ЛЕКЦИЯ 11 ПЕРЕКАЧКА НЕФТИ С ПОДОГРЕВОМ

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.

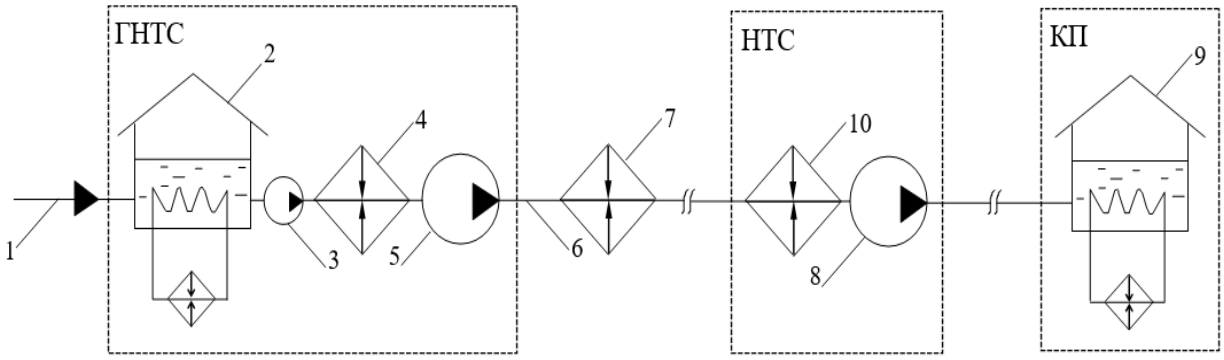
Большее распространение для подогрева труб получили электронагревательные ленты шириной 25...80 мм, с длиной активной части от 3 до 40 м и толщиной 1,5 мм. Лента наматывается на трубопровод и его фасонные части. Для сокращения теплопотерь трубопровод с гибкой лентой покрывается тепловой изоляцией.

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).

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.



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

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).

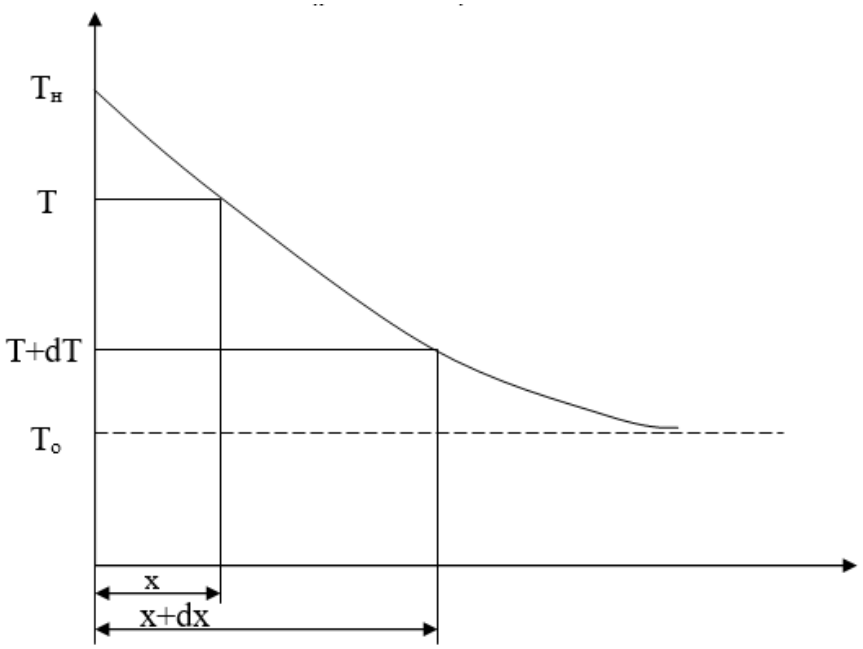


Рисунок 1.1 – Схема к выводу закона изменения температуры нефти по длине трубопровода

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

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

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

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

- нагрев нефти вследствие выделения тепла трения

$$dq_3 = -Mgi \cdot dx; \qquad (1.3)$$

- нагрев нефти вследствие выделения из нее кристаллов парафина

$$dq_4 = \frac{M\varepsilon\chi}{T_{н\,п} - T_{к\,п}} \cdot dT, \qquad (1.4)$$

где К - 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

$$-Mc_p dT = K\pi D \cdot (T - T_o)dx - Mgidx + \frac{M\varepsilon\chi}{T_{н\,п} - T_{к\,п}}dT. \qquad (1.5)$$

Разделяя переменные, получим

$$dx = \frac{-M \cdot \left(c_p + \dfrac{\varepsilon \cdot \chi}{T_{н\,п} - T_{к\,п}}\right)}{K\pi D \cdot (T - T_o) - Mgi} \cdot dT. \qquad (1.6)$$

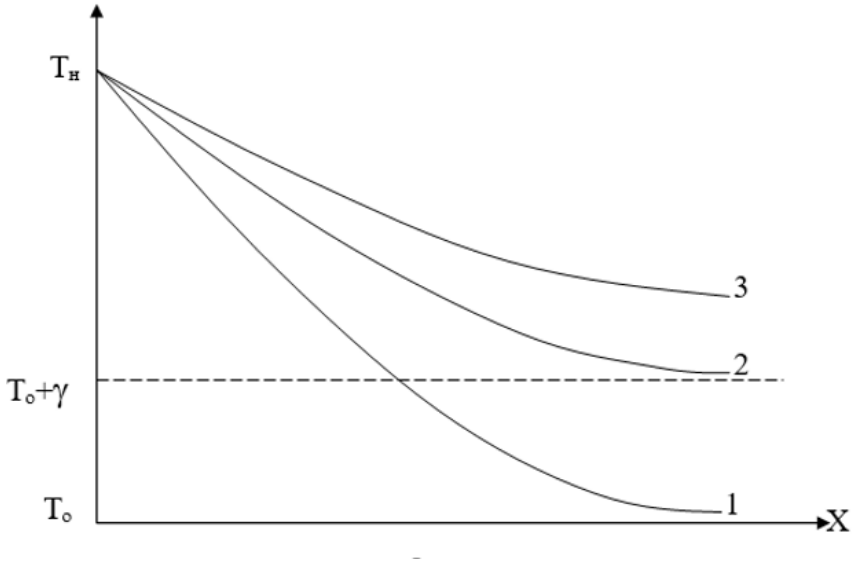
Интегрируя левую часть уравнения (1.6) от 0 до x, а правую от $T_н$ до T(x), после ряда преобразований получим

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

где γ, a - расчетные коэффициенты

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

$$a = \frac{K\pi D}{M\left(c_p + \dfrac{\varepsilon\chi}{T_{н\,п} - T_{к\,п}}\right)} \qquad (1.9)$$



1 - по формуле Шухова (ε= 0 ; γ = 0);
2 -по формуле (2.14) при ε=0 и γ≠ 0;
3-по формуле (1.7) при ε≠0 и γ≠0

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

Из формулы (1.7) как частный случай (γ = 0, ε = 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

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

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

$$\alpha_1 = \frac{\lambda_н}{D} Nu, \qquad (1.11)$$

где $\lambda_н$ - коэффициент теплопроводности нефти.

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

- при ламинарном режиме ($Re \le 2000$)

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

- при турбулентном режиме ($Re \ge 10000$)
-

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

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

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

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

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

где $H_п$ - приведенная глубина заложения трубопровода,

$$H_п = H + H_{с\,н} \cdot \frac{\lambda_{гр}}{\lambda_{с\,н}};$$

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, $\mathrm{Nu_o} = \dfrac{\alpha_o H}{\lambda_{гр}}$;

α_o - коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в воздух,

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

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

$$l_т = \frac{\mathrm{Mc_p^*}}{\mathrm{K_т}\pi \mathrm{D}} \cdot ln \frac{\mathrm{T_н} - \mathrm{T_o} - \gamma_т}{\mathrm{T_{кр}} - \mathrm{T_o} - \gamma_т},$$

где c_p^* - обобщенная теплоемкость нефти, $c_p^* = c_p + \dfrac{\varepsilon\chi}{T_{.} - T_{ђ.}}$;

$K_т$, $\gamma_т$ - соответственно полный коэффициент теплопередачи и коэффициент γ при турбулентном режиме течения нефти.

Аналогично можно выразить длину участка с ламинарным течением

$$l_л = \frac{\mathrm{Mc_p^*}}{\mathrm{K_л}\pi \mathrm{D}} \cdot ln \frac{\mathrm{T_{кр}} - \mathrm{T_o} - \gamma_л}{\mathrm{T_к} - \mathrm{T_o} - \gamma_л},$$

где $T_к$ - температура нефти на входе в пункт подогрева.

Соответственно расстояние между пунктами подогрева равно

$$l_{тс} = l_т + l_л = \frac{\mathrm{Mc_p^*}}{\pi \mathrm{D}} \cdot \left(\frac{1}{\mathrm{K_т}} \cdot ln \frac{\mathrm{T_н} - \mathrm{T_o} - \gamma_т}{\mathrm{T_{кр}} - \mathrm{T_o} - \gamma_т} + \frac{1}{\mathrm{K_л}} \cdot ln \frac{\mathrm{T_{кр}} - \mathrm{T_o} - \gamma_л}{\mathrm{T_к} - \mathrm{T_o} - \gamma_л} \right).$$

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

По определению

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

Отсюда динамическая вязкость нефти, соответствующая смене режима ее течения равна

$$\mu_{ђр} = \frac{4M}{\pi D \, Re_{ђр}} \tag{1.5}$$

С другой стороны, аналогично формуле Филонова-Рейнольдса можем записать

$$\mu_{кр} = \mu_* e^{-u_\mu \left(T_{кр} - T_*\right)}, \tag{1.16}$$

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

u_μ - крутизна вискограммы для динамической вязкости.

Решая (1.15) и (1.16) совместно, находим

$$T_{кр} = T_* + \frac{1}{u_\mu} \cdot ln \frac{\pi D \, Re_{кр} \cdot \mu_*}{4M}. \tag{1.17}$$

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

$$l_{тс} = \frac{Mc_p^*}{K_т \pi D} \cdot ln \frac{T_н - T_о - \gamma_т}{T_к - T_о - \gamma_т},$$

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

$$l_{тс} = \frac{Mc_p^*}{K_л \pi D} \cdot ln \frac{T_н - T_о - \gamma_л}{T_к - T_о - \gamma_л}.$$