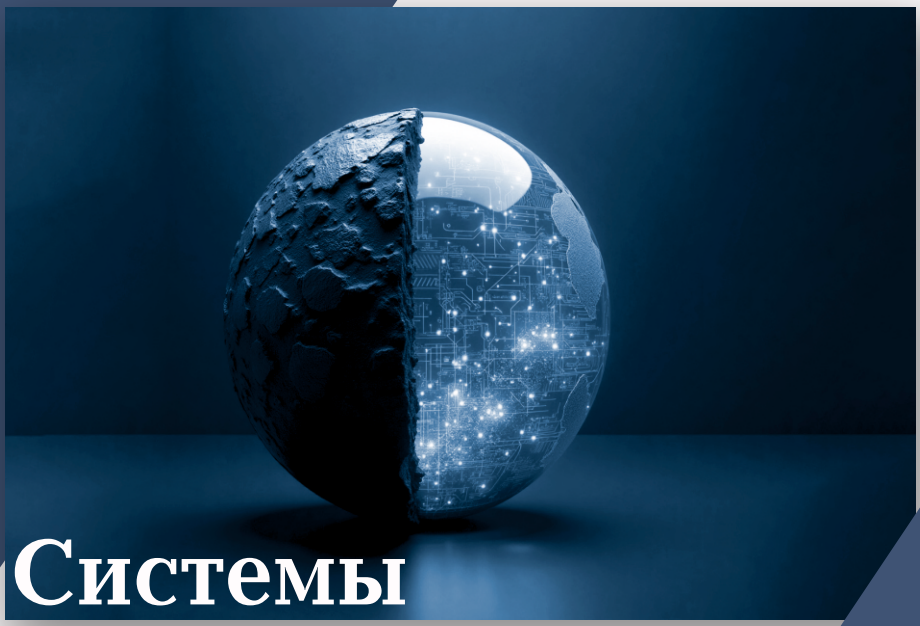
Строгонов К. В.
Макаревич Р. Р.



Системы газоснабжения

Учебное пособие

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное агентство по образованию
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

К. В. Строгонов, Р. Р. Макаревич

СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Учебное пособие
для студентов, обучающихся по направлению
«Теплоэнергетика и теплотехника»

Санкт-Петербург
Наукоемкие технологии
2025

УДК 66
ББК 38.763
С861

Подготовлено на кафедре
Инновационных технологий наукоемких отраслей

Рецензенты:

Коваленко Ирина Анатольевна – кандидат технических наук,
директор физико-энергетического института, ФГБОУ ВО «ЛГТУ»;

Нешпоренко Евгений Григорьевич – кандидат технических наук,
заведующий кафедрой ТиЭС, ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г. И. Носова»

Строгонов, К. В.

С861 Системы газоснабжения: учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника» / К. В. Строгонов, Р. Р. Макаревич – СПб.: Наукоемкие технологии, 2025. – 74 с.

ISBN 978-5-00271-061-4

Издание предназначено для студентов по направлению подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника» и других направлений, связанных с газоснабжением промышленных и коммунальных предприятий, объектов жилищно-гражданского назначения, а также для научных руководителей выпускных квалификационных работ. Приведены примеры для расчетов, связанных с технологиями и оборудованием для добычи, транспортировки и распределения газа, эксплуатации систем газоснабжения.

Учебное издание

Строгонов Константин Владимирович
Макаревич Рената Романовна

Системы газоснабжения

Учебное пособие

Издательство «Наукоемкие технологии»
ООО «Корпорация «Интел Групп»
https://publishing.intelgr.com
E-mail: publishing@intelgr.com
Тел.: +7 (812) 945-50-63

Подписано в печать 08.12.2025.
Формат 60×84/16
Объем 4,625 п.л.
Тираж 500 экз.

УДК 66
ББК 38.763

© Строгонов К. В., Макаревич Р.Р. 2025
© Национальный исследовательский университет «МЭИ», 2025

ISBN 978-5-00271-061-4

Оглавление

1. ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ 4
2. ДОБЫЧА ГАЗА 7
3. ТРАНСПОРТ ГАЗА 9
4. ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА 10
5. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ 14
6. ГОРОДСКИЕ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ 41
7. ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ 45
8. РЕГУЛИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ 49
9. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ СТАНЦИИ 51
10. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ 55
11. СИСТЕМЫ СНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СЖИЖЕННЫМИ УГЛЕВОДОРОДАМИ ГАЗАМИ 58
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ 74

1. ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Задача № 1.1. Определить теплоту сгорания и плотность газообразного топлива, имеющего следующий состав (% по объему): $CH_4 = 96{,}6$; $C_2H_6 = 0{,}8$; $C_3H_8 = 0{,}3$; $C_4H_{10} = 0{,}8$; $CO_2 = 0{,}5$; $N_2 = 1$.

Данные по вариантам представлены в таблице 1.1., низшая теплота сгорания и плотности газов в таблицах 1.2 и 1.3.

Таблица 1.1.

Исходные данные для расчета задачи 1.1

№	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	CO_2	N_2
1	95	1,5	0,5	1,0	1,0	1,0
2	92	2,0	1,0	1,5	1,5	2,0
3	90	3,0	1,5	2,0	1,0	2,5
4	88	4,0	2,0	2,5	1,5	2,0
5	85	5,0	2,5	3,0	2,0	2,5
6	82	6,0	3,0	4,0	2,0	3,0
7	80	7,0	3,5	4,5	2,0	3,0
8	78	8,0	4,0	5,0	2,0	3,0
9	75	9,0	5,0	6,0	2,0	3,0
10	70	10,0	6,0	8,0	3,0	3,0
11	65	12,0	7,0	9,0	3,0	4,0
12	60	15,0	8,0	10,0	3,0	4,0
13	55	18,0	9,0	11,0	3,0	4,0
14	50	20,0	10,0	12,0	4,0	4,0
15	45	22,0	12,0	13,0	4,0	4,0
16	40	25,0	13,0	14,0	4,0	4,0
17	35	28,0	14,0	15,0	4,0	4,0
18	30	30,0	15,0	16,0	5,0	4,0
19	25	32,0	16,0	18,0	5,0	4,0
20	20	35,0	18,0	20,0	5,0	2,0

Решение:

Теплоты сгорания газа определяют как сумму произведений величин теплоты сгорания горючих компонентов на объемные доли.

Определение теплоты сгорания 1.1:

$$Q_{\text{н}}^{\text{с}} = \sum(Q_i \cdot Y_i) \quad (1.1)$$

где: Q_i — теплота сгорания i-го компонента (кДж/м^3); Y_i — объемная доля i-го компонента.

Таблица 1.2.

Низшая теплота сгорания газов, кДж/м^3:

CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	CO_2	N_2
35840	63730	93370	123770	0	0

$$Q_{\text{н}}^{\text{с}} = 0{,}966 \cdot 35840 + 0{,}008 \cdot 63730 + \\ +0{,}003 \cdot 93370 + 0{,}008 \cdot 123770 + \\ +0{,}005 \cdot 0 + 0{,}01 \cdot 0 = 36401{,}55 \text{ кДж/м}^3$$

Плотность газа определяется как сумма произведений плотности компонентов на их объемные доли.

Определение плотности газа:

$$\rho^c = \sum(\rho_i \cdot y_i) \quad (1.2)$$

где: ρ_i — плотность i-го компонента (кг/м^3);

y_i — объемная доля

Таблица 1.3.

Плотность, кг/м^3:

CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	CO_2	N_2
0,717	1,357	2,019	2,703	1,977	1,251

Найдем плотность газа по формуле 1.2:

$$\rho^c = 0{,}966 \cdot 0{,}717 + 0{,}008 \cdot 1{,}357 + 0{,}003 \cdot 2{,}019 + 0{,}008 \cdot 2{,}703 + \\ +0{,}005 \cdot 1{,}977 + 0{,}01 \cdot 1{,}251 = 0{,}754 \quad \text{кг/м}^3$$

Также определим относительную плотность газа по формуле 1.3:

$$s^c = \frac{\rho^c}{\rho_{\text{в}}} = \frac{0{,}754}{1{,}293} = 0{,}583 \quad (1.3)$$

где: ρ^c— плотность газа (кг/м^3);

$\rho_{\text{в}}$— плотность воздуха (без CO_2) (кг/м^3)

Задача № 1.2. Определить рабочий состав газа $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ и $\rho^{\text{р}}$, считая, что d= 0,005 кг/м^3. Его сухой состав приведен в предыдущем примере.

Данные по вариантам представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4.

Исходные данные для расчета задачи 1.2

№	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	CO_2	N_2	H_2O
1	94,4	1,49	0,49	0,49	0,49	1,49	0,5
2	91,9	1,98	0,98	0,98	0,78	1,48	1,2
3	89,4	2,98	1,48	1,48	0,98	1,48	1,5
4	87,4	3,98	1,98	1,98	0,98	1,48	1,5
5	84,4	4,98	2,48	2,48	1,48	1,48	2,0
6	81,4	5,98	2,98	2,98	1,98	1,48	2,5
7	79,4	6,98	3,48	3,48	1,98	1,48	2,5
8	77,4	7,98	3,98	3,98	1,98	1,48	2,5
9	74,4	8,98	4,98	4,98	1,98	1,48	2,5
10	71,4	9,98	5,98	5,98	1,98	1,48	2,5
11	69,4	11,98	6,98	6,98	1,98	1,48	2,5
12	64,4	14,98	7,98	7,98	1,98	1,48	2,5
13	59,4	17,98	8,98	8,98	1,98	1,48	2,5
14	54,4	19,98	9,98	9,98	1,98	1,48	2,5
15	49,4	21,98	11,98	11,98	1,98	1,48	2,5
16	44,4	24,98	12,98	12,98	1,98	1,48	2,5
17	39,4	27,98	13,98	13,98	1,98	1,48	2,5
18	34,4	29,98	14,98	14,98	1,98	1,48	2,5
19	29,4	31,98	15,98	15,98	1,98	1,48	2,5
20	24,4	34,98	17,98	17,98	1,98	1,48	2,5

Решение:

Рассчитаем коэффициент К по формуле 1.4:

$$К = {\rho_{H20}}/{(\rho_{H20} + d)} = {0{,}804}/{(0{,}804 + 0{,}005)} = 0{,}994 \quad (1.4)$$

где: ρ_{H20}— плотность водяного пара при нормальных условиях (кг/м^3)

Найдем плотность влажного газа (ρ^cиз задачи 1.1):

$$\rho^{\text{р}} = (\rho^c + d) \cdot K = (0{,}754 + 0{,}005) \cdot 0{,}994 = 0{,}754 \ \text{кг/м}^3 \quad (1.5)$$

Теплота сгорания рабочего состава газа ($Q_{\text{н}}^{\text{с}}$ из задачи 1.1)

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = Q_{\text{н}}^{\text{с}} \cdot К = 36401{,}55 \cdot 0{,}994 = 36176{,}571 \ \text{кДж/м}^3 \quad (1.6)$$

2. ДОБЫЧА ГАЗА

Задача № 2.1. Определить высшую ($Q_в$) и низшую ($Q_н$) теплоту сгорания, плотность смеси ($\rho_{см}$), относительную плотность по воздуху (d) и объемный расход воздуха (φ_{H2O}) для горения газовой смеси следующего состава (% по объему): $CH_4 = 70$; $C_2H_6 = 15$; $C_3H_8 = 8{,}0$; $CO_2 = 4{,}0$; $N_2 = 3{,}0$.

Дополнительные условия:

1. Газ находится при температуре 25 °С и давлении 105 кПа.
2. Влажность газа 0,01 кг/м^3.
3. Определить, как изменится теплота сгорания, если смесь разбавить 20% воздуха.

Данные по вариантам представлены в таблице 2.1., свойства газов в таблице 2.2.

Таблица 2.1.

Исходные данные для расчета задачи 2.1

№	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	CO_2	N_2
1	70	15	8,0	4,0	3,0
2	80	10	5,0	3,0	2,0
3	65	20	10	3,0	2,0
4	75	12	6,0	5,0	2,0
5	85	8,0	4,0	2,0	1,0
6	60	25	10	3,0	2,0
7	72	18	6,0	2,0	2,0
8	68	16	9,0	4,0	3,0
9	77	13	5,0	3,0	2,0
10	82	9,0	5,0	2,0	2,0
11	55	30	10,0	3,0	2,0
12	63	22	8,0	4,0	3,0
13	71	17	7,0	3,0	2,0
14	79	11	6,0	2,0	2,0
15	58	27	9,0	4,0	2,0
16	66	19	8,0	5,0	2,0
17	74	14	7,0	3,0	2,0
18	81	10	5,0	2,0	2,0
19	52	33	10	3,0	2,0
20	69	18	7,0	4,0	2,0

Решение:

Таблица 2.2.

Таблица свойств компонентов

Компонент	Объемная доля, %	Молярная масса, г/моль	$Q_в$, кДж/ м^3	$Q_н$, кДж/ м^3
CH_4	70	16,04	39820	35800
C_2H_6	15	30,07	70990	63800
C_3H_8	8,0	44,10	101260	91300
CO_2	4,0	44,01	0	0
N_2	3,0	28,01	0	0

Рассчитаем среднюю молярную массу смеси по формуле 2.1:

$$\mathrm{M_{см}} = \sum(\mathrm{M}_i \cdot Y_i) \qquad (2.1)$$

где: M_i — молярная масса i-го компонента (г/моль);

Y_i — объемная доля i-го компонента.

$$\mathrm{M_{см}} = 0{,}7 \cdot 16{,}04 + 0{,}15 \cdot 30{,}07 + 0{,}08 \cdot 44{,}10 + \\ +0{,}04 \cdot 44{,}01 + 0{,}03 \cdot 28{,}01 = 21{,}867 \quad \text{г/моль}$$

Определим плотность смеси:

Приведем к реальным условиям (25 °С, 105 кПа):

$$\rho_{\mathrm{см}} = \frac{\mathrm{M_{см}}}{V_m} = \frac{21{,}8672}{24{,}79} = 0{,}882 \quad \text{кг/м}^3 \qquad (2.2)$$

где: V_m— молярный объем при данных условиях (без поправки на давление) (л/моль).

Найдем относительную плотность по воздуху:

$$d = \frac{\mathrm{M_{см}}}{\mathrm{M_{возд}}} = \frac{21{,}8672}{28{,}97} = 0{,}755 \qquad (2.3)$$

где: $\mathrm{M_{возд}}$— молярная масса воздуха (г/моль).

Расчет теплоты сгорания по формулам 2.4, 2.5:

$$Q_в = \sum(Q_i \cdot \mathrm{y}_i) = 0{,}7 \cdot 39820 + 0{,}15 \cdot 70990 + \\ +0{,}08 \cdot 101260 + 0{,}04 \cdot 0 + 0{,}03 \cdot 0 = 46623{,}3 \quad \text{кДж/м}^3 \qquad (2.4)$$

$$Q_н = \sum(Q_i \cdot \mathrm{y}_i) = 0{,}7 \cdot 35800 + 0{,}15 \cdot 63800 + 0{,}08 \cdot 91300 + \\ +0{,}04 \cdot 0 + 0{,}03 \cdot 0 = 41934 \quad \text{кДж/м}^3 \qquad (2.5)$$

Учет влажности: объемная доля водяного пара

$$\varphi_{\mathrm{H2O}} = \frac{\rho}{\rho_{\mathrm{H2O}}} = \frac{0{,}01}{0{,}804} = 1{,}24\% \qquad (2.6)$$

Скорректированная теплота сгорания:

$$Q = Q_н \cdot \frac{100}{100+\varphi_{\mathrm{H2O}}} = 41934 \cdot \frac{100}{100+1{,}24} = 41418{,}84 \ \text{кДж/м}^3 \qquad (2.7)$$

Влияние разбавления воздухом:

После добавления воздуха общий объем становится равным сумме исходного газа и воздуха: объем исходной газовой смеси 1 м^3 (для удобства расчетов), $V_{\text{возд}}$= 0,2, так как 20% от исходного объема

$$V_{\text{новый}} = V_{\text{газа}} + V_{\text{возд}} = 1 + 0{,}2 = 1{,}2 \ \text{м}^3 \quad (2.8)$$

Корректировка теплоты сгорания:

$$Q_{\text{новый}} = \frac{Q_{\text{н}}}{V_{\text{новый}}} = \frac{41934}{1{,}2} = 34945 \ \ \text{кДж/м}^3 \quad (2.9)$$

3. ТРАНСПОРТ ГАЗА

Задача № 3.1. Определить расчетный расход газа для газопровода, который транспортирует газ в 15 трехкомнатных квартир (площадь каждой 45 м²) и в 15 однокомнатных квартир (площадь каждой 18 м²). Норма жилой площади 9 м² на 1 чел. Теплота сгорания газа равна: $Q_{\text{н}}^{\text{с}} = 36000$ кДж/м^3.

Данные по вариантам представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1.

Исходные данные для расчета задачи 3.1

№	Площадь трехкомнатной квартиры	Площадь однокомнатной квартиры
1	40	18
2	42	20
3	45	22
4	48	24
5	50	25
6	52	26
7	55	28
8	58	30
9	60	32
10	62	34
11	65	35
12	68	36
13	70	38
14	72	40
15	75	42
16	78	44

№	Площадь трехкомнатной квартиры	Площадь однокомнатной квартиры
17	80	45
18	82	46
19	85	48
20	90	50

Решение:

Определим годовые расходы газа:

а) для трехкомнатной квартиры

$$Q_{\text{год}}^{\text{а}} = \frac{2800000}{36000}\frac{45}{9} = 389 \ \ \text{м}^3/(\text{год}\cdot\text{кв}) \qquad (3.1)$$

Здесь 2800000 кДж – годовое потребление газа одним человеком на приготовление пищи

б) для однокомнатной квартиры

$$Q_{\text{год}}^{\text{б}} = \frac{2800000}{36000}\frac{18}{9} = 156 \ \ \text{м3}/(\text{год}\cdot\text{кв}) \qquad (3.2)$$

Определим коэффициенты неравномерности $\text{К}_{\text{ч.г.}}^{\text{макс}}$ для 30 квартир:

а) для трехкомнатных квартир $\text{К}_{\text{ч.г.}}^{\text{макс}} = 6{,}556$;

б) для однокомнатных квартир $\text{К}_{\text{ч.г.}}^{\text{макс}} = 10{,}15$;

Определим расчетный расход газа по формуле 3.3:

$$Q_{\text{р}} = \text{К}_{\text{ч.г.}}^{\text{макс}}\frac{Q_{\text{год}}^{\text{а}}}{8760}n_{\text{а}} + \text{К}_{\text{ч.г.}}^{\text{макс}}\frac{Q_{\text{год}}^{\text{б}}}{8760}n_{\text{б}} \qquad (3.3)$$

$$Q_{\text{р}} = 6{,}556\frac{389}{8760}15 + 10{,}15\frac{156}{8760}15 = 7{,}07 \quad \text{м}^3/\text{ч}$$

где: 8760 – число часов в году;

$n_{\text{а}}, n_{\text{б}}$ – число квартир.

4. ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА

Задача № 4.1. Определить годовое потребление газа городом (без промышленных предприятий) исходя из следующих данных. Площадь жилой застройки города 250 га, средняя плотность населения 380 чел/га. Для газоснабжения используют природный газ с теплотой сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{с}} = 35840$ кДж/м^3 и относительной плотностью по воздуху s=0,562.

Степень охвата городских потребителей газоснабжением принята следующая: 100 % населения расходует газ на приготовление пищи в квартирах; 20 % квартир имеют централизованное горячее водоснабжение; 30 % квартир оборудовано горячим водоснабжением от газовых водонагревателей; газифицированы мелкие отопительные установки жилых и общественных зданий в объеме 20 % общей отопительно-вентиляционной нагрузки; газифицировано 60 % предприятий бытового обслуживания, предприятий общественного питания, учреждений

здравоохранения, хлебопекарен и кондитерских предприятий. Средняя норма жилой площади на 1 чел. 9 м^2. Расчетная наружная температура для проектирования отопления $t_{\text{р.о}} = -25°\text{C}$.

Данные по вариантам представлены в таблице 4.1. и исходные данные в таблице 4.2.

Таблица 4.1.

Исходные данные для расчета задачи 4.1

№	Площадь застройки, га	Плотность населения, чел/га
1	150	300
2	180	320
3	200	350
4	220	380
5	250	400
6	270	420
7	300	450
8	320	470
9	350	500
10	380	520
11	400	550
12	420	580
13	450	600
14	480	620
15	500	650
16	520	680
17	550	700
18	580	720
19	600	750
20	630	800

Таблица 4.2.

Исходные данные для расчета задачи 4.1

№ п.п.	Потребитель	Охват обслуживанием z_i	Охват газоснабжением y_i	Норма расхода теплоты Q_i, МДж
1	Квартиры с централизованным горячим водоснабжением	$z_1 = 0{,}2$	$y_1 = 1$	$Q_1 = 2800$
2	Квартиры с газовыми водонагревателями	$z_2 = 0{,}3$	$y_2 = 1$	$Q_2 = 8000$
3	Квартиры без горячего водоснабжения	$z_3 = 0{,}5$	$y_3 = 1$	$Q_3 = 4600$
4	Предприятия общественного питания (обед + завтрак)	$z_4 = 0{,}25$	$y_4 = 0{,}6$	$Q_4 = 2268$

Решение:

Годовое потребление теплоты, отнесенное к одному жителю города можно найти по формуле 4.1:

$$Q_{\text{ж.г}} = \sum(y_i \cdot z_i \cdot Q_i) \tag{4.1}$$

$$Q_{\text{ж.г}} = 0{,}2 \cdot 2800 \cdot 1 + 0{,}3 \cdot 8000 \cdot 1 + $$
$$+0{,}5 \cdot 4600 \cdot 1 + 0{,}25 \cdot 2268 \cdot 0{,}6 = 5600{,}2 \quad \text{МДж}$$

С учетом 5% на мелкие предприятия:

$$Q_{\text{ж.г}} = 5600{,}2 \cdot 1{,}05 = 5880 \quad \text{МДж} \tag{4.2}$$

Расчет потребления теплоты крупными потребителями:

Потребление фабриками – прачечными. Норму принимают 12600 МДж на 1 т сухого белья. Будем считать, что в прачечных стирает 70% населения, т.е. $z_{\text{п}}$=0,7, тогда:

$$Q_{\text{п}} = 100\frac{z_{\text{п}} y_{\text{п}} N}{1000} q_{\text{п}} =$$
$$= 100\frac{0{,}7 \cdot 0{,}6 \cdot 95000}{1000} 12600 = 50{,}27 \cdot 10^6 \text{ МДж/год} \tag{4.3}$$

Где: $N = 250 \cdot 380 = 95000$ чел. – общая численность населения

$y_{\text{п}}$ – степень охвата прачечных газоснабжения;

$q_{\text{п}}$ – удельный расход теплоты (в газе) на городские прачечные МДж/т. с.б.

Потребление теплоты в банях. Принимаем, что в банях моется 50% населения:

$$Q_{\text{б}} = z_{\text{б}} y_{\text{б}} N 52 q_{\text{б}} =$$
$$= 0{,}5 \cdot 0{,}6 \cdot 95000 \cdot 52 \cdot 45 = 66{,}69 \cdot 10^6 \text{ МДж/год} \tag{4.4}$$

Где $q_{\text{б}}$ – норма расхода теплоты, МДж/одну помывку;

Потребление теплоты в больницах:

$$Q_{\text{уз}} = \frac{12y_{\text{б}}}{1000} N q_{\text{уз}} =$$

$$= \frac{12 \cdot 0{,}6 \cdot 95000}{1000}(3200 + 9200) = 8{,}48 \cdot 10^6 \text{ МДж/год} \qquad (4.5)$$

Где $q_{\text{уз}}$– годовая норма потребления теплоты на 1 койку (МДж/год)

Потребление теплоты хлебозаводами: удельный расход теплоты - $q^{\text{ср}}_{\text{х.п.}}$ (МДж/т).

$$Q_{\text{х.п.}} = (0{,}6 \dots 0{,}8) \cdot \frac{365}{1000} \text{у}_{\text{х.п.}} N q^{\text{ср}}_{\text{х.п.}} =$$

$$= 0{,}7 \frac{365}{1000} 0{,}6 \cdot 95000 \cdot 3000 = 43{,}68 \cdot 10^6 \text{ МДж/год} \qquad (4.6)$$

Расчетные значения представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3.

Общий расход теплоты в газе, потребляемой в жилых домах и крупными коммунальными потребителями.

Потребители	Годовой расход на город, тыс. МДж
Жилые дома	$5{,}88 \cdot 95000 = 558600$
Прачечные	50270
Бани	66690
Больницы	8480
Хлебозаводы	43680
Итого	727720

Потребление теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение можно определить по формуле:

$$Q_{\text{о.в.}} = \left[24(1 + \text{К}) \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о}}} + z \cdot K_1 \cdot K \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.в}}}\right] \frac{qFn_0}{\eta} \qquad (4.7)$$

$$Q_{\text{о.в.}} = \left[24(1 + 0{,}25)\frac{18 + 3{,}2}{18 + 25} + 16 \cdot 0{,}4 \cdot 0{,}25 \frac{18 + 3{,}2}{18 + 14}\right] \cdot$$

$$\cdot \frac{586 \cdot 171000 \cdot 205}{0{,}75} = 434 \cdot 10^6 \text{ МДж/год}$$

Здесь $t_{\text{р.в}} = -14°\text{C}$; $t_{\text{ср.о}} = -3{,}2°\text{C}$; $n_0 = 205$ сут.;

$F = 9 \cdot 95000 \cdot 0{,}2 = 171000$ м^2.

где:

$t_{\text{вн}}$– температура внутреннего воздуха в зданиях (°С);

$t_{\text{р.о}}$– расчетная наружная температура для отопления (°С);

$t_{\text{р.в}}$– расчетная наружная температура для вентиляции (°С);

$t_{ср.о}$– средняя температура наружного воздуха за отопительный сезон (°С).
К, K_1– коэффициенты расхода теплоты на отопление и вентиляцию общественных зданий: К = 0,25 (при отсутствии данных), K_1 = 0,4 (при отсутствии данных);
z– среднее число часов работы вентиляции в сутки (принимается 16 ч, если нет данных);
n_0– продолжительность отопительного периода (сут);
F– отапливаемая жилая площадь (м²);
η_o– КПД системы отопления:

- для котельных: 0,8–0,85,
- для отопительных печей: 0,7–0,75;

q– укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий (кДж/ч на 1 м² жилой площади).

Определим расход газа на централизованное горячее водоснабжение, считая, что оно осуществляется от котельных:

$$Q_{г.в.} = 24q_{г.в.}N\left[n_0 + (350 - n_0)\frac{60-t_{хл}}{60-t_{хз}}\beta\right]\frac{1}{\eta_{г.в.}} \quad (4.8)$$

$$Q_{г.в.} = 24 \cdot 1470 \cdot 0{,}2 \cdot 95000 \cdot$$
$$\cdot\left[205 + (350 - 205) \cdot \frac{60-5}{60-15}0{,}8\right]\frac{1}{0{,}75} = 310 \cdot 10^6 \text{ МДж/год}$$

где:
$q_{г.в.}$– укрупненный показатель среднечасового расхода теплоты на ГВС (кДж/ч на 1 чел.);
N– количество жителей, пользующихся ГВС;
β– коэффициент снижения расхода горячей воды летом:

- 0,8 (обычные города);
- 1,0 (курортные и южные города);

$t_{хз}$, $t_{хл}$– температура водопроводной воды:

- зимой ($t_{хз}$): 5°С (по умолчанию);
- летом ($t_{хл}$): 15°С (по умолчанию);

$\eta_{г.в.}$– КПД котельной (0,8–0,85).

Общий годовой расход теплоты городом:

$$Q_{общ} = 727720 + 434000 + 310000 = 1471801 \text{ тыс. МДж/год} \quad (4.9)$$

Если теплота сгорания газа $Q_н^с = 36$ МДж/м^3, тогда:

$$Q = \frac{Q_{общ}}{Q_н^с} = \frac{1465720 \cdot 10^3}{36} = 40{,}88 \cdot 10^6 \text{ м}^3\text{/год} \quad (4.10)$$

5. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ

Задача № 5.1. Произведем гидравлический расчет разветвленного газопровода низкого давления жилого микрорайона (рис. 5.1). На рисунке показан газопровод высокого давления, по которому газ поступает в ГРП, где давление газа снижается с высокого давления до низкого, в зимнее

время до 3000 Па. С этим давлением газ входит в распределительные сети микрорайона. Расчетный перепад давлений для распределительных газопроводов принять равным: 1000 Па. Номинальное давление газа перед бытовыми приборами 2000 Па. Общая площадь застройки микрорайона составляет 37,19 га и включает 6 кварталов, площади которых в га показаны рисунке. Плотность населения составляет 300 чел/га. Общая численность населения микрорайона составляет 11160 чел.

На рисунке 5.1 показана газовая сеть низкого давления, стрелками указаны направления потоков газа, все узлы пронумерованы. Удельный расход газа на 1000 жителей составляет 86 м^3/ч. Общий расход газа составит 959,8 м^3/ч.

Задание на расчет тупиковой разветвленной газовой сети:

1. Общая протяженность распределительной сети $\sum l = 2600$ м
2. Максимально часовое потребление газа Q м^3/ч (959,8)
3. Расчетный перепад давления Δр Па (1000) ($p_н = 3000$ Па)
4. Топологию сети удобнее всего представить в виде матрицы вершин NKU (J,I), в которой в первой строчке даются узлы входа в участок (начальные), а во второй строчке – узлы выхода (конечные). Число столбцов (I) и их нумерация соответствуют числу участков сети.
5. Длина участков сети (в м) задается матрицей длин DIU (I). Порядок нумерации участков здесь принят в порядке следования участков в матрице NKU (J,I), значения представлены в таблице 5.1.

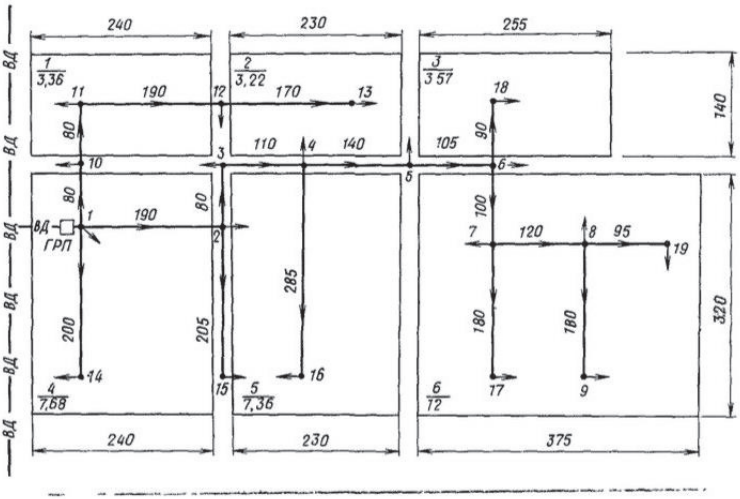


Рис. 5.1. Схема тупиковой разветвленной сети

Таблица 5.1.

Матрица вершин NKU (J, I)

Номера ограничивающих узлов	Номера участков																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Начальный	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	4	7	6	8
Конечный	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

Решение:

Определяем удельный часовой расход газа q м^3/(ч·м), отнесенный к 1 м распределительной сети:

$$q = Q_{\sum}/\sum l = 959{,}8/2600 = 0{,}369 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{м}) \qquad (5.1)$$

Найдем путевые расходы для каждого участка сети, перемножая удельный расход q на длину участка по матрице DIU (I), значения представлены в таблице 5.2. На основании расчетов составляем матрицу PR (I) путевых расходов, значения представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.2.

Матрица DLU (I)

I	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	190	80	110	140	105	100	120	180	80	80

I	11	12	13	14	15	16	17	18
	190	170	200	205	285	180	90	95

Таблица 5.3.

Матрица PR (I)

I	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	69,9	29,4	40,5	51,5	38,6	36,8	44,2	66,2	29,4	29,4
I	11	12	13	14	15	16	17	18	-	-
	69,9	62,6	73,6	75,4	104,9	66,2	33,1	35	-	-

Путевой расход каждого участка разделяем на два сосредоточенных расхода. В начальный узел участка помещаем 0,45 путевого расхода, а в конечный – 0,55. Результаты расчета сводим в матрицу SPR (J, I), значения представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4.

Матрица SPR (J, I)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	31,5	13,3	18,2	23,2	17,4	16,6	19,9	29,8	13,3
2	38,4	16,1	22,3	28,3	21,2	20,2	24,3	36,4	16,1

	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	13,3	31,5	28,2	33,1	33,9	47,2	29,8	15	15,8
2	16,1	38,4	34,4	40,5	41,5	57,7	36,4	18,1	19,2

Составляем матрицу узловых расходов SQ (K), значения представлены в таблице 5.5. Для этого берем все повторения первого узла из матрицы NKU (J, I). Определяем расходы газа соответственно повторениям первого узла из матрицы SPR (I) и складываем все эти расходы. Аналогичные расчеты проводим для всех узлов. Например: узел 1: 31.5+13,3+33,1 =77,9; узел 5: 28,3 + 17,4=45,7.

Таблица 5.5.

Матрица SQ (K)

K	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	77,9	85,6	34,3	92,7	45,7	52,8	69,9	69,9	34,6	29,4

K	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	47,6	66,6	34,4	40,5	41,5	57,7	36,4	18,1	19,2

Преобразуем матрицу NKU (J, I) в матрицу QNKU (J, I), значения представлены в таблице 5.6 добавив третью строчку, в которую поместим расчетные расходы газа соответствующих участков. Нагрузку сети начинаем рассматривать с концевых узлов. Концевые узлы располагаются только во второй строчке матрицы NKU (J, I) и не встречаются в первой строчке. Нагрузка концевого узла является расчетным расходом участка, который оканчивается этим концевым узлом. Расчетную нагрузку этого участка записываем в третью строчку матрицы QNKU (J, I). Нагрузку рассматриваемого концевого узла прибавляем к нагрузке начального узла этого участка и полученное новое значение нагрузки начального узла записываем в соответствующую ячейку матрицы SQ (K) вместо старого значения, а нагрузку концевого узла стираем.

Стираем также номера начального и конечного узлов участка, для которого определен расчетный расход в матрице QNKU (J, I). На этом

заканчивается рассмотрение первого концевого узла, и переходим к рассмотрению следующего концевого узла.

Таблица 5.6.

Матрица QNKU (J, I) (начала и концы участков условно не стерты)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	2	3	4	5	6	7	8	1
2	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	658,4	531,3	497	346,6	300,9	230	123,7	34,6	178

	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	10	11	12	1	2	4	7	6	8
2	11	12	13	14	15	16	17	18	19
3	148,6	101	34,4	40,5	41,5	57,7	36,4	18,1	19,2

На этом заканчивается первый этап гидравлического расчета - определение расчетных расходов газа для всех участков сети. Суммарный расход газа по матрице QNKU (J, I) равный Q=77,9+658,4+178+40,5= 954,8 ^{3}/ч соответствует потреблению газа (959,8).

По известным расчетным расходам газа по участкам сети и заданному расчетному перепаду давления рассчитывают диаметры участков. Расчет диаметров осуществляют следующим образом. Первоначально определяют все пути от начальной точки сети до конечных. Для этого пишут матрицу путей PT (L, N), значения представлены в таблице 5.7. Число строчек этой матрицы равно числу путей. Для тупиковых сетей число путей равно числу концевых точек. На пересечении строчек и столбцов проставляются номера узлов, соответствующих данному пути. Число столбцов соответствует пути с наибольшим числом узлов. Любой путь начинается с концевого узла, определяемого по матрице NKU (J, I), и прослеживается по последовательно соединенным участкам при обходе их против потока, т. е. от конечной к начальной точке.

Таблица 5.7.

Матрица PT (L, N) (для рассматриваемого примера)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	9	8	7	6	5	4	3	2	1
2	13	12	11	10	1	0	0	0	0
3	14	1	0	0	0	0	0	0	0
4	15	2	1	0	0	0	0	0	0

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	16	4	3	2	1	0	0	0	0
6	17	7	6	5	4	3	2	1	0
7	18	6	5	4	3	2	1	0	0
8	19	8	7	6	5	4	3	2	1

Перестраиваем матрицу PT (L, N), значения представлены в таблице 5.8 по номерам участков, используя матрицы NKU (J, I) и DLU (f). Для каждого участка матрицы PT (L, N) (например, 9—8) находим этот участок в матрице NKU (J, I) и соответствующий ему номер (для 9-8 это будет 8).

Этот номер проставляем в строчку данного пути в матрице PTU (L, N). Используя матрицы PTU (L, N) и DLU (I), строим матрицу длин направлений PTUL (L, N), значения представлены в таблице 5.9. В последнем столбце матрицы проставляем суммарную длину направления.

Таблица 5.8.

Матрица PTU (L, N)

	1	2	3	4	5	6	7	8
1	8	7	6	5	4	3	2	1
2	12	11	10	9	0	0	0	0
3	13	0	0	0	0	0	0	0
4	14	1	0	0	0	0	0	0
5	15	3	2	1	0	0	0	0
6	16	6	5	4	3	2	1	0
	1	2	3	4	5	6	7	8
7	17	5	4	3	2	1	0	0
8	18	7	6	5	4	3	2	1

Таблица 5.9.

Матрица PTUL (L, N)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	180	120	100	105	140	110	80	190	0	1025
2	170	190	80	80	0	0	0	0	0	520
3	200	0	0	0	0	0	0	0	0	200
4	205	190	0	0	0	0	0	0	0	395

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	285	110	80	190	0	0	0	0	0	665
6	180	100	105	140	110	80	190	0	0	765
7	90	105	140	110	80	190	0	0	0	715
8	95	120	100	105	140	110	80	190	0	940

Из матрицы PTUL (L, N) следует, что самый протяженный путь располагается в первой строчке, поэтому подбирают диаметры сначала для него.

Определяют $\Delta p/L = \frac{1100}{1{,}1\times1025} = 0{,}887$ Па/м (5.2)

Диаметры подбирают последовательно от участка к участку.

Участок 1. Q=658,4 м^3/ч (матрица QNKU (J, I) $L_1 = 190$ м

$$d = 16{,}81\frac{Q_0^{0,381}}{(\Delta p/L)^{0,191}} = 16{,}81\frac{658{,}4^{0,381}}{0{,}887^{0,191}} = 203{,}9 \text{ мм} \quad (5.3)$$

Ближайшие внутренние диаметры труб будут: 219Х6 (207); 159Х4 (151); таким образом 151<203,9<207. Гостовский диаметр выбирают из принципа наименьшей разницы в потерях давления между гостовским и полученным диаметром.

Для этого рассчитывают потери давления для всех трех диаметров по формулам:

Ближе подходит гостовский диаметр 219Х6. Его и принимают. Соответственно потери 174 Па.

Приоритетный диаметр можно определить проще по формуле, если

$$(d/D_{\text{мин}})^{5,25} \le 2 - (d/D_{\text{макс}})^{5,25} \quad (5.4)$$

тогда принимают $D_{\text{мин}}$. Это выражение получено из соотношения

$$\frac{\Delta p^{\text{макс}} - \Delta p}{\Delta p - \Delta p^{\text{мин}}} \le 1 \quad (5.5)$$

по которому приоритетным будет меньший диаметр. Здесь: $D_{\text{мин}}$ и $D_{\text{макс}}$ меньший и больший ближайшие гостовские диаметры.

Проведем сравнение для рассматриваемого примера

$$(204/151)^{5,25} \le 2 - (204/207)^{5,25}$$

$$4{,}83 \not\le 1{,}07$$

Неравенство не выполняется, следовательно, приоритетным будет больший диаметр. Аналогично подбирают все диаметры для первого направления.

После подбора диаметров определяют степень использования расчетного перепада по формуле:

$$\frac{\Delta p_p - \sum_k \Delta p_i}{\Delta p_p} \le 0{,}1 \quad (5.6)$$

Если ошибка больше 0,1, тогда выбирают диаметр с наибольшими потерями давления или уменьшают его.

Затем определяют узловые давления путем последовательного вычитания из давления в первой точке p_1 потери давления на участках.

Так, давление в узле 2 будет: $p_1 - \Delta p_{1-2} = 3000 - 174 = 2826$ Па.
После расчета главного направления рассчитывают другие направления.

Рассматривают по очереди все направления из матрицы PTU (L, N). Так, второе и третье направления не имеют общих участков с направлением 1 и между собой, поэтому они рассчитываются независимо от других направлений, так же как и первое направление. Направление 5 имеет общие участки с направлением 1, это участки 1, 2, 3. Поэтому из расчетного перепада давления Δp_p следует вычесть сумму потерь давления на участках 1, 2, 3 и на оставшуюся величину перепада давления подобрать диаметр остальных участков. В направлении 5 – это один участок 15. Аналогично рассчитываются все направления.

Задача № 5.2. Рассчитать кольцевой газопровод низкого давления, показанный на рис. 5.2. Плотность населения 550 чел/га. Удельный расход газа q=0,09 м^3/ (ч·чел). Сосредоточенных нагрузок нет. Длины сторон колец и площади застройки жилых кварталов приведены на рис. 5.2. Для газоснабжения используют природный газ. Расчетный перепад давления в сети Δp_c= 1000 Па.

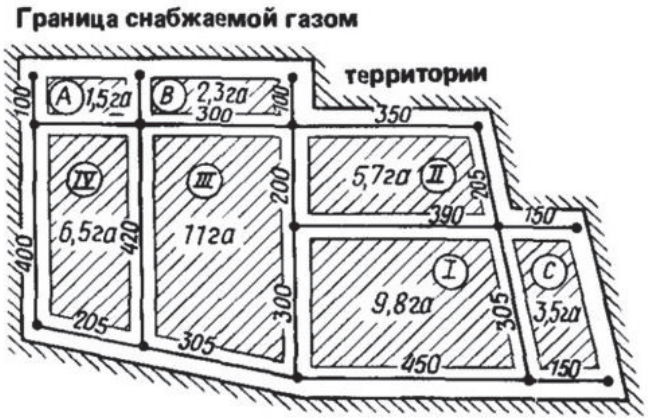


Рис. 5.2. Схема газоподачи кольцевой сети

Решение:

Первый этап расчета.

Расчет начинаем с определения удельных путевых расходов для всех участков сети, для чего:

а) разбиваем всю газоснабжающую территорию на зоны, которые питаются от определенных контуров;

б) рассчитываем максимальные часовые расходы для каждой такой зоны, перемножая площадь зоны, плотность населения и удельный расход газа на одного человека;

в) подсчитываем суммарную длину питающего контура;

г) определяем удельные расходы для всех контуров, разделив максимальные часовые расходы газа в зонах на суммарную длину питающих контуров. Все расчеты сводим в таблицу 5.10.

Таблица 5.10.

Удельные путевые расходы для всех питающих контуров сети

Номер контура	Газоснабжение зоны			Длина питающего контура, м	Удельный путевой расход, $м^3/(ч \cdot м)$
	Размер, га	Численность населения, чел	Расход газа, $м^3/ч$		
I	9,8	5390	485	1445	0,336
II	5,7	3135	282	1145	0,246
III	11	6050	544	1525	0,357
IV	6,5	3575	322	1225	0,263
A	1,5	825	74	400	0,186
B	2,3	1265	114	500	0,228
C	3,5	1925	173	605	0,288
Итого	40,3	22165	1994	–	–

Задаем начальное распределение потоков газа в сети. Схема газопроводов показана на рис. 5.3.

Выбраны точки питания (узел 12) и точки схода потоков (узлы 3, 7, 14, 16, 1, 5, 9, 17, 18).

Выделены два основных контура для надёжности:

- Контур III: 12-13-8-7-6-10-11-12 (основная нагрузка).
- Контур I: 12-11-15-16-13-12 (меньшая нагрузка, резерв).

Заданы главные направления движения газа для балансировки нагрузки.

Расчёт расходов по участкам

Для каждого участка вычислены:

- Длина.
- Удельный путевой расход (из таблицы 5.10).
- Путевой расход.
- Транзитные и расчётные расходы.

Расчёты сведены в таблицу 5.11.

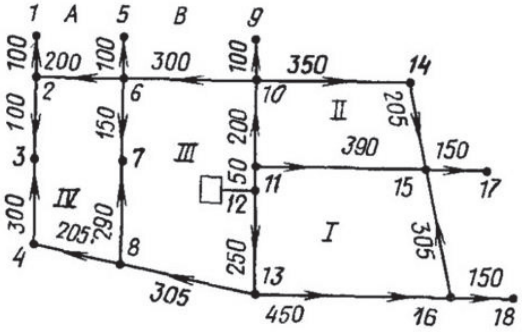


Рис. 5.3. Расчетная схема сети низкого давления

Расход газа, выходящего из ГРП:

1) Участок 12-11, 35+1127,1=1162,1 м^3/ч
2) Участок 12-13, 173+596,7=769,7 м^3/ч

Итого: 1931,8 м^3/ч

Потребление газа составляет 1994 м^3/ч, что отличается от полученного значения на 2,6 % — допустимо.

Таблица 5.11.

Определение расчетных расходов газа для участков сети

Номер участка	Длина участка, м	Удельный путевой расход газа, м^3/(ч·м)	Расход газа, м^3/ч			
			$Q_п$	$Q, 55Q_п$	$Q_т$	$Q_р$
2—1	100	0,186	19	10	—	10
2—3	100	0,263	26,3	14,5	—	14,5
6—2	200	0,186+0,263=0,449	90	50	45,3	95,3
6—5	100	0,186+0,228=0,414	41	23	—	23
6—7	150	0,357+0,263=0,62	93	51,2	—	51,2
10—6	300	0,357+0,228=0,585	176	100	269,3	369,3
10—9	100	0,228	22,8	13	—	13
11—10	200	0,357+0,246=0,603	121	66	496,1	562,1
12—11	50	0,336+0,357=0,693	35	19	1127,1	1146,1
4—3	300	0,263	78,9	43,4	—	43,4
8—4	205	0,263	54	30	78,9	108,9
8—7	270	0,62	179,8	99	—	99
13—8	305	0,357	109	60	312,7	372,7

Номер участка	Длина участка, м	Удельный путевой расход газа, $м^3/(ч \cdot м)$	Расход газа, $м^3/ч$			
			$Q_п$	$Q, 55Q_п$	$Q_т$	$Q_р$
12—13	250	0,693	173	95	596,7	691,7
13—16	450	0,336	151	83	24	107
16—18*	150	0,288	43	24	—	24
11—15	390	0,336+0,246=0,582	227	125	283	408
15—14	205	0,246	50	28	—	28
15—17	150	0,288	43	24	—	24
15—16	305	0,336+0,288=0,624	190	105	—	105
10—14	350	0,246	88	47	—	47

Подбор диаметра труб

- Допустимые потери на трение: $\Delta p_т = 910$ Па (с учётом 10% на местные сопротивления).
- Удельные потери давления $\Delta p_т/l$ для разных направлений (различаются из-за разной длины).

1) 12-11-10-6-2-1, 50+200+300+200+100=850 м,
2) 12-13-8-4-3, $\sum l = 1060$ м,
3) 12-11-15-16-18, $\sum l = 895$ м,
4) 12-11-10-14, $\sum l$=600 м

$$\Delta p_т/l = \frac{910}{850} = 1{,}07 \text{ Па/м} \quad (5.7)$$

$$\Delta p_т/l = \frac{910}{1060} = 0{,}86 \text{ Па/м}$$

$$\Delta p_т/l = \frac{910}{895} = 1{,}02 \text{ Па/м}$$

$$\Delta p_т/l = \frac{910}{600} = 1{,}52 \text{ Па/м}$$

- При гидравлическом расчете использовались номограммы.
- Результаты — в Таблице 5.12.
- Погрешность в кольцах ≤ 10%, но для точности выполнена гидравлическая увязка.

Таблица 5.12. **Гидравлический расчет кольцевой сети**

Номер кольца	Участки				Предварительное распределение расходов				Поправочные расходы ΔQ, м^3/ч	Первая итерация			
	Номер	Номер соседнего кольца	l, м	$d_n \cdot s$, мм	$Q_р$, м^3/ч	$\Delta p/l$, Па/м	Δp, Па	$\Delta p/Q_р$		$\Delta Q_{уч}$, м^3/ч	$Q_р$, м^3/ч	$\Delta p/l$, Па/м	Δp, Па
I	12—11	III	50	219×6	1146,1	3,4	170	0,148		3,49	1149,6	3,42	171
	11—15	II	390	219×6	408	0,5	195	0,478		4,65	412,7	0,51	199
	15—16	—	305	108×4	105	1,45	442,3	4,21	4,2	4,2	109,2	1,56	475
	12—13	III	250	219×6	-691,7	-1,38	-345	0,499		3,49	-688,2	-1,36	-339
	13—16	—	450	114×4	-107	-1,2	-540	5,047		4,2	-102,8	-1,12	-502
II				Ошибка 9,2%			-77,7	10,382			Ошибка 0,5%		4
	11—10	III	200	219×6	562,1	0,9	180	0,32		-1,16	560,9	0,897	179
	10—14	—	350	75,5×4	47	2,2	770	16,38	-0,45	-0,45	46,6	2,16	757
	11—15	I	390	219×6	-408	-0,5	-195	0,478		-4,65	-412,7	-5,1	-199
	15—14	—	205	57×3	-28	-3,5	-717,7	25,62		-0,45	-28,5	-3,6	-738
III				Ошибка 4%			37,5	42,798			Ошибка 4%		-1
	12—13	I	250	219×6	691,7	1,38	345	0,499		-3,49	688,2	1,36	339
	13—8	—	305	219×6	372,7	0,4	122	0,327		0,71	373,4	0,4	122
	8—7	IV	290	108×4	99	1,3	377	3,81		-0,15	98,9	1,296	376
	12—11	I	50	219×6	-1146,1	-3,4	-170	0,148	0,71	-3,49	-1149,6	-3,42	-171
	11—10	II	200	219×6	-562,1	-0,9	-180	0,32		1,16	-560,9	-0,897	-179
	10—6	—	300	219×6	-369,3	-0,4	-120	0,325		0,71	368,6	-0,4	-120
	6—7	IV	150	75,5× 4	-51,2	-2,5	-374	7,32		-0,15	-51,4	-2,51	-377
IV	8—4	—		Ошибка 0,1%			1	12,749		0,86	Ошибка 1,2%		-10
	4—3	—	205	108×4	108,9	1,5	307,5	2,823		0,86	109,8	1,52	311,9
	6—7	III	300	108×4	43,4	0,28	84	1,935		0,15	44,3	0,29	87
	8—7	III	150	75,5×4	51,2	2,5	375	7,32	0,86	0,15	51,4	2,51	377
	6—2	—	290	108×4	-99	-1,3	-377	3,81		0,86	-98,9	-1,296	-376
	2—3	—	200	60×3	-23	-1,8	-360	15,65		0,86	-22,1	-1,68	-336,1
			100	60×3	-14,5	-0,7	-70	4,83			-13,6	-0,63	-62,7
					Ошибка 5,1%		-40,5	36,368			Ошибка 1,4%		1,1

Гидравлическая увязка колец

Метод: Итерационный расчёт поправочных расходов $\Delta Q'_k$ для каждого кольца по формуле 5.8.

Цель: Минимизация невязки давлений в узлах. После введения поправок ошибка снижена, сеть увязана.

$$\Delta Q'_I = -\frac{\sum_k \Delta p_i}{1{,}75\sum_k \frac{\Delta p_i}{Q_i}} = -\frac{-77{,}7}{1{,}75 \cdot 10{,}382} = 4{,}3 \qquad (5.8)$$

$$\Delta Q'_{II} = -\frac{37{,}5}{1{,}75 \cdot 42{,}798} = -0{,}5$$

$$\Delta Q'_{III} = -\frac{1}{1{,}75 \cdot 12{,}749} = -0{,}05$$

$$\Delta Q'_{IV} = -\frac{-40{,}5}{1{,}75 \cdot 36{,}368} = 0{,}64$$

Рассчитаем по формуле 5.9 поправки $\Delta Q''_k$, учитывающие ошибки в соседних кольцах, и полные круговые расходы ΔQ_k.

$$\Delta Q''_I = -\frac{\sum_J \frac{\Delta p_{iJ}}{Q_{iJ}} \Delta Q_J}{\sum_J \frac{\Delta p_{iJ}}{Q_{iJ}}} = \frac{(0{,}148+0{,}499)(-0{,}05)-0{,}478 \cdot 0{,}5}{10{,}382} = -0{,}03 \qquad (5.9)$$

$$\Delta Q_I = \Delta Q'_I + \Delta Q''_I = 4{,}3 - 0{,}03 = 4{,}2$$

$$\Delta Q''_I = \frac{0{,}32(-0{,}05) + 0{,}478 \cdot 4{,}2}{42{,}798} = 0{,}05$$

$$\Delta Q_{II} = -0{,}5 + 0{,}05 = -0{,}45$$

По методу Зейделя в процессе итеративного счета на каждом шаге можно использовать более уточненные значения переменных, чем полученные на первом шаге, поэтому в формулу для $\Delta Q''_I$ вместо$\Delta Q'_I$ = 4,3 подставлено значение ΔQ_I = 4,2.

$$\Delta Q''_{III} = \frac{(0{,}499 + 0{,}148)4{,}2 - 0{,}32 \cdot 0{,}45 +}{12{,}749} + \cdots$$

$$\ldots + \frac{+(3{,}81 + 7{,}32)0{,}64}{12{,}749} = 0{,}76$$

$$\Delta Q_{III} = 0{,}71$$

$$\Delta Q''_{IV} = \frac{(7{,}32 + 3{,}81)0{,}71}{36{,}368} = 0{,}22$$

$$\Delta Q_{IV} = 0{,}86$$

Вводим поправочные расходы во все кольца, определяем новые расчетные расходы для всех участков и новые значения потерь давления. Все расчеты сводим в табл. 5.12.

Проведенные расчеты показывают высокую точность увязки колец. Ввиду малого различия в расходах на участках при предварительном распределении и после итеративного пересчета новые потери давления на участках рассчитывались аналитически пропорционально изменению отношения расхода газа в степени 1,8, т.е.

$$(Q_{\text{нов}}/Q_{\text{ст}})^{1,8}$$

где $Q_{\text{нов}}$ — новый расход газа, $Q_{\text{ст}}$ — расход газа, полученный при предварительном расчете.

Проверим полноту использования расчетного перепада давления в сети. Направление 12-13-8-4-3, потери давления Δр=860 Па; 12-11-15-16, Δр=845 Па; 12-11-10-14, Δр=1107 Па, По всем направлениям степень использования расчетного перепада давления удовлетворительная, лишь на направлении 12-11-10-14 имеется перерасход давления. На втором этапе расчета это будет учтено.

Для повышения надежности скорректируем диаметры выбранных основных колец III и I. За принцип корректировки примем примерное сохранение материальной характеристики кольца постоянной. Это естественно, так как речь идет лишь о изменении структуры кольца по диаметрам, без изменения ее геометрии и нагрузки. Учитывая то, что кольцо, рассчитанное по среднему гидравлическому уклону с уменьшающимися диаметрами по мере уменьшения нагрузки, характеризуется меньшей величиной материальной характеристики М, чем кольцо с постоянным диаметром, поэтому при определении диаметра кольца материальную характеристику кольца несколько увеличиваем.

Проведем осреднение диаметров III и I колец.

Кольцо III

$$\text{M}_{III} = 219(250 + 50 + 200 + 305 + 300) + \\ +108 \cdot 290 + 75{,}5 \cdot 150 = 284640$$

$$\sum_{III} l = 1545 \text{ м};$$

$$d_{\text{ср}}^{III} = \text{M}/\sum_{II} l = \frac{284640}{1545} = 184{,}2 \text{ мм}$$

Такого диаметра по используемому в проектировании сортаменту нет. Поэтому кольцо конструируем из двух ближних диаметров по сортаменту: 219Х6 и 159Х4. Участки 12-13, 12-11, 11-10 как основные, примыкающие к точке питания кольца 12, оставим диаметром 219Х6.

Участки 13-8 и 10-6 также оставим диаметром219Х6, так как они транспортируют газ в район потребления IV кольца. Участки 8-7 и 6-7 примем диаметром 159Х4. Тогда

$$M'_{III} = 219 \cdot (250 + 50 + 200 + 305 + 300) + \\ +159(150 + 290) = 311955$$

Материальная характеристика превышает М, полученную в результате расчета в первом этапе на 9,6%. Дополнительная стоимость повысит надежность газоснабжения. Соответственно средний диаметр кольца III будет равен $d_{\text{ср}}$= 201,9 мм.

Кольцо I

$$M_I = 219(50 + 390 + 250) + 108 \cdot 305 + 114 \cdot 450 = 235350$$

$$d_{\text{ср}} = \frac{235350}{1445} = 162{,}9 \text{ мм}$$

Проектируем также кольцо из ближних двух диаметров: участки 12-13 и 12-11 диаметром 219Х6, эти диаметры изменять нельзя, так как они были приняты в кольце высшего ранга — III; участок 11 — 15 сохраняем диаметром 219Х6, так как этот участок транспортирует газ в зону кольца II; участки 13-16 и 15-16 принимаем диаметром 159Х 4. Материальная характеристика равна M'_I =247755. Она превышает принятую ранее на 5,3%. Соответствующий средний диаметр будет $d_{\text{ср}}$= 171,5 мм.

Учитывая то, что в кольце II потери давления превышали допустимые значения, заменяем диаметры двух участков на большие. Принимаем для участков 10-14 и 15-14 диаметр 76Х3.

Для новых диаметров решаем задачу поток распределения аналогично первому этапу расчета. Все расчеты сводим в табл. 5.13, аналогичную табл. 5.12. За начальное поток распределение принимаем полученное в конце первого этапа.

Таблица 5.13. **Гидравлическая увязка кольцевой сети на втором этапе расчета**

Номер кольца	Участки				Предварительное распределение расходов				Поправочные расходы ΔQ, м^3/ч	Первая итерация			
	Номер	Номер соседнего кольца	l, м	$d_n \cdot s$, мм	$Q_р$, м^3/ч	$\Delta p/l$, Па/м	Δp, Па	$\Delta p/Q_р$		$\Delta Q_{уч}$, м^3/ч	$Q_р$, м^3/ч	$\Delta p_т$, Па	$1{,}1\Delta p_т$, Па
I	12—11	III	50	219×6	1149,6	3,42	171	0,149		-55,1	1094,5	157	173
	11—15	II	390	159×4	412,7	2,33	910	2,2		-85,3	327,4	600	660
	15—16	—	305	159×4	109,2	0,25	76	0,697	-88	-88	21,2	4	4
	12—13	III	250	219×6	-688,2	-1,36	-339	0,493		-55,1	-743,3	-391	430
	13—16	—	450	159×4	-102,8	-0,23	-103	1		-88	-190,8	-314	345
II							715	4,539		Ошибка 7,6%		56	
	11—10	III	200	219×6	560,9	0,897	179	0,319				197	217
	10—14	—	350	76×3	46,6	1,8	630	13,52		30,2	591,1	566	623
	11—15	I	390	159× 4	-412,7	-2,33	-910	2,2	-2,7	-2,7	43,9	-600	660
	15—14	—	205	76×3	-28,5	-0,7	-144	5,05		85,3	-327,4	-169	186
										-2,7	-31,2		
III							-245	21,1		Ошибка 0,8%		-6	
	12—13	I	250	219×6	688,2	1,36	339	0,493				391	430
	13—8	—	305	219×6	373,4	0,4	122	0,327		55,1	743,3	103	113
	8—7	IV	290	159×4	98,9	0,176	51,2	0,517		-32,9	340,5	25	28
	12—11	I	50	219×6	-1149,6	-3,42	-171	0,149	-32,9	-32,7	66,2	-157	173
	11—10	II	200	219×6	-560,9	-0,897	-179	0,319		55,1	-1094,5	-197	217
	10—6	—	300	219×6	-368,6	-0,4	-120	0,325		-30,2	-591,1	-140	154
	6—7	IV	150	159× 4	-51,4	-0,054	-8,1	0,159		-32,9	-401,5	-20	22
										-32,7	-84,3		
IV							34,1	2,29		Ошибка 1%		5	
	8—4	—	205	108×4	109,8	1,52	312	2,842				312	343
	4—3	—	300	108×4	44,3	0,29	87	1,964		0,2	110	87	96
	6—7	III	150	159×4	51,4	0,054	8,1	0,159		0,2	445	20	22
	8—7	III	290	159×4	-98,9	-0,176	-51,2	0,517	0,2	32,7	84,3	-25	28
	6—2	—	200	60×3	-22,1	-1,68	-336	1,52		32,7	-66,2	-336	370
	2—3	—	100	60×3	-13,6	-0,63	-63	4,63		0,2	-21,9	-63	69
										0,2	-13,4		
							-43,1	11,63	Ошибка 1,2%			-5	

Расчет тупиковых ответвлений.

При расчете тупиковых ответвлений стремимся использовать весь расчетный перепад давления. Все расчеты сводим в табл. 5.14. Расчетные расходы берем из табл. 5.11. Располагаемые перепады, на которые подбираем диаметры, рассчитываем по данным последней графы табл. 5.13.Например, располагаемый перепад для участка 2-1 определяем, исходя из потерь давления по направлению 12-11-10-6-2, которые равны 173+217+154+370=914 Па.Располагаемый перепад для участка 2-1 равен 1000-914=86 Па. Диаметры газопроводов принимаем не менее 50 мм.

Проверяем степень использования расчетного перепада в сети по основным направлениям. Определяем потери давления по направлениям 12-11-10-6-2-1, Δр =975 Па, 12-13-16-18, Δр =907 Па, 12-11-10-9, Δр =484 Па.

По основным направлениям расчетный перепад давления использован примерно на 90%. По коротким направлениям, например 12-11-10-9 расчетный перепад, так как диаметры трубопроводов менее 50 мм не принимались.

Таблица 5.14.

Гидравлический расчет тупиковых газопроводов

Номер участка	l, м	$Q_р$, м^3/ч	Располагаемые		$d_n \cdot s$,	Δр/l	Δр	1,1Δр
			Δр, Па	Δр/l, Па/м				
2—1	100	10	86	0,86	57×3	0,55	55	61
5—6	100	23	456	4,56	57×3	2,5	250	275
10—9	100	13	610	6,1	57×3	0,85	85	94
15—17	150	24	167	1,1	70×3	0,8	120	132
16—18	150	24	225	1,5	70×3	0,8	120	132

Задача № 5.3. Рассчитать однокольцевой газопровод. На схеме рис. 5.4 показаны у всех потребителей узловые расходы газа (м^3/ч), даны номера всех участков кольца и ответвлений, около номеров участков в скобках указаны их длины (м). Начальное давление газа после ГРС $р_н$=700 кПа (абс), минимальное конечное давление $р_к$=300 кПа (абс). Коэффициент обеспеченности для всех потребителей принят равным: $К_{об}$=0,7.

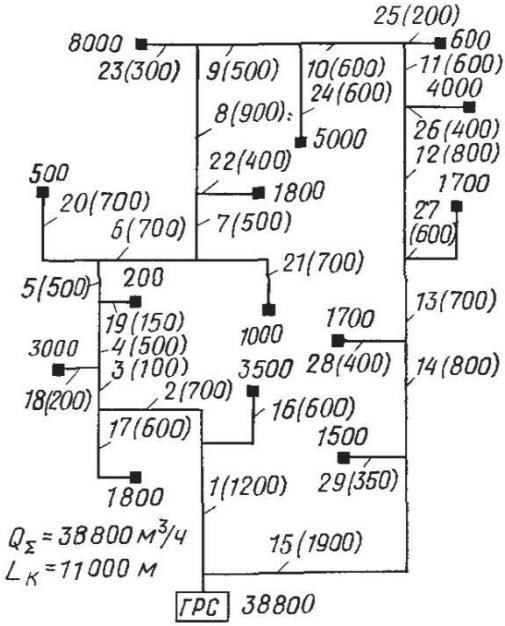


Рис. 5.4. Схема однокольцевого газопровода высокого давления

Решение:

1. Определим диаметр кольца по расчетному расходу:

$$Q_п = 0{,}59 \sum_{i=1}^{n} К_{об} Q_i = 0{,}59 \cdot 0{,}7 \cdot 38800 = 16024 \quad м^3/ч \qquad (5.10)$$

и удельному падению квадрата давления.

$$\frac{p_н^2 - p_к^2}{1{,}1 L_к} = \frac{700^2 - 300^2}{1{,}1 \cdot 11000} = 33{,}06 \text{ кПа}^2/м \qquad (5.11)$$

Здесь потери давления на местных сопротивлениях приняты в 10 % линейных потерь. Диаметр определяем по номограмме (см. рис. 5.5), он равен 273х7 мм.

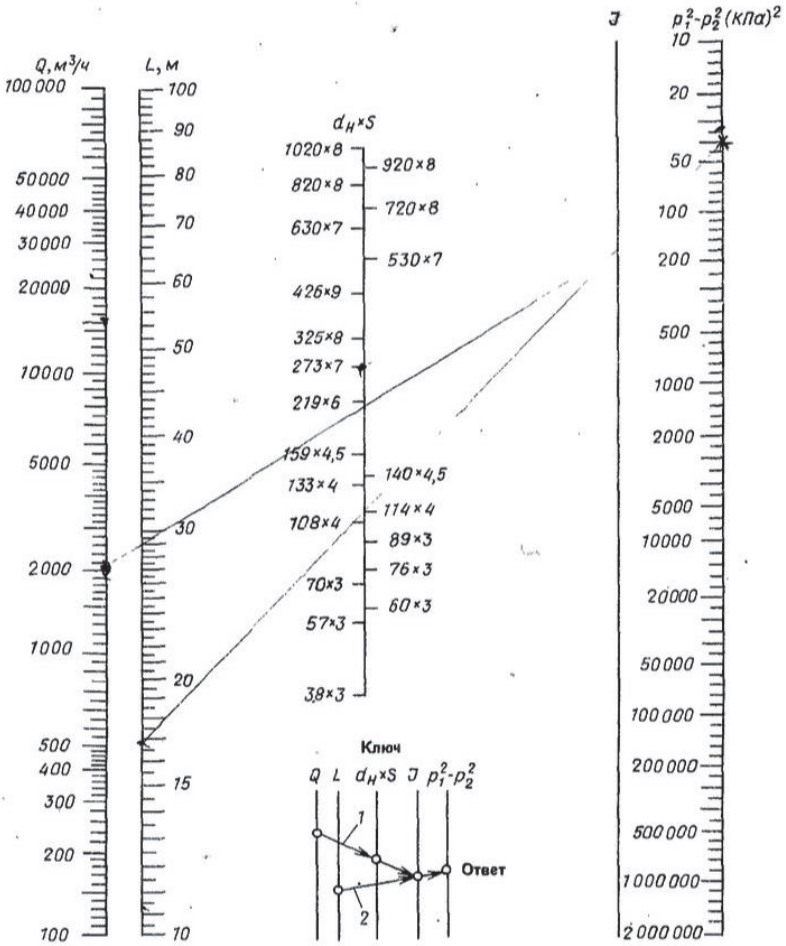


Рис. 5.5. Номограмма для определения потерь давления в газопроводах среднего и высокого давления (до 1,2 МПа).
Природный газ: ρ=0,73 кг/м^3, $\nu = 14{,}3 \cdot 10^{-6}$ м^2/с (при 0 °С и 101,3 кПа)
(в номограммах при 1 кгс/см^2 = 100кПа)

2. Производим расчеты для аварийных режимов при выключении участков 1 и 15. Расчеты для обоих вариантов сводим в табл. 5.15.

Узловые расходы принимаем равными: $К_{об}Q_р = 0{,}7Q_р$.

В процессе гидравлического расчета выяснилось, что кольцо диаметром 273х7 мм не обеспечивает необходимого давления в концевых

точках. Особенно это проявлялось при выключении участка 1. Такое положение объясняется тем, что нагрузка на кольцо несимметричная — перегружена левая ветвь. Учитывая изложенное, для участков 1, 12, 13, 14 и 15 был принят диаметр 325х8, который и учтен в табл. 5.15.

Таблица 5.15.

Результаты гидравлического расчета аварийных режимов

Отказал участок 15					
Показатели участка				$\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\cdot 100$, кПа^2	$(p_н^2-p_к^2)_у = 1{,}1\cdot\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\cdot 100 l_y/100$, кПа^2
№	$d_n\cdot s$	l_y, м	Q_y, м^3/ч		
1	325×8	1200	27160	4400	58080
2	273×7	700	24710	9000	69300
3	273×7	100	23450	8500	9350
4	273×7	500	21350	7000	38500
5	273×7	500	21210	6800	37400
6	273×7	700	17710	4600	35420
7	273×7	500	17010	4500	24750
8	273×7	900	15750	3800	37620
9	273×7	500	10150	1600	8800
10	273×7	600	6650	700	4620
11	273×7	600	6230	600	3960
12	325×8	800	3430	80	700
13	325×8	700	2240	30	230
14	325×8	800	1050	—	—
Итого	—	—	—	—	328730

Отказал участок 1					
Показатели участка				$\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\cdot 100$ кПа^2	$(p_н^2-p_к^2)_у = 1{,}1\cdot\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\cdot 100 l_у/100$, кПа^2
№	$d_n\cdot s$	$l_у$, м	$Q_у$, м^3/ч		
15	325×8	1900	27160	4400	91960
14	325×8	800	26110	4200	36960
13	325×8	700	24920	3800	29260
12	325×8	800	23730	3600	31680
11	273×7	600	20930	6500	42900
10	273×7	600	20510	6000	39600
9	273×7	500	17010	4500	24750
8	273×7	900	11410	1900	18810
7	273×7	500	10150	1600	880
6	273×7	700	9450	1400	10780
5	273×7	500	5950	550	3025
4	273×7	500	5810	500	2750
3	273×7	100	3710	200	220
2	273×7	700	2450	90	690
Итого	—	—	—	—	342185

Определим давление в концевых точках.

При выключении участка 15 $p_к = \sqrt{490000 - 328730} = 402$ кПа.

При выключении участка I $p_к = \sqrt{490000 - 342185} = 384$ кПа.

В обоих случаях давления достаточны, чтобы присоединить соответственно ответвления 29 и 16. Полученные диаметры кольца оставляем.

Рассчитываем диаметры ответвлений для аварийных режимов при подаче потребителям $Q_{аб} = К_{об}Q_р$ м^3/ч газа. Сначала определяем давление газа в начале всех ответвлений как при отказе участка 15, так и при отказе участка 1. Из сравнения двух значений начальных давлений для каждого ответвления $p_{н\,от}$ выбираем меньшее. Для этого давления и подбираем диаметр ответвления при условии, чтобы давление в конце ответвления $p_{к\,от}$ было не менее 300 кПа. Кроме того, диаметры менее 50 мм не проектируем.

Порядок расчета проследим на примере ответвления 20.

а) Находим давление в начале ответвления при отказе участка 15

$$p_{н20} = \sqrt{700^2 - (58080 + 69300 + 9350 + 38500 + 37400)} = \\ = 526{,}7 \text{ кПа}$$

здесь 700 кПа — давление в начале сети, а сумма в скобках - потери квадрата давления на участках 1, 2, 3, 4, 5, взятые из табл. 5.15.

б) Определяем давление в начале ответвления при отказе участка 1.

$$p_{н20} = \\ = \sqrt{700^2 - (91960 + 39960 + 29260 + 31680 + 42900 + 39600 + 24750 + 18810 + 880 + 10780)} = \\ = 393 \text{ кПа}$$

Так как при отказе участка 1 давление в начале ответвления меньше, поэтому за расчетное значение принимаем $p_{н20}$=393 кПа.

в) Определяем допустимую потерю квадрата давления на 100 м

$$\frac{p_{н20}^2 - p_{к20}^2}{1{,}1 l_{20}} \cdot 100 = \frac{393^2 - 300^2}{1{,}1 \cdot 700} \cdot 100 = 8370 \text{ кПа}^2$$

г) Подбираем диаметр ответвления по номограмме (см. рис. 5.6.)

$$d \cdot s = 133 \times 4; \quad \frac{p_н^2 - p_к^2}{1{,}1 l} \cdot 100 = 8500 \text{ кПа}^2$$

д) Определяем потерю квадрата давления на ответвлении

$$1{,}1 \frac{p_н^2 - p_к^2}{l} \cdot \frac{100 l_{20}}{100} = 1{,}1 \cdot 8500 \cdot 7 = 65450 \text{ кПа}^2$$

е) Находим давление в конце ответвления

$$P_{k20} = \sqrt{393^2 - 65450} = 298{,}4 \text{ кПа}$$

Принятый диаметр оставляем.

Все расчеты для ответвлений сводим в табл. 5.16. Из рассмотрения расчетов (см. табл. 5.16.) следует, что для ответвлений 23, 24-29 начальное давление будет меньшим при отказе участка 15, а для ответвлений 16, 17-22 – при отказе участка 1. Для этих условий и были подобраны диаметры.

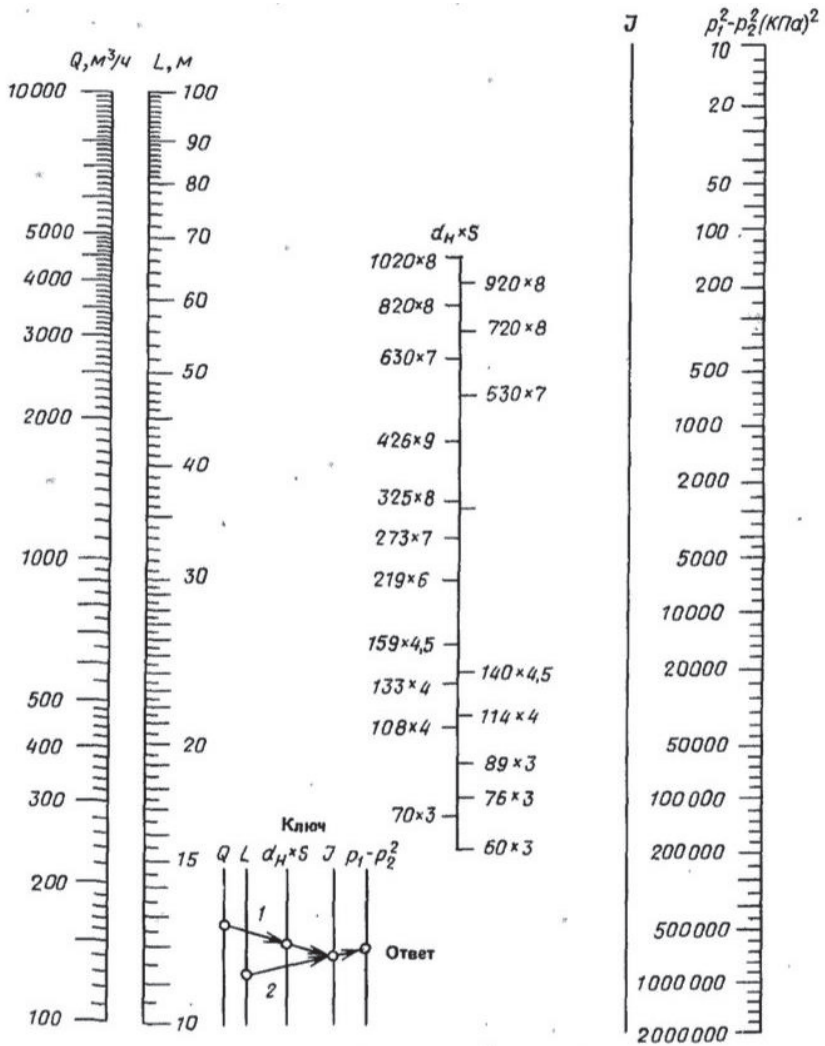


Рис. 5.6. Номограмма для определения потерь давления в газопроводах среднего и высокого давления (до 1,2 МПа).

Пропан: ρ=2 кг/м^3, $\nu = 3{,}7 \cdot 10^{-6}$ м^2/с (при 0 °С и 101,3 кПа)

Таблица 5.16.

Результаты гидравлического расчета ответвлений при аварийных режимах

Отказал участок 15							
№ ответвления	$Q_{от}$, $м^3/ч$	$l_{от}$, м	$d_n \cdot s$, мм	$\frac{p_н^2 - p_к^2}{l} \cdot 100$, $кПа^2$	$1{,}1\frac{p_н^2 - p_к^2}{l} \cdot \frac{100l}{100}$, $кПа^2$	$p_{н\,от}$, кПа	$p_{к\,от}$, кПа
16	2450	600	—	—	—	657,2	—
17	1260	600	—	—	—	602,2	—
18	2100	200	—	—	—	594,4	—
19	140	150	—	—	—	561	—
20	3500	700	—	—	—	526,7	—
21	700	700	—	—	—	498	—
22	1260	400	—	—	—	466	—
23	5600	300	133×4	20000	66000	423,8	337
24	3500	600	133×4	9000	59400	413,3	334
25	420	200	57×3	16000	35200	407,6	362
26	2800	400	108×4	18000	79200	402,7	288
27	1190	600	59×3	9000	59400	401,9	320
28	1190	400	89×3	9000	39600	401,6	349
29	1050	350	76×3	16000	61600	401,6	316

Отказал участок 1							
№ ответвления	$Q_{от}$, $м^3/ч$	$l_{от}$, м	$d_n \cdot s$, мм	$\frac{p_н^2 - p_к^2}{l} \cdot 100$, $кПа^2$	$1{,}1\frac{p_н^2 - p_к^2}{l} \cdot \frac{100l}{100}$, $кПа^2$	$p_{н\,от}$, кПа	$p_{к\,от}$, кПа
29	1050	350	—	—	—	630,9	—
28	1190	400	—	—	—	600,9	—
27	1190	600	—	—	—	576,0	—
26	2800	400	—	—	—	547,9	—
25	420	200	—	—	—	507,2	—
24	3500	600	—	—	—	466,5	—
23	720	300	—	—	—	439,2	—
22	1260	400	89×3	10000	44000	417,2	360,7

Отказал участок 1							
№ ответвления	$Q_{от}$, м^3/ч	$l_{от}$, м	$d_n \cdot s$, мм	$\frac{p_н^2 - p_к^2}{l} \cdot 100$ кПа^2	$1{,}1\frac{p_н^2 - p_к^2}{l} \cdot \frac{100l}{100}$, кПа^2	$p_{н\,от}$, кПа	$p_{к\,от}$, кПа
21	700	700	76×2	7500	57750	406,5	327,9
20	3500	700	133×4	8500	65450	393,0	298,4
19	140	150	57×3	1800	2970	389,2	385,4
18	2100	200	89×3	30000	66000	385,6	287,6
17	1260	600	89×3	9000	59400	385,4	298,5
16	2450	600	133×4	4300	28380	384,5	345,6

3. Производим расчет поток распределения при нормальном гидравлическом режиме сети. Сначала задаемся предварительным распределением потоков (нулевое приближение), при этом для каждого узла соблюдаем первый закон Кирхгофа. Примем точку схода в узле ответвления 23. Будем считать, что по участку 8 в это ответвление поступает 3000 м^3/ч газа, а по участку 9-5000 м^3/ч (Q_{23}=8000 м^3/ч). Далее, двигаясь против потока газа по каждой ветви кольца, находим расчетные расходы для всех участков кольца.

По известным диаметрам и расходам по номограмме (см. рис. 5.6.) находим потери давления на 100 м длины для всех участков и далее потери на участках. Все расчеты сводим в табл. 5.17. В результате расчета кольца, исходя из предварительного распределения потоков, получаем невязку потерь квадрата давления в кольце, равную 24 710. Следовательно, ветвь 15, 14-9 перегружена. Для ее разгрузки необходимо ввести круговой расход по часовой стрелке.

Ошибка в кольце составляет величину

$$\delta = \frac{\sum\left(p_{нi}^2 - p_{кi}^2\right)100}{0{,}5\sum\left(p_{нi}^2 - p_{кi}^2\right)} = \frac{-24710 \cdot 100}{0{,}5 \cdot 163890} = -30{,}2\%$$

Рассчитаем поправочный круговой расход по формуле, учитывая, что для одного кольца $\Delta Q_k = \Delta Q_k^l$:

$$\Delta Q_k = -\frac{\sum_k\left(p_{нi}^2 - p_{кi}^2\right)}{2\sum_k\left(\left(p_{нi}^2 - p_{кi}^2\right)/Q_i\right)} = -\frac{-24710}{2 \cdot 12{,}014} = 1028 \text{ м}^3/\text{ч}$$

примем ΔQ_k= 1000 м^3/ч

Полученный увязочный круговой расход вводим в кольца и производим окончательный расчет. После введения кругового расхода ошибка в кольце уменьшилась до 6,2%, что, приемлемо. Этим заканчивается расчет кольца.

4. Проверяем достаточность принятых диаметров ответвлений в процессе расчета аварийных гидравлических режимов.

- Сначала определяем давление газа в узлах присоединения ответвлений к кольцевому газопроводу, т.е. начальное давление в ответвлении $p_{н\,от}$.
- Далее находим потерю давления, исходя из расчетной нагрузки и принятого диаметра, и затем давление в конце ответвления $p_{к\,от}$.

Если полученное давление не меньше 300 кПа, тогда принятый диаметр оставляем, в противном случае диаметр увеличиваем.

Все расчеты сводим в табл. 5.18, откуда следует, что во всех случаях диаметры ответвлений, принятые при расчете аварийных режимов, удовлетворяют требованиям расчетного режима. Следовательно, аварийные гидравлические режимы для ответвлений оказались более напряженными, чем расчетный режим, поэтому они и определили диаметры ответвлений. На этом гидравлический расчет кольцевого газопровода высокого давления заканчивается.

Определим степень использования расчетного перепада квадрата давления при обеспечении лимитированного газоснабжения в аварийных ситуациях. Абсолютные значения давлений: $p_н$=700 кПа, $p_к$=300 кПа. Потерю квадрата давления на ответвлении примем 60 000 кПа^2. В этом случае величина расчетного перепада давления на кольце будет равна:

$$(p_н^2 - p_к^2)_{расч} = 700^2 - 300^2 - 60000 = 340000 \text{ кПа}^2$$

Использованный в расчетном режиме перепад составляет

$$(p_н^2 - p_к^2)_{исп} = 700^2 - 620{,}9^2 = 104483 \text{ кПа}^2$$

Следовательно, степень использования расчетного перепада квадрата давления, определяемая необходимостью резервирования пропускной способности кольца для обеспечения лимитированного газоснабжения в аварийных ситуациях, составит:

$$\frac{104483}{340000} - 100 = 30{,}7\%$$

Таблица 5.17.

Результаты расчета поток распределения при нормальном гидравлическом режиме сети

Показатели участка			Предварительное распределение расходов				Окончательное распределение расходов			
№	$d_n \cdot s$, мм	$l_{уч}$, м	$Q_{уч}$, м^3/ч	$\frac{p_н^2-p_к^2}{l} \cdot 100$, кПа^2	$(p_н^2-p_к^2)_{уч} = \frac{p_н^2-p_к^2}{l} \cdot 100 \cdot l_{уч}/100$, кПа^2	$Q_{уч}(p_{нi}^2-p_{кi}^2)_{уч}$	$Q_{уч}$, м^3/ч	$\frac{p_н^2-p_к^2}{l} \cdot 100$, кПа^2	$(p_н^2-p_к^2)_{уч} = \frac{p_н^2-p_к^2}{l} \cdot 100 \cdot l_{уч}/100$, кПа^2	$1{,}1(p_н^2-p_к^2)_{уч}$,кПа
1	325×8	1200	19300	2200	24000	1,244	20300	2600	31200	34320
2	273×7	700	15800	2500	17500	1,108	16800	400	28000	30800
3	273×7	100	14000	3000	3000	0,214	15000	3500	3500	38500
4	273×7	500	11000	1900	9500	0,864	12000	2300	11500	12650
5	273×7	500	10800	1800	9000	0,833	11800	2220	11100	12210
6	273×7	700	5800	500	3500	0,603	6800	700	4900	5390
7	273×7	500	4800	330	1650	0,344	5800	500	2500	2750
8	273×7	900	3000	160	1440	0,48	4000	250	2250	2475
9	273×7	500	-5000	380	-1900	0,38	-4000	-250	-1250	1375
10	273×7	600	-10000	-1500	-9000	0,9	-9000	-1300	-7800	8580
11	273×7	600	-10600	-1700	-10200	0,962	-9600	-1400	-8400	9240
12	325×8	800	-14600	-1200	-9600	0,658	-13600	-1200	-9600	10560
13	325×8	700	-16600	-1600	-11200	0,675	-15600	-1500	-10500	11550
14	325×8	800	-18000	-1800	-14400	0,8	-17000	-1700	-13600	14960
15	325×8	1900	-19500	-2000	-38000	1,949	-18500	-2000	-38000	41800
Ошибка $\frac{-24710 \times 100}{0{,}5 \times 163890} = -30{,}2\%$					-24710	12,014	Ошибка $\frac{-5800 \times 100}{0{,}5 \times 184100} = -6{,}3\%$		5800	

Таблица 5.18.

Проверка диаметров ответвлений на расчетный режим

№ ответвления	$Q_{от}$, м^3/ч	$l_{от}$, м	$d_n \cdot s$, мм	$\frac{p_н^2-p_к^2}{l} \cdot 100$ кПа^2	$1{,}1\frac{p_н^2-p_к^2}{l} \cdot \frac{100l}{100}$, кПа^2	$p_{н\,от}$, кПа	$p_{к\,от}$, кПа
16	3500	600	133×4	8000	52800	675	634,7
17	1800	600	89×3	20000	132000	651,8	541,2
18	3000	200	89×3	50000	110000	648,9	557,2
19	200	150	57×3	3500	5750	639	635,3
20	5000	700	133×4	17000	130900	629,4	515
21	1000	700	76×3	16000	123200	625,1	517,3
22	1800	400	89×3	20000	88000	622,9	547,7
23	8000	300	133×4	40000	132000	620,9	503,5
29	1500	350	76×3	34000	130900	669,5	663,3
28	1700	400	89×3	18000	79200	658,2	595
27	1700	600	89×3	18000	118800	649,4	550,4
26	4000	400	108×4	36000	158400	641,2	502,7
25	600	200	57×3	32000	70400	633,9	575,7
24	5000	600	133×3	18000	118800	627,1	523,9

6. ГОРОДСКИЕ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Задача № 6.1. Определить аккумулирующую емкость для выравнивания суточного графика потребления газа для Москвы; исключая электростанции. Данные по суточному графику приведены в столбце 3 табл.6.1. График потребления газа и работы газохранилища показан на рисунке 6.1

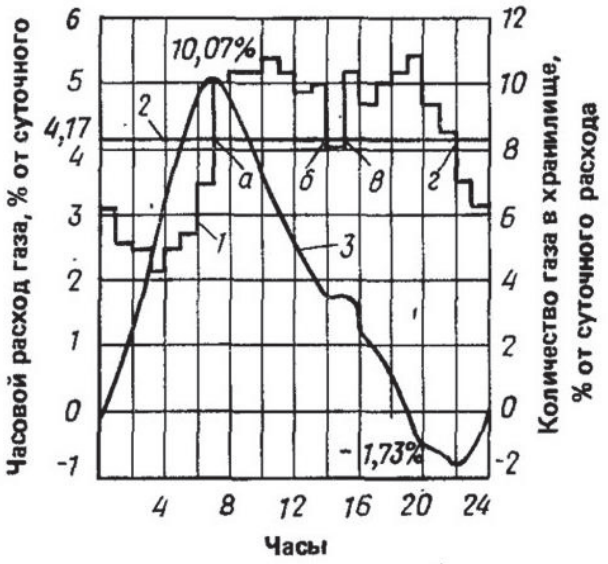


Рис. 6.1. График потребления газа и работы газохранилища

а, б, в, г – моменты времени, когда подача газа равна потреблению; 1 – суточный график потребления газа; 2 – график подачи газа; 3 – количество газа, которое должно находиться в хранилище

Таблица 6.1.

Определение аккумулирующей емкости, необходимой для выравнивания суточного графика потребления газа

Часы суток, ч	Поступление газа с начала счета, %	Расход газа, % от суточного потребления		Избыток или недостача газа, %
		За данный час	С начала счета	
0 – 1	4,17	3,1	3,1	1,07
1 – 2	8,34	2,6	5,7	2,64
2 – 3	12,5	2,5	8,2	4,3
3 – 4	16,67	2,2	10,4	6,27
4 – 5	20,84	2,5	12,9	7,94
5 – 6	25	2,7	15,6	9,4
6 – 7	29,17	3,5	19,1	10,07

Часы суток, ч	Поступление газа с начала счета, %	Расход газа, % от суточного потребления		Избыток или недостача газа, %
		За данный час	С начала счета	
7 – 8	33,34	5	24,1	9,24
8 – 9	37,5	5,2	29,3	8,2
9 – 10	41,67	5,2	34,5	7,17
10 – 11	45,84	5,4	39,9	5,94
11 – 12	50	5,2	45,1	4,9
12 – 13	54,17	4,9	50	4,17
13 – 14	58,34	5	55	3,34
14 – 15	62,5	4	59	3,5
15 – 16	66,67	5,2	64,2	4,47
16 – 17	70,84	4,7	68,9	1,94
17 – 18	75	5	73,9	1,1
18 – 19	79,17	5,2	79,1	0,07
19 – 20	83,34	5,4	84,5	-1,16
20 – 21	87,5	4,7	89,2	-1,7
21 – 22	91,67	4,2	93,4	-1,73
22 – 23	95,84	3,5	96,9	-1,06
23 – 24	100	3,1	100	0
		100		

Решение:

У нас есть почасовой график потребления газа (столбец 3). Подача газа постоянна и составляет:

$$100\%/24\text{ ч} = 4{,}17\ \%\text{ в час} \qquad (6.1)$$

Поступление газа (столбец 2)

Сумма равномерной подачи с начала суток (с 00:00);

0 – 1: 4,17%

1 – 2: 4,17% + 4,17% = 8,34%

2 – 3: 8,34% + 4,17% = 12,5%

… и так далее до 100% к концу суток

Потребление (столбец 4)

Это сумма почасового расхода (столбец 3) с начала суток:

0 – 1: 3,1%

1 – 2: 3,1% + 2,6% =5,7%

2 – 3: 5,7% + 2,5% = 8,2%

… и так далее до 100% к концу суток

Расчет избытка/ недостачи (столбец 5)

Для каждого часа мы считаем разницу между тем, сколько газа поступило в город, и тем, сколько его фактически потратили формула 6.2.

$$\text{Избыток} = \text{накопленное поступление (столбец 2)} - \\ -\text{накопленное потребление (столбец 4)} \quad (6.2)$$

0 – 1: 4,17% – 3,1% = 1,07%

1 – 2: 8,34% – 5,7% = 2,64%

2 – 3: 12,5% – 8,2% = 4,3%

… и так далее

Положительны значения: Подача больше потребления. Это период закачки газа в хранилища (пример: ночные часы)

Отрицательные значения: Потребление больше подачи. Это период отбора газа из хранилища (пример: утренние или вечерние часы пики)

Определение объема хранилища

Объем хранилища должен быть достаточным, чтобы принять весь избыток газа и затем отдать весь недостаток.

$$\text{Объем хранилища} = \text{максимальный избыток} - \\ -\text{минимальный недостаток} \quad (6.3)$$

Максимальный избыток – наибольшее положительное число в столбец 5. В таблице это 10,07 % (в интервале 6 – 7 часов).

Минимальный недостаток – наименьшее отрицательное число в столбец 5. В таблице это -1,73 % (в интервале 21 – 22 часов).

$$\text{Объем хранилища} = 10{,}07\% - (-1{,}73\%) = 11{,}8\% \approx 12\%$$

от суточного потребления газа

Это и есть искомая аккумулирующая емкость: $\alpha_{\text{сут}} = 0{,}12$

На рисунке построены график потребления газа по часам суток и кривая, характеризующая количество газа, которое должно находиться в хранилищах. Подача газа равномерная и изображена горизонтальной линией (4,17 %). В периоды, когда подача больше потребления (например, с 0 до 7 ч) количество газа в хранилище увеличивается.

Максимум падает на тот час, когда подача равна потреблению. В периоды, когда потребление больше подачи (например, с 7 до 14 ч), количество газа в хранилище уменьшается. Минимум совпадает с часами равенства подачи и потребления.

7. ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

Задача № 7.1. Расчет экономической эффективности применения коррозионной защиты. Исходные данные для расчета отражены в таблице 7.1.

Таблица 7.1.

Исходные данные для расчетов

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Обозначение	Величина
1	Стоимость ТиКР	руб/час.	СТиКР	84689,23
2	Средняя продолжительность ТиКР	сут.	ТТиКРС	5
3	Средний межремонтный период базовый	сут.	МРПб	275
4	Средняя стоимость ТиКР	руб.	СТиКР	1100000
5	Стоимость трубы	руб./тн	Счт	84000
6	Стоимость установки электроцентробежного насоса + погружной электродвигатель (УЭЦН+ПЭД) в обычном исполнении	руб./тн	Сгно	3376098
7	Стоимость ингибитора	руб./тн	СИ	200000
8	Стоимость коррозионностойкой трубы	руб./тн	СКСТ	128320
9	Стоимость трубы с покрытием	руб./тн	СТП	98000
10	Стоимость катодной защиты	руб.	СКЗ	145000
11	Стоимость УЭЦН+ПЭД в коррозионно-стойком исполнении	руб./шт	СКГНО	5000000
12	Средний расход ингибитора	г/м^3	р	225
13	Дебит жидкости	м^3/сут	Qж	314
14	Обводненность	%	В	92
15	Потери по нефти	тн/год		2261
16	Стоимость нефти	руб./тн		17000

Решение:

Расчет экономии за счет снижения количества текущих и капитальных ремонтов (далее ТиКР).

Для расчета экономии за счет снижения количества ТиКР, на первом этапе необходимо сравнить среднее количество ТиКР в базовом периоде и среднее расчетное количество ТиКР в ходе применения метода защиты.

$$\Delta\text{ТиКР} = К_б - К_з = 1,3 - 1,14 = 0,16 \text{ ед/год} \quad (7.1)$$

где, ΔТиКР – изменение числа ТиКР в год, ед/год; $К_б$ – число ТиКР в год в базовом периоде (до применения метода защиты), ед./год; $К_з$ – число ТиКР в год в период применения метода защиты, ед./год.

Расчет среднего количества ремонтов в год в базовом периоде.

Среднее количество ремонтов в год в базовом периоде вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из межремонтного периода среднего до проведения мероприятий и средней продолжительности операции ТиКР.

$$К_б = \frac{365}{МРПб + Т_{ТиКРС}} = \frac{365}{275+5} = 1{,}3 \text{ ед/год} \quad (7.2)$$

где, Кб – количество ремонтов в год в базовом периоде, ед./год; МРПб – межремонтный период в базовом периоде, сут.; ТТиКР – средняя продолжительность ТиКР, сут.

Расчет среднего количества ремонтов в год в период применения метода защиты.

Среднее количество ремонтов в год в период применения метода защиты 80 вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из достигнутого в ходе применения метода межремонтного периода и средней продолжительности текущего и капитального ремонта скважин (ТиКРС).

$$К_з = \frac{365}{МРП_{дпз} + Т_{ТиКРС}} = \frac{365}{314+5} = 1{,}14 \text{ ед/год} \quad (7.3)$$

где, Кз – количество ремонтов в год в период защиты, ед/год; МРПдпз – межремонтный период, достигнутый в период защиты, сут.; ТТиКРС – средняя продолжительность ТиКРС, сут.

Расчет экономии за счет снижения числа ТиКР.

$$Э_{ТиКР} = \Delta К_{ТиКР} \cdot С_{ТиКР} = (К_б - К_з) \cdot С_{ТиКР} = \\ = (1{,}3 - 1{,}14) \cdot 1100000 = 176490 \text{ руб.} \quad (7.4)$$

где, $Э_{ТиКР}$ – экономия за счет сокращения числа ТиКР, руб.; $\Delta К_{ТиКР}$– снижение числа ТиКРС в год, ед/год; $С_{ТиКРС}$– средняя стоимость одного ремонта, руб.

Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев.

Физически эта величина отражает стоимость нефти, которую мы получили, сократив простой в период ремонта. Экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев в период ТиКР – величина, равная произведению изменения числа ТиКР в год на среднюю продолжительность одного ремонта, на производительность скважины по нефти (переведенной в весовые показатели) и на стоимость нефти.

$$Э_{дд} = \Delta К_{ТиКР} \cdot ТТиКР \cdot Q_Н \cdot \rho \cdot С_Н = \\ = (1{,}3 - 1{,}14) \cdot 5 \cdot 25{,}12 \cdot 0{,}840 \cdot 17000 = 287769 \text{ руб.} \quad (7.5)$$

где, $Э_{дд}$ – экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев, руб; $\Delta К_{ТиКР}$ – изменение числа ТиКР в год, ед/год;

$T_{ТиКР}$ – средняя продолжительность одного ремонта, сут.; $Q_н$ – дебит скважины по нефти, м^3/сут; ρ – плотность нефти, тн/м^3; $C_н$ – стоимость нефти, руб/тн.;

В свою очередь, дебит скважины по нефти вычисляется как произведение дебита скважины по жидкости на содержание нефти в 1м^3 жидкости.

$$Q_H = Q_ж \cdot (1 - В) = 314 \cdot (1 - 0{,}92) = 25{,}12 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (7.6)$$

где, Qн – производительность скважины по нефти, м^3/сут; Qж – производительность скважины по жидкости, м^3/сут; В – коэффициент обводненности.

Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования.

При расчете экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования, следует учитывать направленность защитных мероприятий, какой именно объект находится под защитой.

Различные методы защиты от коррозии способны выполнять защиту не всего оборудования. Данные по защищаемым объектам при применении различных методов защиты приведены в таблице 7.2.

При выборе технологии защиты в первую очередь учитываются защищаемые данной технологией зоны оборудования.

Для примера в таблице цветом обозначены зоны наиболее наибольшего распространения процессов коррозии.

При применении сочетания различных методов оценивается результат совместного применения методов с учетом совокупных затрат на реализацию всех методов комплекса.

Для каждого из случаев применения технологий защиты регистрируется продолжительность работы оборудования в период до начала реализации метода защиты, причем учитываются только случаи отказов оборудования по причине коррозии.

Учитывая тот факт, что скорость коррозии изменяется за период эксплуатации (например, в начальный период она может быть минимальна) в зависимости от темпа роста обводненности продукции, при расчете принимают только продолжительность работы оборудования непосредственно перед началом реализации метода защиты.

Не исключен случай, когда в результате применения труб в коррозионностойком исполнении наработка оборудования на отказ не увеличивается из-за снижения предела текучести металла при добавлении присадок, увеличивающих коррозионную стойкость. Другими словами аварии с трубопроводом продолжаются теперь не по причине снижения прочности из-за коррозии, а по причине снижения прочности из-за легирующих добавок в состав металла. В этом случае продолжительность эксплуатации труб в целом увеличивается, а экономия за счет снижения числа ремонтов не достигается, поскольку число аварий не уменьшается.

Таблица 7.2.

Объекты защиты при применении разных методов защиты от коррозии

№ п/п	Метод защиты от коррозии	Эксплуатационная колонна	Внутренняя поверхность трубы	Внешняя поверхность трубы	Сварные соединения труб	ПЭД	Секции насоса
2	Дозирование ингибитора через трубку ниже ПЭД	-	+	-	+	+	+
3	Совмещение методов 1 и 2	+	+	+	+	+	+
4	Катодная защита	+	-	+	-	+	+
5	Трубы из коррозионно стойкого материала	-	+	+	-	-	-
6	Трубы с изолирующим покрытием	-	+	+	-	-	-

Общая экономия вычисляется как сумма экономий от увеличения срока эксплуатации устройств, охваченных защитой при применении данного конкретного метода.

Расчет общей экономии.

$$Э_{общ} = Э_{эо} + Э_{нкт} + Э_{нас} + Э_{пэд} + Э_{каб} =$$
$$= 862812 + 19874833 + 3515582 = 24253227 \text{ руб.} \quad (7.7)$$

где, $Э_{эо}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования, руб.; $Э_{нкт}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации трубопровода, руб.; $Э_{нас}$– экономия за счет увеличения срока эксплуатации насоса, руб.; $Э_{пэд}$– экономия за счет увеличения срока эксплуатации погружного электродвигателя, руб.; $Э_{каб}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации кабеля, руб.

Число слагаемых в данной формуле может изменяться в зависимости от количества объектов, находящихся под защитой.

В отдельных случаях может быть рассчитана экономия затрат на ремонт эксплуатационной колонны.

Расчет затрат на реализацию технологии защиты от коррозии.

Затраты на реализацию технологии ($З_{тех}$) защиты от коррозии определяются стоимостью УДЭ, амортизацией, затратами на обслуживание и т.п.

Расчет затрат на химические реагенты (ингибиторы) $З_{инг}$ в год, руб.:

$$З_{инг} = 365 \cdot Q_ж \cdot р \cdot С_{инг} \cdot 10^{-6} =$$
$$= 365 \cdot 314 \cdot 255 \cdot 200000 \cdot 10^{-6} = 5845110 \text{ руб.} \quad (7.8)$$

где, $Q_ж$ – дебит по жидкости, м^3; р – дозировка ингибитора коррозии, г/м^3; $С_{инг}$ – стоимость ингибитора, руб./тн.

Расчет общих затрат на применение технологий $З_{общ}$, руб.:

$$З_{общ} = З_{тех} + З_{инг} = 5621320 + 5845110 = 11466430 \text{ руб.} \quad (7.9)$$

Расчет экономического эффекта.

Экономический эффект ΔNPV от применения технологии определяется разностью экономии от использования технологии и затратами на ее применение.

$$\Delta NPV = Э_{общ} - З_{общ} =$$
$$24253227 - 11466430 = 12786797 \text{ руб.} \quad (7.10)$$

Исходя из расчетов экономической эффективности применения ингибиторной защиты на трубопроводе, видна общая экономия в размере 12786797 руб.

Затраты на покупку химических реагентов, амортизацию оборудования и обслуживание и т.п. компенсируются сокращением расходов на ремонт, сокращением простоев и увеличением срока эксплуатации объекта.

8. РЕГУЛИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ

Задача № 8.1. Определить давления ежемесячной настройки регуляторов для значений коэффициентов месячной неравномерности, указанных в табл. 8.1, принимая номинальное давление равным $р_0$= 1350 Па. Построить зону колебания давления газа потребителей в летние месяцы.

Таблица 8.1.

Значения коэффициентов $\kappa_{м.г.}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\kappa_{м.г.}$	1,26	1,26	1,2	1,12	0,99	0,82	0,67	0,68	0,83	0,94	1,08	1,14

Решение:

Расчетный перепад давлений равен:

$$\Delta р_р = 0{,}7 р_0 = 0{,}7 \cdot 1350 = 950 \text{ Па}$$

Определим давление настройки регуляторов по формуле

$$р_н = р_0 + \Delta р = 1350 + 950 = 2300 \text{ Па}$$

учитывая одновременно, что $р_н$ не может быть больше, чем

$$p_н^{макс} = 1{,}5 р_0 = 1{,}5 \cdot 1350 = 2000 \text{ Па}$$

Рассчитанные значения давлений (Па) для каждого месяца следующие: для I; II; III; IV; V; VI, VII; VIII, IX; X; XI; XII соответственно $p_р$ равны 2000; 2000; 2000; 2000; 1970; 1800; 1660; 1670; 1800; 1820; 2000; 2000.

Сравним зоны колебания давления газа у потребителей в зимние и летние месяцы. Построим эти зоны для начальных давлений: $p_н$=2000 Па и $p_н$=1670 Па, принимая уравнение при β=1. В результате получим следующие значения $p_п$ для зимних месяцев $p_п = 2000 - 950x^{1,75}$, для летних $p_п = 1670 - 950x^{1,75}$.

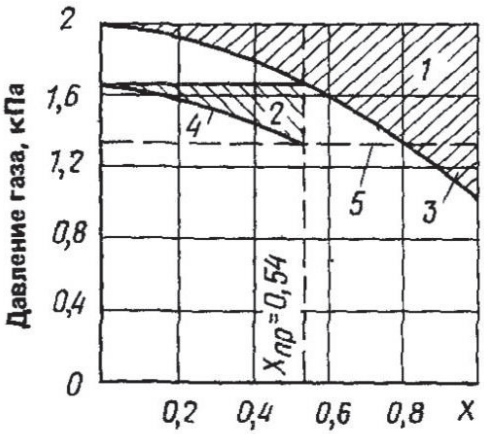


Рис. 8.1. Кривые давления при сезонном регулировании начального давления

1 – область колебаний $p_п$ при $p_н = 2$ кПа; 2 – область колебания $p_п$ при $p_к = 1{,}67$ кПа; 3, 4 – кривые давления у потребителей при β=1; 5 – номинальное давление газа 1,35 кПа

Зоны изменения давления газа перед горелками потребителей приведены на рис. 8.1, откуда следует, что область колебания давления газа перед горелками потребителей можно значительно сократить путем сезонной настройки регуляторов давления. Малые нагрузки (x, равные 0...0,3) наблюдаются в ночное время, поэтому днем давление у потребителей при β =1 (кривые 3 и 4, на рис. 8.1) будет изменяться в меньшем диапазоне.

Например, если $p_п$=2000 Па, то отклонения $p_п$ от p_0 будут составлять +40, -22%; если $p_п$=1670 Па, то отклонения будут равны +15% у потребителей с не полностью использованным расчетным перепадом давления колебание давления значительно возрастет (заштрихованная зона).

9. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ СТАНЦИИ

Задача № 9.1. Подобрать оборудование и контрольно-измерительные приборы для сетевого газорегуляторного пункта пропускной способностью в $Q = 1100$ м^3/ч (при нормальных условиях) и избыточном давлении газа на входе $p_{вх} = 80$ кПа. Давление на выходе низкое – $p_{вых} = 3$ кПа. Газ природный.

Данные по вариантам представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1.

Исходные данные для расчета задачи 9.1

№	Q	№	Q
1	50	11	400
2	80	12	450
3	100	13	500
4	120	14	550
5	150	15	600
6	180	16	650
7	200	17	700
8	250	18	750
9	300	19	800
10	350	20	900

Решение:

1. Предварительная оценка потерь давления.

Потери в газопроводе, пробковых кранах, предохранительном запорном клапане и фильтре предварительно оценим в 7 кПа.

2. Расчет перепада давления на клапане регулятора

Перепад давления на клапане:

$$\Delta p = p_{вх} - p_{вых} - 7 = 80 - 3 - 7 = 70 \text{ кПа}$$

Проверка условий течения:

$$\Delta p / p_1 = 70/180 = 0{,}39 < 0{,}5 \text{ докритическое течение}$$

Здесь $p_1 = 180$, т.к. $p_{вх}$ дано как избыточное давление, нужно перевести в абсолютное: $p_1 = p_{вх} + p_{атм} = 80 + 100 = 180$ (атмосферное давление принято за 100 кПа).

3. Подбор регулятора давления:

Используется регулятор типа РДУК – 2. Расчет коэффициента $К_{\upsilon}$ по формуле:

$$К_{\upsilon} = \frac{Q_0}{5260\varepsilon\sqrt{(p_1\Delta p)/(\rho_0 T_1 z_1)}} = \frac{1100}{5260 \cdot 0{,}8\sqrt{\frac{0{,}18 \cdot 0{,}07}{0{,}73 \cdot 273 \cdot 1}}} = 33$$

Коэффициент ε определим по рис. 9.1 для $\kappa = 1{,}3$ (показатель адиабаты для природного газа) и $\Delta p/p_1$=0,39, $\varepsilon = 0{,}8$. Коэффициент $z = 1$, т.к. входное давление газа невысокое ($p_1 < 1{,}2$ МПа). $T_1 = 273$ К. Из табл. 9.2, в которой приведены значения коэффициента $К_{\upsilon}$ для расчета пропускной способности основных типов регуляторов следует, что для регулятора РДУК – 2 – 100/50 $К_{\upsilon} = 38$. Этот регулятор и принимаем.

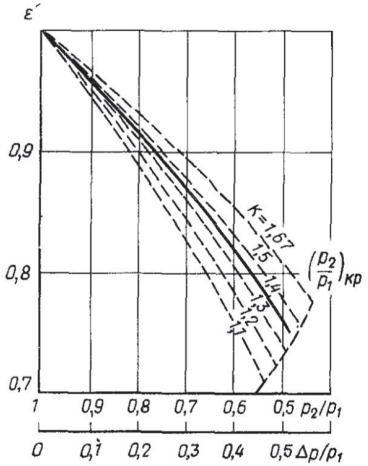


Рис. 9.1. Значения коэффициента ε в зависимости от p_2/p_1 и $\Delta p/p_1$ к – показатель адиабаты

4. Определяем запас пропускной способности РДУК – 2 – 100/50:

$$Q_0 = 5260К_{\upsilon}\varepsilon\sqrt{\frac{p_1\Delta p}{\rho_0 T_1 z_1}} =$$

$$= 5260 \cdot 38 \cdot 0{,}8\sqrt{\frac{0{,}18 \cdot 0{,}07}{0{,}73 \cdot 273 \cdot 1}} = 1270 \text{ м/ч}$$

Т.е. пропускная способность регулятора больше необходимой расчетной величины на 15%, что удовлетворяет требованиям.

Таблица 9.2.

Приведены значения коэффициента $К_{\upsilon}$ для расчета пропускной способности основных типов регуляторов

Тип регулятора	Коэффициент $К_{\upsilon}$	Тип регулятора	Коэффициент $К_{\upsilon}$
РД-20-5	0,52	РД-50-25	13,7
РД-25-5	0,52	РД-32М-10	1,4
РД-25-6,5	0,9	РД-32М-6	0,8
РД-32-5	0,52	РД-32М-4	0,52
РД-32-6,5	0,9	РД-50М-25	11
РД-32-9,5	1,9	РД-50М-20	9
РД-50-13	3,7	РД-50М-15	5,8
РД-50-19	7,9	РД-50М-11	3,3
РД-50М-8	1,7	РД-80-64	66
РДУК-2-50/35	27	РД-100-64	110
РДУК-2-100/50	38	РД-150-64	314
РДУК-2-100/70	108	РД-200-64	424
РДУК-2-200/105	200	РДУ-50	50
РДУК-2-200/140	300	РДУ-80	100
РД-50-64	22	РДУ-100	200

5. Расчет потерь давления в фильтре:

Установим волосяной фильтр, разработанный Мосгорпроектом, с $D = 100$ мм. Рассчитаем потерь давления в нем при $\mathrm{p}_1 = 0{,}7$ МПа$_{абс}$, $\Delta\mathrm{p} = 5$ кПа (паспортные потери давления), $\rho = 0{,}73$ кг/м^3; его пропускная способность составляет 14750 м^3/ч

$$\Delta\mathrm{p} = \frac{\Delta\rho^{\mathrm{T}}\left(\frac{Q}{Q^{\mathrm{T}}}\right)^2\rho_0}{\rho_0^{\mathrm{T}}}\cdot\frac{\mathrm{p}_2^{\mathrm{T}}}{\mathrm{p}_2} = 5\left(\frac{1100}{14750}\right)^2\cdot\frac{0{,}73}{1}\cdot\frac{0{,}695}{0{,}18} = 0{,}078\ \text{кПа}$$

Где Q – фактический расход; ρ_0 – плотность при нормальных условиях; ρ_0^{T} – стандартная плотность (при паспортных испытаниях); $\mathrm{p}_2^{\mathrm{T}}$ – давление на выходе при испытаниях; p_2 – рабочее давление на выходе; $\Delta\rho^{\mathrm{T}}$ - паспортные потери давления; Q^{T} - номинальная пропускная способность

6. Определяем скорость движения газа в линии редуцирования:

а) до регулятора давления ($D = 100$)

$$\omega = \frac{Q_0}{F}\frac{\mathrm{p}_0}{p} = \frac{10^4}{3600}\cdot\frac{1100}{79}\cdot\frac{0{,}1}{0{,}18} = 21{,}6\ \text{м/с}$$

Где F – площадь поперечного сечения трубопровода

$$F = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{3{,}14\times 10^2}{4} = 79\ \text{см}^2$$

б) после регулятора давления ($D = 100$)

$$\omega = \frac{1}{0{,}36}\cdot\frac{1100}{79}\cdot\frac{0{,}1}{0{,}103} = 37{,}7\ \ \text{м/с}$$

Где $\mathrm{p} = \mathrm{p}_{\text{вых}} + \mathrm{p}_{\text{атм}} = 3 + 100 = 103$ кПа =0,103 МПа

в) в газопроводе после регулятора давления ($D = 200$)

$$\omega = \frac{1}{0{,}36}\cdot\frac{1100}{314}\cdot\frac{0{,}1}{0{,}103} = 9{,}4\ \ \text{м/с}$$

Полученные скорости допустимы

7. Определим потери давления в кранах, местных сопротивлениях и в клапане ПЗК линии регулирования сводим в табл. 9.3. Принимаем следующие значения коэффициентов местных сопротивлений:

Таблица 9.3.

Значения коэффициентов местных сопротивлений

	До регулятора	После регулятора
Кран ($\xi = 2$)	2	2
Клапан ПЗК ($\xi = 5$)	5	–
Переход на диаметр 200 мм ($\xi = 0{,}55$)	–	0,55
Итого	7	2,55

Гидравлические потери составят:

а) до регулятора

$$\Delta\mathrm{p}'_{\text{мс}} = \sum\xi\frac{\omega^2}{2}\rho = 7\frac{21{,}5^2}{2}0{,}73\frac{0{,}18}{0{,}1} = 2148\ \ \text{Па}$$

б) после регулятора

$$\Delta\mathrm{p}_{\text{мс}} = 2{,}55\frac{37{,}6^2}{2}0{,}73\frac{0{,}103}{0{,}1} = 1368\ \ \text{Па}$$

Суммарные потери давления в линии редуцирования будут равны:

$$\Delta\mathrm{p}_{\sum} = 0{,}078 + 2{,}148 + 1{,}368 = 3{,}516\ \ \text{кПа}$$

Эта величина меньше предварительно принятой (7 кПа) величины, что приводит к увеличению запаса пропускной способности регулятора на 3%.

10. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Задача № 10.1. Определить влагосодержание насыщенного природного газа при температуре 0 °С и давлении 6 МПа (абс.) по таблицам водного пара и по графику рис. 10.1.

Данные по вариантам представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1.

Исходные данные для расчета задачи 10.1

№	Q_0	№	Q_0
1	500	11	20000
2	1000	12	22000
3	2000	13	25000
4	3000	14	30000
5	5000	15	35000
6	7500	16	40000
7	10000	17	50000
№	Q_0	№	Q_0
8	12500	18	60000
9	15000	19	70000
10	18000	20	75000

Решение:

Считая, что смесь водяного пара с природным газом подчиняется законам идеальных газов, влагосодержание насыщенного газа зависит только от температуры. По таблицам насыщенного водяного пара находим, что при $t = 0$ °С, $\rho'' = W_{0\upsilon} = 0{,}004847$ кг/м^3, $\mathrm{p_н} = 0{,}612$ кПа. Следовательно, парциальное давление природного газа будет равно: $\mathrm{p_{газ}} = 5999{,}388$ кПа ($\mathrm{p_{газ}} = \mathrm{p} - \mathrm{p_н} = 6000 - 0{,}612 = 5999{,}388$ кПа)

По графику (см. рис. 10.1.) абсолютная влажность при $t = 0$ °С и $p = 6$ МПа, $W_{0\upsilon} = 0{,}12$ г/м^3.

Приводим табличное значение влагосодержания к нормальным условиям

$$W_{0\upsilon} = W_{\upsilon}\frac{\mathrm{p_0}}{p - \mathrm{p_н}} \cdot \frac{\mathrm{T_п}}{\mathrm{T_0}} = 4{,}847\frac{101{,}3}{6000 - 0{,}612} \cdot \frac{273}{273} = 0{,}082 \text{ г/м}^3$$

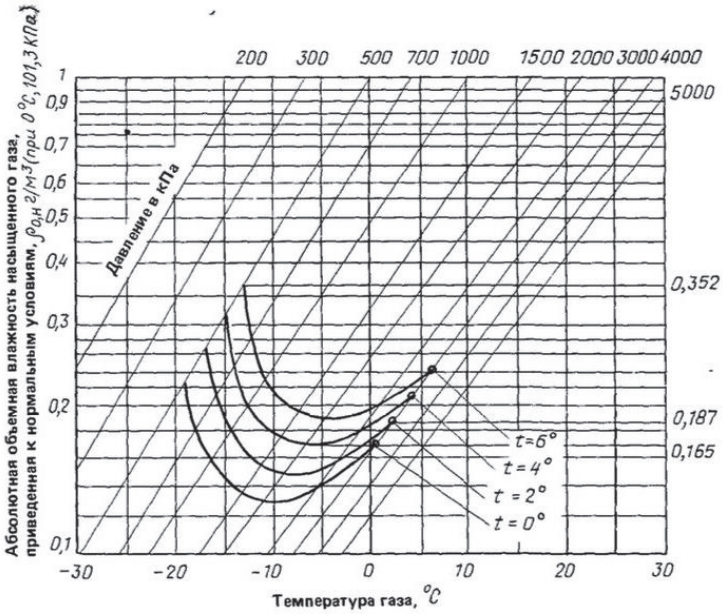


Рис. 10.1. Определение необходимой температуры нагрева газа в теплообменниках

Задача № 10.2. Определить необходимый подогрев газа для предотвращения гидратообразования и рассчитать теплообменник при следующих данных: $Q_0 = 20000$ м^3/ч, $p_{нач} = 4$ МПа (абс.), $p_{кон} = 0{,}5$ МПа (абс.).

Данные по вариантам представлены в таблице 10.2.

Таблица 10.2.

Исходные данные для расчета задачи 10.2

№	Q_0	№	Q_0
1	500	11	20000
2	1000	12	22000
3	2000	13	25000
4	3000	14	30000
5	5000	15	35000
6	7500	16	40000

№	Q_0	№	Q_0
7	10000	17	50000
8	12500	18	60000
9	15000	19	70000
10	18000	20	75000

Решение:

1. Определим величину необходимого подогрева газа, считая, что точка росы газа, поступающего на ГРС, равна 0 °С.

Промежуточные значения давления и температуры при начальных температурах приведены в табл. 10.3.

Из рассмотрения рис. 10.1 следует, что при подогреве газа на 4 °С минимум кривой совпадает с начальной абсолютной влажностью насыщенного газа, поэтому минимальный подогрев, предотвращающий выпадение конденсата, составляет 4 °С. Если газ подогреть на 6 °С, то минимуму кривой будет соответствовать относительная влажность, равная:

$$\varphi = 0{,}165/0{,}187 = 0{,}88$$

Относительная влажность газа, выходящего из ГРС:

$$\varphi = 0{,}165/0{,}325 = 0{,}51$$

Таким образом, температуру подогрева газа можно принять $\Delta t = 6$ °С

Таблица 10.3.

Промежуточные значения давления и температуры при дросселировании газа от 4 до 0,5 МПа и различных начальных температурах (0;2;4;6 °С)

Давление, МПа (абс.)	Температура газа, °С			
4	0	2	4	6
3,5	-2,75	-0,75	-1,25	3,25
3	-5,5	-3,5	-1,5	0,5
2,5	-8,25	-6,25	-4,25	-2,25
2	-11	-9	-7	-5
1,5	-13,75	-11,75	-9,75	-7,75
1	-16,5	-14,5	-12,5	-10,5
0,5	-19,25	-17,25	-15,25	-13,25

2. Рассчитаем поверхность нагрева теплообменника.

Первоначально определим количество теплоты Q, необходимой для нагрева газа:

$$Q = Q_0 \rho_0 c_р \Delta t = \frac{20000}{3600} 0{,}73 \cdot 2{,}5 \cdot 10^3 \cdot 6 = 61000 \text{ Вт} = 61 \text{ кВт}$$

Где Q_0 – расход газа, м^3/ч; ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, равная 0,73 кг/м^3; $c_р$ – массовая теплоемкость газа при постоянном давлении, кДж/(кг·град), равная 2,5.

Для установки принимаем теплообменник ВНИИгаза. Коэффициент теплоотдачи теплообменника $к = 175 \ldots 230$ Вт/(м^2·град). Среднюю логарифмическую разность температур рассчитываем при температурах греющей воды: $t_г = 85$ °С, $Т_{охл} = 50$ °С.

Следовательно

$$\Delta t_б = t_г - \Delta t = 85 - 6 = 79 \text{ °С}$$

$$\Delta t_м = Т_{охл} - t_{росы} = 50 - 0 = 50 \text{ °С}$$

$$\Delta t_{ср} = \frac{\Delta t_б - \Delta t_м}{2{,}3 ln \frac{\Delta t_б}{\Delta t_м}} = \frac{79 - 50}{2{,}3 ln \frac{79}{50}} = 27{,}6 \text{ °С}$$

Необходимая площадь поверхности теплообменника:

$$F = \frac{Q}{к \Delta t_{ср}} = \frac{61000}{230} \cdot 63 = 9{,}6 \text{ м}^3$$

Принимаем теплообменник конструкции ВНИИгаза с площадью поверхности нагрева 10 м^2.

11. СИСТЕМЫ СНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СЖИЖЕННЫМИ УГЛЕВОДОРОДАМИ ГАЗАМИ

Задача № 11.1. Определить упругость $р_{нас}$ пропана и плотность ρ его жидкой и паровой фаз. Пропан находится в баллоне при температуре $t = -25$°С и $t = +16$°С.

Решение:

1. Определим параметры пропана при $t = -25$°С.

По р-i диаграмме рис. 11.1:

$$р_{нас} = 0{,}2 \text{ МПа (абс)}$$

$$\rho_ж = \frac{1}{V_ж} = \frac{1}{1{,}78} = 0{,}562 \text{ кг/л} \quad \text{(на пограничной кривой жидкости);}$$

$$\rho_п = \frac{1}{V_п} = \frac{1}{0{,}22} = 4{,}54 \text{ кг/м}^3$$

По таблице 11.1 получим более точные значения:

$$р_{нас} = 0{,}2 \text{ МПа (абс)}; \ \rho_ж = 0{,}559 \text{ кг/л}; \ \rho_п = 4{,}62 \text{ кг/м}^3$$

2. Определим параметры при $t = +16°C$.

По p-i диаграмме 11.1:

$$p_{нас} = 0{,}73 \text{ МПа (абс)};\ \rho_ж = 0{,}501 \text{ кг/л};\ \rho_п = 15{,}4 \text{ кг/м}^3$$

По таблице 11.1:

$$p_{нас} = 0{,}748 \text{ МПа (абс)};\ \rho_ж = 0{,}505 \text{ кг/л};\ \rho_п = 15{,}97 \text{ кг/м}^3$$

Из приведенных расчетов следует, что с повышением температуры упругость паров пропана существенно увеличивается, плотность пара также растет, а плотность жидкости несколько уменьшается.

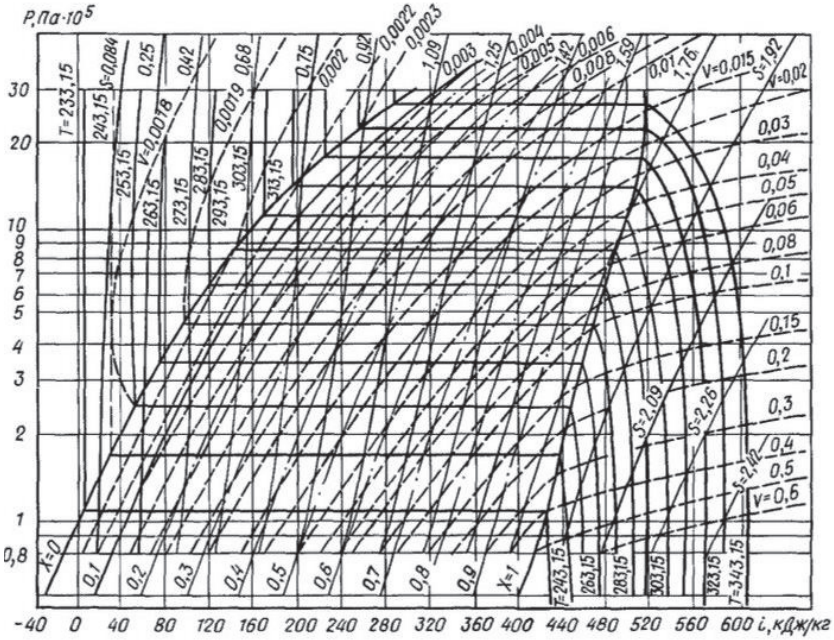


Рис. 11.1. Диаграмма состояния пропана

p – давление, Па; T – температура, К;

i – энтальпия, кДж/кг, s – энтропия, кДж/(кг·град); υ – удельный объем, м^3/кг;

x – сухость пара, кг/кг

Таблица 11.1.

Упругость насыщенных паров, плотность жидкости, плотность сухого насыщенного пара и скрытая теплота испарения некоторых углеводородов

Температура, 0°С	Пропан			
	Упругость пара, МПа (абс)	Плотность		Скрытая теплота испарения, кДж/кг
		Жидкость, кг/л	Пар, кг/м^3	
-60	0,04	0,606	1,11	441,7
-55	0,05	0,598	1,36	435,4
-50	0,06	0,593	1,81	427,1
-45	0,09	0,587	2,07	425
-40	0,11	0,581	2,61	419,5
-35	0,14	0,575	3,25	416,6
-30	0,17	0,565	3,87	410,3
-25	0,2	0,559	4,62	404
-20	0,24	0,553	5,48	399,9
-15	0,29	0,548	6,4	396,1
-10	0,34	0,542	7,57	387,7
-5	0,41	0,535	9,05	383,1
0	0,47	0,528	10,37	379,8
5	0,55	0,521	11,9	371,4
10	0,63	0,514	13,6	364,3
15	0,73	0,507	15,51	355,5
20	0,83	0,499	17,74	345,4
25	0,95	0,49	20,15	339,1
30	1,07	0,483	22,8	329,1
35	1,21	0,474	25,3	320,3
40	1,37	0,464	28,6	311,5
45	1,53	0,451	34,5	301,5
50	1,7	0,446	36,8	284,7
55	1,89	0,437	40,22	270,1
60	2,1	0,434	44,6	262,1

Задача № 11.2. После заполнения баллона пропаном объем жидкой фазы составил 90 % объема баллона. Температура $t = 10°C$. С повышением температуры объем паровой подушки будет уменьшаться. Определить, при какой температуре баллон полностью будет заполнен жидкостью.

Данные по вариантам представлены в таблице 11.2.

Таблица 11.2.

Исходные данные для расчета задачи 11.2

№	Температура, °С	Объем жидкой фазы, %	№	Температура, °С	Объем жидкой фазы, %
1	-20	85	11	+25	65
2	-10	92	12	+35	87
3	0	78	13	-5	60
4	+10	88	14	+15	77
5	+20	75	15	+25	97
6	+30	95	16	-20	86
7	+40	82	17	+10	74
8	-15	70	18	+20	89
9	+5	83	19	+20	89
10	+15	96	20	+30	50

Решение:

1. Плотность жидкости при $t = 10°C$ по таблице 11.1 равна:

$$\rho_{ж} = 0{,}514 \text{ кг/л}.$$

Тогда количество жидкого пропана в баллоне будет:

$$M_{ж} = \rho_{ж} \cdot 0{,}9V = 0{,}514 \cdot 0{,}9V = 0{,}465V$$

(V – объем баллона в л.)

2. Плотность пара при $t = 10°C$ равна: $\rho_{п} = 13{,}6 \text{ кг/м}^3$

Количество парообразного пропана в баллоне будет:

$$M_{п} = \rho_{п} \cdot 0{,}1\frac{V}{1000} = 13{,}6 \cdot 0{,}1\frac{V}{1000} = 0{,}0014V \text{ кг}$$

Общее количество пропана в баллоне составит:

$$M = M_{ж} + M_{п} = (0{,}465 + 0{,}0014)V = 0{,}466V \quad \text{кг}$$

Доля массы паровой фазы весьма незначительная (всего 2,9%)

3. Определим плотность жидкости, когда она полностью заполнит баллон:

$$\rho_{ж} = \frac{0{,}466V}{V} = 0{,}466 \text{ кг/л}$$

Этой плотности соответствует температура (на линии насыщения) $t = 39°C$ (по таблице 11.1 для $t = 35°C$; $\rho_ж = 0{,}474$ кг/л, а для $t = 40°C$; $\rho_ж = 0{,}464$ кг/л; температуру, соответствующую $\rho_ж = 0{,}474$ кг/л, определяем линейным интерполированием).

Задача № 11.3. В баллоне вместимостью $V = 50$ л под давлением насоса заливают 20 кг пропана. После установления термодинамического и теплового равновесия температура пропана и баллона становится равной для $t = 15°C$. Определить давление, которое установилось в баллоне, количество и объем жидкой и паровой фаз.

Данные по вариантам представлены в таблице 11.3.

Таблица 11.3.

Исходные данные для расчета задачи 11.3

№	Температура, °С	Вместимость в баллоне, л	Масса пропана, кг	№	Температура, °С	Вместимость в баллоне, л	Масса пропана, кг
1	-10	40	16	11	40	30	14
2	-5	45	18	12	45	85	34
3	0	50	20	13	50	90	36
4	5	55	22	14	55	95	38
5	10	60	24	15	60	100	40
6	15	35	15	16	15	42	17
7	20	65	26	17	25	58	23
8	25	70	28	18	5	47	19
9	30	75	30	19	35	52	21
10	35	80	32	20	45	62	25

Решение:

Предположим, что в баллоне образовалась паровая подушка, тогда давление в нем будет равно давлению насыщения для пропана при $t = 15°C$. По таблице 11.1 величина $p_{нас} = 0{,}73$ МПа (абс). Если в баллоне однофазная система (жидкость), то давление может быть больше $p_{нас}$

Определим плотность жидкой и паровой фаз при давлении насыщения (по нижней и верхней пограничным кривым):

$$\rho_ж = 0{,}507 \text{ кг/л};$$
$$\rho_п = 15{,}51 \text{ кг/м}^3$$

Определим объем паровой подушки $V_п$ и жидкости $V_ж$, учитывая, что их суммарная масса равна 20 кг, а $V_п + V_ж = 50$ л

$$V_п\rho_п + V_ж\rho_ж = \frac{V_п}{1000}15{,}51 + (50 - V_п)0{,}507 = 20$$

отсюда $V_п = 10{,}9$ л;

$$V_ж = 50 - 10{,}9 = 39{,}1 \text{ л}$$

Расчетом подтверждено наличие паровой подушки.

Определим массы пара и жидкости:

$$M_п = \frac{V_п}{1000}\rho_п = \frac{10{,}9}{1000}15{,}51 = 0{,}17 \text{ кг};$$

$$M_ж = V_ж\rho_ж = 39{,}1 \cdot 0{,}507 = 19{,}83 \text{ кг}$$

Задача № 11.4. Температура пропана в баллоне $t = 30°C$. Пары его проходят через регулятор, где их давление снижается до 0,128 МПа (абс.). Определить температуру пропана после регулятора и величину перегрева паров.

Решение:

При решении используем p-i диаграмму рис. 11.2. Из баллона выходит насыщенный пар, поэтому его состояние на диаграмме будет соответствовать точке пересечения изотермы $t = 30°C$ и пограничной кривой пара (точка 1). Давление в баллоне $p_н = 1{,}07$ МПа (абс.).

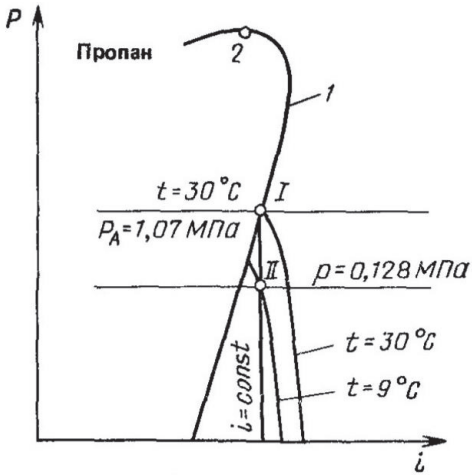


Рис. 11.2. Процесс дросселирования пропана (I-II)

1 – пограничная кривая; 2 – критическая точка

Процесс дросселирования на клапане протекает при постоянной энтальпии, т.е. при i=const. Поэтому для определения конечного состояния

через точку 1 проводим линию i=const до пересечения с линией p=0,128 МПа. Через эту точку проходит изотерма $t = 9°C$. Процесс дросселирования на рисунке показан в виде линии I-II. Температура пропана при этом снижается на $\Delta t = 30 - 9 = 21°C$.

Несмотря на снижение температуры пропана, пар перегревается, так как давлению p=0,128 МПа (абс.) соответствует температура насыщения $t = -38°C$. Следовательно, перегрев пара составит $\Delta t_{пер} = 9 - (-38) = 47°C$.

Задача № 11.5. Баллон с пропаном установлен в помещении, в котором температура воздуха 18 °С. Вместимость баллона 50 л (d=300 мм, H=826 мм). Заполнен он на высоту 600 мм. Пары пропана поступают к горелкам плиты. Нагрузка плиты равна 9,3 кВт. Определить количество испаряющегося пропана и его температуру в баллоне. Коэффициент теплопередачи от воздуха к жидкому пропану принимаем равным 9,3 Вт/(м^2·град).

Решение:

Количество пропана $M_{пр}$, необходимого для работы плиты, определяется исходя из нагрузки плиты $Q_{пл} = 9{,}3$ кВт и теплоты сгорания пропана $Q_н^с = 46400$ кДж/кг

$$M_{пр} = Q_{пл}/Q_н^с = 9{,}3/46400 = 2{,}01 \cdot 10^{-4} \text{ кг/с}$$

Зная количество пропана, которое необходимо испарить в баллоне, определяем тепловой поток из окружающей среды в баллон и температуру в баллоне:

$$M_{пр} r = kF(t_{ос} - t_{нас}) \qquad (11.1)$$

Где: r – скрытая теплота испарения, кДж/кг; k – коэффициент теплопередачи от окружающей среды к жидкому пропану, Вт/(м^2·град); F – поверхность нагрева (в данном случае смоченная поверхность в м^2).

Тепловым потоком, поступающим к жидкости через стенки, омываемые воздухом и парами пропана, можно пренебречь; $t_{ос}$ и $t_{нас}$ – температура окружающей среды и пропана, °С.

Уравнение решаем методом последовательных приближений: задаемся величиной $t_{нас}$, находим r и проверяем принятое значение $t_{нас}$.

Принимаем $t_{нас} = 6°C$, тогда по таблице $r = 369$ кДж/кг.

Поверхность нагрева определяем с некоторым приближением как сумму боковой поверхности цилиндра и днища, т.е.

$$F = \pi 0{,}3 \cdot 0{,}6 + \frac{\pi \cdot 0{,}3^2}{4} = 0{,}638 \text{ м}^2$$

Определяем $t_{нас}$:

$$t_{нас} = t_{ос} - \frac{M_{пр} r}{kF} = 18 - \frac{2{,}01 \cdot 10^{-4} \cdot 369 \cdot 10^3}{9{,}3 \cdot 0{,}638} = 18 - 12{,}4 = 5{,}6°C$$

Для этой температуры величина $r = 369$ кДж/кг, т.е. отличается от принятого значения в расчете только на 0,14%.
Такая точность достаточна, поэтому пересчета не производим.

Тепловой поток Q, поступающий из окружающей среды к пропану для его испарения, равен:

$$Q = kF(t_{\text{ос}} - t_{\text{нас}}) = 9{,}3 \cdot 0{,}638 \cdot 12{,}4 = 73{,}6 \text{ Вт}$$

Задача № 11.6. Задан объемный состав паровой фазы сжиженного углеводородного газа:
$r_{C_2H_6} = 4\%$; $r_{C_3H_8} = 60\%$; $r_{н-C_4H_{10}} = 13\%$; $r_{изо-C_4H_{10}} = 20\%$; $r_{C_5H_{12}} = 3\%$
Определить плотность, молекулярную массу и массовый состав смеси.
Данные по вариантам представлены в таблице 11.4.

Таблица 11.4.

Исходные данные для расчета задачи 11.4

№	$r_{C_2H_6}$,%	$r_{C_3H_8}$,%	$r_{н-C_4H_{10}}$,%	$r_{изо-C_4H_{10}}$,%	$r_{C_5H_{12}}$, %
1	5	65	10	15	5
2	3	70	12	10	5
3	2	60	15	20	3
4	8	55	14	18	5
5	1	75	8	12	4
6	4	58	13	22	3
7	6	62	11	17	4
8	7	50	16	20	7
9	2	68	10	15	5
10	5	72	9	10	4
11	3	65	14	13	5
12	1	55	20	19	5
13	4	70	8	14	4
14	6	60	12	18	4
15	0	80	5	10	5
16	2	63	15	16	4
17	5	67	11	12	5
18	3	59	13	21	4

№	$r_{C_2H_6}$,%	$r_{C_3H_8}$,%	$r_{н-C_4H_{10}}$,%	$r_{изо-C_4H_{10}}$,%	$r_{C_5H_{12}}$, %
19	8	52	17	18	5
20	4	66	10	15	5

Решение:

Определяем плотность смеси при р=0,1013 МПа и при $t = 0$°С.

$$\rho_{см} = \sum r_i \rho_i = 0{,}04 \cdot 1{,}356 + 0{,}6 \cdot 2{,}0037 + 0{,}13 \cdot 2{,}703 + \\ + 0{,}2 \cdot 2{,}668 + 0{,}03 \cdot 3{,}457 = 2{,}243 \text{ кг/м}^3$$

Величину ρ_i находим по таблице 11.5.

Таблица 11.5.

Некоторые физико-химические свойства углеводородов, входящих в состав технических сжиженных газов

Газ	Молекулярный объем, м^3/кмоль	Плотность газовой фазы, кг/м^3	Плотность жидкой фазы, кг/м^3	Упругость насыщенных паров при 0°С, МПа (абс)	Температура кипения при 101,3 кПа, °С	Теплота испарения при кипении, соответствующей давлению 101,3 кПа, кДж/кг
	При 101,3 кПа и 0°С					
Метан	22,38	0,7168	416	-	-161	509,3
Этан	22,17	1,356	546	2,39	-88,6	485,7
Пропан	22	2,0037	528	0,47	-42,1	427,1
Н-бутан	21,5	2,703	601	0,115	-0,5	385,6
Изобутан	21,74	2,668	582	0,16	-10,2	366,4
Н-пентан	20,87	3,457	646	-	36,2	357,6
Эгилен	22,26	1,26	566	4,21	-104	481,3
Пропилен	21,97	1,915	609	0,6	-47,7	439

Молекулярная масса равна:

$$\mu_{см} = \sum r_i \mu_i = 0{,}04 \cdot 30{,}07 + 0{,}6 \cdot 44{,}1 + 0{,}13 \cdot 58{,}12 + \\ + 0{,}2 \cdot 58{,}12 + 0{,}03 \cdot 72{,}15 = 49$$

μ_i находим по таблице 11.6.

Таблица 11.6.

Некоторые физико-химические свойства углеводородов, входящих в состав технических сжиженных газов

Газ	Химическая формула	Молекулярная масса, кг	Газовая постоянная, Дж/(кг·град)	Критические параметры		
				Температура, °С	Давление, МПа (абс)	Плотность, кг/м^3
Метан	CH_4	16,04	518,04	-82,5	4,58	162
Этан	C_2H_6	30,07	271,18	32,3	4,82	210
Пропан	C_3H_8	44,1	184,92	96,84	4,21	226
Н-бутан	Н-C_4H_{10}	58,12	140,3	152,0	3,75	225
Изобутан	Изо-C_4H_{10}	58,12	140,3	134,98	3,6	-
Н-пентан	C_5H1_2	72,15	113,01	196,6	3,33	232
Эгилен	C_2H_4	28,05	261,26	9,9	5,03	220
Пропилен	C_3H_6	42,08	193,77	91,94	4,524	-

Определяем массовый состав смеси:

$$m_i = \frac{r_i \rho_i}{\sum r_i \rho_i} \qquad (11.2)$$

$$m_{C_2H_6} = \frac{0{,}04 \cdot 1{,}356}{2{,}243} = 0{,}024$$

$$m_{н-C_4H_{10}} = \frac{0{,}13 \cdot 2{,}703}{2{,}243} = 0{,}156$$

$$m_{C_5H_{12}} = \frac{0{,}03 \cdot 3{,}457}{2{,}243} = 0{,}045$$

$$m_{C_3H_8} = \frac{0{,}6 \cdot 2{,}0037}{2{,}243} = 0{,}537$$

$$m_{изо-C_4H_{10}} = \frac{0{,}2 \cdot 2{,}668}{2{,}243} = 0{,}238$$

Задача № 11.7. В баллоне находится сжиженный газ при температуре $t = 20°C$. Молярный состав жидкой фазы следующий:

$x_{C_3H_8} = 0{,}25$; $x_{изо-C_4H_{10}} = 0{,}4$; $x_{н-C_4H_{10}} = 0{,}35$

Определить давление смеси и состав паровой фазы.

Данные по вариантам представлены в таблице 11.7. В таблицах 11.18, 11.19 представлены упругость насыщенных паров, плотность жидкости, плотность сухого насыщенного пара и скрытая теплота испарения некоторых углеводородов.

Таблица 11.7.

Исходные данные для расчета задачи 11.7

№	Температура, °С	$x_{C_3H_8}$	$x_{изо-C_4H_{10}}$	$x_{н-C_4H_{10}}$
1	-20	0,15	0,60	0,25
2	-10	0,40	0,35	0,25
3	0	0,10	0,20	0,70
4	10	0,55	0,25	0,20
5	20	0,30	0,30	0,40
6	30	0,05	0,65	0,30
7	-15	0,25	0,50	0,25
8	5	0,70	0,15	0,15
9	15	0,20	0,40	0,40
10	25	0,45	0,45	0,10
11	-5	0,35	0,35	0,30
12	35	0,60	0,10	0,30
13	-25	0,10	0,70	0,20
14	40	0,80	0,10	0,10
15	-30	0,05	0,55	0,40
16	45	0,50	0,30	0,20
17	50	0,25	0,25	0,50
18	-20	0,65	0,20	0,15
19	20	0,15	0,15	0,70
20	40	0,30	0,30	0,40

Таблица 11.18.

Упругость насыщенных паров, плотность жидкости, плотность сухого насыщенного пара и скрытая теплота испарения некоторых углеводородов

Температура, 0°C	Изобутан			
	Упругость пара, МПа (абс)	Плотность		Скрытая теплота испарения, кДж/кг
		Жидкость, кг/л	Пар, кг/м^3	
-60	–	–	–	–
-55	–	–	–	–
-50	–	–	–	–
-45	–	–	–	–
-40	–	–	–	–
-35	–	–	–	–
-30	0,054	0,619	1,49	386
-25	0,06	0,61	1,65	380,2
-20	0,073	0,606	1,96	375,2
-15	0,09	0,6	2,5	371
-10	0,11	0,594	3,04	366,4
-5	0,133	0,588	3,59	359,7
0	0,16	0,582	4,31	355,5
5	0,192	0,576	5,07	349,2
10	0,225	0,57	5,92	345
15	0,253	0,565	6,95	339,1
20	0,306	0,56	7,94	334,5
25	0,355	0,553	9,21	327
30	0,41	0,546	11,5	322,8
35	0,471	0,54	13	316,1
40	0,639	0,534	14,7	310,3
45	0,606	0,527	16,8	301,5
50	0,695	0,52	18,94	296,4
55	0,781	0,513	20,56	285,1
60	0,869	0,505	24,2	275,1

Таблица 11.19.

Упругость насыщенных паров, плотность жидкости, плотность сухого насыщенного пара и скрытая теплота испарения некоторых углеводородов

Температура, 0°С	Н – бутан			
	Упругость пара, МПа (абс)	Плотность		Скрытая теплота испарения, кДж/кг
		Жидкость, кг/л	Пар, кг/м^3	
-60	–	–	–	–
-55	–	–	–	–
-50	–	–	–	–
-45	–	–	–	–
-40	–	–	–	–
-35	–	–	–	–
-30	–	–	–	–
-25	–	–	–	–
-20	–	–	–	–
-15	0,051	0,615	1,602	397,3
-10	0,08	0,611	1,947	392,7
-5	0,096	0,605	2,1	388,5
0	0,115	0,6	2,82	384,4
5	0,138	0,596	3,35	380,2
10	0,164	0,591	3,94	376
15	0,197	0,583	4,65	370,5
20	0,23	0,578	5,39	366,8
25	0,269	0,573	6,18	362,2
30	0,314	0,568	7,19	358,4
35	0,36	0,560	8,17	355,1
40	0,408	0,556	9,334	346,7
45	0,477	0,549	10,571	341,2
50	0,536	0,542	12,1	333,3
55	0,608	0,536	12,38	328,3
60	0,69	0,532	15,4	321,6

Решение:

По таблице 11.1, 11.18, 11,19 определяем упругость паров компонентов смеси при $t = 20°C$ в МПа (абс.); $p_{C_3H_8} = 0{,}83$ МПа (абс.); $p_{изо-C_4H_{10}} = 0{,}306$ МПа (абс.); $p_{н-C_4H_{10}} = 0{,}23$ МПа (абс.)

Рассчитаем давление смеси:

$$p = \sum p_i x_i = 0{,}25 \cdot 0{,}83 + 0{,}4 \cdot 0{,}306 + 0{,}35 \cdot 0{,}23 = 0{,}411 \text{ МПа (абс.)}$$

Определим мольный состав паровой фазы по формуле 11.3:

$$r_i = \frac{p_i x_i}{p} \tag{11.3}$$

$$r_{C_3H_8} = 0{,}25\frac{0{,}83}{0{,}411} = 0{,}504$$

$$r_{изо-C_4H_{10}} = 0{,}4\frac{0{,}306}{0{,}411} = 0{,}296$$

$$r_{н-C_4H_{10}} = 0{,}35\frac{0{,}23}{0{,}411} = 0{,}196$$

Задача № 11.8. Жидкая смесь, имеющая исходный состав $A_{C_3H_8} = 0{,}6$; $A_{изо-C_4H_{10}} = 0{,}25$; $A_{н-C_4H_{10}} = 0{,}15$, была залита в резервуар, в котором превратилась в двухфазную систему. После того как установилось термодинамическое равновесие, температура и давление двухфазной системы стали равны $t = 30°C$, p=0,687 МПа (абс.). Определить составы паровой и жидкой фаз, а также долю молей от общего количества, которое перешло в паровую фазу.

Решение:

По таблице 11.1, 11,18, 11.19 определяем упругость паров компонентов смеси при $t = 30°C$ в МПа (абс.):

$p_{C_3H_8} = 1{,}07$ МПа (абс.) ; $p_{изо-C_4H_{10}} = 0{,}41$ МПа (абс.) ; $p_{н-C_4H_{10}} = 0{,}314$ МПа (абс.)

Рассчитаем коэффициенты распределения для компонентов:

$$к_i = \frac{p_i}{p} \tag{11.4}$$

$$к_{C_3H_8} = \frac{1{,}07}{0{,}687} = 1{,}56$$

$$к_{изо-C_4H_{10}} = \frac{0{,}41}{0{,}687} = 0{,}598$$

$$\kappa_{н-C_4H_{10}} = \frac{0{,}314}{0{,}687} = 0{,}457$$

Находим величину L:

$$\sum x_i = \sum \frac{A_i}{\kappa_i - (\kappa_i - 1)L} = 1 \qquad (11.5)$$

$$\frac{0{,}6}{1{,}56 - (1{,}56 - 1)L} + \frac{0{,}25}{0{,}598 - (0{,}598 - 1)L} + \frac{0{,}15}{0{,}457 - (0{,}457 - 1)L} = 1$$

Уравнение решаем методом последовательных приближений. Принимаем L=0,4 и рассчитываем левую часть уравнения:

$$\frac{0{,}6}{1{,}56 - (1{,}56 - 1) \cdot 0{,}4} + \frac{0{,}25}{0{,}598 - (0{,}598 - 1) \cdot 0{,}4} + \\ + \frac{0{,}15}{0{,}457 - (0{,}457 - 1) \cdot 0{,}4} =$$

$$= 0{,}448 + 0{,}33 + 0{,}222 = 1$$

Таким образом, значение L=0,4 удовлетворяет уравнению.

Из расчета следует, что в жидкой фазе остается 0,4 общего числа молей, а в паровую фазу переходит $V = 1 - 0{,}4 = 0{,}6$ молей.

Состав жидкой фазы:

$x_{C_3H_8} = 0{,}448$; $x_{изо-C_4H_{10}} = 0{,}33$; $x_{н-C_4H_{10}} = 0{,}222$

Состав паровой фазы определяем по формуле:

$$r_i = x_i k_i \qquad (11.6)$$

$$r_{C_3H_8} = 0{,}448 \cdot 1{,}56 = 0{,}702$$

$$r_{изо-C_4H_{10}} = 0{,}33 \cdot 0{,}598 = 0{,}197$$

$$r_{н-C_4H_{10}} = 0{,}222 \cdot 0{,}457 = 0{,}101$$

Задача № 11.9. Для условий примера 11.8 определить давление, при котором в баллоне будет находиться только жидкая фаза, а также давление, при котором вся жидкость перейдет в пар.

Решение:

Давление паров жидкой смеси, заливаемой в резервуар, будет равно:

$p_{пар} = \sum p_{iнас} x_i = 0{,}6 \cdot 1{,}07 + 0{,}25 \cdot 0{,}411 + 0{,}15 \cdot 0{,}315 = 0{,}79$ МПа

Если давление $p_{пар} \gg 0{,}79$ МПа, то паровая фаза образовываться не будет.

Если давление в резервуаре снизится, то количество пара увеличится и при определенном его значении вся жидкость перейдет в паровую фазу. В этом случае состав паровой фазы будет такой же, как и исходной смеси.

Для определения давления, при котором жидкой фазы не будет, можно использовать уравнение $\sum x_i = \sum \frac{A_i}{K_i - (K_i - 1)L} = 1$, приняв L=0:

$$p = \frac{1}{\sum(\frac{A_i}{p_{i\text{нас}}})}$$

Для данных предыдущего примера давление будет равно:

$$p = \frac{1}{\frac{0,6}{1,07} + \frac{0,25}{0,41} + \frac{0,15}{0,314}} = 0,606 \text{ МПа}$$

Таким образом, при давлении, равном или меньшем 0,606 МПа, в резервуаре будет содержаться только паровая фаза.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Газоснабжение: учебник для вузов / А. А. Ионин. — 4-е изд., перераб. и доп. — Москва: Стройиздат, 1989. — 439 с.

2. Проектирование городских систем газоснабжения: учеб.-метод. пособие / Н. В. Колпакова; М-во образования и науки Рос. Федерации, Урал. федер. ун-т. — Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2017. — 68 с.

3. Проектирование, создание и эксплуатация подземных газохранилищ: учебное пособие по одноименной дисциплине для студентов специальности 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной формы обучения / Т. В. Атвиновская. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2020. – 80 с.

4. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ: методические указания / В. Д. Белицкий, С. М. Ломов; Омск. гос. техн. ун-т. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2011. – 62 с.

5. Системы газоснабжения промышленных предприятий: пособие для студентов специальности 1-41 01 05 «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника» / Ю. П. Ярмольчик, М. А. Ярмольчик. – Минск: БНТУ, 2020. – 80 с

6. Защита трубопроводов от коррозии: методические указания к проведению практических занятий и выполнению самостоятельной работы для студентов направлений «Строительство», «Теплоэнергетика и теплотехника», «Нефтегазовое дело» / ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет»; сост.: Г. Н. Мартыненко [и др.]. – Воронеж: ВГТУ, 2022. – 32 с.

7. Газоснабжение: методические указания к выполнению практических работ для студентов направлений подготовки 08.03.01 Строительство профиль «Теплогазоснабжение и вентиляция», 13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника профиль «Энергетика теплотехнологий» / сост. Г. Г. Щедрина, О. А. Гнездилова; Юго-Зап. гос. ун-т. — Курск, 2016. — 53 с.