

ЛЕКЦИЯ 11 ПЕРЕКАЧКА НЕФТИ С ПОДОГРЕВОМ

Цель занятия:

1. Способы перекачки нефти с подогревом.

Лектор: PhD, ст. преп. каф. «ТТиЛС»
Сулеев Б.Д.

Наиболее распространенным способом трубопроводного транспорта высоковязких и высокозастывающих нефтей в настоящее время является их перекачка с подогревом. Поэтому мы рассмотрим ее наиболее подробно.

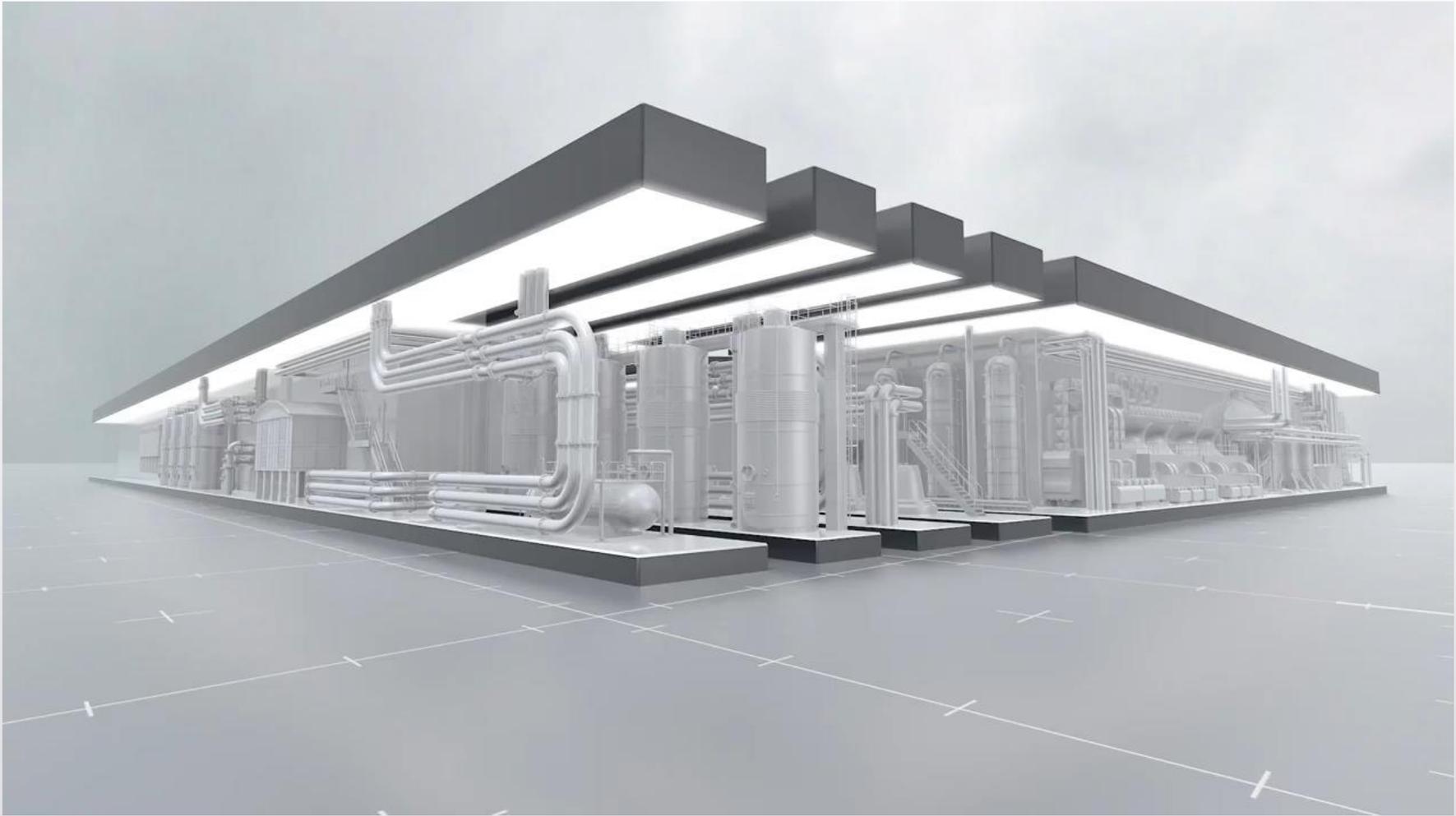
Существует несколько вариантов перекачки высокозастывающих нефтей с подогревом. Для коротких (чаще нефтебазовых) трубопроводов используют методы электроподогрева:

- путем пропуска электрического тока по телу трубы;
- применением электронагревательных элементов в виде специальных кабелей и лент.

Прямой электроподогрев трубы заключается в подсоединении источника переменного тока напряжением не выше 50 В к изолированному участку трубопровода. При прохождении по нему электрического тока согласно эффекту Джоуля, выделяется тепло и происходит равномерный нагрев стенок трубопровода и находящегося в нем продукта. В качестве источника питания, как правило, применяются однофазные трансформаторы. С учетом требований техники безопасности и незначительного сопротивления труб напряжение источника питания составляет 12...36 В. Максимальная длина трубопровода, обогреваемого от одного источника питания, равна 1200 м.

При большей длине обогреваемый трубопровод разбивается на несколько самостоятельных участков и питание подводится к каждому из них в отдельности. В этом случае стоимость электрической системы подогрева значительно возрастает за счет большого числа пунктов питания и длины соединительных проводов. Использование данного метода на магистральных трубопроводах сдерживается и по техническим причинам: нагреваемый участок должен быть электрически изолирован от грунта, чтобы предотвратить большие утечки тока.



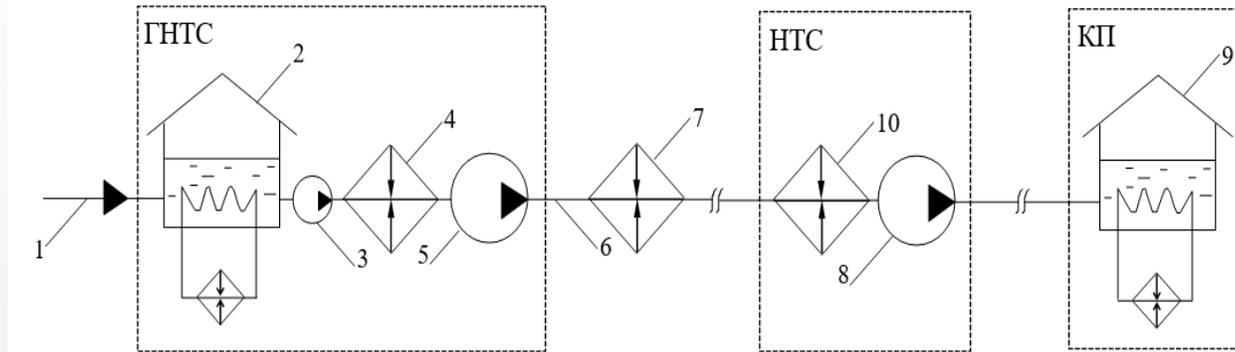


Более распространены электронагревательные элементы в виде кабелей и лент. Кабели высокого сопротивления имеют термостойкую электроизоляцию и защиту от механических повреждений. Монтируются в основном с наружной поверхности трубы. Энергопотребление нагревательного кабеля составляет около 100 Вт на 1 м трубы. Прокладка нагреваемого кабеля внутри трубы более эффективна, чем снаружи, так как все тепло идет на разогрев нефти.

Недостатком греющих кабелей является неравномерность нагрева трубы по периметру, что приводит к необходимости поддерживать на кабеле высокую температуру. Мощность, потребляемая греющим кабелем, достигает 4000 кВт, а обогреваемая длина 13,2 км.

Большее распространение для подогрева труб получили электронагревательные ленты шириной 25...80 мм, с длиной активной части от 3 до 40 м и толщиной 1,5 мм. Лента наматывается на трубопровод и его фасонные части. Для сокращения теплотерь трубопровод с гибкой лентой покрывается тепловой изоляцией

Для магистральных трубопроводов наибольшее распространение получил способ “горячей” перекачки, предусматривающий нагрев нефти перед ее закачкой в трубопровод и периодический подогрев нефти по мере ее остывания в процессе движения. Принципиальная схема такой перекачки следующая (рисунок 1).



1-подводящий трубопровод; 2,9- резервуары; 3- подводящий насос;
4,7,10- дополнительные подогреватели (печи подогрева);5,8- основные насосы;

ГНТС- головная насосно-тепловая станция;

НТС- насосно-тепловая станция; КП- конечный пункт

Рисунок 1 - Принципиальная технологическая схема «горячей» перекачки

Нефть с промысла по трубопроводу 1 подается в резервуарный парк 2 головной перекачивающей станции. Резервуары оборудованы подогревательными устройствами, с помощью которых поддерживается температура нефти, позволяющая выкачать ее подпорными насосами 3.

Они прокачивают нефть через дополнительные подогреватели и подают на прием магистральных насосов 5. Магистральными насосами нефть закачивается в магистральный трубопровод 6.

По мере движения в магистральном трубопроводе нефть за счет теплообмена с окружающей средой остывает. Поэтому по трассе трубопровода через каждые 25...100 км устанавливают пункты подогрева 7. Далее нефть попадает на промежуточную насосную станцию 8, где также установлены подогреватели и все повторяется снова. В конце концов нефть закачивается в резервуары 9 конечного пункта, также оборудованные системой подогрева.

В настоящее время в мире эксплуатируется более 50 “горячих” магистральных трубопроводов. Крупнейшим из них является нефтепровод Узень-Гурьев-Куйбышев.

Так как данный способ перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов получил наибольшее распространение мы уделим ему больше внимания.

12.1 ТЕПЛОВОЙ РЕЖИМ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ

Подогретая нефть, двигаясь по трубопроводу, отдает тепло в окружающую среду и постепенно остывает. Выделим на расстоянии x от начала трубопровода участок длиной dx и составим для него уравнение теплового баланса (рисунок 1.1).

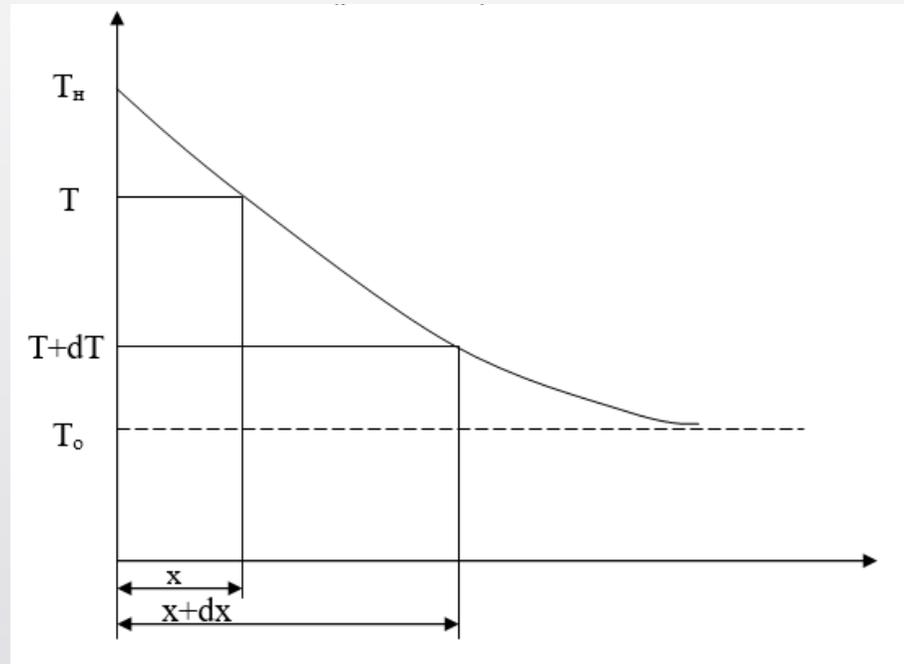


Рисунок 1.1 – Схема к выводу закона изменения температуры нефти по длине трубопровода

При движении нефти через рассматриваемый участок она охладится на dT и потеряет в единицу времени количество тепла (изменение теплосодержания)

$$dq_1 = -M \cdot c_p \cdot dT \quad (1.1)$$

где M - массовый расход;

c_p - теплоемкость нефти.

Знак “минус” учитывает, что температура нефти по мере удаления от пункта подогрева уменьшается ($dT < 0$).

Изменение температуры нефти в трубопроводе происходит по следующим причинам:

- отдача тепла в окружающую среду

$$dq_2 = K \pi D \cdot (T - T_o) \cdot dx; \quad (1.2)$$

- нагрев нефти вследствие выделения тепла трения

$$dq_3 = -M g_i \cdot dx; \quad (1.3)$$

- нагрев нефти вследствие выделения из нее кристаллов парафина

$$dq_4 = \frac{M\varepsilon\chi}{T_{нп} - T_{кп}} \cdot dT, \quad (1.4)$$

где K - полный коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду;

D - внутренний диаметр отложений в трубопроводе;

T - температура нефти в сечении x ;

T_o - температура окружающей среды;

i - средний гидравлический уклон;

ε - массовая доля парафина в нефти;

χ - теплота кристаллизации парафина (150 кДж/кг);

$T_{нп}$, $T_{кп}$ - температуры соответственно начала и конца выпадения парафина.

Соответственно уравнение теплового баланса для нефти, находящейся в участке трубы длиной dx , примет вид

$$-Mc_p dT = K\pi D \cdot (T - T_o)dx - Mgidx + \frac{M\varepsilon\chi}{T_{нп} - T_{кп}} dT. \quad (1.5)$$

Разделяя переменные, получим

$$dx = \frac{-M \cdot \left(c_p + \frac{\varepsilon \cdot \chi}{T_{нп} - T_{кп}} \right)}{K\pi D \cdot (T - T_o) - Mgi} \cdot dT. \quad (1.6)$$

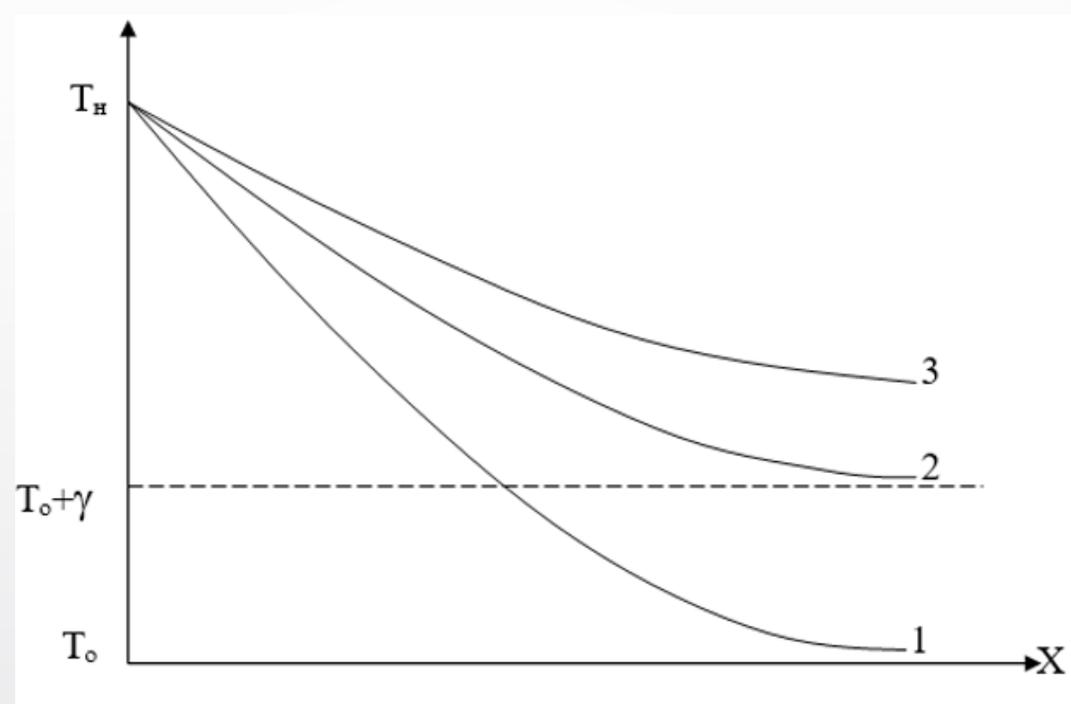
Интегрируя левую часть уравнения (1.6) от 0 до x , а правую от T_n до $T(x)$, после ряда преобразований получим

$$T(x) = T_o + \gamma + (T_n - T_o - \gamma) \cdot e^{-ax}, \quad (1.7)$$

где γ , a - расчетные коэффициенты

$$\gamma = \frac{Mgi}{K\pi D} \quad (1.8)$$

$$a = \frac{K\pi D}{M \left(c_p + \frac{\varepsilon\chi}{T_{нп} - T_{кп}} \right)}$$



1 - по формуле Шухова ($\varepsilon = 0$; $\gamma = 0$);

2 - по формуле (2.14) при $\varepsilon = 0$ и $\gamma \neq 0$;

3 - по формуле (1.7) при $\varepsilon \neq 0$ и $\gamma \neq 0$

Рисунок 1.2 - Характер изменения температуры нефти подлине трубопровода при различных значениях γ в ε ;

Из формулы (1.7) как частный случай ($\gamma = 0$, $\varepsilon = 0$) получается формула Шухова.

Характер изменения температуры нефти в трубопроводе при различных сочетаниях γ и ε приведен на рисунке 1.2 .

Из рисунка 1.2 видно, что вследствие выделения тепла трения температура нефти несколько превышает температуру окружающей среды. Чем больше в нефти парафина, тем медленнее она остывает.

Полный коэффициент теплопередачи, входящий в формулу (1.7), определяется из уравнения

$$\frac{1}{KD} = \frac{1}{\alpha_1 D} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{D_{i+1}}{D_i} + \frac{1}{\alpha_2 D_{из}}, \quad (1.10)$$

где λ_i , D_i , D_{i+1} - коэффициент теплопроводности, внутренний и наружный диаметры i -того слоя (отложений, трубы, изоляции);

α_1 - внутренний коэффициент теплоотдачи, характеризующий теплоперенос от нефти к внутренней поверхности отложений;

α_2 - внешний коэффициент теплоотдачи, характеризующий теплоперенос от внешней поверхности изоляции в окружающую среду;

$D_{из}$ - наружный диаметр изоляции

Внутренний коэффициент теплоотдачи определяется по формуле

$$\alpha_1 = \frac{\lambda_{\text{н}}}{D} \text{Nu}, \quad (1.11)$$

где $\lambda_{\text{н}}$ - коэффициент теплопроводности нефти.

Величина числа Нуссельта определяется по экспериментальным формулам в зависимости от режима перекачки, например, по Михееву:

- при ламинарном режиме ($\text{Re} \leq 2000$)

$$\text{Nu} = 0,17 \text{Re}^{0,33} \cdot \text{Pr}^{0,43} \cdot \text{Gr}^{0,1} \cdot \left(\frac{\text{Pr}}{\text{Pr}_w} \right)^{0,25}, \quad (1.12)$$

- при турбулентном режиме ($\text{Re} \geq 10000$)

-

$$\text{Nu} = 0,021 \cdot \text{Re}^{0,8} \cdot \text{Pr}^{0,43} \cdot \left(\frac{\text{Pr}}{\text{Pr}_w} \right)^{0,25} \quad (1.13)$$

Re, Pr < Gr - числа Рейнольдса, Прандтля и Грасгофа

$$Re = \frac{\omega D}{\nu}; \quad Pr = \frac{\nu \rho c_p}{\lambda_H}; \quad Gr = \frac{D^3 g \beta_t (T - T_w)}{\nu^2};$$

где β_t - коэффициент температурного расширения;

T_w - средняя температура стенки трубопровода.

В переходной области $2000 < Re < 10000$ величина коэффициента α_1 определяется интерполяцией.

Внешний коэффициент теплоотдачи определяется по формуле Аронса - Кутателадзе

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{гр}}{D_{из} \cdot \ln\left(\frac{4N_{п}}{D_{из}} + \frac{1}{Nu_o}\right)}, \quad (1.14)$$

где $N_{п}$ - приведенная глубина заложения трубопровода,

$$H_{\Pi} = H + H_{сн} \cdot \frac{\lambda_{гр}}{\lambda_{сн}};$$

H - фактическая глубина заложения;

$H_{сн}$ - высота снежного покрова;

$\lambda_{гр}$, $\lambda_{сн}$ - коэффициент теплопроводности соответственно грунта и снега;

Nu - число Нуссельта при теплоотдаче в воздух, $Nu_o = \frac{\alpha_o H}{\lambda_{гр}}$;

α_o - коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в воздух,

$\alpha_o \approx 11,63 \text{ Вт/(м}\cdot\text{град)}$.

При $H/D_{\text{из}} > 2$ вторым слагаемым под знаком логарифма можно пренебречь. Данное равенство выполняется в случае, когда $D_{\text{из}} \geq 600$ мм.

Для трубопроводов без специальной тепловой изоляции прокладываемых в грунтах малой влажности, при турбулентном режиме течения с малой погрешностью можно принять $K \approx \alpha_2$.

Из вышеприведенных формул видно, что при проектировании “горячих” трубопроводов дополнительно надо располагать данными о коэффициенте теплопроводности грунта, а также о теплоемкости и коэффициенте теплопроводности нефти.

В большинстве “горячих” трубопроводов при начальной температуре нефть течет в турбулентном режиме. Однако по мере удаления от пункта подогрева нефть остывает, ее вязкость возрастает, турбулентные пульсации молей жидкости ослабевают и на некотором удалении от пункта подогрева число Рейнольдса может стать равным критическому $Re_{\text{кр}}$, при котором турбулентный режим течения переходит в ламинарный.

Происходящую смену режима течения в “горячем” трубопроводе необходимо учитывать при гидравлическом расчете. Для этого надо знать протяженность участков с турбулентным и ламинарным режимами течения.

В соответствии с формулой (1.7) длина участка с турбулентным течением равна

$$l_T = \frac{Mc_p^*}{K_T \pi D} \cdot \ln \frac{T_H - T_o - \gamma_T}{T_{кр} - T_o - \gamma_T},$$

где c_p^* - обобщенная теплоемкость нефти, $c_p^* = c_p + \frac{\varepsilon \chi}{T_o - T_{hj}}$;

K_T , γ_T - соответственно полный коэффициент теплопередачи и коэффициент γ при турбулентном режиме течения нефти.

Аналогично можно выразить длину участка с ламинарным течением

$$l_{\text{л}} = \frac{Mc_p^*}{K_{\text{л}} \pi D} \cdot \ln \frac{T_{\text{кр}} - T_{\text{о}} - \gamma_{\text{л}}}{T_{\text{к}} - T_{\text{о}} - \gamma_{\text{л}}},$$

где $T_{\text{к}}$ - температура нефти на входе в пункт подогрева.

Соответственно расстояние между пунктами подогрева равно

$$l_{\text{тс}} = l_{\text{т}} + l_{\text{л}} = \frac{Mc_p^*}{\pi D} \cdot \left(\frac{1}{K_{\text{т}}} \cdot \ln \frac{T_{\text{н}} - T_{\text{о}} - \gamma_{\text{т}}}{T_{\text{кр}} - T_{\text{о}} - \gamma_{\text{т}}} + \frac{1}{K_{\text{л}}} \cdot \ln \frac{T_{\text{кр}} - T_{\text{о}} - \gamma_{\text{л}}}{T_{\text{к}} - T_{\text{о}} - \gamma_{\text{л}}} \right).$$

Во всех трех формулах присутствует неизвестная пока критическая температура $T_{\text{кр}}$. Выразим ее.

По определению

$$Re_{\text{кр}} = \frac{4Q_{\text{кр}}}{\pi D v_{\text{кр}}} \cdot \frac{\rho_{\text{кр}}}{\rho_{\text{кр}}} = \frac{4M}{\pi D \mu_{\text{кр}}}.$$

Отсюда динамическая вязкость нефти, соответствующая смене режима ее течения равна

$$\mu_{\text{кр}} = \frac{4M}{\pi D \text{Re}_{\text{кр}}} \quad (1.5)$$

С другой стороны, аналогично формуле Филонова-Рейнольдса можем записать

$$\mu_{\text{кр}} = \mu_* e^{-u_\mu (T_{\text{кр}} - T_*)}, \quad (1.16)$$

где μ_* - динамическая вязкость нефти при известной температуре T_* ;

u_μ - крутизна вискограммы для динамической вязкости.

Решая (1.15) и (1.16) совместно, находим

$$T_{\text{кр}} = T_* + \frac{1}{u_\mu} \cdot \ln \frac{\pi D \text{Re}_{\text{кр}} \cdot \mu_*}{4M}. \quad (1.17)$$

Возможны 2 частных случая. При $T_{кр} \geq T_k$ в трубопроводе имеет место только турбулентный режим течения и расстояние между пунктами подогрева $l_{тс}$ равно

$$l_{тс} = \frac{Mc_p^*}{K_T \pi D} \cdot \ln \frac{T_H - T_O - \gamma_T}{T_K - T_O - \gamma_T},$$

а при $T_H \leq T_{кр}$ режим течения в трубопроводе только ламинарный и расстояние между пунктами подогрева находится по формуле

$$l_{тс} = \frac{Mc_p^*}{K_L \pi D} \cdot \ln \frac{T_H - T_O - \gamma_L}{T_K - T_O - \gamma_L}.$$



РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Агапкин В.М., Кривошеин Б.Л., Юфин В.А. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов.- М: Недра, 1981.-256 с.
2. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов.- М: Недра, 1982.- 246 с.
3. Новоселов В.Ф., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Специальные методы перекачки. - Уфа: Изд. Уфим.нефт.ин-та, 1988.- 114 с.
4. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов.- М: Недра, 1984.- 224 с.
5. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам.- М: Недра, 1973.- 89 с.
6. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. и др. - М: Недра, 1988.- 368 с.