

## ПРЕДИСЛОВИЕ

В настоящее время доля высоковязкой и высокозастывающей нефти в общем объеме ее добычи возрастает. Большая ее часть транспортируется в районах, которые характеризуются не только суровыми климатическими условиями, но и наличием вечномёрзлых грунтов, что обуславливает прокладку трубопроводов надземным способом.

Увеличение спроса на нефть в современном мире требует постоянного совершенствования технологических процессов, аппаратов и транспортных систем, применяемых при ее перекачке. Повышение производительности и улучшение качества транспортируемой продукции положительно сказывается на экономическом состоянии как отдельно взятого предприятия, так и страны в целом.

Анализ климатических условий районов, в которых расположены месторождения нефти, показывает, что большая их часть расположена в зонах с резкопеременными температурами окружающей среды. В связи с этим возникают сложные задачи проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводных систем, транспортирующих высоковязкую нефть. Нефть изменяет свои реологические свойства, переходя от ньютоновской жидкости при высоких значениях температуры транспортируемого потока к неньютоновской. В России и за рубежом до сих пор не создано достаточно строгой теории движения высоковязкой нефти, имеющей общепризнанное физическое и математическое обоснования. Несовершенство теоретических решений, а также невозможность применения их в инженерных расчетах приводит к тому, что для практических целей приходится пользоваться исключительно эмпирическими зависимостями для определения коэффициента гидравлического сопротивления, безразмерного коэффициента теплоотдачи Нуссельта, которые с той или иной степенью точности позволяют определять для заданных конкретных условий основные параметры транспортирования нефти. Однако, поскольку условия ее транспорта, для которых предлагаются различные расчетные формулы, чрезвычайно разнообразны в большинстве случаев не представляется возможным определить нужные параметры перекачки с достаточной для практики точностью.

На основании вышеуказанного можно сделать вывод о необходимости дальнейшего развития теории на базе экспериментальных исследований закономерностей движения высоковязкой нефти.

Экономическая эффективность трубопроводного транспорта определяется энергоемкостью процесса и надежностью оборудования, которые зависят от скорости транспортирования нефти, ее начальной и конечной температур, удельных потерь напора, учета свойств конкретной нефти. Большой вклад в исследование вопросов, связанных с трубопроводным транспортом высоковязкой и высокозастывающей нефти, внесли Л. С. Абрамзон, В. М. Агапкин, Р. А. Алиев, В. Е. Губин, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов, В. И. Черников, В. А. Юфин, В. С. Яблонский, В. Л. Нельсон, С. М. Коли, А. А. Аронс, М. И. Поляк, Ф. Карг, Ф. Джил, Р. Рассел и другие ученые.

Анализ материалов этих исследований, а также исследований авторов издания показывает, что на эффективность транспорта оказывает влияние температурный режим транспортируемой нефти. В связи с этим вопросу выбора температурных режимов работы трубопроводов, перекачивающих высоковязкую нефть, в настоящее время уделяется большое внимание.

Авторы приносят огромную благодарность научным сотрудникам Санкт-Петербургского горного университета: профессору А. А. Коршаку, доценту Г. А. Колтону, доценту В. И. Малареву за значительный вклад в производство теоретических и экспериментальных исследований, нашедших отражение в данной книге.

# **ГЛАВА 1**

## **ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ**

### **НЕФТЕПРОВОДОВ**

#### **1.1. Особенности эксплуатации нефтепроводов в сложных природно-климатических условиях**

Трубопроводный транспорт на сегодняшний день является наиболее распространенным видом транспорта нефти и нефтепродуктов.

Наиболее серьезные технологические осложнения связаны с транспортом высоковязкой и высокозастывающей нефти. Наиболее полную характеристику транспортабельных свойств нефти представляет зависимость ее реологических параметров от температуры [9], [11].

Большая часть нефти при высоких температурах — ньютоновская жидкость, а с понижением температуры у нее появляются вязкопластические свойства. Структурно-механические свойства нефти определяются многими факторами. Основными из них являются температура, содержание парафина и различных добавок. Разнообразие реологических характеристик различных нефти и нефтепродуктов определяет разнообразие способов их транспортирования (рис. 1.1) [3], [119].

Для подземных нефтепроводов стационарный тепловой и гидравлический режимы транспорта определяются свойствами нефтепродукта и тепловым взаимодействием трубопровода с грунтом. Вопросам теплового взаимодействия нефтепровода с грунтом уделялось большое внимание. Известны рекомендации по определению расчетного значения коэффициента теплопроводности грунта [21], [22]. Экспериментальные исследования, результаты которых представлены в работах [26], [71], показали, что, если трубопровод проложен в водонасыщенном грунте, коэффициент теплопередачи в грунт возрастает на 5–15%.

Наиболее сложные климатические условия трубопроводного транспорта нефти — условия Севера. Возникающие при этом осложнения определяются рядом факторов, основными из которых являются низкие температуры и наличие вечной мерзлоты. Поэтому в этих условиях часто приходится отказываться от традиционных схем сооружения нефтепроводов. Разработка нетрадиционных проектов трубопроводного транспорта нефти требует более тщательной подготовительной работы, направленной на прогнозирование осложнений при эксплуатации нефтепровода и разработку методов их устранения.

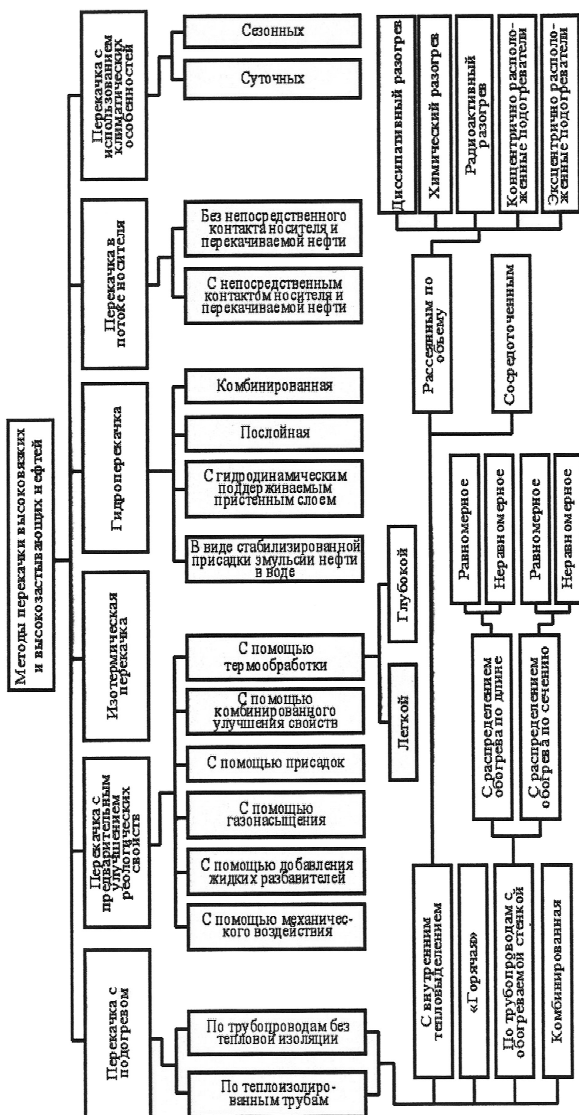


Рис. 1.1  
Классификация методов перекачки трубопроводного транспорта высоковязкой нефти

В настоящее время используют три основных конструктивных схемы прокладки трубопроводов: подземную, наземную и надземную. Применимость той или иной схемы прокладки нефтепровода определяется конкретными условиями, а именно свойствами вечномерзлых грунтов и изменениями теплового режима грунта. В зависимости от теплового воздействия трубопровода на грунт ОАО «Гипроспецгаз» предложена классификация [14], согласно которой участки трубопроводов делятся на горячие, теплые и холодные в зависимости от поведения температуры грунта вблизи трубопровода: горячий участок — температура в течение всего года выше  $0^{\circ}\text{C}$ ; теплый — средняя температура ниже  $0^{\circ}\text{C}$ , но в некоторые периоды превышает  $0^{\circ}\text{C}$ ; холодный — температура ниже  $0^{\circ}\text{C}$  в течение всего времени года.

Следует отметить, что для грунтов категории II [14] выбор способа прокладки во многом зависит от характеристик перекачиваемой нефти, технологии перекачки и применения тепловой изоляции. Применение тепловой изоляции может существенно расширить область применения подземной прокладки. При этом особое значение имеют вопросы прогноза теплового режима грунта после прокладки нефтепровода, а также возможных осложнений, связанных с мерзлотными процессами [43].

Наиболее разрушительными явлениями, связанными с процессами замерзания, являются потеря несущей способности вследствие разуплотнения грунтов при оттаивании и морозное пучение [8]. Последнее связано с увеличением объема поровой воды при замерзании и вытеснением поровой воды при продвижении линии замерзания. Основная часть пучений грунтов, чувствительных к морозу, связана с образованием линз льда в плоскости, параллельной плоскости промерзания. Пучение во многом определяется проницаемостью грунта. Пучение наиболее опасно для надземной прокладки трубопроводов, так как может привести к разрушению опоры трубопровода. Обратное явление наблюдается при оттаивании грунта. В результате происходит потеря несущей способности грунта. Для трубопроводов наиболее опасным является неравномерное протаивание грунта. Причем неравномерное протаивание опасно как для подземных, так и для надземных нефтепроводов.

При выборе способа прокладки нефтепровода особое значение имеет прогнозирование состояния грунта вблизи нефтепровода. Отмечается, что вдоль трассы нефтепроводов встречаются участки различного типа. Поэтому для условий Севера наиболее рациональной является комбинированная прокладка нефтепровода с чередованием надземных и подземных участков.

Следует отметить, что для многих сортов нефти и нефтепродуктов температура грунта на глубине залегания трубопровода выше температуры застывания. Для надземных участков трубопроводов положение противоположное. Для многих сортов нефти и нефтепродуктов минимальная температура воздуха ниже температуры застывания. Поэтому вопросы обеспечения надежности транспорта нефти в зимнее время приобретают особое значение. В частности, при надземной прокладке трубопроводов в большинстве случаев требуется тепловая изоляция.

Для надземных трубопроводов с электрообогревом применяют теплоизоляционные материалы и конструкции из минеральной и стеклянной ваты и волокон, которые выпускает промышленность. Для трубопроводов, оборудованных ленточными электрообогревателями, рекомендуется использовать конструкции из стеклянного волокна [110].

В наибольшей мере основным требованиям для надземных трубопроводов удовлетворяет тепловая изоляция из пенополиуретана, которая имеет сравнительно низкий коэффициент теплопроводности. Теплофизические свойства пенополиуретановой изоляции зависят от способа ее нанесения. При одной и той же плотности ( $40\text{--}50\text{ кг/м}^3$ ) наибольший коэффициент теплопроводности  $0,0383\text{ Вт/(м}\cdot^\circ\text{C)}$  имеет изоляция, выполненная из пенополиуретановых скорлуп, а наименьший  $0,0348\text{ Вт/(м}\cdot^\circ\text{C)}$  — изоляция, полученная свободным вспениванием [3].

Наличие тепловой изоляции снижает влияние окружающей среды на процесс транспортирования нефти. В то же время тепловая изоляция является дополнительным элементом, определяющим техническое состояние всей системы, и ведет к значительному удорожанию сооружения трубопровода. Нарушение тепловой изоляции приводит к осложнениям в работе нефтепровода. На участке с нарушенной тепловой изоляцией могут происходить процессы застывания нефтепродукта.

## 1.2. Анализ методов теплового расчета нефтепроводов

Метод расчета распределения усредненной по сечению температуры нефти по длине трубопровода был предложен В. Г. Шуховым:

$$T_k = T_0 + (T - T_0)e^{-ax}, \quad (1.1)$$

где  $T$  — усредненная по сечению нефтепровода температура нефти;  $T_0$  — температура окружающей среды;  $a$  — коэффициент, равный

$$a = \frac{k\pi d}{Qc_p},$$

где  $c_p$  — теплоемкость нефти;  $k$  — коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду;  $d$  — внутренний диаметр нефтепровода;  $Q$  — массовый расход нефтепровода.

При значительной протяженности нефтепровода, согласно (1.1), температура нефти приближается к температуре окружающей среды (температуре воздуха) при надземной прокладке. Оно дает практически удовлетворительные результаты для значительного диапазона режимов работы трубопровода [5].

Л. С. Лейбензон [5], [112], учитывая выделение теплоты нефти за счет трения в формуле В. Г. Шухова, получил выражение

$$\frac{T - T_0 - b}{T_k - T_0 - b} = e^{-ax}, \quad (1.2)$$

где  $b = \frac{Qgi}{k\pi d}$ ;  $i$  — гидравлический уклон.

В. И. Черников в своей книге [112] учитывал теплоту кристаллизации парафина:

$$\ln \frac{T_{н.п.} - T_0}{T_k - T_0} = \frac{k\pi d(x - x_1)}{Q \left( c_p + \frac{\aleph \epsilon}{T_{н.п.} - T} \right)}, \quad (1.3)$$

где  $T_{н.п.}$  — температура начала парафинизации нефти;  $\epsilon$  — количество парафина, выпадающей из нефти;  $\aleph$  — скрытая теплота кристаллизации парафина.

Указанные формулы являются решением уравнения теплового баланса [119]:

$$\rho c_p Q \frac{dT}{dx} + \pi k d (T - T_0) = W_{вн}, \quad (1.4)$$

где  $\rho$  — соответственно плотность нефти;  $W_{\text{вн}}$  — тепловая мощность внутренних источников, приходящаяся на единицу длины нефтепровода (теплота трения и теплота кристаллизации).

В работах [46], [47] А. А. Коршак записывает уравнение теплового баланса в дифференциальной форме следующим образом:

$$\rho c_p Q dT = \pi k d (T - T_0) dx - G g dx + \frac{G \alpha \epsilon}{T_{\text{н.п.}} - T} dT. \quad (1.5)$$

После преобразования формулы (1.5) можно получить

$$T_k = T_0 + b + (T - T_0 - b) e^{-ax}. \quad (1.6)$$

Данное уравнение представляет собой преобразованную формулу (1.2). Анализируя выражения (1.6), как частный случай можно получить формулу В. Г. Шухова (1.1). Это выражение включает в себя большое количество параметров, учитывающих особенности движения нефти и процессы, происходящие в ней (парафинообразование). По зависимости (1.6) можно определить только среднее значение температуры потока в сечении нефтепровода, что может привести к ошибкам при расчете полного коэффициента теплоотдачи и, как следствие, неправильному выбору толщины тепловой изоляции.

Для расчета температуры нефти по длине трубопровода автором [56], [57] предложена следующая зависимость:

$$\frac{T - T_0 - b}{T_k - T_0 - b} = \left( \frac{T - T_0 - b}{T_k - T_0 - b} \right)^{\frac{x}{l}}, \quad (1.7)$$

где  $l$  — длина нефтепровода.

Неудобство в формулах (1.6) и (1.7) заключается в том, что коэффициент  $k$  представлен в неявном виде.

В работах [24], [25] рассмотрена нестационарная задача, которая была разбита на множество стационарных составляющих. На основании такого подхода была построена динамическая характеристика «горячего» нефтепровода, представляющая собой совокупность суммарной характеристики насосов, графика потребного напора трубопровода, сетки мгновенных характеристик, построенных с шагом по температуре, а также вспомогательных кривых средней и конечной температур перекачиваемой жидкости [25]. Расчет температуры по длине производится по формуле В. Г. Шухова (1.1). Недостатком данной методики является то, что температура потока

нефти по сечению трубы постоянна. Учитывается изменение реофизических свойств перекачиваемой среды только по длине нефтепровода, пренебрегая изменением в перпендикулярном направлении оси трубопровода.

На основании представленного анализа можно заключить, что наибольшую неопределенность в расчеты стационарного теплового режима нефтепроводов вносит погрешность определения коэффициента теплопередачи  $k$ . Для нефтепровода с однослойной тепловой изоляцией коэффициент  $k$  определяют по формуле

$$\frac{1}{k} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{d}{2\lambda_{\text{ст}}} \ln \frac{D}{d} + \frac{d}{2\lambda_{\text{из}}} \ln \left( 1 + \frac{2\delta_{\text{из}}}{D} \right) + \frac{1}{\alpha_2}, \quad (1.8)$$

где  $\alpha_1$  — внутренний коэффициент теплоотдачи от нефти к стенке трубы;  $\alpha_2$  — внешний коэффициент теплоотдачи от тепловой изоляции в окружающую среду;  $\lambda_{\text{ст}}$ ,  $\lambda_{\text{из}}$  — коэффициент теплопроводности соответственно стенки трубы и тепловой изоляции;  $D$  — внешний диаметр трубопровода;  $\delta_{\text{из}}$  — толщина тепловой изоляции.

В. Г. Шухов предлагал определять значение  $k$  экспериментально на действующих трубопроводах и эти результаты распространить на проектируемые системы [5]. Согласно автору, это можно допустить, если  $k$  определяется непосредственно для уже эксплуатирующегося трубопровода или проектируемого трубопровода, находящегося в аналогичных с эксплуатирующимся трубопроводом условиях, например при укладке его параллельно действующему трубопроводу на небольшом расстоянии от него. Тогда, используя эксплуатационные данные, коэффициент теплопередачи можно определить по выражению [5]:

$$k = \frac{Qc_p}{k\pi d} \ln \frac{T_{\text{н}} - T_0}{T_{\text{к}} - T_0}. \quad (1.9)$$

Для условий, принципиально отличающихся от действующих нефтепроводов, по формуле (1.9) полный коэффициент теплоотдачи рассчитывать нельзя. Необходимо учитывать, во-первых, свойства самой жидкости, во-вторых, условия транспортирования, поэтому следует использовать зависимость (1.8).

Для надземных нефтепроводов  $\alpha_2$  существенно зависит от скорости ветра и равен примерно 15–40 Вт/(м·°С). Внутренний коэффициент теплоотдачи  $\alpha_1$  рассчитывают по эмпирическим формулам [3], [65].

М. А. Михеевым [65] предложено следующее критериальное уравнение:

$$Nu = b Re^{m_1} Pr_f^{m_2} Pr_w^{m_3} Gr^{m_4}, \quad (1.10)$$

где  $b, m_1, m_2, m_3, m_4$  — эмпирические коэффициенты, зависящие от режима течения;  $Nu$  — число Нуссельта ( $Nu = \alpha_1 d / \lambda_n$ );  $\lambda_n$  — теплопроводность нефти;  $Re$  — число Рейнольдса ( $Re = wd / \mu$ );  $\mu$  — вязкость нефти;  $Pr_f$  — число Прандтля для потока жидкости ( $Pr_f = \mu_f c_p / \lambda_n$ );  $Pr_w$  — число Прандтля для пристенного слоя ( $Pr_w = \mu_w c_p / \lambda_n$ );  $Gr$  — число Грасгофа ( $Gr = gd^3 \rho^2 \beta (T_c - T) / \mu^2$ );  $\beta$  — температурный коэффициент объемного расширения.

Как видно из приведенных выше зависимостей, общий коэффициент теплопередачи зависит от большого числа параметров. Причем погрешность определения многих из них может составлять 20–30%.

Впервые применительно к магистральным трубопроводам нестационарный процесс рассматривал Л. С. Лейбензон при решении задачи по учету тепла трения и определению времени застывания остановленного трубопровода [55]. В. С. Яблонский решил задачу о разогреве застывшего трубопровода внутренним паровым спутником [120]. Пусковой процесс «горячего» трубопровода рассмотрен В. И. Черникиным [112]. Им приведены теоретические исследования и экспериментальные данные А. А. Аронса и М. И. Поляка, а также модельные эксперименты А. А. Аронса и С. С. Кутателадзе.

Нестационарность теплового режима эксплуатации нефтепроводов обуславливается многими причинами [103]: сезонными изменениями температуры грунта и воздуха, колебаниями температуры воздуха (для надземных трубопроводов), сезонными, месячными и суточными значениями производительности трубопроводов, аварийными остановками перекачки.

Примеры расчетов потери напора при пуске трубопровода приведены в [29], [49], [99], [107], [122]. Подробно опыт пуска многих советских и зарубежных нефтепроводов описан в работах [106], [107], [130], [131], [132].

Колебания годовой производительности для отдельных трубопроводов могут достигать 10% и более [109]. Месячная неравномерность загрузки трубопроводов выражена еще в большей степени. Отмечается значительное влияние сезонного изменения метеоусловий на температурный режим трубопровода. В зимние и весенние месяцы

средняя температура перекачки уменьшается, а в летние и осенние — увеличивается. Кроме того, зимой вокруг трубы сохраняется большая или меньшая зона талого грунта, а за ее пределами грунт промерзает [104], [105], [112]. Поскольку теплопроводность мерзлого грунта заметно выше теплопроводности талого грунта (в 1,2–1,4 раза [109]), тепловые потери трубопровода возрастают.

Переходные режимы работы надземных трубопроводов с теплоизоляцией при изменении начальной температуры подогрева нефтепродукта рассмотрены в работе [2]. Использование тепловой изоляции существенно снижает затраты на подогрев нефтепродукта. Более того, для трубопроводов большой производительности тепловые потери могут полностью компенсироваться теплотой трения.

Впервые учет тепла трения на тепловой режим нефтепровода рассматривал академик Л. С. Лейбензон [112]. Фактически, для теплоизолированных нефтепроводов большого диаметра можно рассматривать вариант диссипативного подогрева, особенности которого рассмотрены в [97].

Вопрос учета нагрева нефти в трубопроводе рассматривался А. Р. Валеевым [18]. Автор предлагает для стационарного движения нефти уравнение тепловой энергии записывать в виде

$$\frac{\partial T}{\partial z} = -\frac{4k}{\pi r d c_p} (T - T_0) + k_\lambda \frac{\lambda_n w_{cp}^2}{2dc_p}, \quad (1.11)$$

где  $k_\lambda$  — коэффициент нагрева нефти, равный

$$k_\lambda = \frac{1}{\frac{\alpha_1}{k_1} + 1}. \quad (1.12)$$

В выражении (1.12) величина  $k_1$  представляет собой коэффициент теплопередачи от внутренней стенки трубопровода в окружающую среду. Анализируя формулу (1.12), можно увидеть, что чем меньше отвод тепла от трубопровода, тем больше влияние трения на температуру. Стоит отметить, что на трение между слоями жидкости большое влияние оказывает ее вязкость, которая не отражена в зависимости (1.11), во втором слагаемом правой части уравнения. Также следует учитывать ее изменение в зависимости от температуры.

В общем случае, цель расчета теплообмена — определение поля температуры в потоке, омываемой им стенке и окружающей среде. Из-

вестно, что процесс конвективного теплообмена движущейся жидкости с окружающей средой описывают уравнениями движения и неразрывности [2]:

$$\frac{\partial \rho}{\partial \tau} = -\frac{\partial(\rho w)}{\partial x}; \quad (1.13)$$

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial \tau} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho + \rho w^2) = -\rho g \sin \alpha_{\Pi} + \frac{2\varepsilon_{0x}}{r_0}, \quad (1.14)$$

уравнением энергии

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} + w \frac{\partial T}{\partial x} = \frac{2\pi r_0 q(T)}{\rho c_p F} + \frac{w}{c_p} \frac{dh}{dx}, \quad (1.15)$$

где

$$q(T) = \frac{\lambda'_1}{2\pi r_0} \int_0^{\pi} \left. \frac{\partial T_i}{\partial r} \right|_{r=r_0} dr.$$

Уравнения теплообмена имеют вид:

$$\frac{\partial T_{\Gamma}}{\partial \tau} = a_{\Gamma} \left( \frac{\partial^2 T_{\Gamma}}{\partial z^2} + \frac{\partial^2 T_{\Gamma}}{\partial y^2} \right); \quad (1.16)$$

$$\frac{\partial T_i}{\partial \tau} = a_i \left( \frac{\partial^2 T_i}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_i}{\partial r} \right); \quad (1.17)$$

$$r_i \leq r \leq r_{i+1},$$

с соответствующими граничными и начальными условиями:

$$\lambda'_1 \frac{\partial T}{\partial r} = -\alpha_1 (T - T_1) \quad \text{при} \quad r = r_0; \quad (1.18)$$

$$T_{\Gamma} = T_0(z, y) \quad \text{при} \quad \tau \leq 0; \quad (1.19)$$

$$T_i = T_{i0}(x) \quad \text{при} \quad \tau \leq 0. \quad (1.20)$$

Условия сопряжения:

$$\lambda_i \frac{\partial T_i}{\partial r} = \lambda_{i+1} \frac{\partial T_{i+1}}{\partial r} \quad \text{при} \quad r = r_i \quad (i=1, 2, 3, \dots, N); \quad (1.21)$$

$$\lambda_N \frac{\partial T_N}{\partial r} = \lambda_{\Gamma} \frac{\partial T_{\Gamma}}{\partial r} \quad \text{при} \quad r = r_N; \quad (1.22)$$

$$T_{\Gamma} = T_N \quad \text{при} \quad r = r_N; \quad (1.23)$$

$$\lambda_{\Gamma} \frac{\partial T_{\Gamma}}{\partial y} = \alpha_0 (T_{\Gamma} - T_{\text{в.п.}}) \quad \text{при } y = 0; \quad (1.24)$$

$$\lambda_{\Gamma} \frac{\partial T_{\Gamma}}{\partial z} = 0 \quad \text{при } z = 0 \left\{ \begin{array}{l} 0 \leq y \leq H - r_N \\ H + r_N \leq y \leq \infty \end{array} \right\}; \quad (1.25)$$

$$T_{\Gamma} = T_{\epsilon} \quad \text{при } z, y \rightarrow \infty. \quad (1.26)$$

Определения и размерности величин, входящих в вышеуказанные формулы, соответствуют [103].

Задачу можно существенно упростить, если изучать нестационарный конвективный теплообмен в потоке жидкости, а на поверхности раздела «жидкость — твердое тело» задавать условия теплообмена или принимать их условно. Можно также рассмотреть задачу нестационарной теплопроводности в твердом теле и условия теплообмена на внешней границе твердого тела, а влияние движущегося в трубе потока жидкости выразить заданием либо температуры, либо теплового потока. В этом случае от граничных условий IV рода (более общих) переходят к граничным условиям III рода. При этом распределение температуры в ограничивающем поток твердом теле может быть найдено решением отдельной задачи с другими начальными и граничными условиями. Такой подход к решению нестационарных задач широко изложен в известных работах Б. С. Петухова, М. А. Михеева, С. С. Кутателадзе и др. [53], [64], [65], [78].

В работе [59] даны точные аналитические решения нестационарной сопряженной задачи теплообмена при ламинарной вынужденной конвекции в круглой и плоской трубах при пуазейлевском распределении скоростей и нулевых начальных условиях. Там же приводят решение сопряженной нестационарной задачи для турбулентного режима движения жидкости. Оба решения получают с помощью преобразования Лапласа по времени. В работах [52] задачи решают введением функции тока и функции влияния, под которой понимают поле температур в стенке и теплоносителе. При решении уравнения энергии жидкости представляют в упрощенном виде благодаря тому, что уравнение теплопроводности для жидкости заменяют граничным условием III рода.

Обзор и обобщение решений различных сопряженных задач приведены в [58]. Анализ опубликованных работ показывает, что имеющиеся решения носят в основном частный характер, т. е. они справедливы лишь для определенного рода жидкостей, омывающих пластину, шар, трубу небольшой длины, пучки труб или движущихся в трубах при определенных начальных и граничных условиях. Многие авторы с целью упрощения получения аналитического решения задачи при изучении вопросов конвективного теплообмена ограничиваются рассмотрением температурного поля в потоке, задавая в граничных условиях изменения, происходящие в окружающей среде.

Изучению нестационарного теплообмена при течении вязких жидкостей в каналах были посвящены работы Б. С. Петухова и С. М. Тарга [78], [98]. В связи с увеличением добычи и транспорта высоковязкой нефти и нефтепродуктов этому вопросу стали уделять значительное внимание. Так, в работе [72] рассматривают нестационарные задачи теплообмена при движении вязкопластичных сред в плоском канале и в круглой цилиндрической трубе. При решении задач принималось, что свойства перекачиваемой среды остаются постоянными, и задавались определенные условия нагревания жидкости. Эти ограничивающие условия не позволяют применять полученные решения для магистральных «горячих» трубопроводов. В некоторых работах при решении задач по нестационарному теплообмену задают граничные условия I рода. При этом предполагают, что в некоторый момент времени температура стенки и тепловой поток скачком изменяются до нового постоянного значения. Такая постановка задачи соответствует случаю тонкой стенки из хорошо проводящего тепло материала [72]. Задача о теплообмене в круглой трубе при скачкообразном изменении температуры стенки во времени в безразмерном виде сформулирована в [50]:

$$\frac{\partial \theta}{\partial Fo} + (1 - R^2) \frac{\partial \theta}{\partial X} = \frac{1}{R} \frac{\partial}{\partial R} \left( R \frac{\partial \theta}{\partial R} \right), \quad (1.27)$$

где

$$\theta = \frac{T - T_0}{T_1 - T_0}; \quad Fo = \frac{a\tau}{r_0^2}; \quad X = \frac{1}{Pe} \frac{x}{r_0}; \quad R = \frac{r}{r_0}; \quad Pe = \frac{wd}{a};$$

$$w = 2w_{cp}(1 - R^2).$$

Конец ознакомительного фрагмента.

Приобрести книгу можно

в интернет-магазине

«Электронный универс»

[e-Univers.ru](http://e-Univers.ru)