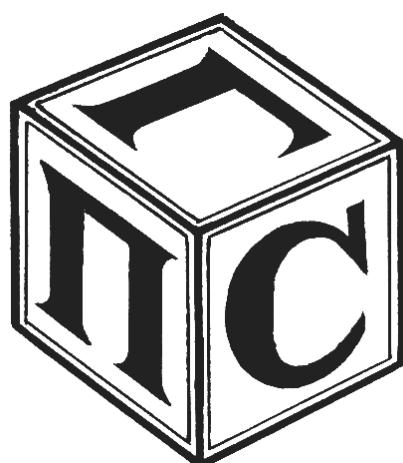


МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«БЕЛОРУССКО-РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Промышленное и гражданское строительство»

# ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

*Методические рекомендации к практическим  
занятиям для студентов направления подготовки  
21.03.01 «Нефтегазовое дело» дневной формы обучения*



Могилев 2025

УДК 622.276

ББК 39.77

П79

Рекомендовано к изданию  
учебно-методическим отделом  
Белорусско-Российского университета

Одобрено кафедрой «Промышленное и гражданское строительство»  
«29» сентября 2025 г., протокол № 2

Составитель Ю. Н. Котов

Рецензент канд. техн. наук, доц. И. В. Лесковец

Методические рекомендации предназначены для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» дневной формы обучения. В них приведены необходимые данные для проведения практических занятий, а также представлены примеры расчета.

Учебное издание

## ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

Ответственный за выпуск

И. В. Лесковец

Корректор

И. В. Голубцова

Компьютерная верстка

Н. П. Полевничая

Подписано в печать . Формат 60×84/16. Бумага офсетная. Гарнитура Таймс.  
Печать трафаретная. Усл. печ. л. . Уч.-изд. л. . Тираж 16 экз. Заказ №

Издатель и полиграфическое исполнение:

Межгосударственное образовательное учреждение высшего образования  
«Белорусско-Российский университет».

Свидетельство о государственной регистрации издателя,  
изготовителя, распространителя печатных изданий  
№ 1/156 от 07.03.2019.

Пр-т Мира, 43, 212022, г. Могилев.

© Белорусско-Российский  
университет, 2025

## Содержание

Введение.....	4
1 Практическое занятие № 1. Расчет физико-химических свойств нефти.....	5
2 Практическое занятие № 2. Расчёт нефтепровода на прочность и устойчивость.....	8
3 Практическое занятие № 3. Определение объема земляных работ по укладке трубопровода .....	11
4 Практическое занятие № 4. Гидравлический расчет нефтепровода ....	14
5 Практическое занятие № 5. Расчет насосных станций.....	17
6 Практическое занятие № 6. Определение основных физических свойств перекачиваемого газа .....	19
7 Практическое занятие № 7. Расчёт компрессорной станции .....	23
8 Практическое занятие № 8. Расчёт линейного участка между компрессорными станциями.....	27
Список литературы.....	30

## **Введение**

Целью учебной дисциплины «Проектирование линейной части газонефтепровода» является формирование знаний, умений и навыков у студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело», позволяющих принимать оптимальные решения в практической работе с решением задач в области проектирования трубопроводов транспорта углеводородов.

Целью выполнения практических работ является получение студентами навыков:

- в расчете физико-химических свойств нефти;
- в расчете нефтепровода на прочность и устойчивость;
- в определении объема земляных работ по укладке трубопровода;
- в гидравлическом расчете нефтепровода;
- в расчете насосных станций;
- в определении основных физических свойств перекачиваемого газа;
- в расчете компрессорных станций;
- в расчете линейного участка между компрессорными станциями.

Для приобретения устойчивых навыков решить все задачи, представленные в методических рекомендациях, используя при этом действующую нормативную литературу.

Отчет по практическим занятиям включает решение задач с расшифровкой всех условных обозначений и ссылками на пункты нормативных документов, согласно которым произведен расчет. Отчет оформляется в свободной форме на листах формата А4 или в ученической тетради.

# 1 Практическое занятие № 1. Расчет физико-химических свойств нефти

Физико-химические свойства нефти и светлых нефтепродуктов, имеющие существенное значение для организации технологического процесса их транспортировки по трубопроводам, характеризуются расчетной температурой транспортируемой нефти  $T_p$ , плотностью  $\rho_T$ , а также кинематической вязкостью  $v_T$ .

Расчетная температура транспортируемой нефти принимается равной минимальной среднемесячной температуре грунта на глубине заложения оси трубопровода с учетом начальной температуры нефти на головных сооружениях, тепловыделений в трубопроводе, обусловленных трением потока, и теплопередачи в грунт. Допускается расчетную температуру нефти принимать равной среднемесячной температуре грунта самого холодного месяца на уровне оси подземного трубопровода. Для трубопровода большой протяженности трасса разбивается на отдельные участки с относительно одинаковыми условиями. В этом случае можно записать

$$T_p = \frac{1}{L} \cdot \sum_{i=1}^n l_i T_i, \quad (1.1)$$

где  $L$  – полная протяженность нефтепровода, км;

$l_i$  – длина  $i$ -го участка с относительно одинаковой температурой  $T_i$ , км;

$n$  – число участков;

$T_i$  – температура грунта на глубине залегания оси трубопровода на  $i$ -м участке.

Расчетная плотность  $\rho_T$ , кг/м<sup>3</sup>, при температуре  $T = T_p$  определяется по формуле Д. И. Менделеева

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_P(T - 293)} \quad (1.2)$$

или

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T); \quad (1.3)$$

$$\xi = 1,825 - 0,001315\rho_{293}, \quad (1.4)$$

где  $\beta_P$  – коэффициент объемного расширения.

Расчетная кинематическая вязкость, мм<sup>2</sup>/с, нефти  $v_T$  определяется при расчетной температуре по вязкостно-температурной кривой либо по одной из следующих зависимостей:

1) по формуле Вальтера (ASTM)

$$\lg \lg(v_T + 0,8) = a + b \cdot \lg T_p, \quad (1.5)$$

где  $\nu_T$  – расчетная кинематическая вязкость нефти,  $\text{мм}^2/\text{с}$ ,

$$\nu_T = 10^{10^{a+b\lg T}} - 0,8; \quad (1.6)$$

$a, b$  – постоянные коэффициенты, определяемые по двум значениям вязкости  $\nu_1$  и  $\nu_2$  при температурах  $T_1$  и  $T_2$ :

$$a = \lg \lg(\nu_1 + 0,8) - b \lg T_1; \quad (1.7)$$

$$b = \frac{\lg \left( \frac{\lg(\nu_1 + 0,8)}{\lg(\nu_2 + 0,8)} \right)}{\lg T_1 - \lg T_2}; \quad (1.8)$$

2) по формуле Филонова – Рейнольдса

$$\nu_T = \nu_1 e^{(-u(T-T_1))}, \quad (1.9)$$

где  $u$  – коэффициент крутизны вискограммы,  $1/\text{К}$ ,

$$u = \frac{1}{T_1 - T_2} \ln \frac{\nu_2}{\nu_1}. \quad (1.10)$$

Таблица 1.1 – Средние температурные поправки плотности и коэффициенты объемного расширения

Плотность $\rho_{293}$ , $\text{кг}/\text{м}^3$	Температурная поправка $\xi$ , $\text{кг}/(\text{К} \cdot \text{м}^3)$	Коэффициент объемного расширения $\beta_p$ , $1/\text{К}$	Плотность $\rho_{293}$ , $\text{кг}/\text{м}^3$	Температурная поправка $\xi$ , $\text{кг}/(\text{К} \cdot \text{м}^3)$	Коэффициент объемного расширения $\beta_p$ , $1/\text{К}$
700...709	0,897	0,001263	890...899	0,647	0,000722
710...719	0,884	0,001227	900...909	0,638	0,000699
720...729	0,870	0,001193	910...919	0,620	0,000677
730...739	0,857	0,001160	920...929	0,607	0,000656
740...749	0,844	0,001128	930...939	0,594	0,000635
750...759	0,831	0,001098	940...949	0,581	0,000615
760...769	0,818	0,001068	950...959	0,567	0,000594
770...779	0,805	0,001039	960...969	0,554	0,000574
780...789	0,792	0,001010	970...979	0,541	0,000555
790...799	0,778	0,000981	980...989	0,528	0,000536
800...809	0,765	0,000952	990...999	0,515	0,000518
810...819	0,752	0,000924	1000...1009	0,502	0,000499
820...829	0,738	0,000896	1010...1019	0,489	0,000482
830...839	0,725	0,000868	1020...1029	0,476	0,000464
840...849	0,712	0,000841	1030...1039	0,463	0,000447
850...859	0,699	0,000818	1040...1049	0,450	0,000431
860...869	0,686	0,000793	1050...1059	0,437	0,000414
870...879	0,673	0,000769	1060...1069	0,424	0,000398
880...889	0,660	0,000746	1070...1079	0,411	0,000382

Достаточная точность зависимости (1.9) во всем рабочем диапазоне температур обеспечивается при выполнении неравенства  $T_1 < T < T_2$ , при невыполнении этого неравенства применяют зависимость.

**Пример 1** – Плотность нефти при температуре 20 °C равна 848 кг/м<sup>3</sup>. Вычислить плотность той же нефти при температуре 5,75 °C.

### *Решение*

Коэффициент  $\xi$  теплового расширения данной нефти, согласно таблице 1.1, составляет 0,712. Используя формулу (1.3), получаем

$$\rho_T = 848 + 0,712 \cdot (293 - 278,75) = 858,1 \text{ кг/м}^3.$$

*Ответ:* 858,1 кг/м<sup>3</sup>.

**Пример 2** – Вязкость нефти при температурах 20 °C и 50 °C составляет  $\nu_{20} = 4,12 \text{ сСт}$  и  $\nu_{50} = 2,17 \text{ сСт}$ . Определить кинематическую вязкость нефти.

### *Решение*

Так как расчетная температура выходит за пределы, при которых известен расчетный коэффициент вязкости, расчет проводим по формуле Вальтера.

$$b = \frac{\lg \left( \frac{\lg(2,14 + 0,8)}{\lg(9,75 + 0,8)} \right)}{\lg 323 - \lg 293} = -8,017;$$

$$a = \lg \lg(9,75 + 0,8) - (-8,017) \lg 293 = 19,78.$$

Тогда

$$\nu_T = 10^{10^{19,78 - 8,017 \lg 278,75}} - 0,8 = 32,78 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с}.$$

### *Задачи для самостоятельного решения*

**Задача 1.** Температура авиационного керосина ТС-1 с номинальной плотностью  $\rho_{20} = 825 \text{ кг/м}^3$  опустилась на 8 °C. На сколько процентов увеличилась его плотность?

**Задача 2.** Определить кинематическую вязкость нефти, если вязкость нефти при температурах 30 °C и 55 °C составляет  $\nu_{30} = 3,51 \text{ сСт}$  и  $\nu_{55} = 1,88 \text{ сСт}$ .

## 2 Практическое занятие № 2. Расчёт нефтепровода на прочность и устойчивость

Для сооружений магистральных нефтепроводов применяют стальные бесшовные горячекатаные трубы из углеродистых и легированных сталей, а также электросварные прямоугольные или спиральношовные сварные трубы из низколегированных сталей с более высокими механическими свойствами по сравнению с углеродистыми сталью, что позволяет уменьшить толщину стенок.

*Определение толщины стенки нефтепровода.*

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_h}{2(R_l + n \cdot p)}, \quad (2.1)$$

где  $n$  – коэффициент перегрузки, принимаемый приближённо для нефтепроводов диаметром менее 700 мм равным 1,1, а для нефтепроводов диаметром 700...1400 мм равным 1,15;

$p$  – рабочее давление в нефтепроводе, МПа;

$D_h$  – наружный диаметр нефтепровода, м;

$R_l$  – расчетное сопротивление материала стенки трубопровода, МПа.

$$R_l = \frac{R_l^H \cdot m}{k_l \cdot k_H}, \quad (2.2)$$

где  $R_l^H$  – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяется из условий работы на разрыв, равно минимальному пределу прочности;

$m$  – коэффициент условий работы трубопровода, для I и II категорий трубопроводов  $m = 0,75$ , для III и IV категорий трубопроводов  $m = 0,9$ ;

$k_l$  – коэффициент надежности по материалу, учитывает способ изготовления трубы и ее прочностные характеристики (принимается по таблице 2.1);

$k_H$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра (таблица 2.2).

*Проверка прочности нефтепровода.*

Магистральные стальные нефтепроводы и все составляющие их конструктивные элементы следует рассчитывать на нагрузки и воздействия по методу предельных состояний. Для всех видов и конструктивных схем прокладки магистральных трубопроводов принимают два предельных состояния трубы:

1) предельное состояние, за которое принимают условие прочности металла труб на разрыв (достижение временного сопротивления  $\sigma_B$ );

2) предельное состояние, за которое принимают условие появления пластических деформаций (достижение предела текучести  $\sigma_T$ ).

Таблица 2.1 – Значение коэффициента надежности по материалу  $k_1$

Характеристика труб	$k_1$
Термически упрочненные трубы (закалённые и отпущеные в трубе или листе) из низколегированной стали, прокатанной по регулируемому режиму	1,34
Горячепрессованные (по режиму нормализации), термически упрочнённые (закалённые и отпущеные в трубе или листе) из нормализованной улучшенной низколегированной стали, прокатанной по регулируемому режиму	1,4
Сpirальношовные из горячекатаной низколегированной стали, сваренные в три слоя, и прямошовные экспандированные трубы из нормализованной листовой стали, сваренные двусторонним швом дуговым методом	1,47
Прямошовные экспандированные и спиральношовные из горячекатаной низколегированной и углеродистой сталей. Бесшовные трубы	1,57

Таблица 2.2 – Значение коэффициента надежности  $k_H$

Условный диаметр трубопровода	Значение коэффициента надежности $k_H$
500 и менее	1
600...1000	1
1200	1,05
1400	1,1

Проверку прочности подземного магистрального трубопровода на осевые сжимающие напряжения производят из условия

$$\sigma_{np}^H = -\alpha E \Delta t + 0,25 \frac{n \cdot p \cdot D_{BH}}{\delta}, \quad (2.3)$$

где  $\alpha$  – коэффициент линейного расширения металла трубы, для стали  $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$  град<sup>-1</sup>;

$E$  – модуль упругости металла, для стали  $E = 2,06 \cdot 10^5$  МПа;

$\Delta t$  – расчётный температурный перепад, равный разности между максимальной температурой укладки трубопровода (если  $\Delta t < 40$  °C, то принимается  $\Delta t = 40$  °C);

$D_{BH}$  – внутренний диаметр трубопровода,  $D_{BH} = D - 2\delta$ , м;

$\delta$  – толщина стенки трубы, м.

Если выполняется условие  $\sigma_{np}^H > 0$ , значит, осевые сжимающие напряжения на прямолинейных участках трубопровода отсутствуют.

Проверку прочности подземного магистрального трубопровода на растягивающие осевые продольные напряжения производят из условия

$$\sigma_{np}^h \leq \varphi_2 \cdot R_l, \quad (2.4)$$

где  $\varphi_2$  – коэффициент, учитывающий двуслойное напряженное состояние металла труб, при  $\sigma_{np}^h > 0$   $\varphi_2 = 1$ . Если условие выполняется, значит, растягивающие осевые продольные напряжения отсутствуют.

Если  $\sigma_{np}^h < 0$ , то возможно наличие сжимающих напряжений. В этом случае расчетную толщину стенки нефтепровода, при наличии в нем продольных осевых сжимающих напряжений, определяют по формуле

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_h}{2(\varphi_1 \cdot R_l + n \cdot p)}, \quad (2.5)$$

где  $\varphi_1$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

$$\varphi_1 = \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left( \frac{\sigma_{np}^h}{R_l} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{np}^h|}{R_l}. \quad (2.6)$$

Если  $\sigma_{np}^h > 0$ , то уточнения  $\delta$  по формуле (2.5) не производят.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения.

**Пример** – Определить толщину стенки нефтепровода диаметром 1220 мм, рассчитанного на давление 5,3 МПа. Расчетное сопротивление материала стенки трубопровода составляет 278,57 МПа.

Вычисляем внутренний диаметр трубопровода:

$$D_{BH} = D_h - 2 \cdot \delta = 1220 - 2 \cdot 14 = 1192 \text{ мм.}$$

Определяем абсолютное значение максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_l}{\alpha_t \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 278,57}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 33,8 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_l}{\alpha_t \cdot E} = \frac{(1-0,3) \cdot 278,57}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 78,9 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Для дальнейшего расчета принимаем большее из значений:  $\Delta t = 78,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Рассчитываем продольное осевое напряжение:

$$\sigma_{np}^h = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 78,9 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 5,3 \cdot 1192}{2 \cdot 14} = -117,2 \text{ МПа.}$$

Отрицательное значение указывает на наличие осевых сжимающих напряжений, поэтому вычисляем коэффициент:

$$\varphi_1 = \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left( \frac{|-117,2|}{278,57} \right)^2} - 0,5 \frac{|-117,2|}{278,57} = 0,93 - 0,21 = 0,72.$$

Так как присутствуют продольные осевые сжимающие напряжения, толщина стенки определяется по формуле

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_h}{2(\varphi_1 \cdot R_1 + n \cdot p)} = \frac{1,15 \cdot 5,3 \cdot 1220}{2(0,72 \cdot 278,57 + 1,15 \cdot 5,3)} = 17,99 \text{ мм.}$$

Полученное значение округляем в большую сторону до стандартного значения и принимаем за расчетную  $\delta = 18$  мм.

### 3 Практическое занятие № 3. Определение объема земляных работ по укладке трубопровода

Определить объем земляных работ при рытье траншеи под трубопровод. Исходные данные (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Варианты заданий

Номер варианта	Исходные данные		
	$D$	$L_T$	Грунт
1	820	15	Супесь
2	720	6	Суглинок
3	1020	12	Глина
4	1020	7	Лессовидный сухой
5	720	4	Скальные на равнине
6	529	18	Насыпной естественной влажности
7	1420	3	Супесь
8	1220	5	Песчаный и гравийный влажный
9	1020	7	Суглинок
10	1220	10	Глина

Последовательность решения.

1 По диаметру трубопровода определяем основные геометрические параметры траншеи:

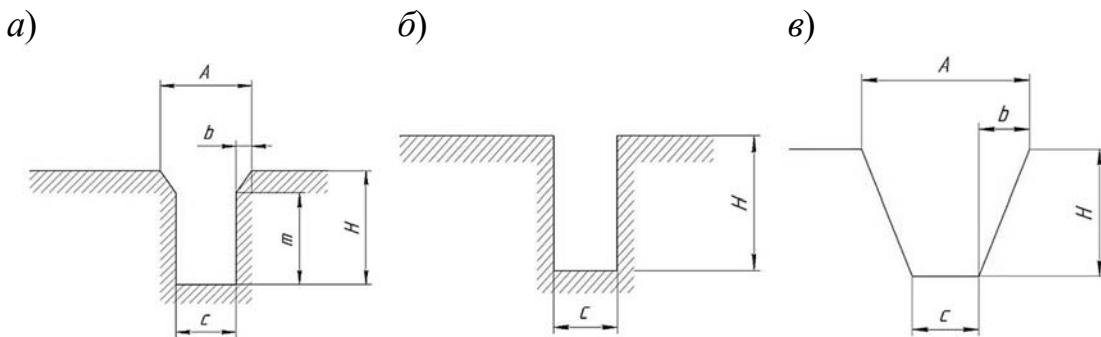
а) ширину траншеи по дну:

- для трубопровода диаметром до 700 мм  $C = D + 300$  мм;
- для трубопровода диаметром 700 мм и более  $C = 1,5D$ ;

б) глубину траншеи. Глубину траншеи устанавливают из условий предохранения трубопровода от механических повреждений при переезде через него автотранспорта, строительных и сельскохозяйственных машин. Глубина траншеи при прокладке магистральных трубопроводов принимается равной диаметру трубы плюс необходимая величина засыпки грунта над ней и назначается проектом:

- при диаметре менее 1000 мм  $H = 0,8$  м;
- при диаметре 1000 мм и более  $H = 1,0$  м.

2 Выбираем профиль грунта из нижеприведенных видов в зависимости от типа грунта, геометрических параметров траншеи (рисунок 3.1).



*a* – профиль 1; *б* – профиль 2; *в* – профиль 3

Рисунок 3.1 – Виды профилей траншей

### 3 Расчет профиля траншеи.

Траншеи с вертикальными стенками (профиль 2) могут разрабатываться без крепления в грунтах естественной влажности с ненарушенной структурой при отсутствии грунтовых вод на глубине (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Глубина траншеи

Грунт	Глубина траншеи $H$
В насыпных песчаных и гравелистых грунтах	Не более 1,0 м
В супесях	Не более 1,25 м
В суглинках, глинах, лессовидный сухой	Не более 1,5 м
В особо плотных нескальных грунтах	Не более 2,0 м

При разработке траншей большой глубины необходимо устраивать откосы различного заложения в зависимости от состава грунта и его влажности (таблица 3.3).

При этом траншея будет иметь вид профиля 1 или 3.

Профиль 3 преимущественно для песчаного и гравированного влажного, насыпного и естественной влажности грунтов.

Таблица 3.3 – Допустимая крутизна откосов траншей

Грунт	Отношение высоты откосов к его заложению при глубине выемки ( $H / b$ ), м		
	До $H = 1,5$	До $H = 3,0$	До $H = 5,0$
Насыпной естественной влажности	1:0,67	1:1	1:1,25
Песчаный и гравированный влажный	1:0,50	1:1	1:1
Супесь	1:0,25	1:0,67	1:0,85
Суглинок	1:0	1:0,50	1:0,75
Глина	1:0	1:0,25	1:0,50
Лёссовидный сухой	1:0	1:0,50	1:0,50
Скальные на равнине	1:0,2	1:0,2	1:0,2

Крутизна откосов определяется по формуле

$$b = H \cdot (\text{величина откоса, например } 0,67). \quad (3.1)$$

4 По геометрическим параметрам траншеи определяем площадь траншеи:

$$S = [(A + C) / 2] \cdot H \text{ при профиле траншеи 3; \quad (3.2)}$$

$$S = C \cdot H + (H - m) \cdot b \text{ при профиле траншеи 1; \quad (3.3)}$$

$$S = C \cdot H \text{ при профиле траншеи 2. \quad (3.4)}$$

5 Определяем объем грунта при разработке траншеи:

$$V = S \cdot L \cdot k_p, \quad (3.5)$$

где  $k_p$  – коэффициент разрыхления грунта (таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Коэффициент разрыхления грунта

Грунт	Коэффициент разрыхления грунта $k_p$
Песок-супесок	1,08...1,17
Растительный грунт и торф	1,2...1,3
Лёссовидный суглинок, гравий до 15 мм	1,14...1,28
Глина, суглинок со щебнем	1,26...1,32
Мягкий трещиноватый скалистый грунт	1,3...1,45

## 4 Практическое занятие № 4. Гидравлический расчет нефтепровода

Гидравлический расчет нефтепровода необходим для определения потерь напора в трубопроводе.

Секундный расход нефти в трубопроводе  $Q_c$ , м<sup>3</sup>/с,

$$Q_c = \frac{Q_u}{3600}, \quad (4.1)$$

где  $Q_u$  – расчетная часовая производительность, м<sup>3</sup>/ч.

Средняя скорость нефти в трубопроводе  $w$ , м/с,

$$w = \frac{4Q_c}{\pi D_B^2}, \quad (4.2)$$

где  $D_B$  – внутренний диаметр трубопровода, м.

Потери напора на трение в трубе круглого сечения определяют по формуле Дарси – Вейсбаха

$$h = \lambda \frac{Lw^2}{D_B 2g} \quad (4.3)$$

или по обобщенной формуле Лейбензона

$$h = \beta \frac{\nu_T^m Q_c^{2-m}}{D_B^{5-m}} L, \quad (4.4)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления (таблица 4.1);

$\beta$ ,  $m$  – коэффициенты обобщенной формулы Лейбензона (см. таблицу 4.1).

Значения коэффициентов  $\lambda$ ,  $\beta$ ,  $m$  зависят от режима течения жидкости и шероховатости внутренней поверхности трубы, а также характеризуются безразмерным числом Ренольдса

$$R_e = \frac{wD_B}{\nu_T} = \frac{4Q_c}{\pi D_B \nu_T}. \quad (4.5)$$

При значениях  $R_e < 2320$  режим течения жидкости ламинарный. При турбулентном течении различают три зоны трения:

- 1) гидравлически гладкие трубы:  $2320 < R_e < R_{el}$ ;
- 2) смешанного трения:  $R_{el} < R_e < R_{ell}$ ;
- 3) квадратичного трения:  $R_e > R_{ell}$ .

$$R_{el} = \frac{10}{\varepsilon}; \quad R_{ell} = \frac{500}{\varepsilon}; \quad \varepsilon = \frac{k_s}{D_B}, \quad (4.6)$$

где  $\varepsilon$  – относительная шероховатость труб;

$k_s$  – эквивалентная шероховатость, м.

Таблица 4.1 – Значения коэффициентов  $\lambda, \beta, m$  для различных режимов течения жидкости

Режим течения		$\lambda$	$\beta$	$m$
Лиминарный		$64/R_e$	1	4,15
Турбу- лентный	Гидравлически гладкие трубы	$0,3164/R_e^{0,25}$	0,25	0,0246
	Смешанное трение	$0,11 \left( \frac{68}{R_e} + \varepsilon \right)^{0,25}$	0,123	$0,0166(\varepsilon)^{0,25}$
	Квадратичное трение	$0,011(\varepsilon)^{0,25}$	0	$9,09 \cdot 10^3 \cdot (\varepsilon)^{0,25}$

Гидравлический уклон – это потери напора на трение на единицу длины трубопровода. Определяется по формуле

$$i = \frac{\lambda w^2}{D_B 2g} = \beta \frac{Q_c^{2-m}}{D_B^{5-m}}. \quad (4.7)$$

Полные потери напора в трубопроводе определяются по формуле

$$H = 1,02iL + \Delta Z + N_3 H_{kn}, \quad (4.8)$$

где 1,02 – коэффициент, учитывающий надбавку на местные сопротивления в линейной части нефтепровода;

$\Delta Z$  – разность геодезических отметок конца и начала нефтепровода, м;

$H_{kn}$  – остаточный напор в конце эксплуатационного участка, необходимый для закачки нефти в резервуары,  $H_{kn} = 30 \dots 40$  м;

$N_3$  – число эксплуатационных участков:

$$N_3 = \frac{L}{400 \dots 600}. \quad (4.9)$$

**Пример** – Выполнить гидравлический расчет нефтепровода для диаметра трубы 1020 мм, расчетная часовая производительность которого  $2,832 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Определим среднюю скорость течения нефти:

$$w = \frac{4 \cdot 2,832}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1^2} = 3,6063 \text{ м/с.}$$

Режим течения нефти характеризуется числом Рейнольдса

$$R_e = \frac{3,6063 \cdot 1}{3,14 \cdot 1 \cdot 3,2789 \cdot 10^{-5}} = 110014,1134.$$

Значение переходных чисел Рейнольдса  $R_{eI}$  и  $R_{eII}$

$$R_{eI} = \frac{17,3 \cdot 1000}{0,05} = 346000;$$

$$R_{eII} = \frac{531 \cdot 1000}{0,05} = 10620000.$$

Во всех случаях  $R_{eI} < R_e < R_{eII}$ , режим течения нефти является турбулентным в зоне смешанного трения. Определим коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{68}{110014,1134} + \frac{0,05}{1000} \right)^{0,25} = 1,76 \cdot 10^{-2}.$$

Потери напора на трение в трубопроводе для трассы вычислим по формуле Дарси – Вейсбаха:

$$h = 1,76 \cdot 10^{-2} \frac{570550 \cdot 3,6^2}{1 \cdot 2 \cdot 9,81} = 6688,6384.$$

Величина гидравлического уклона для магистрали

$$i = 0,01768 \cdot \frac{3,6^2}{1 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,01172.$$

Суммарные потери напора в трубопроводе

$$H = 1,02 \cdot 6688,6384 \cdot 1,07540 - 257,19 + 1 \cdot 30 = 7109,6 \text{ м.}$$

### ***Задачи для самостоятельного решения***

**Задача.** Перекачка нефти ведется по нефтепроводу диаметром 530 мм с расходом 800 м<sup>3</sup>/ч. Определить режим течения и вычислить коэффициент гидравлического сопротивления.

## 5 Практическое занятие № 5. Расчет насосных станций

*Определение числа насосных станций.*

Число насосных станций определяется из уравнения баланса напоров

$$\Delta H_1 + n \cdot H_{CT} = 1,02iL + \Delta Z + N_3 H_{kn}, \quad (5.1)$$

где  $\Delta H_1$  – подпор на головной насосной станции, м;

$n$  – число насосных станций;

$H_{CT}$  – напор, развиваемый насосами на одной станции, м.

Выражая из уравнения (5.1) число насосных станций  $n$ , получаем

$$n = \frac{1,02iL + \Delta Z + N_3 H_{kn} - \Delta H_1}{H_{CT}}. \quad (5.2)$$

Полученное число насосных станций получается дробным. Оно может быть округлено как в большую, так и в меньшую сторону число станций.

Если требуется точное обеспечение проектной производительности нефтепровода, то необходимо регулирование совместной работы насосных станций и нефтепровода либо регулирование каждого в отдельности. Регулирование осуществляется следующими методами:

- 1) изменение количества работающих насосов;
- 2) применение сменных роторов или обточки рабочих колес;
- 3) изменение чистоты вращения вала насосов;
- 4) дросселирование;
- 5) байпасирование (перепуск части жидкости из напорной во всасывающую линию);
- 6) применение противотурбулентных присадок.

Если же фактическая производительность нефтепровода отличается от плановой, то исходя из технико-экономических показателей принимается один из вариантов.

Рассмотрим вариант округления перекачивающих станций в меньшую сторону. В этом случае напора станций недостаточно, а чтобы обеспечить плановую производительность, необходимо уменьшить гидравлическое сопротивление трубопроводов прокладкой лупинга.

Длину лупинга определяем по формуле

$$L_L = \frac{(n - n_1) \cdot H_{cm}}{1,02i(1 - \bar{w})}, \quad (5.3)$$

где

$$\bar{w} = \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{D_{\pi}}{D}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right)^{2-m}}; \quad (5.4)$$

$n_1$  – округленное меньшее целое число перекачивающих станций.

При  $D = D_n$

$$\bar{w} = \frac{1}{2^{2-m}}. \quad (5.5)$$

Расстановка насосных станций производится графически на сжатом профиле трассы нефтепровода с последующей аналитической проверкой. При расстановке насосных станций необходимо стремиться к возможно равномерному распределению давления по всем станциям трубопровода при одновременном соблюдении, в соответствии с нормами, требований о расположении перекачивающих станций на площадках с благоприятными топогеологическими условиями, а также к населенным пунктам, железным и шоссейным дорогам, источникам энергоснабжения и водоснабжения.

**Пример** – Определить число нефтеперекачивающих станций при округлении числа НПС в меньшую сторону. Диаметры лупинга и основной магистрали равны, режим течения в них одинаков ( $m = 0,123$ ).

Число НПС

$$n_1 = \frac{7109,6 - 91,089}{524,305} = 13,39.$$

Найдем значение  $\bar{w}$  и длину лупинга  $L_{\pi}$ :

$$\bar{w} = \frac{1}{2^{2-0,123}} = 0,272;$$

$$L_{\pi} = \frac{(13,38 - 13) \cdot 524,305}{1,02 \cdot 0,011723 \cdot (1 - 0,272)} = 22887,44 \text{ м} \approx 22887 \text{ м.}$$

## 6 Практическое занятие № 6. Определение основных физических свойств перекачиваемого газа

Основными свойствами природных газов, влияющими на технологию их перекачки по трубопроводам, являются плотность, вязкость, сжимаемость и способность образовывать газовые гидраты.

Для выполнения гидравлического и теплового расчета газопроводов и расчета режимов работы компрессорных станций необходимо знать основные свойства природных газов: плотность, вязкость, газовую постоянную, псевдокритическую температуру и давление, коэффициент сжимаемости, теплоемкость, коэффициент Джоуля – Томсона. Свойства газа определяются свойствами отдельных компонентов, входящих в его состав.

Плотность газов зависит от состава газа, давления и температуры. Так как при движении по газопроводу давление уменьшается, то и плотность газа снижается, а скорость его движения возрастает. Таким образом, в отличие от нефтепроводов, транспортируемая среда в газопроводах движется с ускорением.

Плотность газовой смеси при стандартных условиях  $\rho_{cm}$ , кг/ст.м<sup>3</sup>,

$$\rho_{cm} = \sum a_i \cdot \rho_i, \quad (6.1)$$

где  $a_i$  – объемная (молярная) концентрация  $i$ -го компонента смеси;

$\rho_i$  – плотность  $i$ -го компонента смеси.

В расчетах часто пользуются понятием относительной плотности газа, численно равной отношению плотности газа  $\rho$  к плотности воздуха  $\rho_B$  при одних и тех же условиях:

$$\Delta = \frac{\rho}{\rho_B}. \quad (6.2)$$

Для стандартных условий можно записать

$$\Delta = \frac{\rho_{cm}}{1,204}, \quad (6.3)$$

т. к. плотность воздуха при стандартных условиях  $\rho_B = 1,204$  кг/м<sup>3</sup>.

Величина относительной плотности не зависит от давления и температуры.

Кроме стандартных, различают нормальные условия ( $T_n = 273,15$  К и  $P_n = 0,1013$  МПа).

При нормальных условиях плотность газа можно определить по его молярной массе:

$$\rho_n = \frac{M}{22,41}, \quad (6.4)$$

где 22,41 – объем одного киломоля газа при нормальных условиях, м<sup>3</sup>/кмоль;

$M$  – молярная масса природного газа, кг/кмоль.

Молярная масса природного газа определяется по правилу аддитивности

$$M = \sum a_i \cdot M_i, \quad (6.5)$$

где  $a_i$ ,  $M_i$  – объемная доля и молярная масса  $i$ -го компонента соответственно.

Псевдокритические температура и давление газовой смеси определяются по формулам

$$T_{nk} = \sum a_i \cdot T_{kp_i}; \quad (6.6)$$

$$P_{nk} = \sum a_i \cdot P_{kp_i}, \quad (6.7)$$

где  $T_{kp_i}$ ,  $P_{kp_i}$  – абсолютные критические температура и давление  $i$ -го компонента газовой смеси соответственно.

Критическая температура  $T_{kp_i}$  – температура, при которой и выше которой при повышении давления нельзя сконденсировать пар.

Критическое давление  $P_{kp_i}$  – давление, при котором и выше которого при повышении температуры нельзя испарить жидкость.

Сжимаемость – это свойство газов уменьшать свой объем при увеличении давления. Благодаря этому свойству в специальных емкостях – газгольдерах высокого давления – можно хранить количество газа, в десятки раз превышающее геометрический объем емкости.

Коэффициент сжимаемости учитывает отклонение свойств реального природного газа от законов идеального газа. Коэффициент сжимаемости  $z$  определяется по специальным номограммам в зависимости от приведенных температуры и давления либо по формуле

$$z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{np}}{1 - 1,68 \cdot T_{np} + 0,78 \cdot T_{np}^2 + 0,0107 \cdot T_{np}^3}, \quad (6.8)$$

где  $P_{np}$ ,  $T_{np}$  – приведенные к псевдокритическим условиям значения давления и температуры газа соответственно, которые вычисляются по формулам

$$P_{np} = \frac{P}{P_{nk}}; \quad (6.9)$$

$$T_{np} = \frac{T}{T_{nk}}. \quad (6.10)$$

Согласно закону соответственных состояний, различные газы, имеющие равные приведенные температуру и давление, обладают одинаковыми термодинамическими условиями, в том числе и сжимающими.

**Пример** – Определить основные физические свойства природного газа при стандартных ( $T_{cm} = 239$  К и  $P_{cm} = 0,1013$  МПа) и рабочих ( $T$ ,  $P$ ) условиях.

Исходные данные:

$$a_{\text{CH}_4} = 98,4 \%$$

$$a_{\text{C}_2\text{H}_6} = 0,07 \%$$

$$a_{\text{CO}_2} = 0,43 \%$$

$$a_{\text{N}_2} = 1,1 \%$$

$$P = 6,5 \%$$

$$T = 304 \text{ К.}$$

*Решение*

Плотность при стандартных условиях

$$\rho_{cm} = \frac{a_{\text{CH}_4} \cdot \rho_{\text{CH}_4} + a_{\text{C}_2\text{H}_6} \cdot \rho_{\text{C}_2\text{H}_6} + a_{\text{CO}_2} \cdot \rho_{\text{CO}_2} + a_{\text{N}_2} \cdot \rho_{\text{N}_2}}{100} =$$

$$= \frac{98,4 \cdot 0,669 + 0,07 \cdot 1,264 + 0,43 \cdot 1,8423 + 1,1 \cdot 1,1651}{100} = 0,68 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Молярная масса природного газа

$$M = \frac{98,4 \cdot 16,4 + 0,07 \cdot 30,07 + 0,43 \cdot 44,01 + 1,1 \cdot 28,02}{100} = 16,656 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}.$$

Псевдокритическая температура

$$T_{nk} = \frac{98,4 \cdot 190,68 + 0,07 \cdot 305,75 + 0,43 \cdot 304,26 + 1,1 \cdot 126,26}{100} = 190,54 \text{ К.}$$

Псевдокритическое давление газовой смеси

$$P_{nk} = \frac{98,4 \cdot 4,58 + 0,07 \cdot 4,88 + 0,43 \cdot 7,28 + 1,1 \cdot 3,45}{100} = 4,579 \text{ МПа.}$$

Приведенное давление для рабочих условий

$$P_{np} = \frac{6,5}{4,579} = 1,419.$$

Приведенная температура для рабочих условий

$$T_{np} = \frac{304}{190,54} = 1,595.$$

Коэффициент сжимаемости

$$z = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,419}{1 - 1,68 \cdot 1,595 + 0,78 \cdot 1,595^2 + 0,0107 \cdot 1,595^3} = 0,902.$$

Относительная плотность газа

$$\Delta = \frac{0,68}{1,204} = 0,564.$$

Таблица 6.1 – Варианты заданий

Но- мер ва- ри- анта	Состав газа (по объему), %							Расчетный параметр	
	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентан	Двуокись углерода	Азот	<i>P</i> , МПа	<i>T</i> , К
1	98,6	0,12	–	–	0,01	0,29	0,98	3,1	290
2	96,6	0,3	–	0,03	0,01	0,06	3	4,1	291
3	99,2	0,12	–	–	0,01	0,01	0,66	5,1	292
4	99	0,03	0,06	–	–	0,06	0,85	6,1	293
5	98,4	0,07	0,01	–	–	0,2	1,3	3,2	294
6	92,8	1,2	0,3	0,1	–	0,5	5,1	4,2	295
7	98,7	0,13	0,01	0,01	–	0,15	1	5,2	296
8	97,2	0,12	0,01	–	0,01	0,1	2,56	6,2	297
9	96,1	0,31	–	–	–	0,19	3,4	3,3	298
10	82,1	8,8	2,8	–	0,9	0,3	5,1	4,3	299

## 7 Практическое занятие № 7. Расчёт компрессорной станции

Для установки в цехе компрессорной станции газоперекачивающие агрегаты подбирают в зависимости от рабочего давления. В расчёте используются следующие характеристики выбранного нагнетателя:

- тип центробежного нагнетателя (полнонапорный или неполнонапорный);
- КПД привода в стационарных условиях  $\eta_e^h$ , %;
- номинальная частота вращения силовой турбины  $n_h$ , об/мин;
- коммерческая производительность нагнетателя при 20 °C и давлении 0,1013 МПа  $Q_h$ , млн ст. м<sup>3</sup>/сут;
- степень сжатия нагнетателя  $\varepsilon$ ;
- политропический КПД нагнетателя  $\eta_{pol}$ , %.

Количество рабочих ГПА в ступени цеха

$$n = \frac{Q_{ku}}{Q_h}, \quad (7.1)$$

где  $Q_{ku}$  – производительность компрессорного цеха, млн ст. м<sup>3</sup>/сут;

$Q_h$  – коммерческая производительность нагнетателя, млн ст. м<sup>3</sup>/сут.

Полученное количество рабочих ГПА в ступени цеха округляют в большую сторону и назначают количество резервных агрегатов.

Далее определяют рабочую производительность нагнетателя  $Q_\kappa$ , млн ст. м<sup>3</sup>/сут:

$$Q_\kappa = \frac{Q_{ku}}{n}, \quad (7.2)$$

где  $n$  – число рабочих газоперекачивающих агрегатов.

Температуру газа на входе в компрессорный цех  $T_{ec}$ , К, приравнивают к температуре в конце участка газопровода  $T_1$ , К. Далее определяют коэффициент сжимаемости газа при параметрах на входе в нагнетатель:

$$z_{ec} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{np}}{\tau}, \quad (7.3)$$

где  $P_{np}$  – приведённое давление, МПа;

$\tau$  – температурный коэффициент. Приведённое давление  $P_{np}$ , МПа,

$$P_{np} = \frac{P_{ec}}{P_{kp}}. \quad (7.4)$$

Температурный коэффициент

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{np} + 0,78 \cdot T_{np}^2 + 0,0107 \cdot T_{np}^3, \quad (7.5)$$

где  $T_{np}$  – приведённая температура, К,

$$T_{np} = \frac{T_{ec}}{T_{kp}}. \quad (7.6)$$

Газовая постоянная компримируемого газа  $R$ , Дж/кг·К,

$$R = \frac{R_e}{\Delta}, \quad (7.7)$$

где  $R_e$  – газовая постоянная компримируемого газа, Дж/кг·К;

$\Delta$  – относительная плотность по воздуху.

Плотность газа в условиях входа в нагнетатель  $\gamma_{ec}$ , кг/м<sup>3</sup>,

$$\gamma_{ec} = \frac{P_{ec} \cdot 10^6}{z_{ec} \cdot T_{ec} \cdot R}. \quad (7.8)$$

Объёмная производительность нагнетателя при параметрах входа  $Q_{ob}$ , м<sup>3</sup>/мин,

$$Q_{ob} = \frac{Q_1 \cdot \rho_e}{24 \cdot 60 \cdot \rho_{ec}}. \quad (7.9)$$

Производительность одной из групп последовательно соединенных нагнетателей  $Q_1$ , м<sup>3</sup>/мин,

$$Q_1 = \frac{Q_{kc}}{2}. \quad (7.10)$$

Приведённая частота вращения ротора

$$\left[ \frac{n}{n_h} \right]_{np} = \frac{n}{n_h} \cdot \sqrt{\frac{z_{np} \cdot R_{np} \cdot [T_H]_{np}}{z_{ec} \cdot R \cdot T_{ec}}}, \quad (7.11)$$

где  $z_{np}$  – приведённый коэффициент сжимаемости;

$R_{np}$  – приведённая газовая постоянная, кг·м/кг·К;

$[T_H]_{np}$  – приведённая температура нагнетания, К;

$R$  – газовая постоянная, кг·м/кг·К.

Давление газа на выходе из нагнетателя

$$P_{\text{вых}} = P_{\text{вс}} \cdot \varepsilon. \quad (7.12)$$

Температура газа на выходе из нагнетателя

$$T_{\text{вых}} = T_{\text{вс}} \cdot \varepsilon^{\frac{k-1}{k\eta_{\text{нол}}}}. \quad (7.13)$$

**Пример** – Произвести анализ режима работы компрессорной станции и выбор оптимальной частоты вращения центробежных нагнетателей при следующих исходных данных:

- 1) тип центробежных нагнетателей – Н-300-1,23;
- 2) производительность КС  $Q_{\text{кс}} = 35$  млн м<sup>3</sup>/сут;
- 3) давление газа на входе  $P_{\text{вс}} = 3,6$  МПа.

*Решение*

Относительная плотность газа

$$\Delta = \frac{0,767}{1,206} = 0,636 \text{ кг/м}^3.$$

Газовая постоянная газа

$$R = \frac{287,1}{0,636} = 451,42 \text{ Дж/(кг · К).}$$

Производительность одной из групп последовательно соединенных нагнетателей

$$Q_1 = \frac{35}{2} = 17,5 \text{ млн м}^3/\text{мин.}$$

Объёмная производительность нагнетателя

$$Q_{\text{об}} = \frac{Q_1 \cdot \rho_{\text{вс}}}{24 \cdot 60 \cdot \rho_{\text{вс}}}.$$

Плотность газа на входе в нагнетатель первой ступени сжатия

$$\rho_{\text{вс}} = \frac{3,6 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 451,42 \cdot 280} = 31,29 \text{ кг/м}^3.$$

Объемная подача первого нагнетателя

$$Q_{o\delta} = \frac{17,5 \cdot 0,767}{24 \cdot 60 \cdot 31,29} = 297,82 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Приведенный расход газа по первому нагнетателю

$$Q_{np1} = 297,82 \frac{6150}{6900} = 265,45 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Приведенная частота вращения

$$\left[ \frac{n}{n_h} \right]_{np} = \frac{6150}{6900} \cdot \sqrt{\frac{0,91 \cdot 490 \cdot 288}{0,91 \cdot 451,42 \cdot 280}} = 1,185.$$

Давление газа на выходе из нагнетателя

$$P_{\text{вых}} = 1,45 \cdot 3,6 = 5,22 \text{ МПа.}$$

Температура газа на выходе из нагнетателя

$$T_{\text{вых}} = 280 \cdot 1,45^{\frac{1-1}{10,9}} = 280 \text{ К.}$$

Варианты заданий приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Варианты заданий

Вариант	1	2	3	4	5
Тип ЦН	H-300-1,23	370-17(14)-1	370-18-1	235-24-1	520-21-1
$Q_{\text{кс}}$	35	37	39	41	40
$P_{\text{в1}}$	3,6	3,5	3,4	3,7	3,6

## 8 Практическое занятие № 8. Расчёт линейного участка между компрессорными станциями

Конечное давление в газопроводе  $P_k$ , МПа,

$$P_k = \sqrt{P_h^2 - \frac{\Delta \cdot \lambda \cdot Z_{cp} \cdot T_{cp}}{105,087^2 \cdot d^5} \cdot Q^2 \cdot L}, \quad (8.1)$$

где  $P_h$  – начальное давление в газопроводе, МПа;

$\Delta$  – относительная плотность газа по воздуху;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления газопровода;

$Z_{cp}$  – средний коэффициент сжимаемости газа;

$T_{cp}$  – средняя по длине участка газопровода температура газа, К;

$d$  – внутренний диаметр газопровода, м;

$Q$  – производительность газопровода, млн ст.м<sup>3</sup>/сут;

$L$  – длина участка газопровода, км.

Выразим длину линейного участка между компрессорными станциями:

$$L = \frac{105,087^2 \cdot d^5 \cdot (P_h^2 - P_k^2)}{Q^2 \cdot \Delta \cdot \lambda \cdot Z_{cp} \cdot T_{cp}}. \quad (8.2)$$

Средняя по длине участка газопровода температура газа  $T_{cp}$ , К,

$$T_{cp} = \frac{T_h + T_0}{2}, \quad (8.3)$$

где  $T_h$  – начальная температура в газопроводе, К;

$T_0$  – среднегодовая температура грунта, К.

Коэффициент гидравлического сопротивления газопровода

$$\lambda = \frac{1,05 \cdot \lambda_{mp}}{E^2}, \quad (8.4)$$

где  $\lambda_{mp}$  – коэффициент сопротивления трению;

$E$  – коэффициент гидравлической эффективности газопровода,  $E = 0,95$ .

Коэффициент сопротивления трению

$$\lambda_{mp} = 0,067 \cdot \left( \frac{2 \cdot k}{d} \right)^{0,2}, \quad (8.5)$$

где  $k$  – эквивалентная шероховатость, мм,  $k = 0,03$  мм.

Приведённая температура

$$T_{np} = \frac{T_{cp}}{T_{kp}}. \quad (8.6)$$

Приведённое давление

$$P_{np} = \frac{P_{cp}}{P_{kp}}, \quad (8.7)$$

где  $P_{cp}$  – среднее значение давления, МПа.

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left( P_h + \frac{P_{k1}^2}{P_h + P_{k1}} \right), \quad (8.8)$$

где  $P_{k1}$  – конечное давление в первом приближении, МПа.

Средний коэффициент сжимаемости газа

$$Z_{cp} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{np}}{\tau}. \quad (8.9)$$

**Пример** – Определить расстояние между компрессорными станциями и число КС. Начальная температура в газопроводе составляет 278 К. Среднегодовая температура грунта – 303 К. Внутренний диаметр трубопровода – 1,3886 м. Длина газопровода – 2000 км.

*Решение*

Средняя по длине участка газопровода температура газа

$$T_{cp} = \frac{278 + 303}{2} = 290,5 \text{ К.}$$

Коэффициент сопротивления трению

$$\lambda_{mp} = 0,067 \cdot \left( \frac{2 \cdot 0,03}{1,3886} \right)^{0,2} = 8,978 \cdot 10^{-3}.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления газопровода

$$\lambda = \frac{1,05 \cdot 8,978 \cdot 10^{-3}}{0,95^2} = 1,045 \cdot 10^{-2}.$$

Приведённая температура

$$T_{np} = \frac{290,5}{206,8} = 1,405 \text{ К.}$$

Среднее значение давления

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left( 7,29 + \frac{5,22^2}{7,29 + 5,22} \right) = 6,312 \text{ МПа.}$$

Приведённое давление

$$P_{np} = \frac{6,312}{4,527} = 1,394 \text{ МПа.}$$

Коэффициент сжимаемости газа

$$Z_{cp} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,394}{1 - 1,68 \cdot 1,405 + 0,78 \cdot 1,405^2 + 0,0107 \cdot 1,405^3} = 0,839.$$

Длина линейного участка между компрессорными станциями

$$L = \frac{105,087^2 \cdot 1,3886^5 \cdot (7,29^2 - 5,22^2)}{96,50^2 \cdot 0,637 \cdot 1,045 \cdot 10^{-2} \cdot 0,839 \cdot 290,5} = 98,2 \text{ км.}$$

Вычислив расстояние между КС, определяем требуемое число компрессорных станций:

$$n_0 = \frac{l}{L} = \frac{2000}{98,2} = 20,4.$$

Округляем расчётное число КС до  $n = 21$ . После округления найденного числа КС  $n_0$  до целого значения  $n$  (как правило, в большую сторону) уточняем значение расстояния между КС:

$$L = \frac{2000}{21} = 95,238 \text{ км.}$$

Таблица 8.1 – Варианты заданий

Вариант	1	2	3	4	5
$T_h$ , К	280	281	282	283	284
$T_0$ , К	300	301	302	303	304
$d$ , м	1,5	1,4	1,3	1,45	1,35
$l$ , км	2050	2150	2200	2250	2300

## Список литературы

- 1 **Коршак, А. А.** Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов : учебник / А. А. Коршак, А. М. Нечваль. – Ростов н/Д : Феникс, 2017. – 40 с.
- 2 **Тетельмин, В. В.** Магистральные нефтегазопроводы : учеб. пособие / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – 4-е изд. – Долгопрудный : Интеллект, 2013. – 352 с.
- 3 Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие / Л. И. Быков, Ф. М. Мустафин, С. К. Рафиков [и др.]. – СПб. : Недра, 2006. – 824 с.
- 4 **Бирюков, В. В.** Оборудование нефтегазовых производств : учебник / В. В. Бирюков, А. А. Штанг. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2024. – 448 с.
- 5 Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций : учебник / А. М. Шаммазов, В. Н. Александров, А. И. Гольянов [и др.]. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2003. – 404 с.
- 6 **Катин, В. Д.** Теоретические основы проектирования и эксплуатации магистральных нефтегазопроводов : учеб. пособие / В. Д. Катин, В. И. Нестеров. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. – 140 с.
- 7 **Илькевич, Н. И.** Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газо-нефтехранилищ : учеб. пособие / Н. И. Илькевич. – 2-е изд. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2025. – 124 с.
- 8 Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : Дизайн-ПолиграфСервис, 2002. – 658 с.
- 9 Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М. : Нефть и газ, 1997. – 112 с.