая длина , м;

$\ell_{кк}$ – длина участка трубопровода до сечения, в котором прекращаются процессы свободной конвекции, м;

$\ell_з$ – длина участка трубопровода до сечения, в котором температура нефти на оси трубы равна температуре застывания, м;

Δx – элемент длины, расположенной на участке трубопровода, где температура нефти на оси трубы равна или ниже температуры застывания, м.

2.2. Параметры перекачиваемой нефти.

$T'_н$ – температура нефти в момент остановки перекачки в начальном сечении участка трубопровода, на котором осуществляется пуск, ^{o}C;

$C_н$ – удельная теплоемкость нефти, $\frac{Дж}{кг \cdot {}^{o}C}$;

$\lambda_н$ – теплопроводность нефти, $\frac{Дж}{м \cdot с \cdot {}^{o}C}$;

$a_н$ – коэффициент температуропроводности нефти, $м^2/ч$;

$T_з$ – температура застывания нефти, ^oC;

T_r – текущая температура нефти на радиусе r, ^oC;

θ_{min} – минимальное начальное напряжение сдвига, $Н/м^2$;

B – коэффициент тиксотропии, $1/ч$;

A – показатель крутизны тензограммы $\frac{Н}{м^2 \cdot {}^oC}$;

n – показатель степени параболы, описывающей эпюры температур по радиусу трубы.

2.3. Параметры окружающей среды:

T_0 – температура окружающей среды в ненарушенном тепловом состоянии, ^oC;

$a_{гр.}$ – температуропроводность грунта, $м^2/ч$;

$\lambda_{гр.}$ – теплопроводность грунта, $\frac{Дж}{м \cdot с \cdot {}^oC}$;

$\lambda_в$ – теплопроводность воздуха, $\frac{Дж}{м \cdot с \cdot {}^oC}$;

$\nu_в$ – кинематическая вязкость воздуха, $м^2/с$;

$\nu_ж$ – кинематическая вязкость воды, $м^2/с$;

$\beta_в$ – коэффициент объемного расширения воздуха, $1/{}^oC$;

$\beta_ж$ – коэффициент объемного расширения воды, $1{}^oC$;

$c_в$ – удельная теплоемкость воздуха, $\frac{Дж}{кг \cdot {}^oC}$;

$c_ж$ – удельная теплоемкость воды, $\frac{Дж}{кг \cdot {}^oC}$;

$\rho_в$ – плотность воздуха, $кг/м^3$;

$\rho_ж$ – плотность воды, $кг/м^3$.

$\lambda_ж$ – теплопроводность воды, $\frac{Дж}{м \cdot с \cdot {}^oC}$

2.4. Дополнительные параметры:

P_c – давление сдвига "застывшей" нефти, Па;

$P_{доп.}$ – допустимое давление на насосной станции , Па;

t – время остановки перекачки, ч;

$t_{б.о.}$ – время безопасной остановки трубопровода, ч;

$t_т$ – время тиксотропного восстановления, ч;

$T_{нар.}$ – температура на наружной поверхности трубы, ^oC;

K – полный коэффициент теплопередачи, $\frac{Дж}{м^2 \cdot м \cdot {}^oC}$;

$\alpha_{нар.}$ – внешний коэффициент теплоотдачи, $\frac{Дж}{м^2 \cdot с \cdot {}^oC}$;

g – ускорение силы тяжести, $м/с^2$.

2.5. Безразмерные параметры:

$$Шу = \frac{2\pi K R_{вн} L}{G c_н}$$ – критерий Шухова;

$$Pr = \frac{\nu c \rho g}{\lambda}$$ – критерий Прандля;

$$Gr = \frac{8 g \beta R_н^3 (T_{нар.} - T_0)}{\nu^2}$$ – критерий Грасгофа;

$$Bi = \frac{\alpha_{нар.} R_{вн}}{\lambda_н}$$ – критерий Био;

$$Fo = \frac{a_н t}{R_{вн}^2}$$ – критерий Фурье;

$$Fo^* = \frac{1}{Bi(n+1)} + \frac{n}{(n+1)(n+2)Bi^2} + \frac{1}{2n(n+1)} - \frac{1}{2Bi(n+1)(n+2)} - \frac{2}{3n(n+1)(n+2)} - \frac{n}{(n+1)Bi^2}\left[1 + \frac{n}{(n+2)Bi}\right] \ln\left(1 + \frac{Bi}{n}\right)$$ – критерий Фурье, отвечающий времени начала снижения температуры нефти на оси трубопровода в любом сечении на участке, где в момент остановки конвекцией можно пренебречь;

$$Fo' = \frac{Fo - Fo^*}{\frac{1}{2(n+2)} + \frac{1}{2Bi}}$$ – обобщенный критерий Фурье;

Fo_1' –обобщенный критерий Фурье, отвечающий моменту прихода температуры нефти, равной температуре ее застывания, на ось трубы в конечном сечении участка трубопровода, на котором осуществляется сдвиг:

$$E = \frac{T_3 - T_0}{T_н' - T_0} .$$

3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА И ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЕ

3.1. Параметры трубопровода:

- производительность перекачки,
- внутренний и наружный радиус трубопровода,
- длина участка, на котором осуществляется пуск трубопровода,
- глубина заложения трубопровода до оси.

3.2. Параметры перекачиваемой нефти:

- теплофизические свойства нефти
- температура застывания нефти;
- температура нефти в момент остановки в начальном сечении участка трубопровода, на котором осуществляется пуск;
- коэффициент тиксотропии;
- показатель крутизны тензограммы;
- показатель степени параболы, описывающий эпюру температур по радиусу трубы.

3.3. Параметры окружающей среды:

- теплофизические свойства окружающей среды $c, \lambda, a, \rho, \beta, \nu$;
- температура окружающей среды в ненарушенном тепловом состоянии (для заглубленных трубопроводов T_0 берется на уровне оси трубопровода).

3.4. Дополнительные параметры:

- допустимое давление на насосной станции;
- время остановки перекачки;
- полный коэффициент теплопередачи.

3.5. Определение показателя степени параболы, описывающий эпюру температур по радиусу трубы.

3.5.I. Показатель степени параболы, описывающей эпюру температур по радиусу трубы, связан с теплофизическими свойствами нефти и для каждого сорта нефти должен определяться экспериментально в лабораторных условиях.

3.5.2. Установка для определения n (рис.I) представляет собой вертикально установленную металлическую трубу I внутренним диаметром 0,3I м, длиной 0,6 м и толщиной стенок 0,0I м. На концах трубы устанавливаются заглушки 2 из теплоизолирующего материала.

Температура по сечению трубы определяется шестью термопарами, смонтированными на одно плато 3 и соединенными с самопишущим потенциометром 4 (точность определения температуры $\pm$ 0,25°С). Термопары располагаются в нефти перпендикулярно оси трубы. Нагрев нефти до температуры опыта осуществляется электроспиралями 5, размещенными в съемном кожухе 6. Заданная температура нагрева поддерживается контактным термометром 7. Охлаждение нефти осуществляется или на воздухе, или с помощью одеваемой на трубу разъемной "рубашки" с проточной водой заданной температуры.

Температура воздуха у стенки трубы в процессе охлаждения фиксируется термопарой 8.

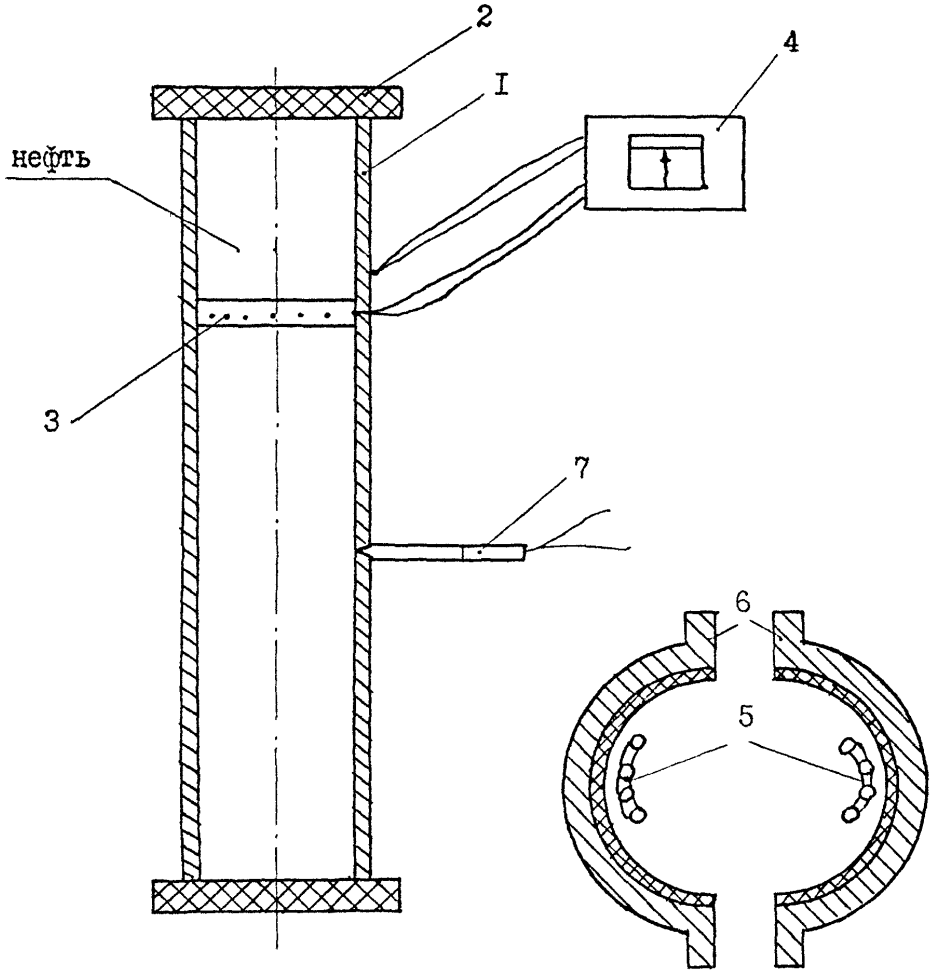


Рис.I. Схема лабораторной установки.

3.5.3. Порядок проведения экспериментов: нефть в установке нагревается до температуры при которой она становится ньютоновской системой и выдерживается при температуре нагрева 30 минут, после чего нагрев отключается и нагревательный кожух снимается. Проводится охлаждение, изменение температуры по сечению фиксируется на потенциометре.

3.5.4. Для определения n используются эпюры температур, начиная с времени охлаждения, когда температура нефти на оси становится на $1^{\circ}C$ выше ее температуры застывания.

Показатель n определяется методом наименьших квадратов из уравнения:

$$T_r = T_0 + (T_н - T_0)\left[1 - \left(\frac{r}{R}\right)^n\right] \exp\left\{-2(n+2)\left[\frac{a_н t}{R_{вн}^2} - \frac{1}{2n(n+1)} + \frac{2}{3n(n+1)(n+2)}\right]\right\} \quad (I)$$

За начальную температуру $T_н$ нефти принимается температура, ниже которой охлаждение происходит за счет теплопроводности (свободная конвекция отсутствует). Момент достижения этой температуры принимается за начало отсчета времени охлаждения. Окончанием конвективного охлаждения считается момент, когда разность между показанием термопары, расположенной у стенки, и среднеарифметическим по показаниям остальных термопар составляет две погрешности потенциометра по температуре. Среднеарифметическое по показаниям термопар (исключая термопару, расположенную у стенки) для этого момента принимаем за $T_н$.

3.5.5. Размеры установки для определения показателя степени параболы n могут быть иными, лишь бы выполнялось условие $\frac{L}{D} > 2$. Количество термопар для определения распределения температуры нефти по радиусу трубы должно быть не менее пяти.

3.6. Определение показатели крутизны тензограммы A и коэффициента тиксотропного восстановления B

3.6.I. Минимальное начальное напряжение сдвига в зависимости от температуры опыта и времени тиксотропного восстановления определяется соотношением:

$$\theta_{min} = A(T_3 - T)[1 - exp(-Bt_т)] \qquad (2)$$

3.6.2. Прибор и способ определения минимального начального напряжения сдвига описаны в /I,2,3/. Капилляр произвольной длины L и радиуса $R_{вн}$ заполняется исследуемой нефтью и термостатируется при температуре опыта. На концах капилляра устанавливаются манометры. Один конец закрывается, а к другому прикладывается давление, которое поддерживается постоянным в течение всего эксперимента. Эксперимент проводится до установления постоянных величин давления на манометрах. Минимальное начальное напряжение сдвига рассчитывается по формуле:

$$\theta_{min} = \frac{\Delta P \cdot R_{вн}}{2L} \qquad (3)$$

где:

ΔP – перепад давления на контрольном участке капилляра после установления постоянных величин давления на манометрах.

3.6.3. Определение минимального начального напряжения сдвига проводится ниже температуры застывания нефти на двух температурных уровнях при одном и том же времени термостатирования (время термостатирования должно быть не менее 4 часов). Показатель крутизны тензограммы A рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{\theta_{min}(T=T_1) - \theta_{min}(T=T_2)}{T_2 - T_1} \qquad (4)$$

3.6.4. Для определения коэффициента тиксотропного восстановления B проводится эксперимент при температуре T_1 и времени термостатирования не менее 4 часов, но отличном от времени, при котором определялся коэффициент A. Коэффициент B рассчитывается по формуле:

$$B = -\frac{1}{t_т} \ln\left[\frac{\theta_{min}(T=T_1)}{A(T_3 - T_1)} - 1\right] \qquad (5)$$

3.7. Определение критерия Био

3.7.1. Для подземных трубопроводов критерий Био не является величиной постоянной. Изменение его связано с измененением внешнего коэффициента теплоотдачи за время остановки.

3.7.2. Для расчета давления сдвига критерий Био берется отвечающим времени остановки и рассчитывается согласно /4/ по формуле:

$$Bi = \frac{\lambda_{гр}}{\lambda_н R_н \left(1 + \frac{4a_{гр}}{R_н^2} t\right) \ln \frac{2H}{R_н}} R_{вн} \qquad (6)$$

3.7.3. Для наземных и подводных трубопроводов

$$Bi = \frac{\alpha_{нар.}}{\lambda_н} R_{вн} \qquad (7)$$

где $\alpha_{нар}$ вычисляется согласно /5/:

$$\alpha_{нар} = \varepsilon_{в(ж)} \cdot \frac{\lambda_{в(ж)}}{2R_н} \left(G_ч \cdot P_ч\right)^{u_{в(ж)}}_{в(ж)} \qquad (8)$$

Индексы "в" и "ж" относятся соответственно к воздуху и воде, а коэффициенты ε и u зависят от произведения $(G_ч \cdot P_ч)$:

Таблица I

$Gr \cdot Pr$	ε	u
$10^{-3} \div 5\ 10^{3}$	I,I8	I/8
$5 \cdot 10^{3} \div 2\ 10^{7}$	0,54	I/4
$2 \cdot 10^{7} \div 10^{18}$	0,I35	I,3

4. РАСЧЕТ ДАВЛЕНИЯ СДВИГА "ЗАСТЫВШЕЙ" В ТРУБОПРОВОДЕ НЕФТИ

4.I. После остановки перекачки можно выделить две зоны охлаждения нефти в трубопроводе: конвективную и неконвективную, где в связи с началом структурообразования и высокой вязкостью конвективные процессы в нефти прекращаются. По мере увеличения времени остановки температура нефти на оси в сечении $x = L$ снижается и становится равной температуре застывания. Начиная с этого момента, в трубопроводе появляется участок, возобновление перекачки на котором может быть осуществлено только после сдвига " застывшей " на нем нефти.

На рис.2 приведена схема "горячего" трубопровода после его длительной остановки.

4.2. Минимальное давление сдвига "застывшей" в трубопроводе нефти определяется с учетом изменения температуры нефти по длине и в сечении трубопровода, а также с учетом увеличения длины участка, где необходимо осуществить сдвиг.

4.3. Метод расчета величины $^{давления}v$, необходимого для сдвига "застывшей" в трубопроводе нефти, определяется соотношением

значений обобщенного критерия Фурье F_o', отвечающего заданному времени остановки, и обобщенного критерия Фурье F_{o_1}', отвечающего моменту прихода температуры нефти, равной ее температуре застывания, на ось трубы в сечении $x = L$.

$$F_{o_1}' = -\ell n E - Ш_y \qquad (9)$$

$$F_o' = \frac{F_o - F_o^*}{\frac{1}{2(n+2)} + \frac{1}{2Bi}} \qquad (10)$$

Возможны два случая:

а) $F_o' > F_{o_1}'$ – расчет давления сдвига производится согласно данной "Методики".

б) $F_o' < F_{o_1}'$ – расчет пускового давления проводится по методикам, разработанным в институте ВНИИСПТнефть.

4.4. Расчет давления сдвига для заданного времени остановки t производится на ЭВМ по формуле:

$$P_c = \frac{2A(T_н' - T_o)\left[1 - exp(-Bt_1)\right] n (n-1)^{\frac{1}{n}-1} L}{R_{вн}\left(1 + \frac{n}{Bi}\right)^{\frac{1}{n}} Ш_y} \int_{exp(-Ш_y - F_o')}^{E} \left(\frac{E-y}{y}\right)^{1-\frac{1}{n}} dy \qquad (11)$$

здесь Bi – критерий Био, определяемый по ф.6 или по ф.7;

F_o' – обобщенный критерий Фурье, определяемый по ф.10;

A, B, n – коэффициенты, определяемые экспериментально согласно разделу 3;

$T_н', T_o, R_{вн}, L, Ш_y, E, P_{доп}, a_н, F_o^*$ – параметры, расшифровка которых приведена в разделе 2.

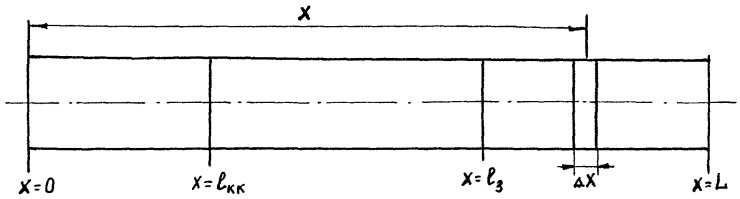


Рис.2. Схема "горячего" трубопровода после его длительной остановки

4.5. При $1 < n \leq 2{,}5$ и $F_{o_1}' \leq F_o' \leq -Ш_y - \ell n \frac{E}{2}$ давление сдвига может быть вычислено по приближенной формуле. Ошибка при этом составит не более 4%:

$$P_c = \frac{2A(T_н' - T_o)\left[1-\exp(-B t_т)\right] n(n-1)^{\frac{1}{n}-1} L \cdot E \cdot \varphi^{2-\frac{1}{n}}}{R_{вн}\left(1+\frac{n}{Bi}\right)^{\frac{1}{n}} Ш_y} \cdot \frac{}{2-\frac{1}{n}} \left\{1 + \frac{(1-\frac{1}{n})(2-\frac{1}{n})}{3-\frac{1}{n}}\varphi + \frac{(1-\frac{1}{n})(2-\frac{1}{n})^2}{2(4-\frac{1}{n})}\varphi^2\right\} \quad (12)$$

где $\varphi = \frac{E - \exp(-Ш_y - F_o')}{E}$

4.6. При расчетах по формулам (10,11) принимается $t_т$ равным t, что ведет к некоторому завышению расчетного значения давления сдвига.

5. РАСЧЕТ ВРЕМЕНИ БЕЗОПАСНОЙ ОСТАНОВКИ ТРУБОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ ПАРАФИНОВЫЕ НЕФТИ

5.1. Время безопасной остановки трубопроводов, транспортирующих парафиновые нефти определяется величиной располагаемого давления насосной станции и механической прочностью трубы.

5.2. Время безопасной остановки перекачки при допустимом давлении определяется из решения системы уравнений:

$$\begin{cases} P_{доп} = \dfrac{2A(T_н' - T_o)\left[1-\exp(-B t_{б.о.})\right] n(n-1)^{\frac{1}{n}-1} L}{R_{вн}\left(1+\frac{n}{Bi}\right)^{\frac{1}{n}} Ш_y} \displaystyle\int_{}^{E} \left(\frac{E-y}{y}\right)^{1-\frac{1}{n}} dy \\ \qquad \exp\left[-Ш_y - \dfrac{\frac{a_н t_{б.о}}{R_{вн}^2} - F_o^*}{\frac{1}{2(n+2)} + \frac{1}{2Bi}}\right] \\ t_{б.о} \geq \dfrac{R_{вн}^2}{a_н}\left\{\left[\frac{1}{2(n+2)} - \frac{1}{2Bi}\right] F_{o_1}' + F_o^*\right\} \end{cases} \quad (13)$$

здесь F_{o_1}' – обобщенный критерий Фурье, определяемый по ф.9;

Bi – критерий Био, определяемый по ф.6 или ф.7;

A, B, n – коэффициенты, определяемые экспериментально согласно разделу 3;

$T'_н$, T_0, $t_т$, L, $R_{вн}$, $Ш_у$, E, $P_{доп.}$, $a_н$, F_o^* – параметры, расшифровка которых приведена в разделе 2.

Решение системы уравнений приводится на ЭВМ.

5.3. Используя приближенное решение, можно определить время безопасной остановки перекачки графоаналитическим методом.

Для , $t \geq \frac{R_{вн}^2}{a_н}\left\{\left[\frac{1}{2(n+2)}+\frac{1}{2Bi}\right]\cdot F'_{o_1}+F_o^*\right\}$

строится график зависимости "давление сдвига – время остановки перекачки" (рис.3) с использованием уравнения:

$$P_c = \frac{2A(T'_н-T_0)\left[1-exp(-Bt)\right]n(n-1)^{\frac{1}{n}-1}LE}{R_{вн}\left(1+\frac{n}{Bi}\right)^{\frac{1}{n}}Ш_у}\cdot\frac{\varphi^{2-\frac{1}{n}}}{2-\frac{1}{n}}\left\{1+\frac{(1-\frac{1}{n})(2-\frac{1}{n})}{3-\frac{1}{n}}\varphi+\frac{(1-\frac{1}{n})(2-\frac{1}{n})^2}{2(4-\frac{1}{n})}\cdot\varphi^2\right\} \quad (14)$$

где $$\varphi = \frac{E-exp\left[-Ш_у\frac{\frac{a_н t}{R_{вн}^2}-F_o^*}{\frac{1}{2(n+2)}+\frac{1}{2Bi}}\right]}{E}$$

По оси ординат откладывается значение допустимого давления и проводится прямая, параллельная оси абсцисс, до пересечения с кривой $P_c = P_c(t)$.Абсцисса точки пересечения отвечает предельно допустимому времени безопасной остановки перекачки.

5.4. Заинтересованным организациям, эксплуатирующим нефтепроводы с "застывающими" нефтями, необходимо заранее определить время безопасной остановки перекачки для возможных

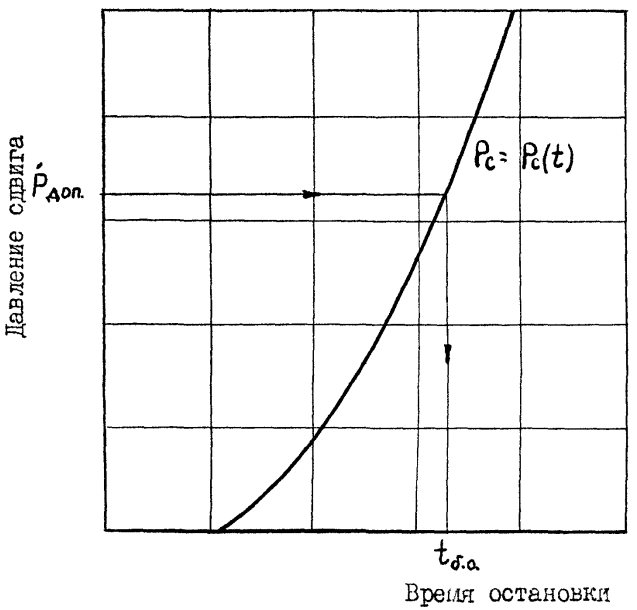


Рис.3. Зависимость давления сдвига от времени остановки перекачки.

условий остановок трубопроводов и полученные результаты иметь в виде графиков. Пример построения такого графика и пользование им приведен в приложении.

6. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА

6.I. Пример I. Рассчитать давление, необходимое для возобновления перекачки на участке трубопровода ⌀ 720хI0, уложенного в грунт на глубину I,I м до оси, после II0 часов остановки.

Исходные данные:

а) параметры трубопровода:

G = 330 кг/с

$R_н$ = 0,36 м

$R_{вн}$ =0,35 м

L = 200000 м

H = I,I м

б) параметры нефти:

$C_н$ = 2090 $\frac{Дж}{кг \cdot {}^{o}C}$

$\lambda_н$ = 0,0I75 $\frac{Дж}{м \cdot с \cdot {}^{o}C}$

$T_з$ = 23°C

$T'_н$ = 58°C

B =0,67 I/ч

A = 5,8 $\frac{Н}{м^2 \cdot {}^{o}C}$

n = I,7

в) параметры грунта:

$T_0 = 4^{\circ}C$

$a_{гр} = 0{,}002$ м3/ч

$\lambda_{гр} = 1{,}39 \frac{Дж}{м \cdot с \cdot {}^{\circ}C}$

г) дополнительные параметры:

$K = 1{,}163 \frac{Дж}{м^2 \cdot с \cdot {}^{\circ}C}$

$t = 110$ ч

1) Рассчитываем критерий Bi по формуле (6) для 110 часов остановки.

$$Bi = \frac{\lambda_{гр} R_{вн}}{\lambda_н R_н \left(1 + \frac{4 a_{гр}}{R_н^2}\right) \ln \frac{2H}{R_н}} = \frac{1{,}39 \cdot 0{,}35}{0{,}0175 \cdot 0{,}36 \left(1 + \frac{4 \cdot 0{,}002}{0{,}36^2} \cdot 110\right) \ln \frac{2 \cdot 1{,}1}{0{,}36}} = 5{,}5$$

2) По формулам (9) и (10) рассчитываем F_{o_1}' и F_o', сравниваем между собой:

$$F_{o_1}' = -\ln E - Шу,$$

$$F_o' = \frac{F_o - F_o^*}{\frac{1}{2(n+2)} + \frac{1}{2Bi}},$$ где:

$$E = \frac{T_з - T_o}{T_н' - T_o} = \frac{23 - 4}{58 - 4} = 0{,}3519$$

$$\ln E = \ln 0{,}3519 = -1{,}0444$$

$$Шу = \frac{2\pi R_{вн} K L}{G c_н} = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 1{,}163 \cdot 0{,}35 \cdot 200000}{330 \cdot 2090} = 0{,}74$$

$$F_o = \frac{a_н t}{R_{вн}^2} = \frac{0{,}0002 \cdot 110}{0{,}35^2} = 0{,}1796$$

$$F_o^* = \frac{1}{(n+1)Bi} + \frac{n}{(n+1)(n+2)Bi^2} + \frac{1}{2n(n+1)} - \frac{1}{2(n+1)(n+2)Bi} - \frac{2}{3n(n+1)(n+2)} - \frac{n}{(n+1)Bi^2} \cdot$$

$$\cdot \left[1 + \frac{n}{(n+2)Bi}\right] \ln\left(1 + \frac{Bi}{n}\right) = \frac{1}{(1{,}7+1)5{,}5} + \frac{1{,}7}{(1{,}7+1)(1{,}7+2) \cdot 5{,}5^2} + \frac{1}{2 \cdot 1{,}7 (1{,}7+1)} -$$

$$- \frac{1}{2(1{,}7+1)(1{,}7+2) \cdot 5{,}5} - \frac{2}{3 \cdot 1{,}7 (1{,}7+1)(1{,}7+2)} - \frac{1{,}7}{(1{,}7+1)5{,}5^2}\left[1 + \frac{1{,}7}{(1{,}7+2)5{,}5}\right] \ln\left(1 + \frac{5{,}5}{1{,}7}\right) = 0{,}101$$

т.о. $F_{o_1}' = -(-1,0444) - 0,74 = 0,3044$

$$F_o' = \frac{0,1796 - 0,101}{\frac{1}{2(1,7+2)} + \frac{1}{2 \cdot 5,5}} = 0,3477$$

Т.к. $F_o' > F_{o_1}'$, расчет давления сдвига проводится согласно данной "Методики".

3. Так как $n = 1,7$, т.е. $1 < n < 2,5$, а $(-Ш_y - \ln\frac{E}{2}) = 0,9976$, т.е. $F_{o_1}' < F_o' < -Ш_y - \ln\frac{E}{2}$, то используем формулу (12) для вычисления давления сдвига:

$$\varphi = \frac{E - \exp(-Ш_y - F_o')}{E} = \frac{0,3519 - \exp(-0,74 - 0,3477)}{0,3519} =$$

$= 0,04234$

$$P_c = \frac{2A(T_н' - T_o)[1-\exp(-Bt_1)]n(n-1)^{\frac{1}{n}-1} \cdot EL}{R_{вн}\left(1+\frac{n}{Bi}\right)^{\frac{1}{n}} Ш_y} \cdot \frac{\varphi^{2-\frac{1}{n}}}{2-\frac{1}{n}} \left\{1 + \frac{(1-\frac{1}{n})(2-\frac{1}{n})}{3-\frac{1}{n}}\varphi + \frac{(1-\frac{1}{n})(2-\frac{1}{n})^2}{2(4-\frac{1}{n})}\varphi^2\right\} =$$

$$= \frac{2 \cdot 5,8(58-4)[1-\exp(-0,67 \cdot 110)] \cdot 1,7(1,7-1)^{\frac{1}{1,7}-1} \cdot 0,3519 \cdot 200000}{0,35\left(1+\frac{1,7}{5,5}\right)^{\frac{1}{1,7}} \cdot 0,518} \cdot \frac{0,04234^{2-\frac{1}{1,7}}}{2-\frac{1}{1,7}} \cdot$$

$$\cdot \left\{1 + \frac{(1-\frac{1}{1,7})(2-\frac{1}{1,7})}{3-\frac{1}{1,7}} \cdot 0,04234 + \frac{(1-\frac{1}{1,7})(2-\frac{1}{1,7})^2}{2(4-\frac{1}{1,7})} \cdot 0,04234^2\right\} = 23,5 \cdot 10^5 \text{ Па } (23,5 \text{ кг/см}^2)$$

6.2. Пример 2. Используя данные примера I, определить время безопасной остановки перекачки, если допустимое давление равно 6 МПа.

I. Время безопасной остановки определяем графоаналитическим способом для

$$t \geqslant \frac{R_{вн}^2}{a_н}\left\{\left[\frac{1}{2(n+2)}+\frac{1}{2Bi}\right]F_o' + F_o^*\right\}$$

Рассчитываем значение выражения:

$$\frac{R_{вн}^2}{a_н}\left\{\left[\frac{1}{2(n+2)}+\frac{1}{2Bi}\right]F_{o_1}' + F_o^*\right\} = \frac{0{,}35^2}{0{,}0002}\left\{\left[\frac{1}{2(1{,}7+2)}+\frac{1}{2\cdot 5{,}5}\right]\cdot 0{,}3044 + 0{,}101\right\} = 104 \text{ ч.}$$

2. Для времен остановки перекачки больших I04 часов по формуле (I2) рассчитываем, а затем строим график зависимости $P_c(t)$ (см.рис.4).

3. Построением находим время безопасной остановки перекачки при данном допустимом давлении на насосной станции:

$t_{б.о.}$ = II6 часов.

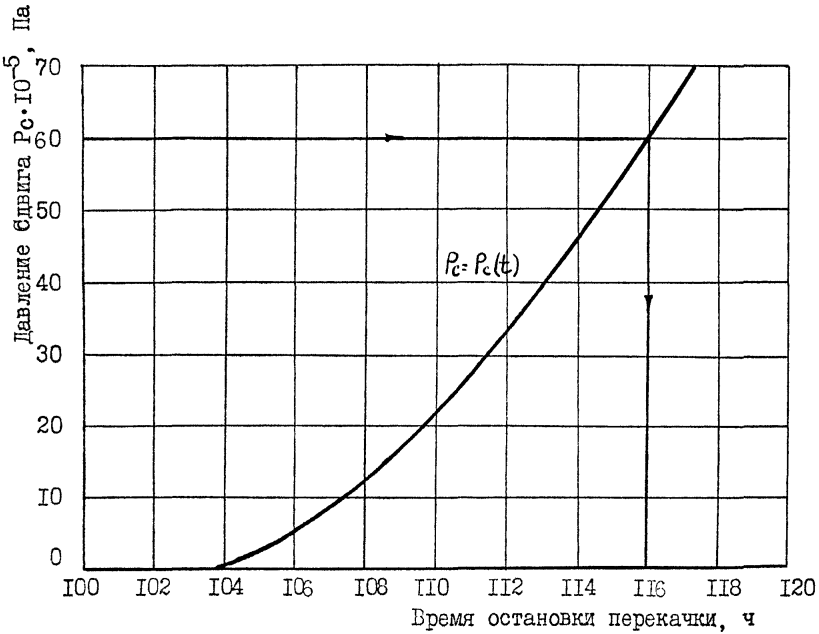


Рис.4. Зависимость давления сдвига от времени остановки перекачки

Построение графиков для определения времени безопасной остановки перекачки

Проведен расчет времени безопасной остановки перекачки в зависимости от температуры грунта в ненарушенном тепловом состоянии для различных теплогидравлических условий перекачки до остановки трубопровода, которые характеризуются критерием Шухова. Рассмотрен участок нефтепровода "Гурьев – Куйбышев" внутренним диаметром 0,7 м, длиной 200 км, который включает в себя одну насосную станцию и два пункта подогрева, один из которых совмещен с насосной станцией, а другой находится в середине участка (рис.I). Температура подогрева нефти 50°С.

По трубопроводу перекачивается мангышлакская нефть с температурой застывания 23°С, показатель степени параболы n =I,7, показатель крутизны тензограммы A =5,8 $\frac{Н}{м^2 \cdot °С}$, коэффициент тиксотропии B = 0,67 I/ч, температуропроводность нефти $a_н$ =0,0002 $м^3$/ч., критерия Био Bi =5,5. После длительной остановки перекачки формируются два идентичных участка с "застывшей" нефтью. Расчет давления сдвига проводится для участка длиной I00 км, а затем оно удваивается. Допустимое давление на насосной станции 5 МПа. Расчет времени безопасной остановки производится согласно разделу 5, результаты представлены в виде графика на рис.2.

Из рассмотрения графиков на рис.2 следует, что время безопасной остановки трубопровода в значительной степени зависит от температуры грунта (времени года) и теплогидравлических условий перекачки до остановки. Так, при одной и той же температуре грунта (6°С) для $Ш_у$ =0,7 оно составляет I06 ч., а

для $Ш_Ц = 0,5$ – 134 ч., а для одного и того же значения критерия Щухова ($Ш_Ц = 0,7$) при $T_0 = 2^{\circ}C$ время безопасной остановки – 88 ч., а при $12^{\circ}C$ – 148 ч.

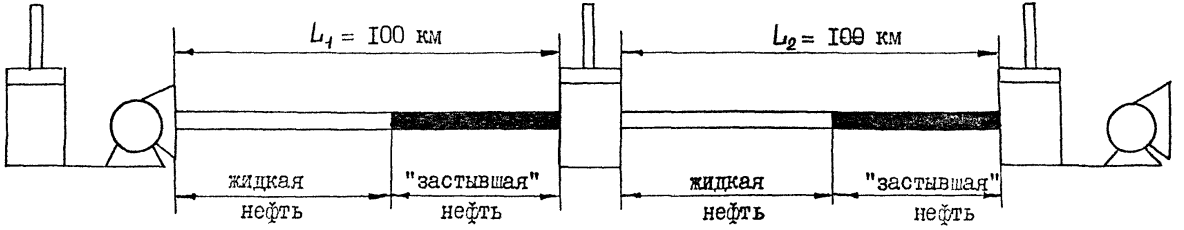


Рис.1. Схема участка нефтепровода "Гурьев-Куйбышев" после длительной остановки перекачки

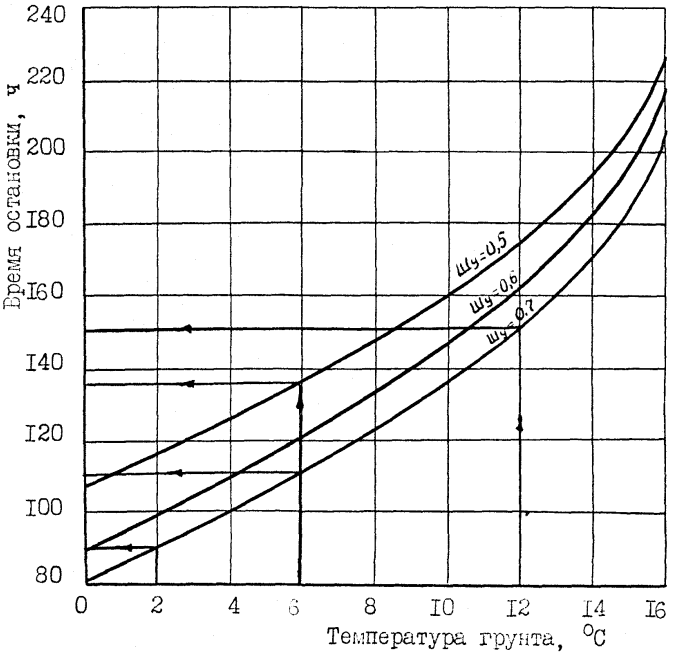


Рис.2. Зависимость времени безопасной остановки перекачки от температуры грунта для разных значений критерия Шухова.

ЛИТЕРАТУРА

I. Дегтярев В.Н., Диденко В.С. Прибор для измерения вязкости и начального напряжения сдвига жидкостей. – – а.с. № 364874 "Бюллетень изобретений и открытий" № 5, 1973.

2. Дегтярев В.Н., Диденко В.С. "Способ определения начального напряжения сдвига", а.с. № 798545. "Бюллетень изобретений и открытий" № 3, 1981.

3. Диденко В.С., Дегтярев В.Н. Исследование условий пуска нефтепровода с "застывшей" нефтью. – "Нефтяное хозяйство", 1977, № 3, с.44–47.

4. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Гольянов А.И. Остывание нефтей и нефтепродуктов в подземных трубопроводах.– РНТС "Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья". 1968. № 3, с.15–18.

5. Черникин В.И. "Перекачка вязких и застывающих нефтей", М., 1958 г.

gost.e-ecolog.ru