

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Волгоградский государственный технический университет

# РАСЧЕТ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОЙ РАБОТЫ  
ПО ДИСЦИПЛИНЕ  
«ОБУСТРОЙСТВО ТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ  
НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ»

*Составитель И. А. Томарева*

Волгоград. ВолгГТУ. 2018

© Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«Волгоградский государственный  
технический университет», 2018

**Расчет** внутрипромысловых трубопроводов: [Электронный ресурс] : методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Обустройство транспортных систем на нефтегазовых месторождения» / сост. И. А. Томарева ; М-во науки и высшего образования Рос. Федерации, Волгогр. гос. технич. ун-т. — Электронные текстовые и графические данные (0,41 Мбайт). — Волгоград : ВолгГТУ, 2018. — Учебное электронное издание сетевого распространения. — Систем. требования: PC 486 DX-33; Microsoft Windows XP; Internet Explorer 6.0; Adobe Reader 6.0. Официальный сайт Волгоградского государственного технического университета. Режим доступа: <http://www.vgasu.ru/publishing/on-line/> — Загл. с титул. экрана.

Содержатся этапы выполнения курсовой работы, в которых приведены теоретические основы излагаемого материала, описана последовательность действий при написании курсовой работы, приведены примеры расчетов внутрипромысловых трубопроводов и требования к оформлению курсовой работы.

Для обучающихся по направлению подготовки 08.04.01 «Строительство» (профиль Проектирование нефтегазовых комплексов) всех форм обучения.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1. Гидравлический расчет простых и сложных напорных трубопроводов при изотермическом режиме течения.....	9
2. Расчет трубопроводов, транспортирующих неньютоновские жидкости.....	17
3. Расчет трубопроводов при неизотермическом движении жидкостей.....	21
4. Гидравлический расчет систем трубопроводов сбора газа.....	25
Заключение.....	28
Список используемой литературы.....	29
Приложение 1.....	30
Приложение 2.....	32

## ВВЕДЕНИЕ

Перекачка нефти и газа от замерных установок к пунктам их подготовки называют сбором нефти или газа.

Выбор системы сбора нефти и газа осуществляется на основании следующих исходных данных, необходимых для составления проекта обустройства:

- 1) размеры и пространственная форма месторождения;
- 2) динамика количества скважин по способам добычи нефти по годам до конца разработки нефтяного месторождения;
- 3) сетка размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин и число;
- 4) динамика добычи нефти, нефтяного газа и пластовой воды по годам, желательно до конца разработки нефтяного месторождения;
- 5) динамика устьевого давления фонтанных скважин по годам, также желательно на весь период разработки;
- 6) динамика пластовых давления и температуры в течение периода разработки;
- 7) структурная карта месторождения с контурами нефтеносности и газоносности и расположением скважин на ней;
- 8) глубины забоев и фильтров скважин;
- 9) изменение температуры по стволу фонтанных и насосных скважин;
- 10) динамика газового фактора при атмосферных условиях разгазирования пластовой нефти, состав газа и его плотность;
- 11) состав добываемой нефти, плотность и вязкость ее, содержание парафина, смол, асфальтенов, сероводорода и углекислого газа;
- 12) физико-химическая характеристика пластовых вод (ионный состав, плотность, рН, коррозионная активность);
- 13) климатические и метеорологические условия района нефтяного месторождения, в частности количество выпадающих осадков, максимальную и минимальную температуру воздуха, глубину промерзания почвы;
- 14) источники воды, электроэнергии, наличие железных и шоссейных дорог;
- 15) топографическая карта.

Система сбора и подготовки нефти, газа и воды на нефтяном месторождении, предназначена и должна обеспечивать:

- 1) автоматическое измерение количества нефти, газа и воды по каждой скважине;
- 2) герметизированный сбор нефти, газа и воды на всем пути движения — от скважин до магистрального нефтепровода;

3) доведения нефти, газа и пластовой воды на технологических установках до норм товарной продукции, автоматический учет этой продукции и передача ее транспортным организациям;

4) возможность ввода в эксплуатацию части месторождения с полной утилизацией нефтяного газа до окончания строительства всего комплекса сооружений;

5) надежность эксплуатации технологических установок и возможность полной их автоматизации;

6) изготовление основных узлов системы сбора нефти и газа и оборудования технологических установок индустриальным способом в блочном и модульном исполнении с полной автоматизацией технологического процесса.

Основные задачи, рассматриваемые в проектах обустройства:

1) обеспечение сбора и подготовки запланированного количества нефти и газа к дальнейшей транспортировке;

2) совместный сбор и транспортировка по выкидным линиям, идущим от каждой скважины нефти, газа и воды (если последняя имеется) до автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ);

3) измерение нефти, газа и воды по каждой в отдельности скважине на АГЗУ;

4) совместная или раздельная транспортировка обводненной и необводненной нефти по сборным коллекторам от АГЗУ до установок подготовки нефти (УПН);

5) подготовка нефти, газа и пластовой воды до товарных кондиций и передача нефти и газа через автоматизированные установки транспортной организации.

Пластовая вода, добытая и отделенная от нефти, транспортируется к нагнетательным скважинам месторождения для закачки ее в пласт с целью поддержания пластового давления.

Сбор и транспортировка нефти, газа и воды осуществляется по системе промысловых нефтепроводов, газопроводов, водоводов. Под технологическими установками подготовки нефти, газа и воды понимается комплекс оборудования и аппаратов, в которых непрерывно и последовательно осуществляются физико-химические процессы разрушения эмульсий, обезвоживание, обессоливания, удаление механических примесей, утилизации отходов. Завершающим этапом использования технологических установок является получение товарной продукции: нефти и газа для отправки в магистральный трубопровод, сточной воды для закачки в пласт.

При добыче нефти вместе с ней на поверхность извлекаются большие объемы пластовой высокоминерализованной воды, в нефтяном газе могут содержаться весьма вредные для здоровья людей и окружающей живой природы сероводород и углекислый газ (содержание  $H_2S$  в воздухе свыше  $3 \text{ мг/м}^3$  опасно для жизни людей). Сброс пластовых вод без тщательной их очистки в открытые водоемы и реки может привести к уничтожению флоры

и фауны. Не допускается также возможность контакта сточных вод при их закачке в пласт с водами, добываемыми для хозяйственных и промышленных нужд. Нефтяной или природный газы, содержащие сероводород и углекислый газ, обрабатываются на специальных очистных установках или получают из него элементарную серу.

До недавнего времени большинство нефтяных площадей обустроивалось негерметизированными двухтрубными самотечными системами сбора нефти, газа и воды, которые и до сих пор используются на старых площадях. В настоящее время все площади нефтяных месторождений, вступающих в разработку, обустроиваются, как правило, высоконанорными (1 — 1,5 МПа) герметизированными и автоматизированными системами сбора нефти, газа и воды.

Существует несколько разновидностей герметизированных систем сбора нефтегазовых смесей:

- 1) системы сбора, зависящие от величины и конфигурации нефтяного месторождения;
- 2) системы сбора, зависящие от рельефа местности (ровная, гористая);
- 3) системы сбора, зависящие от физико-химических свойств нефти и нефтяных эмульсий, а также от климатических условий данного месторождения;
- 4) системы сбора нефти, газа и воды, применяемые на морских месторождениях.

Трубопроводы, транспортирующие продукцию скважин на нефтяных месторождениях, подразделяются:

- 1) по назначению:
  - нефтепроводы,
  - газопроводы,
  - нефтегазопроводы,
  - нефтегазоводопроводы,
  - водопроводы (водоводы);
- 2) по величине напора:
  - напорные,
  - безнапорные;
- 3) по рабочему давлению на трубопроводы:
  - высокого (6,4 МПа и выше),
  - среднего (1,6 МПа),
  - низкого (0,6 МПа) давления;
- 4) по способу прокладки:
  - подземные,
  - надземные,
  - наземные,
  - подводные;
- 5) по функциональному назначению:

- выкидные линии, идущие от устьев скважин до групповой замерной установки;

- нефтяные, газовые, водяные и нефтегазоводяные сборные коллекторы;
- товарные нефтепроводы;

б) по гидравлической схеме работы:

- простые трубопроводы, не имеющие ответвлений;
- сложные трубопроводы, имеющие ответвления к которым относятся также замкнутые (кольцевые) трубопроводы.

Трубопроводы, транспортирующие воду к нагнетательным скважинам с целью поддержания пластового давления подразделяются на:

а) магистральные водопроводы;

б) подводящие водопроводы, прокладываемые от магистральных водопроводов до КНС;

в) разводящие водоводы, прокладываемые от КНС до нагнетательных скважин.

Трубопроводы по напору делятся на трубопроводы с полным заполнением трубы жидкостью и трубопроводы с неполным заполнением трубы жидкостью.

Трубопроводы с полным заполнением сечения трубы жидкостью называются напорными, а трубопроводы с неполным заполнением сечения могут быть как напорными, так и безнапорными.

Выкидные линии и нефтесборные коллекторы обычно не полностью заполнены нефтью, т. е. часть сечения выкидных линий или коллектора занята газом, выделившимся или в процессе движения нефти по ним, или увлеченным нефтью из сепараторов в связи с их плохой работой.

В самотечных нефтепроводах нефть движется под действием гравитационных сил, обусловленных разностью вертикальных отметок и начале и в конце нефтепровода. Если при этом в нефтепроводе нефть и газ движутся раздельно, то такой нефтепровод называют свободно-самотечным или безнапорным, а при отсутствии газовой фазы — напорно-самотечным.

Нефть и ее примеси транспортируются по выкидным линиям до АГЗУ за счет перепада давления между устьем скважины и АГЗУ. Выкидные линии в зависимости от дебита скважин принимаются диаметром от 50 до 150 мм и прокладываются под землей. Протяженность выкидных линий определяется технико-экономическими расчетами и может достигать 4 км.

От АГЗУ до ДНС или УПН обычно прокладывается сборный коллектор диаметром от 200 до 500 мм и протяженностью от 2 до 10 км. Для сбора нефтяного газа и передачи его потребителям на площадях нефтяных месторождений сооружаются сборные газопроводы.

При составлении проекта обустройства, прежде всего, руководствуются расположением скважин, предусмотренным проектом разработки данного месторождения, и дебитами этих скважин. По известному расположению скважин на месторождении с учетом рельефа поверхности выбирают места расположения групповых замерных установок и трассы всех трубопроводов.

Трассой трубопровода является линия, определяющая положение трубопровода на местности. Эта линия, нанесенная на карту или план местности, называется планом трассы.

Проектирование трубопроводов на площади месторождения сводится к решению следующих основных задач:

1) выбор рациональных длин и диаметров выкидных линий и сборных коллекторов, отвечающих минимуму расхода металла; затрат на их строительство и эксплуатационных издержек;

2) гидравлический, тепловой и механический расчет трубопроводов, транспортирующих как однофазную, так и многофазную жидкость (нефть, газ, вода);

3) выбор трассы трубопроводов;

4) составление продольных профилей, характеризующих трассу трубопроводов.



# 1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОСТЫХ И СЛОЖНЫХ НАПОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ИЗОТЕРМИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ТЕЧЕНИЯ

Гидравлический расчет трубопроводов при движении по ним однофазных жидкостей сводится обычно к определению или диаметра  $D$ , или начального давления  $p_1$ , или пропускной способности  $Q$  по известным формулам общей гидравлики. Основой гидравлических расчетов трубопроводов является известное уравнение Бернулли:

$$\left( z_1 + \frac{p_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} \right) - \left( z_2 + \frac{p_2}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g} \right) = h_{\text{тр}} + h_{\text{м.с}}. \quad (1.1)$$

Каждый член уравнения в скобках имеет размерность высоты:  $z$  — геометрические отметки различных точек линии тока над плоскостью сравнения (геометрический напор);  $p/(\rho g)$  — пьезометрический напор;  $v^2/2g$  — скоростной напор. Сумма  $z + p/(\rho g)$  называется потенциальным напором. Сумма всех трех слагаемых называется полным напором жидкости в данном живом сечении. С энергетической точки зрения, слагаемые уравнения Бернулли представляют собой удельную (приходящуюся на единицу веса жидкости) энергию:  $[z + p/(\rho g)]$  — удельная потенциальная энергия;  $v^2/(2g)$  — удельная кинетическая энергия. При движении жидкостей по трубам энергия расходуется в основном на преодоление сил трения  $h_{\text{тр}}$  и местных сопротивлений  $h_{\text{м.с}}$  в трубопроводах (задвижки, вентили, колена и т. д.).

**Определение потерь напора на трение.** Потери напора на преодоление сил трения  $h_{\text{тр}}$  по длине трубопровода круглого сечения определяются по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_{\text{тр}} = \lambda \frac{l}{D} \frac{v^2}{2g} = \lambda \frac{l}{D} \frac{16Q^2}{2g\pi^2 D^4} = \lambda \frac{8lQ^2}{\pi^2 D^5 g} \quad (1.2)$$

или

$$\Delta p = \lambda \frac{l}{D} \frac{\rho v^2}{2}, \quad (1.3)$$

где  $h_{\text{тр}}$  — потери напора на преодоление сил трения, м;  $\Delta p$  — потери давления, Па;  $l$  — длина трубопровода, м;  $D$  — диаметр трубопровода, м;  $\rho$  — плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $v$  — средняя скорость течения жидкости, м/с;  $Q$  — расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления (безразмерный), в общем случае зависящий от числа Рейнольдса ( $Re$ ) и относительной шероховатости, т. е.

$$\lambda = f(Re, \Delta),$$

где  $\Delta = 2e/D$  — абсолютная шероховатость трубы, см;  $D$  — диаметр трубопровода, см.

Если течение в трубе ламинарное, ( $Re < 2300$ ), то коэффициент гидравлического сопротивления не зависит от шероховатости трубы и равен

$$\lambda = 64/Re. \quad (1.4)$$

Здесь

$$Re = vD/\nu = QD/F\nu = 4Q\rho/\pi D\mu, \quad (1.5)$$

где  $Q$  — расход жидкости,  $m^3/c$ ;  $F = \pi D^2/4$  — площадь сечения трубы,  $m^2$ ;  $\nu$  — кинематическая вязкость жидкости,  $m^2/c$ ;  $D$  — внутренний диаметр трубопровода, м;  $\mu$  — динамическая вязкость жидкости, Па·с.

При турбулентном течении жидкости ( $Re > 2800$ ) для определения  $\lambda$ , принимается несколько экспериментальных формул: 1) переходный режим (от ламинарного к турбулентному); 2) смешанный режим; 3) квадратичный режим.

Для переходного и смешанного режима (числа Рейнольдса от 2800 до  $10^5$ )  $\lambda$  определяется по формуле Блазиуса:

$$\lambda = 0,3164/Re^{0,25}. \quad (1.6)$$

Для квадратичного режима движения  $\lambda$  определяется по формуле Б. Л. Шифринсона:

$$\lambda = 0,11(2e/D)^{0,25}. \quad (1.7)$$

**Определение гидравлического уклона.** Гидравлический уклон характеризует потерю напора на единицу длины трубопровода, т. е. согласно (1.2)

$$i = \frac{h_{тр}}{l} = \lambda \frac{v^2}{2gD} = \lambda \frac{8Q^2}{g\pi^2 D^5}. \quad (1.8)$$

Подставив в (1.8) значения  $\lambda$  из (1.4) и (1.6) и после несложных преобразований, получим зависимости, удобные для практических расчетов:

для ламинарного режима

$$i = a \frac{Qv}{D^4}; \quad (1.9)$$

для турбулентного режима

$$i = b \frac{Q^{1,75} v^{0,25}}{D^{4,75}}. \quad (1.10)$$

В результате получается:

для ламинарного режима

$$Q = \frac{iD^4}{av}; \quad D = \sqrt{a \frac{Qv}{i}}; \quad (1.11)$$

для турбулентного режима

$$Q = \left( \frac{iD^{4,75}}{bv^{0,25}} \right)^{1/1,75} ; D = \left( b \frac{Q^{1,75} v^{0,25}}{i} \right)^{1/1,75}, \quad (1.12)$$

где  $D$ , см;  $v$ , см<sup>2</sup>/с;  $Q$ , л/с, м<sup>3</sup>/ч, м<sup>3</sup>/сут.

В соответствии с принятой размерностью принимаются следующие значения коэффициентов  $a$  и  $b$  (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Значения коэффициентов  $a$  и  $b$  в зависимости от расхода  $Q$

Q	л/с	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /сут.
a	41,53	11,54	0,480
b	43,76	4,65	0,018

Потери напора на трение по всей длине трубопровода определяются по формуле:

$$h_{тр} = il \quad \text{или} \quad i = h_{тр} / l = \operatorname{tg} \alpha. \quad (1.13)$$

**Пример 1.** По трубопроводу с внутренним диаметром 100 мм и длиной 3 км подается нефть в количестве 200 т/сут., плотностью  $\rho = 0,8$  т/м<sup>3</sup> и вязкостью  $\nu = 5$  Ст (см<sup>2</sup>/с =  $5 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с). Определить потери давления, выразив их в Па, кгс/см<sup>2</sup> и м.

Решение. Вначале определяем скорость нефти (м/с):

$$v = \frac{Q}{86400F\rho} = \frac{200}{86400 \cdot 0,785 \cdot 0,1^2 \cdot 0,8} = 0,368.$$

Режим движения нефти определяется по (1.5)

$$Re = vD / \nu = 0,368 \cdot 0,1 / 5 \cdot 10^{-4} = 73,6,$$

т. е. режим ламинарный.

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  определяем по формуле (1.4)

$$\lambda = 64 / Re = 64 / 73,6 = 0,87.$$

Перепад давления (в Па) найдем, используя формулу (1.3),

$$\Delta p = 0,87 \frac{3000}{0,1} \frac{800 \cdot 0,368^2}{2} = 1410000.$$

Перепад давления, выраженный в кгс/см<sup>2</sup> ( $1 \text{ кгс/см}^2 = 9,81 \cdot 10^4 \text{ Па}$ )

$$\Delta p = 1410000 / 9,81 \cdot 10^4 = 14,3$$

Перепад давления, выраженный в м,

$$h_{\text{тр}} = 0,87 \frac{3000 \cdot 0,368^2}{0,1 \cdot 2 \cdot 9,81} = 179.$$

**Определение потерь напора на местные сопротивления.** К местным сопротивлениям относятся сопротивления в закруглениях труб, резких поворотах, отводах, кранах, вентилях, задвижках, клапанах и т. д. Местные сопротивления необходимо учитывать при расчете всасывающих линий (имеющих небольшую длину) насосов и компрессоров.

При больших длинах напорных трубопроводов удельный вес местных сопротивлений обычно невелик и ими часто пренебрегают при расчетах.

Потери напора на местные сопротивления  $h_{\text{м.с}}$  находятся по формуле:

$$h_{\text{м.с}} = \xi \frac{v^2}{2g}. \quad (1.14)$$

Здесь  $v$  — средняя скорость движения жидкости в сечении потока за местным сопротивлением;  $\xi$  — коэффициент местного сопротивления, зависящий от  $Re$ , формы местного сопротивления и шероховатости, а для запорных устройств — от степени их открытия.

В большинстве случаев удобнее определять местные сопротивления по так называемой эквивалентной длине (длина прямого участка трубопровода данного диаметра, на которой потеря напора на трение по длине  $h_{\text{тр}}$  эквивалентна потере напора  $h_{\text{м.с}}$ , вызываемой данным местным сопротивлением).

Эквивалентная длина  $l_3$  определяется по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_{\text{тр}} = \lambda \frac{l_3}{D} \frac{v^2}{2g} \quad (1.15)$$

и по формуле (1.14).

Приравнивая между собой правые части формул (1.14) и (1.15)

$$\xi \frac{v^2}{2g} = \lambda \frac{l_3}{D} \frac{v^2}{2g},$$

получаем

$$l_3 = \frac{\xi}{\lambda} D. \quad (1.16)$$

Значения местных сопротивлений определяются из справочников.

Полный перепад давления в "рельефных" (не горизонтальных) трубопроводах определяется по формуле

$$\begin{aligned} H_{\text{н}} &= h_{\text{тр}} + h_{\text{м.с}} \pm \Delta z = \lambda \frac{l}{D} \frac{v^2}{2g} + \sum \xi \frac{v^2}{2g} \pm \Delta z = \\ &= \left( \lambda \frac{l}{D} + \sum \xi \right) \frac{v^2}{2g} \pm \Delta z, \end{aligned} \quad (1.17)$$

где  $h_{тр}$  и  $h_{м.с}$  — соответственно потери напора на трение (путевые поте-ри) и местные сопротивления, определяемые по (1.2) и (1.4);  $\pm\Delta z = \sum z_{п} - \sum z_{сп} = z_{н} - z_{к}$  разность геодезических отметок в м: плюс ста-вится тогда, когда сумма участков подъема ( $z_{п}$ ) трубопровода больше суммы участков спуска ( $z_{сп}$ ), минус—в обратном случае (рис. 1.1);  $z_{н}$  и  $z_{к}$  — соот-ветственно геодезические отметки начала и конца трубопровода.

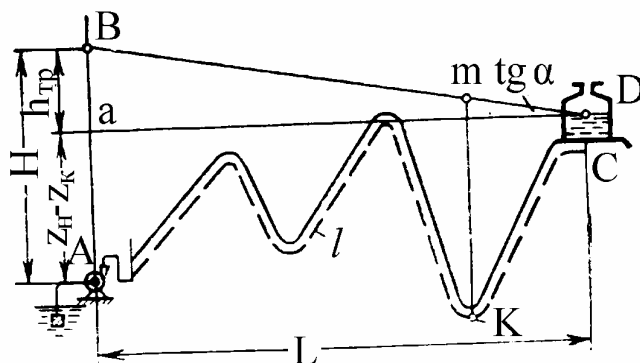


Рис. 1.1. Расчетная схема простого напорного трубопровода сложного профиля

Короткие трубопроводы (всасывающие линии насосов) также рассчиты-ваются по формуле (1.17), только вместо разности геодезических отметок  $\Delta z$  принимается разность уровней вала насоса и жидкости в резервуаре.

В некоторых случаях возникает необходимость в графическом повероч-ном расчете, который позволяет определить давление в любой точке трубо-провода. В этом случае строится в сжатом масштабе продольный профиль трубопровода, с совмещением начальных точек напорного трубопровода с отметкой оси насоса (точка А на рис. 1.1). Точка С — конечная точка тру-бопровода, соответствующая, например, отметке дна резервуара. Точка D — отметка верхнего уровня жидкости в резервуаре.

По вертикальной линии от оси насоса А откладывается в масштабе по-перечного профиля общий напор Н, определяемый по (1.17). Проведя гори-зонтальную линию, соответствующую уровню в резервуаре, получим точку а. Отрезок Аа соответствует разности геодезических отметок между осью насоса и верхним уровнем в резервуаре ( $z_{н} - z_{к}$ ), а отрезок аВ — напору, идущему на преодоление гидравлических сопротивлений в трубопроводе  $h_{тр}$ . Соединив точки В и D прямой линией, получим гидравлический уклон, оп-ределяемый формулой (1.8). Для определения напора в любой точке трубо-провода (пунктир) необходимо из этой точки провести вертикальную линию до линии гидравлического уклона ВD. Измеряя, например, линию Km и ум-ножая результат замера на поперечный масштаб, получим значение напора в данной точке трубопровода. В точке К трубопровода напор будет больше на-пора, развиваемого насосом. Построение таких графиков позволяет выявить участки трубопровода с минимальными и максимальными напорами, что не-обходимо знать при расчете трубопровода на прочность.

При определении гидравлического уклона или тангенса угла  $\alpha$  необходимо потери напора  $h_{тр}$  делить на длину трубопровода  $l$  (пунктирная линия), а не на его проекцию  $L$ .

Гидравлический расчет простого напорного трубопровода (постоянного диаметра и без ответвлений), транспортирующего жидкость в однофазном состоянии, сводится к определению одного из следующих параметров: 1) пропускной способности трубопровода  $Q$ ; 2) необходимого начального давления  $p_1$ ; 3) диаметра трубопровода  $D$ .

При этом физические свойства перекачиваемой жидкости — плотность  $\rho_{ж}$  и вязкость  $\nu_{ж}$ , а также разность геодезических отметок ( $\Delta z$ ), считаются известными.

В задачах первого типа искомой является пропускная способность трубопровода  $Q$ . Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  зависит от  $Re$ , а, следовательно, и от неизвестного расхода  $Q$ . Поэтому задачу решают графоаналитическим методом, сущность которого сводится к следующему.

Сначала задаются несколькими произвольными значениями расхода жидкости  $Q$ . Затем определяют скорость потока ( $v = Q/F = 4Q/\pi D^2$ ). Далее рассчитывают режим движения ( $Re = vD/\nu$ ) и в зависимости от него определяют  $\lambda$  по формуле (1.4) или (1.6). После чего, подставляя все известные данные в (1.2), находят для данного расхода потери напора в трубопроводе  $h_{тр}$  и строят по найденным величинам зависимость  $h_{тр} = f(Q)$  (рис. 1.2,а). После этого по заданному напору  $h_0$  находят искомую производительность трубопровода  $Q_0$ . При решении этой задачи за заданный напор  $h_0$ , определяемый из уравнения Бернулли (1.1), обычно принимают разность значений удельной потенциальной энергии

$$h_0 = \left( z_1 + \frac{p_1}{\rho g} \right) - \left( z_2 + \frac{p_2}{\rho g} \right) = \Delta z + \frac{\Delta p}{\rho g},$$

пренебрегая при этом скоростным напором  $(v_1^2 - v_2^2)/2g$  ввиду его малости.

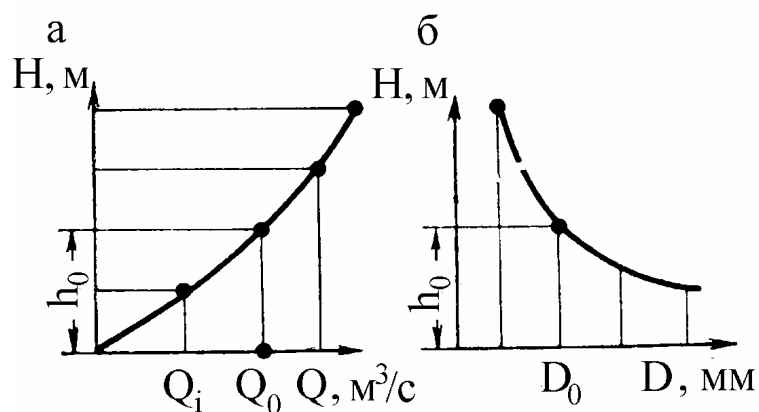


Рис. 1.2. Расчетные схемы простых трубопроводов

В задачах второго типа в зависимости от числа Рейнольдса, которое в данном случае легко определяется по известным диаметру трубопровода  $D$  и расходу жидкости  $Q$ , находят  $\lambda$ , затем решают уравнение (1.3) относительно искомого начального давления.

В задачах третьего типа искомым является диаметр нефтепровода  $D$  при известном расходе жидкости  $Q$ , перепаде давлений  $\Delta p$ , плотности  $\rho_{ж}$  и вязкости жидкости  $\nu_{ж}$ , а также длина трубопровода  $l$ .

Здесь, как и в задаче первого типа,  $\lambda$  зависит от режима движения, т. е. от числа Рейнольдса, и от неизвестного диаметра  $D$ , входящего в  $Re$ . Поэтому данная задача решается графоаналитическим методом. Для этого задаются различными значениями диаметра трубопровода, определяют соответствующие им потери и строят зависимость  $h_{тр} = f(D)$  (см. рис. 1.2, б).

Необходимый диаметр трубопровода определяется по кривой (см. рис. 1.2, б) по заданному напору

$$h_0 = \Delta z + \frac{\Delta p}{\rho g}.$$

Если такого диаметра труб в стандартах нет, то принимается ближайший наибольший диаметр.

**Пример 2.** Определить пропускную способность нефтепровода, если  $\Delta p = p_1 - p_2 = 0,981$  МПа;  $\Delta z = z_H - z_K = +40$  м;  $l = 1000$  м;  $D = 0,1$  м;  $\rho_H = 800$  кг/м<sup>3</sup>;  $\mu = 20 \cdot 10^{-3}$  Па·с.

Решение.

В связи с тем, что  $\lambda = f(Re)$ , а, следовательно, и  $\lambda = f(Q)$ , которые нам известны, задачу решаем графоаналитическим методом. Для этого сначала задаемся произвольными расходами  $Q_1, Q_2, \dots, Q_i$  и по формуле (1.5) определяем режим движения. Зная режим движения, по формуле (1.4) или (1.6) определяем  $\lambda$ . Подставив последний в (1.2), рассчитываем потери напора. Затем по полученным данным строим зависимость  $h_{тр} = f(Q)$  и по известному перепаду давления  $h_0$  определяем расход нефти.

Произвольные расходы нефти, соответствующие им скорости, а также коэффициенты гидравлического сопротивления и потери напора представлены ниже (табл. 1.2).

На рис. 1.3 показана кривая зависимости  $h_H = f(Q)$ , построенная по приведенным ниже данным.

Таблица 1.2

Зависимости расхода нефти, скорости, коэффициентов гидравлического сопротивления и потерь напора

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	0,001	0,003	8,008	0,012	0,01	0,03
$v, \text{ м/с}$	0,127	0,372	1,02	1,52	2,55	3,82
$\lambda$	0,127	0,0454	0,0395	0,0358	0,0316	0,0285
$h_{тр}, \text{ м}$	1,04	3,34	20,60	42,5	103,6	211,1

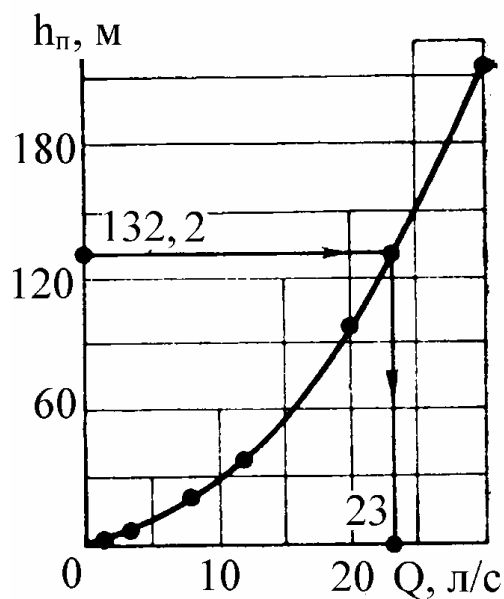


Рис. 1.3. Зависимость  $h_p=f(Q)$

Перепад давления  $\Delta p = 0,981 \text{ МПа} = 981\,000 \text{ Па}$ :  $9,81 \cdot 10^4 = 10 \text{ кгс/см}^2$ , где  $9,81 \cdot 10^4$  — переводной коэффициент из системы СИ в техническую.

Разность геодезических отметок  $\Delta z = +40 \text{ м}$ .

Перепад давления за счет разности геодезических отметок

$$\Delta z \rho g = 40 \cdot 800 \cdot 9,81 = 313920 \text{ Па} / 98100 \text{ Па} = 3,2 \text{ кгс/см}^2$$

Общий перепад давления  $p = 10 + 3,22 = 13,22 \text{ кгс/см}^2 = 132,2 \text{ м вод. ст.}$

На рис. 1.3 в масштабе проведена горизонтальная линия до кривой  $h_p=f(Q)$  и из точки пересечения на ось расходов  $Q$  восставлен перпендикуляр. Таким образом, пропускная способность нефтепровода получалась равной 23 л/с.



## 2. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ НЕНЬЮТОНОВСКИЕ ЖИДКОСТИ

Разрабатывается много месторождений с парафинистой нефтью, движение которой по трубам не подчиняется известным законам гидравлики.

При перекачке высоковязких нефтей возникает необходимость увеличения мощности перекачивающих агрегатов, использования путевых подогревателей, или увеличения диаметра нефтепровода или использования различных реагентов.

Характерной особенностью парафинистой нефти является зависимость изменения вязкости от перепада давления  $\Delta p$  (или, что одно и то же, от напряжения сдвига  $\tau$ ) и от изменения градиента скорости в трубе  $dv/dr$ .

Под реологическими свойствами нефти понимается зависимость вязкости нефти  $\mu$  от изменения градиента скорости в трубе  $dv/dr$  и напряжения сдвига  $\tau$  (рис. 2.1, в).

Согласно закону Ньютона о вязкостном трении при движении жидкости в круглой трубе, уравнение касательного напряжения  $\tau$  записывается в виде:

$$\tau = \frac{F}{S} = -\mu \frac{dv}{dr}, \quad (2.1)$$

где  $\tau$  — касательное напряжение сдвига (Па) между двумя слоями жидкости или между жидкостью и телом, заштрихованным на рис. 2.1, а;  $F$  — сила, Н;  $S$  — площадь соприкосновения между двумя слоями жидкости, м<sup>2</sup>;  $\mu$  — коэффициент пропорциональности, называемый коэффициентом динамической вязкости. Па·с;  $dv/dr$  — градиент скорости между слоями жидкости, 1/с;  $r$  — расстояние от оси трубы, м.

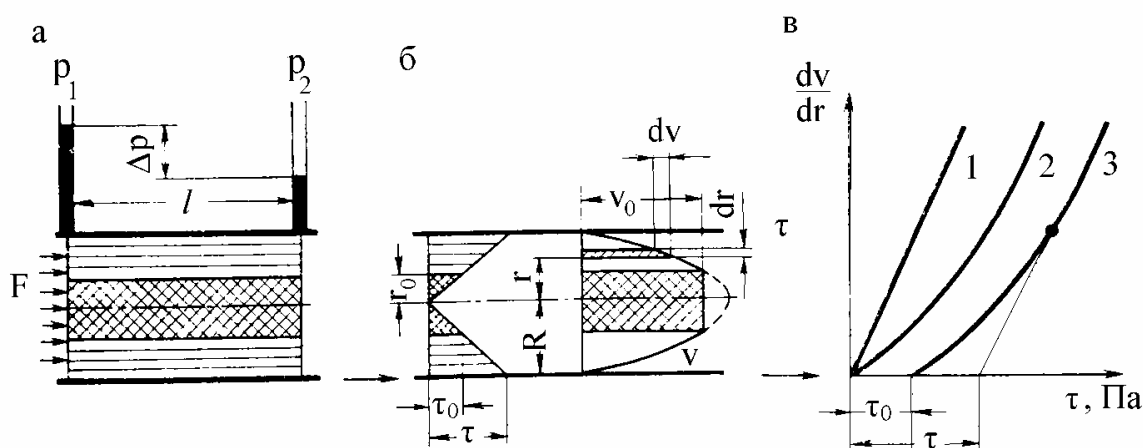


Рис. 2.1 Движение ньютоновских и неньютоновских жидкостей по трубам: а — модель течения жидкости; б — распределение напряжений и скоростей в структурном потоке; в — зависимость напряжений сдвига от градиента скорости для ньютоновских 1 и неньютоновских 2, 3 жидкостей

Формулу (2.1) можно представить в виде

$$\mu = \frac{\tau}{dv/dr}.$$

Зависимость имеет вид прямой, выходящей из начала координат (рис. 2.1,в, поз. 1), тангенс угла которой к оси ординат является постоянной величиной и характеризует абсолютную вязкость нефти. Жидкости, вязкость которых изменяется по прямолинейному закону ( $\mu = \text{const}$ ) в зависимости от напряжения сдвига и градиента скорости  $dv/dr$ , называются ньютоновскими.

Жидкости, вязкость которых изменяется в зависимости от напряжения сдвига и градиента скорости ( $\mu^* \neq \text{const}$ ), называются неньютоновскими (кривые 2 и 3 на рис. 2.1,в). Кривые этого типа обычно можно снять при температуре застывания нефти.

Вязкость неньютоновских жидкостей определяется по уравнению Шведова-Бингема:

$$\tau = \tau_0 + \mu^* \frac{dv}{dr} \quad (2.2)$$

или

$$\tau - \tau_0 = \mu^* \frac{dv}{dr},$$

где  $\tau_0$  — минимальное касательное напряжение, превышение которого вызывает текучесть ядра неньютоновской жидкости, Па;  $\mu^*$  — кажущаяся вязкость неньютоновской жидкости, т. е. вязкость, зависящая от градиента скорости  $dv/dr$ , Па·с.

Предельному равновесию, т.е. такому состоянию, когда неньютоновская жидкость только начнет двигаться, будет соответствовать условие

$$\Delta p_0 = \frac{4\tau l}{D} = \frac{2\tau l}{R}. \quad (2.3)$$

Таким образом, если

$$\Delta p > \Delta p_0 = \frac{2\tau l}{R}, \quad (2.4)$$

то жидкость в трубопроводе будет двигаться, и в зависимости от приложенной разности давлений могут образоваться три различных режима ее движения: структурный, ламинарный или турбулентный.

Для любого цилиндрического слоя жидкости радиусом (рис. 2.1,б)  $r > r_0$  касательное напряжение  $\tau$  можно выразить аналогично формуле (2.3), т.е.

$$\tau = \frac{d\Delta p}{4l} = \frac{2r\Delta p}{4l} = \frac{r\Delta p}{2l}, \quad (2.5)$$

где  $d$  — диаметр цилиндрического слоя жидкости, в котором напряжение сдвига равно  $\tau$ .

Для определения скорости движения центрального ядра при  $r = r_0$

$$v_0 = \frac{\Delta p}{4\mu^* l} (R^2 - r_0^2) - \frac{\tau_0}{\mu^*} (R - r_0). \quad (2.6)$$

Расход жидкости при ламинарно-структурном режиме будет равен

$$Q = Q_{\text{л}} + Q_{\text{ц}},$$

где  $Q_{\text{л}}$  и  $Q_{\text{ц}}$  — соответственно расход в ламинарном кольце и в центральном ядре.

Проведя интегрирование и некоторые упрощения, получим формулу Букингема:

$$Q = \frac{\pi R^2}{8\mu^* l} \left( \Delta p - \frac{4}{3} \Delta p_0 + \frac{1}{3} \frac{\Delta p_0^4}{\Delta p^3} \right). \quad (2.7)$$

При больших перепадах давлений последним членом в этом уравнении можно пренебречь ввиду его малости, и тогда формула (2.7) принимает вид

$$Q = \frac{\pi R^2}{8\mu^* l} \left( \Delta p - \frac{4}{3} \Delta p_0 \right), \quad (2.8)$$

где  $\Delta p$  — наблюдаемый перепад давлений;  $\Delta p_0$  — перепад давления, соответствующий началу движения жидкости.

Часто пользуются формулой Букингема следующего вида:

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta p_0}{8\mu^* l} \left( 1 - \frac{4}{3} \frac{r_0}{R} + \frac{1}{3} \left( \frac{r_0}{R} \right)^4 \right). \quad (2.9)$$

Так как касательные напряжения в трубе имеют линейный характер (рис. 2.1,б), то на поверхности ядра они равны

$$\tau_0 = \tau r_0 / R,$$

откуда

$$r_0 = \tau_0 R / \tau. \quad (2.10)$$

**Пример 3.** Определить напряжение сдвига в плоскости ядра, находящегося на расстоянии  $r_0 = 25$  мм от стенки трубы диаметром  $D = 100$  мм при перекачке парафинистой нефти со средней скоростью, равной  $0,1$  м/с. Плотность нефти  $\rho = 900$  кг/м<sup>3</sup>. Динамическая вязкость  $\mu^* = 100$  сП ( $1 \text{ сП} = 1 \cdot 10^{-1}$  Па·с).

Решение. Определим режим движения

$$Re = \frac{vD\rho}{\mu^*} = \frac{0,1 \cdot 0,1 \cdot 900}{1 \cdot 10^{-1}} = 90 \text{ — ламинарный.}$$

Перепад давления на единицу длины трубопровода (в Па/м) определим по формуле (2.9), пренебрегая в ней членом, заключенным в квадратные скобки, ввиду его малости

$$\frac{\Delta p_0}{l} = \frac{8Q\mu^*}{\pi(D/2)^4} = \frac{128Q\mu^*}{\pi D^4}$$

или

$$\frac{\Delta p_0}{l} = \frac{128 \cdot 0,785 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 10^{-1}}{3,14 \cdot 0,1^2} = 32,4.$$

Максимальное касательное напряжение (в Па), возникающее у стенки трубы, определится по формуле (2.3):

$$\tau = \frac{\Delta p_0 R}{2l} = 32,4 \frac{0,05}{2} = 0,85.$$

Касательное напряжение (в Па) на поверхности ядра определится по формуле (2.10):

$$\tau_0 = \frac{\tau r}{R} = 0,85 \frac{0,025}{0,05} = 0,42.$$

**Пример 4.** Определить подачу выкидной линии для условий примера 3, если длина ее 20 м и перепад давления на этой длине  $\Delta p = 2 \text{ кгс/см}^2$  ( $2 \cdot 9,81 \cdot 10^4 \text{ Па}$ ).

Решение. Подача выкидной линии (в  $\text{м}^3/\text{с}$ ) определится по формуле (2.9):

$$Q = \frac{3,14 \cdot 0,05^4 \cdot 2}{8 \cdot 20 \cdot 1 \cdot 10^{-1}} \left[ 1 - \frac{4 \cdot 0,025}{3 \cdot 0,05} + \frac{1}{3} \left( \frac{0,025}{0,05} \right)^4 \right] = 8,84 \cdot 10^{-7}.$$

Вследствие большой вязкости нефти и малого перепада давления подача выкидной линии мала.

### 3. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОМ ДВИЖЕНИИ ЖИДКОСТЕЙ

На практике приходится иметь дело с подогреваемыми потоками жидкостей (особенно при перекачке парафинистых нефтей) или теряющими естественную теплоту в окружающей среде. С понижением температуры увеличивается вязкость нефти (эмульсии), а, следовательно, и гидравлическое сопротивление при ее транспортировании по трубопроводам. Все это трудно поддается учету при проектировании выкидных линий и сборных коллекторов на вновь открытых месторождениях, поэтому приходится принимать какую-то среднюю температуру жидкости на устьях скважин при максимально возможных дебитах, предусмотренных проектом разработки.

Связь между начальной и конечной температурой нефти, а также температурой окружающей трубопровод среды устанавливается по формуле В. Г. Шухова:

$$\frac{t_k - t_0}{t_n - t_0} = e^{-ab}, \quad (3.1)$$

где  $t_n$  и  $t_k$  — соответственно начальная и конечная температура нефти,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t_0$  — температура окружающей трубопровод среды,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $e$  — основание натурального логарифма, равное 2,72;  $l$  — длина трубопровода, м.

Величина  $a$  в данной формуле определяется из выражения

$$a = \frac{\pi DK}{Q\rho c}, \quad (3.2)$$

называемого критерием Шухова.

Здесь  $D$  — наружный диаметр трубопровода, м;  $K$  — полный коэффициент теплопередачи от жидкости в окружающую трубопровод среду,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ;  $Q$  — объемный расход жидкости,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $\rho$  — плотность жидкости,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $c$  — теплоемкость жидкости (для нефти  $c = 2,09$ , для воды  $c = 4,19$   $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C})$ ).

Если нефть поступает в трубопровод с начальной температурой  $t_n$ , то на расстоянии  $x$  от его начала средняя по сечению температура определяется по формуле (3.1):

$$t_x = t_0 + (t_n - t_0)e^{-\frac{\pi DKx}{Q\rho c}}. \quad (3.3)$$

В конце трубопровода, когда  $x=l$ ,  $t_x=t_k$ .

В трубопроводе в общем случае наблюдаются два режима течения: на начальном участке при сравнительно высокой температуре жидкости — турбулентный режим, а в конце — ламинарный.

При этом длина турбулентного участка  $l_T$  определяется по формуле

$$l_t = \frac{Q\rho c}{\pi DK} \ln \frac{t_n - t_0}{t_{кр} - t_0}, \quad (3.4)$$

где  $t_{кр}$  — критическая температура, соответствующая переходу турбулентного режима в ламинарный.

Критическое значение вязкости  $v_{кр}$ , при которой ламинарный режим переходит в турбулентный, определяется по формуле

$$v_{кр} = \frac{vD}{Re_{кр}} = \frac{4G}{\pi D Re_{кр}}. \quad (3.5)$$

Если вязкость жидкости вычислять по формуле П. А. Филонова

$$v = v_x e^{-u(t-t_x)}, \quad (3.6)$$

то с учетом (3.5) критическая температура определяется из выражения

$$t_{кр} = t_x + \frac{1}{u} \ln \frac{v_x \pi D Re_{кр}}{4G}, \quad (3.7)$$

где  $t$  — температура нефти,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t_x$  — температура, выбираемая в рабочем интервале температур;  $v_x$  — кинематическая вязкость нефти при произвольной известной температуре  $t_x$ ;  $u$  — показатель крутизны кривой вязкости, имеющий размерность, обратную температуре, т. е.  $1/^{\circ}\text{C}$ .

Для аналитического определения показателя крутизны  $u$  необходимо знать вязкость нефти  $v_1$  и  $v_2$  при двух различных температурах  $t_1$  и  $t_2$ .

$$u = \frac{\ln \frac{v_1}{v_2}}{t_2 - t_1} = \text{tg} \alpha. \quad (3.8)$$

Для ориентировочного определения вязкости нефтей в зависимости от их температуры и плотности можно пользоваться графиком рис. 3.1. **Пример 5.** Рассчитать оптимальные условия перекачки вязкой нефти зависимости от температуры и плотности нефти по нефтепроводу диаметром  $D_b = 359$  мм на расстояние  $L = 20$  км с расходом  $G = 500$  м<sup>3</sup>/ч. Температура окружающей трубопровод среды  $t_0 = 0$   $^{\circ}\text{C}$ . Полный коэффициент теплопередачи на участке турбулентного движения  $K_T = 3,5$  ккал/м<sup>2</sup>·ч<sup>0</sup>С, на участке ламинарного движения  $K_L = 2,5$  ккал/м<sup>2</sup>·ч<sup>0</sup>С. Плотность перекачиваемой нефти  $\rho = 0,9$  т/м<sup>3</sup>. Теплоемкость нефти  $c_p = 1,95$  кДж/(кг<sup>0</sup>С). Начальная температура нефти  $t_n = 90$   $^{\circ}\text{C}$ , конечная  $t_k = 25$   $^{\circ}\text{C}$ .

В табл. 3.1 представлена зависимость вязкости нефти от температуры.

Таблица 3.1

Зависимость вязкости нефти от температуры

$t, ^{\circ}\text{C}$	25	30	40	50	60	70	80	90	100
$v, \text{см}^2/\text{с}$	37,55	26,50	13,20	6,50	3,24	1,61	0,80	0,393	0,20

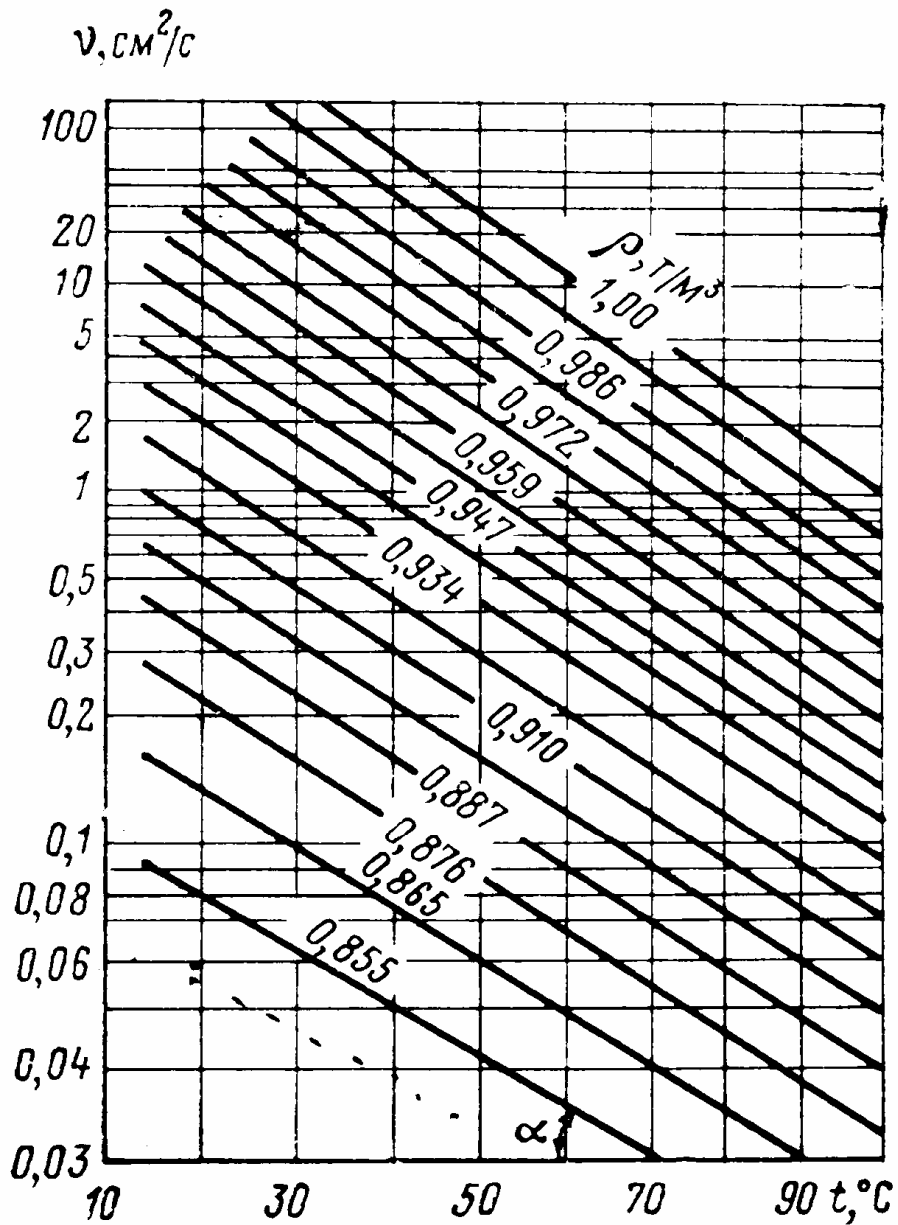


Рис. 3.1. Номограмма для ориентировочного определения вязкости нефтей в зависимости от температуры и плотности

**Решение:**

1. Определим коэффициент крутизны вискограммы  $u$  (в  $1/^\circ\text{C}$ ) по формуле (3.8):

$$u = \frac{1}{90 - 25} \ln \frac{37,55}{0,393} = 0,071.$$

2. Определим вязкость нефти (в  $\text{cm}^2/\text{c}$ ) при температуре  $t_0 = 0^\circ\text{C}$  по формуле (3.6):

$$\nu_0 = 37,55 \cdot 2,72^{-0,07(0-25)} = 216.$$

3. Критерии Рейнольдса при температуре  $t_0$  равен

$$Re = \frac{vD}{\nu} = \frac{4G}{\pi D \nu} = \frac{4 \cdot 500}{3,14 \cdot 0,359 \cdot 216 \cdot 10^{-4} \cdot 3600} = 23,$$

т. е. течение ламинарное.

Потерю напора при температуре  $t_0$  определим по формуле (1.2), для чего вначале вычислим скорость движения жидкости в трубе (м/с):

$$v = \frac{G}{F} = \frac{4 \cdot 500}{3,14 \cdot 0,359^2 \cdot 3600} = 1,36.$$

Потеря напора (м) будет

$$h_{тр} = \frac{64}{23} \cdot \frac{20000 \cdot 1,36^2}{0,359 \cdot 2 \cdot 9,81} = 14500.$$

1. Определим критическую температуру жидкости ( $^{\circ}C$ ) по формуле (3.7)

$$t_{кр} = 25 + \frac{1}{0,07} \ln \frac{37,55 \cdot 3600 \cdot 3,14 \cdot 0,359 \cdot 2300}{10^4 \cdot 4 \cdot 500} = 66$$

Таким образом, при температуре жидкости ниже  $66^{\circ}C$  режим движения ламинарный, а выше — турбулентный.

Длина трубопровода (м) с турбулентным режимом движения нефти определится по (3.4):

$$l_m = \frac{500 \cdot 0,900 \cdot 1,95}{3,14 \cdot 0,359 \cdot 3,5 \cdot 1,163} \ln \frac{90 - 0}{66 - 0} = 59,3 \text{ м}$$



#### 4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДОВ СБОРА ГАЗА

Перемещение газа по трубе по сравнению с перемещением по ней нефти характеризуется рядом важных особенностей, являющихся результатом различия их физических свойств. Вследствие гидравлических сопротивлений, имеющих место при движении газа по трубе, происходит непрерывное снижение давления, которое в большинстве случаев бывает больше атмосферного в начале трубы. В результате снижения давления происходит расширение газа, его удельный объем увеличивается, а плотность, наоборот, уменьшается. Если движение установившееся, то массовый расход газа  $G$  в силу неразрывности движения остается неизменным, объемный же расход  $Q$  будет увеличиваться по длине трубы, вследствие чего величина объемной скорости газа повышается.

При расширении газа и явлений теплообмена будет иметь место также и непрерывное изменение температуры газа по длине трубы. Однако в большинстве случаев оказывается вполне возможным принять температуру постоянной, считая, что процесс расширения газа происходит изотермически. При этом величина динамической вязкости газа будет сохраняться почти постоянной.

В нефтепромысловой практике приходится определять гидравлические параметры газопровода, т. е. расход, диаметр, начальное и конечное давления. Исходным уравнением для гидравлического расчета газопроводной трубы при перемещении по ней газа является уравнение Дарси-Вейсбаха

$$\Delta p = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2} \rho. \quad (4.1)$$

Для элемента трубы оно будет иметь вид

$$-\frac{\Delta p}{\rho} = \lambda \frac{1}{D} \frac{v^2}{2} dL. \quad (4.2)$$

Обозначим линейную скорость через массовый расход

$$v^2 = \frac{C^2}{\rho^2 S^2}, \quad (4.3)$$

де  $S$  — площадь поперечного сечения потока газа.

При этом равенство (4.1) примет вид

$$-\rho dp = \lambda \frac{C^2}{2DS^2} dL. \quad (4.4)$$

Для изотермического перемещения газа

$$\rho = \rho_0 \frac{p}{p_0}, \quad (4.5)$$

где  $p_0$  — атмосферное давление;  $\rho_0$  — плотность газа при атмосферных условиях.

$$C = 0,785D^2 \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2)D\rho_0}{p_0\lambda L}}. \quad (4.6)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  зависит от режима движения газа. В промышленных газопроводах режим движения всегда турбулентный. Для такого режима существует несколько формул, определяющих величину  $\lambda$ . Наиболее простая и распространенная из них эмпирическая формула, предложенная Веймаутом:

$$\lambda = \frac{0,009407}{D^{0,333}}. \quad (4.7)$$

Тогда массового расхода газа (кг/с):

$$C = 8,25D^{2,667} \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2)\rho_0}{p_0L}}, \quad (4.8)$$

где  $D$  — внутренний диаметр трубы, м;  $p_1$  и  $p_2$  — абсолютные давления в начале и конце трубопровода, Па;  $\rho_1$  — плотность газа в начале трубы при атмосферных условиях в кг/м<sup>3</sup>;  $L$  — длина трубы, м.

**Пример 6.** Определить массовую пропускную способность газопровода диаметром  $D = 0,2$  м и длиной  $L = 15000$  м при следующих условиях:

$p_1 = 784532$  Па;  $p_2 = 196133$  Па;  $p_0 = 98066,5$  Па и  $\rho_0 = 1,1$  кг/м<sup>3</sup>.

Решение. Согласно формуле (4.8)

$$C = 8,25 \cdot 0,2^{2,667} \sqrt{\frac{(784532^2 - 196133^2) \cdot 1,1}{98066,5 \cdot 15000}} = 2,35 \text{ кг/с.}$$

Иногда удобно определять объемный, а не массовый расход газа. Для получения формулы объемного расхода газа при его изотермическом движении заменим в формуле (4.1):

$$\rho = \rho_0 \frac{p}{p_0} \quad \text{и} \quad v = v_0 \frac{p_0}{p},$$

Плотность газа:

$$\rho = \frac{d_r p_0 z}{R_B T},$$

где  $d_r$  — плотность газа относительно воздуха;  $R_B$  — газовая постоянная, отнесенная к 1 кг воздуха, Дж/кг<sup>0</sup>С;  $T$  — абсолютная температура перемещения газа, в К;  $p_0$  — давление газа, в кг/м<sup>2</sup>,  
а объем газа:

$$Q = S \frac{p_1}{p_0} \frac{T_{ст}}{T} v.$$

Приняв  $T_{ст} = 293$  К;  $R_B = 287$  Дж/кг<sup>0</sup>С ;  $S = \frac{\pi D^2}{4}$  получим

$$Q = 40900 D^{2,667} \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{p_0^2 d_r z T L}}.$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Технологические процессы сбора и подготовки углеводородного сырья заключаются в последовательном изменении состояния продукции нефтяной скважины и отдельных ее составляющих (нефть и газ), завершающийся получением товарной продукции. После разделения продукции скважины технологический процесс состоит в рассмотрении отдельно нефтяного и газового материальных потоков. Технология сбора, очистки и использования пластовой воды является особым процессом.

Системы сбора и подготовки нефти и газа представляют комплекс последовательных и взаимосвязанных аппаратов, механизмов, машин и сооружений, обеспечивающих выполнение условий, предусмотренных в технологической схеме.

Внутрипромысловые трубопроводы являются неотъемлемой частью системы сбора и подготовки нефти и газа. Расчет трубопроводов при различных режимах течения углеводородов и их смесей позволяет принять обоснованные решения при рассмотрении вариантов обустройства нефтегазовых месторождений.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Хафизов А. Р.* Технологии сокращения промышленных потерь углеводородного сырья. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 1997. — 186 с.
2. *Хафизов А. Р.* Повышение эффективности технологических процессов сокращения потерь при сборе и подготовке углеводородного сырья /дисс. на соискание уч. ст. д-ра техн. наук. — Уфа, 1998.
3. *Ткачев О. А., Тугунов П. И.* Сокращение потерь при транспорте и хранении. — М.: Недра, 1988.- 118 с.
4. *Коршунов Е. С., Едигаров С. Г.* Промысловый транспорт нефти и газа. — М.: Недра, 1975. — 296 с.
5. *Байков Н. М., Колесников Б. В., Челпанов П. И.* Сбор, транспорт и подготовка нефти. — М.: Недра, 1975. — 317 с.

**Задания для курсовой работы  
«Расчеты внутрипромысловых трубопроводов»**

**Задание 1**

№ варианта	Диаметр D, мм	Длина L, км	Пропускная способность Q, м <sup>3</sup> /сут	Плотность ρ, т/м <sup>3</sup>	Вязкость ν, м <sup>2</sup> /с
1	150	4	300	0,878	5·10 <sup>-4</sup>
2	180	3,5	360	0,878	5·10 <sup>-4</sup>
3	210	3	420	0,878	5·10 <sup>-4</sup>
4	240	2,5	480	0,878	5·10 <sup>-4</sup>
5	270	2	520	0,878	5·10 <sup>-4</sup>
6	300	1,5	600	0,878	5·10 <sup>-4</sup>

**Задание 2**

№ варианта	Диаметр D, мм	Длина L, км	Плотность ρ, т/м <sup>3</sup>	Потери давления Δр, МПа	Разность геодезических отметок Δz, м	Коэффициент динамической вязкости μ, Па·с
1	150	4	0,878	0,981	+ 80	20·10 <sup>-3</sup>
2	180	3,5	0,878	0,981	+ 70	20·10 <sup>-3</sup>
3	210	3	0,878	0,981	+ 60	20·10 <sup>-3</sup>
4	240	2,5	0,878	0,981	+ 50	20·10 <sup>-3</sup>
5	270	2	0,878	0,981	+ 40	20·10 <sup>-3</sup>
6	300	1,5	0,878	0,981	+ 30	20·10 <sup>-3</sup>

**Задание 3**

№ варианта	Диаметр D, мм	Плотность ρ, т/м <sup>3</sup>	Коэффициент динамической вязкости μ, Па·с	Скорость ν, м/с	Расстояние r <sub>0</sub> , мм
1	150	0,9	1·10 <sup>-1</sup>	0,2	0,35
2	180	0,9	1·10 <sup>-1</sup>	0,1	0,15
3	210	0,9	1·10 <sup>-1</sup>	0,2	0,2
4	240	0,9	1·10 <sup>-1</sup>	0,1	0,35
5	270	0,9	1·10 <sup>-1</sup>	0,2	0,15
6	300	0,9	1·10 <sup>-1</sup>	0,1	0,2

**Задание 4**

№ варианта	Потери давления Δр, кгс/см <sup>2</sup>	Длина выкидной линии l, м
1	1,3	70
2	1,7	100
3	2,2	150
4	2,5	200
5	1,9	80
6	1,5	50

### Задание 5

№ варианта	Диаметр $D$ , мм	Длина $L$ , км	Кол-во транспорт. нефти $G$ , м <sup>3</sup> /ч	Тем-ра окр. среды $t_0$ , °C	Коэф. тепло-передачи $k_T$ , ккал/м <sup>2</sup> ·ч·°C	Коэф. тепло-передачи $k_L$ , ккал/м <sup>2</sup> ·ч·°C	Плотность $\rho$ , т/м <sup>3</sup>	Теплоемкость нефти $c_p$ , кг·°C	Тем-пература нефти начальная $t_n$ , °C	Тем-пература нефти конечная $t_k$ , °C
1	150	4	210	0	3,5	2,5	0,9	1,95	100	40
2	180	3,5	250	0	3,5	2,5	0,9	1,95	80	25
3	210	3	300	0	3,5	2,5	0,9	1,95	90	30
4	240	2,5	340	0	3,5	2,5	0,9	1,95	100	30
5	270	2	380	0	3,5	2,5	0,9	1,95	70	25
6	300	1,5	420	0	3,5	2,5	0,9	1,95	90	40

### Задание 6

№ варианта	Диаметр $D$ , мм	Длина $L$ , км	Давление в начале $p_1$ , Па	Давление в конце $p_2$ , Па	Давление атмосфер. $P_0$ , Па	Плотность газа $\rho_0$ , кг/м <sup>3</sup>
1	150	4	854332	178100	98066,5	1,1
2	180	3,5	770532	190033	98066,5	1,1
3	210	3	884555	195100	98066,5	1,1
4	240	2,5	794500	196133	98066,5	1,1
5	270	2	784532	180154	98066,5	1,1
6	300	1,5	660332	166223	98066,5	1,1

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Волгоградский государственный технический университет»  
Институт архитектуры и строительства  
Кафедра Нефтегазовых сооружений

**Курсовая работа**  
**«Расчет внутрипромысловых трубопроводов»**  
по дисциплине  
«Обустройство транспортных систем на нефтегазовых месторождениях»

Выполнил:

ст. гр. СМ-9-ХХ

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О.)

Проверил:

к.т.н., доцент

Томарева И.А.

Волгоград 20\_\_ г.



Публикуется в авторской редакции

Минимальные систем. требования:  
PC 486 DX-33; Microsoft Windows XP; Internet Explorer 6.0; Adobe Reader 6.0.

Подписано в свет 26.11.2018

Гарнитура «Таймс». Уч.-изд. л 0,99. Объем данных 0,41 Мбайт.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Волгоградский государственный технический университет»  
400074, Волгоград, ул. Академическая, 1  
<http://www.vgasu.ru>, [info@vgasu.ru](mailto:info@vgasu.ru)