

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

УТВЕРЖДАЮ

Директор ИПР

 А.Ю. Дмитриев

«16» октября 2015 г.

РАСЧЕТ ПРОЦЕССОВ И АППАРАТОВ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Методические указания к выполнению практических работ
по курсу «Сбор и подготовка продукции нефтяных и газовых скважин»
для студентов IV курса, обучающихся по направлению 21.03.01
«Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание
объектов добычи нефти»

Авторы-составители **Л.В. Шишмина, О.В. Носова**

Издательство
Томского политехнического университета
2015

УДК 622.276.8(075.8)

ББК 33.361-5я73

P24

Расчет процессов и аппаратов сбора и подготовки продукции
P24 **нефтяных и газовых скважин** : методические указания к выполнению практических работ по курсу «Сбор и подготовка продукции нефтяных и газовых скважин» для студентов IV курса, обучающихся по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» / авторы-сост. : Л.В. Шишмина, О.В. Носова ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 71 с.

УДК 622.276.8(075.8)

ББК 33.361-5я73

Методические указания рассмотрены и рекомендованы
к изданию методическим семинаром кафедры
геологии и разработки нефтяных месторождений ИПР
«12» октября 2015 г.

Зав. кафедрой геологии и разработки
нефтяных месторождений
кандидат геолого-минералогических наук



О.С. Чернова

Председатель учебно-методической
комиссии



Л.В. Шишмина

Рецензент

Кандидат технических наук,
доцент кафедры транспорта и хранения нефти и газа
В.Г. Крец

© Составление. ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2015

© Шишмина Л.В., Носова О.В., составление, 2015

© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. РАСЧЕТ ПРОСТОГО ГАЗОПРОВОДА.....	4
2. РАСЧЕТ СТЕПЕНИ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА ПРИ РАСШИРЕНИИ	13
3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ И ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ШЛЕЙФОВ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	22
4. ОЦЕНКА ПОТЕРЬ НЕФТИ ПРИ ХРАНЕНИИ ЕЕ В РЕЗЕРВУАРАХ.....	34
5. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ ГАЗА ОТ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ПРОПИЛЕНКАРБОНАТОМ В ПРОГРАММЕ ASPEN HYSYS	48
6. РАСЧЕТ УСЛОВИЙ И ЗОНЫ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В ГАЗОПРОВОДЕ.....	61

1. РАСЧЕТ ПРОСТОГО ГАЗОПРОВОДА

При движении реального газа по трубопроводу происходит значительное падение давления по длине в результате преодоления гидравлических сопротивлений. В этих условиях плотность газа уменьшается, а линейная скорость – увеличивается.

Установившееся изотермическое ($T = \text{const}$) движение газа в газопроводе описывается системой трех уравнений:

1. Уравнение Бернулли, закон сохранения энергии:

$$\frac{dP}{g \cdot \rho_r} + \frac{v \cdot dv}{2g} + dz + \lambda \cdot \frac{dx}{d} \cdot \frac{v^2}{2g} = 0 \quad (1.1)$$

2. Уравнение состояния:

$$P = \rho_r \cdot R_r \cdot T \cdot z, \quad (1.2)$$

где

$$R_r = R / M. \quad (1.3)$$

3. Закон сохранения массы, выражающийся в постоянстве массового расхода:

$$G = \rho_r \cdot v \cdot s = \text{const}. \quad (1.4)$$

При этом следует помнить, что **изотермический** процесс описывается уравнением Бойля-Мариотта:

$$P / \rho = \text{const} \quad (1.5)$$

Для расчета **массового** расхода газа по трубопроводу основной является формула.

$$\frac{P_1^2 - P_2^2}{2 \cdot z \cdot R_r \cdot T} = \frac{\lambda \cdot 16 \cdot G^2 \cdot L}{2 \cdot \pi^2 \cdot d^5} \quad (1.6)$$

Или

$$G = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d}{\lambda \cdot z \cdot R_r \cdot T \cdot L}}, \text{ кг/с} \quad (1.7)$$

В системе СИ размерности величин следующие:

G – массовый расход газа, кг/с;

d – внутренний диаметр газопровода, м;

P_1^2, P_2^2 – давление в начале и конце газопровода, соответственно, Па;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

R_r – газовая постоянная, Дж/(кг·К);

R – универсальная газовая постоянная, равная 8314 Дж/(кмоль·К);

T – абсолютная температура газа, К;

L – длина газопровода, м;
 v – линейная скорость газа, м/с;
 ρ_{Γ} – плотность газа, кг/м³.

По уравнению состояния для газа и воздуха имеем:

$$\frac{R_{\Gamma}}{\rho_{\Gamma}} = \frac{R_{\text{В}}}{\rho_{\text{В}}} \text{ или } R_{\Gamma} = \frac{R_{\text{В}} \cdot \rho_{\text{В}}}{\rho_{\Gamma}} = \frac{R_{\text{В}}}{\rho}, \quad (1.8)$$

где $\rho = \rho_{\Gamma} / \rho_{\text{В}}$ – относительная плотность газа по воздуху.

Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям:

$$V_{\Gamma} = \frac{G}{\rho_{\text{су}}} = \frac{G}{\rho \cdot \rho_{\text{В}}}, \quad (1.9)$$

где $\rho_{\text{су}}$ – плотность газа при С.У.

Подставив в (1.9) значения R_{Γ} и G , получим:

$$V_{\Gamma} = k_0 \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d^5}{\lambda \cdot z \cdot \rho \cdot T \cdot L}}, \text{ кг/с} \quad (1.10)$$

где $k_0 = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{1}{\rho_{\text{В}} \cdot \sqrt{R_{\text{В}}}}$.

При **стандартных условиях** ($t = 20^{\circ}\text{C}$, $P = 760$ мм рт. ст.) плотность воздуха $\rho_{\text{В}} = 1,205$ кг/м³ и $R_{\text{В}} = \frac{R_0}{28,96} = \frac{8314,3}{28,96} = 287 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$,
 $k_0 = 3,87 \cdot 10^{-2}$.

Тогда
$$V_{\Gamma} = 3,87 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{\lambda \cdot \rho \cdot z \cdot T \cdot L}} \quad (1.11)$$

При **нормальных условиях** ($t = 0^{\circ}\text{C}$, $P = 760$ мм рт. ст.) плотность воздуха $\rho_{\text{В}} = 1,293$ кг/м³ и $R_{\text{В}} = 287$ Дж/кг·К, $k_0 = 3,59 \cdot 10^{-2}$.

Гидравлический расчет

Значение коэффициента гидравлического сопротивления λ рассчитывается в зависимости от режима движения газа и шероховатости труб по тем же формулам, что и для нефтепровода.

Для **гидравлических гладких труб** λ не зависит от шероховатости внутренней поверхности трубы и рассчитывается по формуле:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{\text{Re}} \right)^{0,2} = \frac{0,1844}{\text{Re}^{0,2}}. \quad (1.12)$$

При **квадратичном режиме** течения λ не зависит от Re , и является функцией относительной шероховатости:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{2\Delta}{d} \right)^{0,2}. \quad (1.13)$$

По универсальной формуле ВНИИ газа:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2\Delta}{d} \right)^{0,2}. \quad (1.14)$$

Значение числа **Re** для смеси газов:

$$Re_C = \frac{v_C \cdot d \cdot \rho_C}{\mu_C}, \quad (1.15)$$

где μ_C – вязкость смеси газов; ρ_C – плотность смеси газов в условиях трубопровода, $кг/м^3$.

$$\rho_C = \frac{P_{CP}}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T_{CP}} \cdot \frac{1}{z} \cdot \rho_0, \quad (1.16)$$

где ρ_0 – плотность смеси газов при **Н.У.**, $кг/м^3$; P_{CP} и P_0 – соответственно среднее давление в трубопроводе и барометрическое, Па; T_{CP} и T_0 – соответственно средняя температура перекачки и температура абсолютного нуля (273.15 К).

$$P_{CP} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right). \quad (1.17)$$

При технических расчетах λ (с учетом местных сопротивлений) можно принимать:

$$\lambda = (1,03 - 1,05) \cdot \lambda_{TP}. \quad (1.18)$$

Обычно течение газа происходит при высоких скоростях, когда сопротивление определяется только шероховатостью труб (квадратичная зона). Так как шероховатость не зависит от диаметра трубопровода, можно считать, что λ зависит только от диаметра газопровода.

Одной из формул типа $\lambda = f(d)$, получившей широкое распространение, является формула **Веймауга**:

$$\lambda = 0,009407 / \sqrt[3]{d}. \quad (1.19)$$

Формула Веймауга может использоваться при ориентировочных расчетах диаметра и пропускной способности простого газопровода. В этом случае расчетные формулы имеют вид:

$$d = \left[\frac{G^2 \cdot z \cdot R_T \cdot T \cdot L}{65 \cdot (P_1^2 - P_2^2)} \right]^{3/16}, \quad (1.20)$$

$$G = d^{8/3} \sqrt{\frac{65 \cdot (P_1^2 - P_2^2)}{z \cdot R_T \cdot T \cdot L}}. \quad (1.21)$$

Типовые задачи по теме 1

Типовая задача 1.1

Определить массовый и объемный расходы для газопровода длиной 100 км, с наружным диаметром 720 мм и толщиной стенок 10 мм. Абсолютное давление в начале газопровода $p_n = 5$ МПа, в конце $p_k = 1,1$ МПа. Плотность газа при стандартных условиях $\rho_T = 0,8$ кг/м³, газовая постоянная $R = 8,31$ Дж/(моль · К). Коэффициент динамической вязкости $\mu = 12 \cdot 10^{-6}$ Па·с, коэффициент сжимаемости $z = 0,93$. Температура грунта на глубине заложения газопровода 5 °С. Эквивалентная шероховатость внутренней поверхности труб $\Delta = 0,2$ мм.

Решение

Задавая квадратичным законом по (2.13) получаем

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot 0,2}{700} \right)^{0,2} = 0,0149.$$

В соответствии с (2.18) расчетное значение принимают $\lambda = 0,0157$.

По (2.7) имеем:

$$G = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d}{\lambda \cdot z \cdot R_T \cdot T \cdot L}}, \text{ кг/с}$$

$$G_m = \frac{3,14 \cdot 0,7^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(5^2 - 1,1^2) \cdot 10^{12} \cdot 0,7}{0,0157 \cdot 0,93 \cdot 8,31 \cdot 278 \cdot 100 \cdot 10^3}} = 855, \text{ кг/с}$$

по (2.9) объемный расход

$$V = 855 / 0,8 = 1069 \text{ м}^3/\text{с} = 1069 \cdot 3600 = 3,85 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{ч} = 92,35 \text{ млн м}^3/\text{сут}.$$

Типовая задача 1.2

Определить массовый и объемный суточный расход газа, который можно передать по газопроводу, уложенному из труб диаметром 426 мм, на расстояние 154 км. Абсолютное давление газа на выкиде компрессорной станции 4,8 МПа, в конце участка 3 МПа, плотность газа 0,720 кг/м³ при атмосферном давлении (0,1 МПа) и температуре перекачки 15 °С.

Газ считать совершенным, течение изотермическим.

Рекомендации. Для расчета коэффициента гидравлического сопротивления воспользоваться формулой **Веймаута**.

Решение

1. Рассчитываем газовую постоянную по формуле (2.2):

$$R_{\Gamma} = \frac{P}{\rho_{\Gamma} \cdot T \cdot z} = \frac{0,1 \cdot 10^6}{0,720 \cdot (15 + 273) \cdot 1} = 482 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

2. Рассчитываем коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Веймаута (2.19):

$$\lambda = \frac{0,009407}{\sqrt[3]{d}} = \frac{0,009407}{\sqrt[3]{0,426}} = 0,0125;$$

3. Определяем суточный массовый расход газа по формуле 2.7:

$$G = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d}{\lambda \cdot z \cdot R_{\Gamma} \cdot T \cdot L}} = \frac{3,14 \cdot (0,426)^2}{4} \times$$

$$\times \sqrt{\frac{(4,8^2 - 3^2) \cdot 10^{12} \cdot 0,426}{0,0125 \cdot 1 \cdot 482 \cdot 288 \cdot 154000}} = 21,25 \text{ кг/с};$$

$$21,25 \text{ кг/с} \cdot 86400 \text{ с/сут} = 1836000 = 1,84 \cdot 10^6 \text{ кг/сут};$$

4. Находим объемный расход газа, приведенный к атмосферному давлению:

$$V_a = \frac{G}{\rho_a} = \frac{1,84 \cdot 10^6}{0,720} = 2,55 \cdot 10^6 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

Задачи для домашней и самостоятельной работы

Расчетная задача 1.1

По газопроводу передается газ I степени сепарации в количестве G , кг/сут. В начале газопровода давление равно P_1 , МПа, давлению в аппарате. В конце газопровода давление должно быть P_2 , МПа. Газопровод состоит из труб диаметром d , мм. Определить длину газопровода, т. е. возможное расстояние бескомпрессорного транспорта нефтяного газа, если при атмосферном давлении P_A (0,1 МПа) и температуре перекачки t (°C) плотность газа равна ρ_a , кг/м³.

Газ считать совершенным. Процесс изотермический.

Рекомендации. Для определения коэффициента гидравлического сопротивления λ воспользоваться формулой Веймаута

Исходные данные к задаче 1.1

№ вар.	P_1 , МПа	P_2 , МПа	d , мм	t , °C	ρ_a , кг/м ³	Q , кг/сут	Ответ L , км
1	0,30	0,20	150	10	0,75	125260	0,47
2	0,40	0,25	219	12	0,66	176889	3,05
3	0,50	0,20	279	14	0,72	525965	2,95
4	0,60	0,25	325	16	0,81	129950	173,96
5	0,70	0,20	426	18	0,94	562580	68,99
6	0,80	0,25	150	20	0,78	103000	8,38
7	0,35	0,20	219	22	0,73	93411	10,25
8	0,45	0,25	279	10	0,69	275490	6,88
9	0,55	0,20	325	12	0,84	48428	1146,15
10	0,65	0,25	426	14	0,76	159794	553,13
11	0,75	0,20	150	16	0,75	408338	0,46
12	0,85	0,25	219	18	0,66	333786	5,81
13	0,30	0,20	279	20	0,72	129513	11,59
14	0,40	0,25	325	22	0,81	800581	1,50
15	0,50	0,20	426	10	0,94	392226	66,24
16	0,60	0,25	150	12	0,78	1043217	0,04
17	0,70	0,20	219	14	0,73	1146088	0,37
18	0,80	0,25	279	16	0,69	150508	95,02
19	0,35	0,20	325	18	0,84	324968	8,00
20	0,45	0,25	426	20	0,76	576138	16,55
21	0,55	0,20	150	22	0,82	185318	1,24
22	0,65	0,25	219	10	0,79	609905	1,14
23	0,75	0,20	279	12	0,64	224441	35,86
24	0,85	0,25	325	14	0,67	454442	26,10
25	0,32	0,20	426	16	0,88	131243	164,57

Расчетная задача 1.2

По газопроводу диаметром d , мм подается газ с расходом V_a , м³/сут, приведенный к давлению 0,1 МПа и температуре t , °С. Последняя компрессорная станция расположена на расстоянии l км от центральной газораспределительной станции города. Плотность газа при температуре перекачки и атмосферном давлении ρ_a , кг/м³.

Считая газ совершенным и движение изотермическим, определить, какое давление надо иметь на компрессорной станции, чтобы обеспечить давление у газораспределительной станции не ниже P_2 МПа.

Исходные данные к задаче 1.2

№ вар.	L , км	P_2 , МПа	d , мм	t , °С	ρ_a , кг/м ³	V_a , м ³ /сут	Ответ
							P_1 , МПа
1	5	0,20	150	10	0,75	125260	0,59
2	10	0,25	219	12	0,66	176889	0,45
3	15	0,20	279	14	0,72	525965	0,77
4	20	0,25	325	16	0,81	129950	0,29
5	25	0,20	426	18	0,94	562580	0,43
6	30	0,25	150	20	0,78	103000	1,14
7	5	0,20	219	22	0,73	93411	0,25
8	10	0,25	279	10	0,69	275490	0,40
9	15	0,20	325	12	0,84	48428	0,21
10	20	0,25	426	14	0,76	159794	0,26
11	25	0,20	150	16	0,75	408338	3,98
12	30	0,25	219	18	0,66	333786	1,24
13	5	0,20	279	20	0,72	129513	0,23
14	10	0,25	325	22	0,81	800581	0,69
15	15	0,20	426	10	0,94	392226	0,29
16	20	0,25	150	12	0,78	1043217	9,33
17	25	0,20	219	14	0,73	1146088	4,03
18	30	0,25	279	16	0,69	150508	0,39
19	5	0,20	325	18	0,84	324968	0,28
20	10	0,25	426	20	0,76	576138	0,33
21	15	0,20	150	22	0,82	185318	1,46
22	20	0,25	219	10	0,79	609905	2,02
23	25	0,20	279	12	0,64	224441	0,44
24	30	0,25	325	14	0,67	454442	0,64
25	5	0,20	426	16	0,88	131243	0,20

Расчетная задача 1.3

Воздухопровод подает воздух в количестве V_a м³/сут, на расстояние l , при температуре t °С. Компрессор создает давление P_1 МПа. К концу воздухопровода присоединены пневматические машины, для нормальной работы которых необходимо давление не менее P_2 МПа; $p_a = 0,1$ МПа.

Определить в этих условиях необходимый минимальный диаметр трубопровода, считая газ совершенным, движение изотермическим, а скорости малыми.

Указание. Коэффициент гидравлического сопротивления определить по формуле Веймаута.

Исходные данные к задаче 1.3

№ вар.	L , км	P_1 , МПа	P_2 , МПа	t , °С	V_a , м ³ /сут	Ответ d , мм
1	5	0,30	0,20	10	125260	0,229
2	10	0,40	0,25	12	176889	0,262
3	15	0,50	0,20	14	525965	0,253
4	20	0,60	0,25	16	129950	0,159
5	25	0,70	0,20	18	562580	0,242
6	30	0,80	0,25	20	103000	0,129
7	5	0,35	0,20	22	93411	0,187
8	10	0,45	0,25	10	275490	0,214
9	15	0,55	0,20	12	48428	0,128
10	20	0,65	0,25	14	159794	0,128
11	25	0,75	0,20	16	408338	0,238
12	30	0,85	0,25	18	333786	0,185
13	5	0,30	0,20	20	129513	0,232
14	10	0,40	0,25	22	800581	0,462
15	15	0,50	0,20	10	392226	0,293
16	20	0,60	0,25	12	1043217	0,376
17	25	0,70	0,20	14	1146088	0,371
18	30	0,80	0,25	16	150508	0,141
19	5	0,35	0,20	18	324968	0,298
20	10	0,45	0,25	20	576138	0,381
21	15	0,55	0,20	22	185318	0,217
22	20	0,65	0,25	10	609905	0,275
23	25	0,75	0,20	12	224441	0,167
24	30	0,85	0,25	14	454442	0,256
25	5	0,32	0,20	16	131243	0,224

Расчетная задача 1.4

Определить диаметр труб, которые нужно уложить между двумя компрессорными станциями на расстоянии L км для перекачки газа с расходом V_a млн $\text{м}^3/\text{сут}$. Абсолютное давление газа на выкиде компрессорной станции, расположенной в начале участка трубопровода, P_1 . Компрессоры работают со степенью сжатия $r = 1,5$, т. е. давление на приеме следующей компрессорной станции в конце участка $P_2 = p_1/r$ МПа. Газ считать реальным, движением установившимся и изотермическим при t . Принять $R_r = 520$ Дж/(кг·К), $T_{кр} = 190,6$ К, $p_{кр} = 4,58$ МПа.

Исходные данные к задаче 1.4

№ вар.	L , км	P_1 , МПа	t , °С	$V_a \cdot 10^6$, $\text{м}^3/\text{сут}$	Ответ
					d , мм
1	185	6,5	10	20	0,877
2	150	5,2	12	15	0,818
3	68	6,6	14	3	0,354
4	90	5,6	16	5	0,478
5	160	8,0	18	18	0,757
6	80	7,5	20	6	0,450
7	60	7,0	22	3	0,336
8	50	7,2	10	1	0,215
9	65	6,8	12	4	0,387
10	70	5,0	14	8	0,567
11	50	6,8	16	10	0,518
12	60	7	18	4	0,376
13	70	7,2	20	6	0,445
14	80	7,3	22	8	0,505
15	90	7,4	10	9	0,543
16	100	7,5	12	16	0,683
17	55	5	14	2	0,322
18	75	6	16	4	0,414
19	85	5,5	18	6	0,508
20	95	7	20	7	0,504
21	100	7,5	22	13	0,625
22	40	4,5	10	2	0,316
23	45	7	12	1,5	0,248
24	60	5,5	14	2,5	0,344
25	70	6,5	16	6	0,463

2. РАСЧЕТ СТЕПЕНИ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА ПРИ РАСШИРЕНИИ

2.1. Расчет коэффициента Джоуля–Томсона

Дросселирование – расширение газа при прохождении через дроссель – местное гидравлическое сопротивление (вентиль, кран, сужение трубопровода и т. д.), сопровождающееся изменением температуры. Дросселирование – термодинамический процесс, характеризующийся постоянством **энтальпии** ($i = \text{const}$).

В процессе дросселирования **реального** природного газа при его движении через штуцер, задвижку, регулятор давления, клапан-отсекатель, колонны труб в скважине, не плотности в оборудовании промыслов температура газа уменьшается.

Изменение температуры газов и жидкостей при **изоэнтальпийном** расширении называется эффектом Джоуля–Томсона, а μ_i часто называют коэффициентом Джоуля–Томсона:

$$\mu_i = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_i = [T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p - V] / c_p. \quad (2.1)$$

Остаточный объем газа V_0 есть разность между объемами идеального (RT/P) и реального (V) газов:

$$V_0 = RT/P - V, \quad (2.2)$$

где $V_0 = f(P, T)$.

Дифференцируя уравнение (2) по T при $P = \text{const}$ и подставляя результат дифференцирования и V из (2) в (1), получим:

$$\mu_i = [V_0 - T \left(\frac{\partial V_0}{\partial T} \right)_p] / c_p \text{ К/Мпа} \quad (2.3)$$

или

$$\mu_i = \frac{T_{\text{кр}} f(p_{\text{пр}}, T_{\text{пр}})}{p_{\text{кр}} c_p}, \quad (2.4)$$

где обобщенная функция коэффициента Джоуля-Томсона:

$$f(p_{\text{пр}}, T_{\text{пр}}) = 1,44 \cdot [V_{0\text{пр}} - T_{\text{пр}} \left(\frac{\partial V_{0\text{пр}}}{\partial T} \right)_{p_{\text{пр}}}], \quad V_{0\text{пр}} = V_0 / V_{0\text{кр}}. \quad (2.5)$$

Значение функции $f(P_{\text{пр}}, T_{\text{пр}})$ можно определить по зависимости $f(P_{\text{пр}}, T_{\text{пр}})$ от приведенных абсолютных давления $P_{\text{пр}}$ и температуры $T_{\text{пр}}$ (рис.) или рассчитать с погрешностью менее 7 % по корреляционной зависимости Гухмана и Нагаревой:

$$f(p_{\text{пр}}, T_{\text{пр}}) = 2,343 \cdot T_{\text{пр}}^{-2,04} - 0,071(p_{\text{пр}} - 0,8) \quad (2.6)$$

при $1,6 < T_{\text{пр}} < 2,1$ и $0,8 < P_{\text{пр}} < 3,5$.

Для реальных природных газов коэффициент Джоуля–Томсона можно выразить через коэффициент сверхсжимаемости газа z :

$$\mu_i = \frac{A_M R T^2}{c_p P} \left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_p, \quad (2.7)$$

$(\partial z / \partial T)_p$ можно определить из уравнения состояния реальных природных газов, например из уравнения состояния Пенга–Робинсона.

Если $(\partial z / \partial T) > 0$, $\mu_i > 0$, то газ в процессе дросселирования охлаждается. При $(\partial z / \partial T)_p < 0$, $\mu_i < 0$ газ в процессе расширения нагревается. В случае, если $(\partial z / \partial T)_p = 0$, $\mu_i = 0$, имеем точку инверсии. В большинстве случаев газ в процессе дросселирования **охлаждается**, а жидкость нагревается.

Определив C_p , можно найти коэффициент адиабаты природных газов k по формуле:

$$k = \frac{C_p}{C_v} = \frac{C_p}{C_p - A_M R \left[z + T_{np} \left(\frac{\partial z}{\partial T_{np}} \right)_{P_{np}} \right]}.$$

Обработка результатов исследования некоторых газов показала, что вычитаемое в знаменателе можно выразить так:

$$A_M R \left[z + T_{np} \left(\frac{\partial z}{\partial T_{np}} \right)_{P_{np}} \right] = 3,57 (P_{np}^{1/4} \cdot T_{np}),$$

тогда

$$k = C_p / \left[C_p - 3,57 \cdot (P_{np}^{1/4} / T_{np}) \right], \quad (2.8)$$

Изменение температуры газа (жидкости) в процессе изоэнтальпийного расширения при значительном перепаде давления на дросселе называется **интегральным** дроссель эффектом. Он может вычисляться из соотношения

$$T_1 - T_2 = \int_{P_2}^{P_1} \mu_i dp, \quad (2.9)$$

или определяться по энтальпийным номограммам.

Приближенно **конечную температуру газа в процессе дросселирования** можно определить по формуле

$$\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} = \frac{3,57 P_{np}^{1/4}}{c_p \cdot T_{np1}} \left[0,005 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{P_1}{P_2} + 0,29 \cdot 10^{-7} (P_1^2 - P_2^2) - 209 \cdot 10^{-7} (P_1 - P_2) \right], \quad (2.10)$$

где $\tilde{P}_{\text{пр}} = (P_1 + P_2)/2P_{\text{кр}}$, $T_{\text{пр1}} = T_1/T_{\text{кр}}$; $\bar{c}_p = \bar{c}_p(\tilde{P}_{\text{пр}}, T_{\text{пр1}})$.

Среднее значение коэффициента Джоуля–Томсона для природного газа изменяется от **2** до **4 К/МПа** в зависимости от состава газа, падения давления и начальной температуры газа.

2.2. Изэнтропийный процесс

В случае изэнтропийного процесса газовый поток при своем расширении в детандере совершает внешнюю работу. Детандирование – термодинамический процесс, характеризующийся постоянством **энтропии** ($S = \text{const}$).

Дифференциальный эффект изменения температуры при изэнтропийном расширении:

$$\mu_S = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_S = \frac{1}{C_p} \cdot T \cdot \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_P.$$

$\mu_S = \mu_i + \frac{V}{C_p}$, т. е. дифференциальный коэффициент изменения температуры при изэнтропийном расширении газа всегда больше аналогичного коэффициента при изоэнтальпийном расширении газа.

Следовательно, использование в промышленных условиях изэнтропийного расширения газа позволяет более эффективно использовать пластовую энергию природного газа.

Изменение температуры газа при адиабатическом изэнтропийном расширении газа:

$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}}, \quad (2.11)$$

где T_i , P_i – температуры и давления до и после расширения, К, Па; k – показатель адиабаты.

Типовые задачи по теме 2

Типовая задача 2.1

Определить молярную изобарную теплоемкость, коэффициент адиабаты, коэффициент дифференциального дроссель – эффекта для газа Шебелинского газоконденсатного месторождения при следующих давлениях и температурах: $P = 15,6$; МПа; $T = 323$ К. Объемный состав газа, % : CH_4 – 92,0; C_2H_6 – 4,0; C_3H_8 – 1,1; C_4H_{10} – 0,52; C_5H_{12} – 0,26; CO_2 – 0,12; N_2 – 2,0.

Решение

1. Находим молекулярную массу газа:

$$M_{\text{см}} = \sum(y_i \cdot M_i) = 17,56;$$

2. Находим относительную плотность газа:

$$\rho_{\text{см}} = \frac{M_{\text{см}}}{M_{\text{в}}} = 0,606;$$

3. Находим критические и приведенные параметры газа:

$$p_{\text{кр}} = 4,72 \text{ МПа}; \quad T_{\text{кр}} = 197 \text{ К};$$

$$p_{\text{пр}} = 3,3; \quad T_{\text{пр}} = 1,64;$$

4. Рассчитываем изобарную молярную теплоемкость природного газа по формуле Гухмана и Нагаревой

$$C_p = \left(3,15 + 0,02203 \cdot T - 0,149 \cdot 10^{-4} \cdot T^2 + \frac{0,238 \cdot M \cdot P^{1,124}}{(T/100)^{5,08}} \right), \text{ кДж / (кмоль} \cdot \text{К)}$$

где P – текущее давление, кГ/см².

$$C_p = 3,15 + 0,022 \cdot 323 - 0,149 \cdot 10^{-4} \cdot 323^2 + \frac{0,238 \cdot 17,56 \cdot 156^{1,124}}{(323/100)^{5,08}} = 11,88;$$

5. Находим коэффициент адиабаты природных газов (2.8):

$$k = C_p / \left[C_p - 3,57 \cdot \left(P_{\text{пр}}^{1/4} / T_{\text{пр}} \right) \right],$$

$$k = 11,88 / \left(11,88 - 3,57 \cdot 3,3^{1/4} / 1,64 \right) = 1,327;$$

6. Определяем значение функции $f(P_{\text{пр}}, T_{\text{пр}})$ (2.6):

$$f(P_{\text{пр}}, T_{\text{пр}}) = 2,343 \cdot 1,64^{-2,04} - 0,071(3,3 - 0,8) = 0,72;$$

7. Определяем коэффициент дифференциального дроссель-эффекта (2.4):

$$\mu_i = 0,72 \cdot 197 / (11,88 \cdot 4,72) = 2,53 \text{ К / МПа.}$$

Типовая задача 2.2

Рассчитать конечную температуру газа t_2 в конце процесса дросселирования газа Южно-Советского газоконденсатного месторождения и среднее значение коэффициента Джоуля–Томсона при следующих исходных данных $P_1 = 8 \text{ МПа}$, $T_1 = 318,3 \text{ К}$, $P_2 = 6 \text{ МПа}$. Объемный состав газа, %: $\text{CH}_4 - 82,76$, $\text{C}_2\text{H}_6 - 9,68$; $\text{C}_3\text{H}_8 - 3,23$; $\text{C}_4\text{H}_{10} - 1,29$; $\text{C}_5\text{H}_{12} - 0,42$; $\text{C}_6\text{H}_{14} - 0,14$; $\text{CO}_2 - 2,48$; $M_{\text{см}} = 19,88 \text{ г/моль}$; $P_{\text{кр}} = 4,67 \text{ МПа}$; $T_{\text{кр}} = 208,5 \text{ К}$.

Решение

1. Находим среднее давление:

$$\tilde{P} = (8 + 6) / 2 = 7 \text{ МПа};$$

2. Находим среднее приведенное давление:

$$\tilde{P}_{\text{пр}} = 7 / 4,67 = 1,5;$$

3. Находим приведенную температуру:

$$T_{\text{пр1}} = 318,3 / 208,5 = 1,53;$$

4. Рассчитываем изобарную молярную теплоемкость природного газа по формуле Гухмана и Нагаревой (см. Типовую задачу 2.1):

$$C_p = 3,15 + 0,022 \cdot 318,3 - 0,149 \cdot 10^{-4} \cdot 318,3^2 + \frac{0,238 \cdot 19,88 \cdot 70^{1,124}}{(318,3 / 100)^{5,08}} = 10,2;$$

5. Определяем конечную температуру газа в процессе дросселирования (2.10):

$$\frac{1}{318,3} - \frac{1}{T_2} = \frac{3,57 \cdot 1,5^{1/4}}{10,2 \cdot 1,53} \left[0,005 \cdot 10^{-3} \cdot 2,31 \text{г} \frac{80}{60} + 0,29 \cdot 10^{-7} (80^2 - 60^2) - 209 \cdot 10^{-7} (80 - 60) \right] = -2,58 \cdot 0,336 \cdot 10^{-3} / 10,2 = -1 / 11750;$$

$$T_2 = 318,3 \cdot 11750 / 12068 = 310 \text{ К} = 37 \text{ }^\circ\text{C};$$

6. Понижение температуры:

$$\Delta t_p = t_1 - t_2 = 45,3 - 37 = 8,3 \text{ }^\circ\text{C};$$

7. Среднее значение коэффициента Джоуля–Томсона:

$$\mu_i = 8,3 / (8 - 6) = 4,15 \text{ К / МПа}.$$

Задачи для домашней и самостоятельной работы

Расчетные задачи

Задача 2.1. Рассчитать конечную температуру газа t_2 в конце процесса дросселирования газа и среднее значение коэффициента Джоуля–Томсона при известных данных: P_1 , T_1 , P_2 , объемный состав газа.

Задача 2.2. Исследовать влияние величины понижения давления ($\Delta P = P_1 - P_2$) на величину среднего значения коэффициента Джоуля–Томсона и, следовательно, на температуру газа после дросселирования T_2 . Построить график $T_2 = f(\Delta P)$ при $T_1 = \text{const}$.

Задача 2.3. Исследовать влияние значения начальной температуры газа на величину среднего значения коэффициента Джоуля–Томсона и,

следовательно, на температуру газа после дросселирования T_2 . Построить график $T_2 = f(T_1)$ при $P_1, P_2 = \text{const}$.

Задача 2.4. Определить температуру газа T_2 после адиабатического расширения при постоянной энтропии.

Задача 2.5. Оценить во сколько раз эффективнее изоэнтروпийный процесс расширения газа по сравнению с изоэнтальпийным (T_{2s}/T_{2i}).

Результаты изложить в выводах по каждому пункту задания.

Исходные данные к расчетным задачам

Вариант	Состав газа, % мольн.						Влияние ΔP			Влияние T_1		
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_6H_{14}	P_1 , МПа	P_2 , МПа	t_1 , °С	P_1 , МПа	P_2 , МПа	t_1 , °С
1	79,5	9,06	4,40	1,64	4,38	1,02	14	6	22	14	9	22
							14	8	22	14	9	18
							14	10	22	14	9	10
							14	12	22	14	9	2
2	97,9	0,40	0,20	0,10	1,10	0,30	16	7	12	16	10	12
							16	9	12	16	10	8
							16	11	12	16	10	2
							16	13	12	16	10	0
3	78,5	8,46	5,32	1,92	4,49	1,31	8	1	9	8	3	9
							8	3	9	8	3	4
							8	5	9	8	3	0
							8	7	9	8	3	-3
4	83,1	6,07	3,06	1,13	6,07	0,57	9	2	5	9	2	10
							9	4	5	9	2	5
							9	6	5	9	2	0
							9	8	5	9	2	-5
5	75,3	8,12	4,54	1,76	8,96	1,32	12	3	7	12	5	12
							12	6	7	12	5	9
							12	8	7	12	5	5
							12	10	7	12	5	-1
6	77,3	8,03	5,15	1,96	5,97	1,59	15	6	4	15	8	12
							15	8	4	15	8	9
							15	10	4	15	8	5
							15	12	4	15	8	1
7	89,7	5,03	1,39	0,38	2,78	0,72	24	12	5	24	15	12
							24	15	5	24	15	8
							24	18	5	24	15	5
							24	20	5	24	15	1

Продолжение

Вариант	Состав газа, % мольн.						Влияние ΔP			Влияние T_1		
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	P ₁ , МПа	P ₂ , МПа	t ₁ , °C	P ₁ , МПа	P ₂ , МПа	t ₁ , °C
8	98,6	0,03	0,16	–	–	1,21	13	5	8	13	7	20
							13	7	8	13	7	17
							13	9	8	13	7	10
							13	11	8	13	7	4
9	96,0	2,48	0,12	0,84	0,07	0,49	20	8	12	20	15	15
							20	12	12	20	15	10
							20	15	12	20	15	5
							20	17	12	20	15	0
10	91,6	4,66	1,34	0,55	1,37	0,48	10	2	6	10	3	18
							10	5	6	10	3	15
							10	7	6	10	3	6
							10	9	6	10	3	2
11	99,1	0,01	0,1	–	–	0,79	22	8	10	22	16	12
							22	12	10	22	16	10
							22	16	10	22	16	6
							22	19	10	22	16	2
12	90,7	6,94	0,28	0,36	0,66	1,06	18	8	15	18	8	10
							18	10	15	18	8	7
							18	13	15	18	8	3
							18	15	15	18	8	–1
13	88,7	7,64	1,72	0,58	0,84	0,52	21	10	12	21	15	8
							21	14	12	21	15	5
							21	17	12	21	15	2
							21	19	12	21	15	–2
14	99,0	0,03	–	0,06	–	0,91	11	3	3	11	6	6
							11	5	3	11	6	3
							11	7	3	11	6	0
							11	9	3	11	6	–3
15	96,3	2,89	0,05	0,03	0,01	0,72	17	9	21	17	10	10
							17	11	21	17	10	7
							17	13	21	17	10	4
							17	15	21	17	10	1
16	96,0	2,72	0,03	0,13	0,03	1,09	7	1	25	7	2	17
							7	3	25	7	2	12
							7	5	25	7	2	8
							7	6	25	7	2	2

Окончание

Вариант	Состав газа, % мольн.						Влияние ΔP			Влияние T_1		
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	P_1 , МПа	P_2 , МПа	t_1 , °C	P_1 , МПа	P_2 , МПа	t_1 , °C
17	89,9	4,99	1,56	0,80	1,40	1,35	14	5	23	14	8	15
							14	7	23	14	8	12
							14	9	23	14	8	8
							14	11	23	14	8	3
18	90,3	4,83	1,81	0,73	1,48	0,85	12	4	30	12	6	9
							12	6	30	12	6	6
							12	8	30	12	6	3
							12	10	30	12	6	0
19	87,2	6,51	2,34	0,60	1,39	1,96	19	7	10	19	10	15
							19	10	10	19	10	11
							19	14	10	19	10	5
							19	17	10	19	10	-4
20	86,1	7,06	2,07	0,56	1,87	2,34	9	1	14	9	2	17
							9	3	14	9	2	14
							9	5	14	9	2	10
							9	7	14	9	2	1
21	90,6	5,42	0,76	0,52	0,89	1,81	29	15	18	29	20	25
							29	18	18	29	20	20
							29	22	18	29	20	10
							29	25	18	29	20	3
22	90,1	5,19	1,79	0,59	1,28	1,05	23	8	11	23	14	22
							23	12	11	23	14	18
							23	18	11	23	14	10
							23	20	11	23	14	0
23	86,8	6,40	1,82	0,70	3,39	0,89	15	5	8	15	7	18
							15	8	8	15	7	11
							15	10	8	15	7	3
							15	12	8	15	7	-2
24	90,1	4,30	1,21	0,79	0,46	3,14	25	13	27	25	18	15
							25	16	27	25	18	10
							25	19	27	25	18	6
							25	21	27	25	18	1
25	96,7	1,15	0,37	0,23	0,04	1,51	20	8	5	20	10	14
							20	11	5	20	10	9
							20	14	5	20	10	3
							20	17	5	20	10	-1
26	85,4	7,00	2,55	0,84	3,44	0,77	16	6	2	16	9	20
							16	9	2	16	9	17
							16	12	2	16	9	10
							16	14	2	16	9	-5

Рекомендуемая таблица 1 результатов по пунктам задания 2.1 и 2.2, 2.4, 2.5

$P_{1,}$ МПа	$P_{2,}$ МПа	$t_{1,}$ °C	$\Delta P,$ МПа	$M_{св},$ кг/кмоль	$P_{ср},$ МПа	$P_{пр ср},$ МПа	$T_{пр1,}$ К	$C_p,$ кДж/(кмоль·К)	$T_{2i},$ К	$t_{2,}$ °C	$\Delta t,$ °C	$\mu_i,$ К/МПа	k	$T_{2S},$ К	$T_{2S}/$ T_{2i}
15	6	30													
15	8	30													
15	10	30													
15	12	30													

Рекомендуемая таблица 2 результатов по пунктам задания 2.1 и 2.2, 2.4, 2.5

$P_{1,}$ МПа	$P_{2,}$ МПа	$t_{1,}$ °C	$M_{св},$ кг/кмоль	$P_{ср},$ МПа	$P_{пр ср},$ МПа	$T_{пр1,}$ К	$C_p,$ кДж/(кмоль·К)	$T_{2i},$ К	$t_{2,}$ °C	$\Delta t,$ °C	$\mu_i,$ К/МПа	k	$T_{2S},$ К	$T_{2S}/$ T_{2i}
15	10	30												
15	10	20												
15	10	10												
15	10	0												

3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ И ТЕПЛОВЫЙ РАСЧЕТ ШЛЕЙФОВ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Шлейфовые газопроводы характеризуются диаметром, пропускной способностью, температурным режимом, перепадом давления в них.

Течение газа в шлейфах, как и любых потоков в трубопроводах, характеризуется критериями Рейнольдса, Фруда, Эйлера. Критерий Рейнольдса показывает гидродинамический режим течения потока и является мерой отношения сил инерции и внутреннего трения.

$$Re = \frac{\omega \cdot d_{\text{вн}}}{10^3 \cdot \nu} = \frac{\omega \cdot d_{\text{вн}} \cdot \rho_p}{10^3 \cdot \mu}, \quad (3.1)$$

где ω – средняя скорость потока, м/с; $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м; ρ_p – плотность потока в рабочих условиях, кг/м³; μ – динамическая вязкость потока, Па·с; ν – кинематическая вязкость потока, м²/с.

Плотность газа при заданных температурах и давлении (рабочих условиях) определяются по уравнению:

$$\rho_p = \frac{\rho_0 \cdot Z_n \cdot T_n \cdot P_p}{P_n \cdot Z_p \cdot T_p}, \quad (3.2)$$

где ρ_0 – плотность газа в нормальных условиях, кг/м³; P_p – рабочее давление, МПа; T_p – рабочая температура, К; P_n – нормальное давление, МПа; T_n – нормальная температура, К; Z_n , Z_p – коэффициенты сжимаемости газа при нормальных и рабочих условиях.

Число Рейнольдса характеризует режим течения потока: ламинарному соответствует $Re < 2300$; переходному (условно) $2300 < Re < 10\,000$; развитому турбулентному течению – $Re > 10\,000$.

Транспортировка газа по шлейфовым и магистральным газопроводам практически всегда происходит при турбулентном режиме течения.

Критерий Фруда – мера отношения сил инерции и тяжести в потоке определяется по формуле:

$$Fr = \frac{\omega^2 \cdot 10^3}{g \cdot d_{\text{вн}}}, \quad (3.3)$$

где g – ускорение свободного падения, 9,8 м/с².

Критерий Эйлера – мера отношения сил давления и инерции в потоке определяется по формуле:

$$Eu = \frac{\Delta P \cdot 10^6}{\rho \cdot \omega^2}, \quad (3.4)$$

где ΔP – потеря давления на преодоление гидравлического сопротивления, МПа.

Внутренний диаметр продуктопроводов при заданной скорости газа определяется по формуле:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{q \cdot 10^6}{0,785 \cdot \omega}}, \quad (3.5)$$

где q – расход газа при рабочем давлении и температуре газа, м³/с; ω – скорость газа в шлейфе, м/с.

Секундный расход газа рассчитывается по формуле:

$$q = \frac{Q \cdot Z_p \cdot 10^6}{P \cdot Z_n \cdot 86400 \cdot 9,8}, \quad (3.6)$$

где Q – расход газа в нормальных условиях, млн. м³/с; P – давление в расчетной точке шлейфа, МПа; Z_n , Z_p – коэффициенты сверхсжимаемости газа при нормальных и рабочих условиях.

После нахождения расчетного значения $d_{\text{вн}}$ по данным приложения А принимают фактическое значение внутреннего диаметра газопровода и исходя из максимального значения давления в нем определяют толщину его стенки. После этого рассчитывают фактическую скорость газа в шлейфе по уравнению:

$$\omega = \frac{q \cdot 10^6}{0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2}. \quad (3.7)$$

Давление в конце шлейфа определяют по формуле ВНИИГАЗа

$$P_{\text{к}} = \sqrt{P_{\text{н}}^2 - \frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot \Delta \cdot T_{\text{ср}} \cdot Z_p \cdot l}{10,23 \cdot 10^{-12} \cdot d_{\text{вн}}^5}}, \quad (3.8)$$

где $P_{\text{н}}$ – давление газа в начале газопровода, МПа; λ – коэффициент гидравлического сопротивления газопровода; $T_{\text{ср}}$ – средняя температура в газопроводе, К; l – длина газопровода, км; Δ – относительная плотность газа в нормальных условиях и определяется по уравнению:

$$\Delta = \frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{в}}} = \frac{M_{\text{г}}}{29}, \quad (3.9)$$

где $\rho_{\text{г}}$, $\rho_{\text{в}}$ – плотность газа и воздуха соответственно; $M_{\text{г}}$ – молекулярная масса газа; 29 – молекулярная масса воздуха;

При известном значении $P_{\text{к}}$ давление на заданном участке газопровода определяется по формуле:

$$P_x = \sqrt{P_{\text{н}}^2 - (P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2) \cdot \frac{x}{l}}, \quad (3.10)$$

где x – расстояние от начала до расчетной точки газопровода, км.

Коэффициент гидравлического сопротивления газопровода, входящий в уравнение (3.8), может определяться по методике ВНИИГАЗа:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2K_{\text{ш}}}{10^3 \cdot d_{\text{вн}}} \right)^{0,2}, \quad (3.11)$$

где $K_{\text{ш}}$ – шероховатость стен труб, мкм.

Шероховатость характеризует неровности стенки трубы и определяется как среднее расстояние между вершинами пиков и углублениями на ее поверхности. Значения эквивалентной абсолютной шероховатости труб по Г.А. Адамовичу приведены в приложении Б.

Коэффициент эффективности $K_{\text{эф}}$ характеризует работу шлейфов и газопроводов, его рассчитывают по формуле:

$$K_{\text{эф}} = \frac{Q_{\text{ф}}}{Q_{\text{п}}}, \quad (3.12)$$

где $Q_{\text{ф}}$, $Q_{\text{п}}$, – соответственно фактическая и проектная пропускная способность газопровода.

Значение коэффициента эффективности газопроводов снижается при наличии в газах механических примесей и капельной жидкости, а также с увеличением шероховатости стенок труб.

При транспортировании газа происходит изменение температуры газа за счет снижения давления и теплообмена с окружающей средой.

Среднюю температуру газа на расчетном участке вычисляют по уравнению:

$$T_{\text{ср}} = T_{\text{гр}} + \frac{T_{\text{н}} - T_{\text{гр}}}{\alpha \cdot l} \cdot (1 - e^{-\alpha \cdot l}), \quad (3.13)$$

где $T_{\text{ср}}$ – средняя температура грунта на расчетном участка, К; $T_{\text{н}}$ – температура газа на начальном участке газопровода, К; $T_{\text{гр}}$ – температура грунта на глубине прокладки газопровода, К; e – основание натуральных логарифмов, $e = 2,718$; α – параметр Шухова, рассчитывается по формуле:

$$\alpha = \frac{262,3 \cdot K \cdot d_{\text{н}}}{Q \cdot \Delta \cdot C_{\text{п}} \cdot 10^6}, \quad (3.14)$$

где K – коэффициент теплопередачи от транспортируемого газа к окружающей среде, Вт/(м²·°С); $C_{\text{п}}$ – изобарическая теплоемкость газа, кДж/кг; $d_{\text{н}}$ – наружный диаметр газопровода, мм, который определяют по уравнению:

$$d_{\text{н}} = d_{\text{вн}} + 2 \cdot (\delta_{\text{т}} + \delta_{\text{из}}). \quad (3.15)$$

Коэффициент теплопередачи для подземных газопроводов при произвольной толщине круговой теплоизоляции определяются по уравнению:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_T} + \frac{d_H}{2 \cdot 10^3 \cdot \lambda_M} + \ln \frac{d_{BH} + 2 \cdot \delta_M}{d_{BH}} + \frac{d_H}{2 \cdot 10^3 \cdot \lambda_{из}} \cdot \ln \frac{d_H}{d_{BH} + 2 \cdot \delta_T} + \frac{d_H}{d_{BH} \cdot \alpha_{BH}}}, \quad (3.16)$$

где α_T – коэффициент теплопередачи от трубопровода в грунт, Вт/(м²·°С); λ_M – коэффициент теплопроводности металла труб, Вт/(м²·°С); $\lambda_{из}$ – коэффициент теплопроводности изоляционного материала, Вт/(м²·°С); α_{BH} – коэффициент теплообмена между транспортируемым газом и стенкой труб, Вт/(м²·°С).

При значениях $2 \cdot h / d_H \geq 3$ коэффициент α_{BH} с достаточной для инженерных расчетов точностью может определяться по формуле:

$$\alpha_{BH} = \frac{2 \cdot \lambda_{гр}}{d_H \cdot \ln \left[\frac{2 \cdot h + \sqrt{4 \cdot h^2 - d_H^2}}{d_H} \right]}, \quad (3.17)$$

где $\lambda_{гр}$ – коэффициент теплопроводности грунта, Вт/(м²·°С); h – расстояние от поверхности земли до оси трубы, м.

Температура газа на заданном участке газопровода может определяться по уравнению:

$$T_l = T_{гр} + (T_H - T_{гр}) \cdot e^{-a \cdot l} - D_i \cdot \frac{P_H^2 - P_K^2}{2 \cdot a \cdot l \cdot P_{cp}} \cdot (1 - e^{-a \cdot l}), \quad (3.18)$$

где D_i – эффект Джоуля – Томпсона, т. е. снижение температуры газа при понижении давления, °С/МПа; P_{cp} – среднее значение давления на расчетном участке газопровода, определяется по уравнению:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right), \quad (3.19)$$

где P_H, P_K – давление в начале и конце газопровода, МПа.

Задача для домашней и самостоятельной работы по теме 3

Расчетная задача 3.1

Из группы скважин по подземному теплоизолированному шлейфу газ подается на установку комплексной подготовки газа (УКПГ).

Требуется определить температуру T_i и P_i на входе в УКПГ.

Порядок расчета

Определим:

1. Псевдокритические параметры газа.
2. Приведенные параметры газа при нормальных и рабочих условиях.
3. Коэффициент сверхсжимаемости газа при нормальных и рабочих условиях.
4. Секундный расход газа.
5. Внутренний диаметр газопровода при заданной скорости. После нахождения расчетного значения по данным Приложения А принимают фактическое значение внутреннего диаметра газопровода и толщину стенки. После этого рассчитывают фактическую скорость газа в шлейфе.
6. Наружный диаметр.
7. Коэффициент теплообмена между газом и стенкой труб.
8. Общий коэффициент теплопередачи.
9. Плотность газа при нормальных условиях.
10. Плотность газа при рабочих условиях.
11. По графикам вязкость природного газа при рабочих условиях.
12. Число Рейнольдса.
13. Коэффициент шероховатости.
14. Коэффициент гидравлического сопротивления.
15. Удельную теплоемкость.
16. Теплоемкость с учетом поправки на давление.
17. Параметр Шухова.
18. Среднюю температуру газа на расчетном участке.
19. Давление газа на входе в УКПГ.
20. Среднее значение давления в шлейфе.
21. Обобщенную функцию коэффициента Джоуля–Томсона.
22. Коэффициент Джоуля–Томсона.
23. Температуру газа на входе в УКПГ.

Таблица 3.1

Результаты расчета свойств газа

Компоненты	y_i	$T_{кs}$, К	$T_{кs} \cdot y_i$	$P_{кs}$ МПа	$P_{кs} \cdot y_i$	ρ_{0s} , кг/м ³	$\rho_{0s} \cdot y_i$
CH ₄							
C ₂ H ₆							
C ₃ H ₈							
C ₄ H ₁₀							
C ₅ H ₁₂							
CO ₂							
H ₂ S							
N ₂							
Среднее значение							

Таблица 3.2

Результаты расчета свойств газа

Компоненты	y_i	$\mu_i \cdot 10^{-12}$, мПа·с	$\mu_i \cdot y_i$	C_{pi}^0 , кДж/кг · °С	$C_{pi}^0 \cdot y_i$
CH ₄					
C ₂ H ₆					
C ₃ H ₈					
C ₄ H ₁₀					
C ₅ H ₁₂					
CO ₂					
H ₂ S					
N ₂					
Среднее значение		$\mu_{см} =$ $= \sum_{i=1}^n y_i \cdot \mu_i$		$C_{рсм}^0 =$ $= \sum_{i=1}^n y_i \cdot C_{pi}^0$	

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Технические данные труб, применяемых для строительства промышленных коммуникаций

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм
73	4	140	5	245	8
	5		6		9
	6		7		10
			8		11
					12
89	4	146	5	273	8
	5		6		9
	6		7		10
	7		8		11
					12
102	4	168	6	325	8
	5		7		9
	6		8		10
	7		9		11
			10		12
114	4	194	7	377	8
	5		8		11
	6		9		12
	7		10		13
	8				14
127	4	219	8	426	10
	5		9		11
	6		10		12
	7		11		13
	8		12		14

ПРИЛОЖЕНИЕ Б*Значение эквивалентной абсолютной шероховатости по Г.А. Адамовичу*

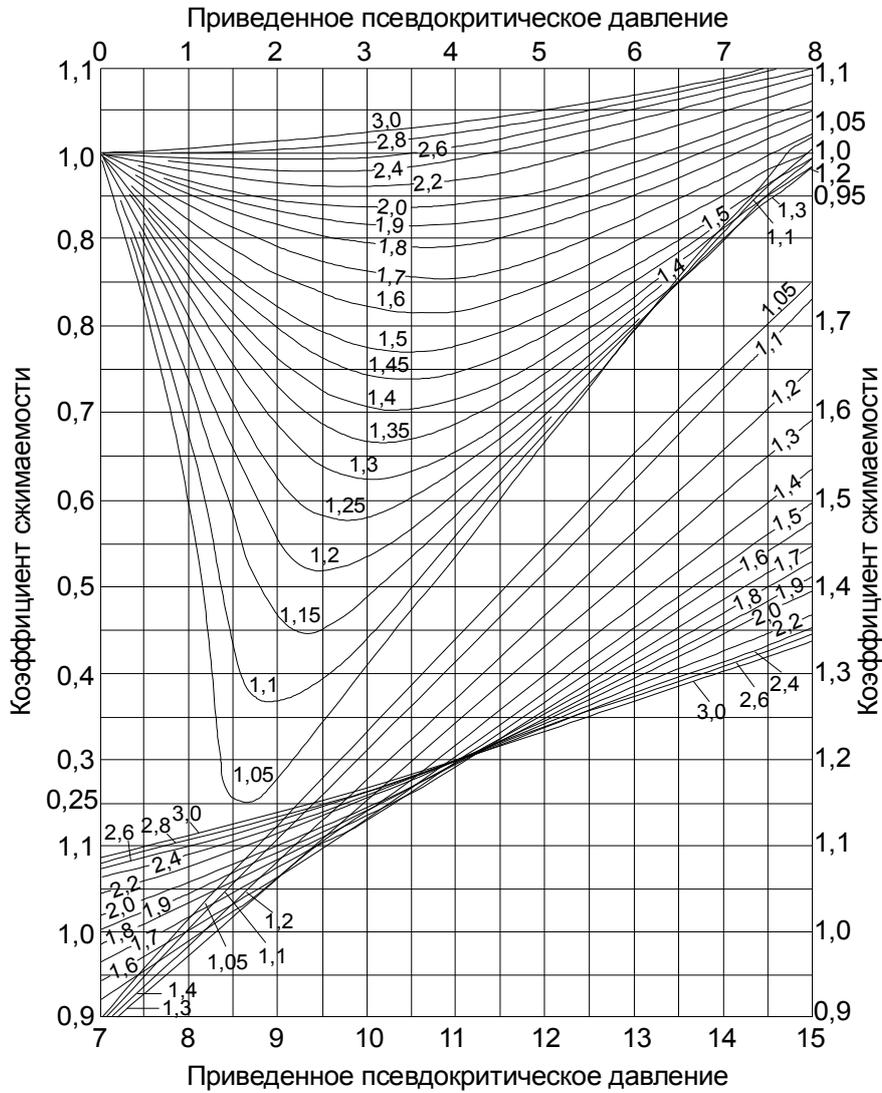
Условия эксплуатации труб	$K_{ш}$, мкм
Новые (чистые или с незначительным налетом коррозии)	40–100
После нескольких лет эксплуатации (немного корродированные или с незначительными отложениями)	60–200
После нескольких лет эксплуатации в различных условиях (корродированные или с небольшими отложениями)	50–500
После длительной эксплуатации (сильно корродированные и загрязненные)	500–1000

ПРИЛОЖЕНИЕ В*Критические параметры газов*

Газ	Критические параметры		
	Температура, К	Давление, МПа	Плотность, кг/м ³
Метан	190,77	4,626	163,5
Этан	306,33	4,871	204,5
Пропан	369,85	4,247	218,5
Изобутан	408,13	3,647	221,0
Н-бутан	425,16	3,796	226,1
Изопентан	460,39	3,381	236,0
Н-пентан	469,65	3,369	227,8
Гексан	507,35	3,013	234,0
Гептан	540,00	2,700	–
Диоксид углерода	304,20	7,381	468
Сероводород	373,60	9,007	359
Азот	126,26	3,398	311
Гелий	5,20	0,229	69,2

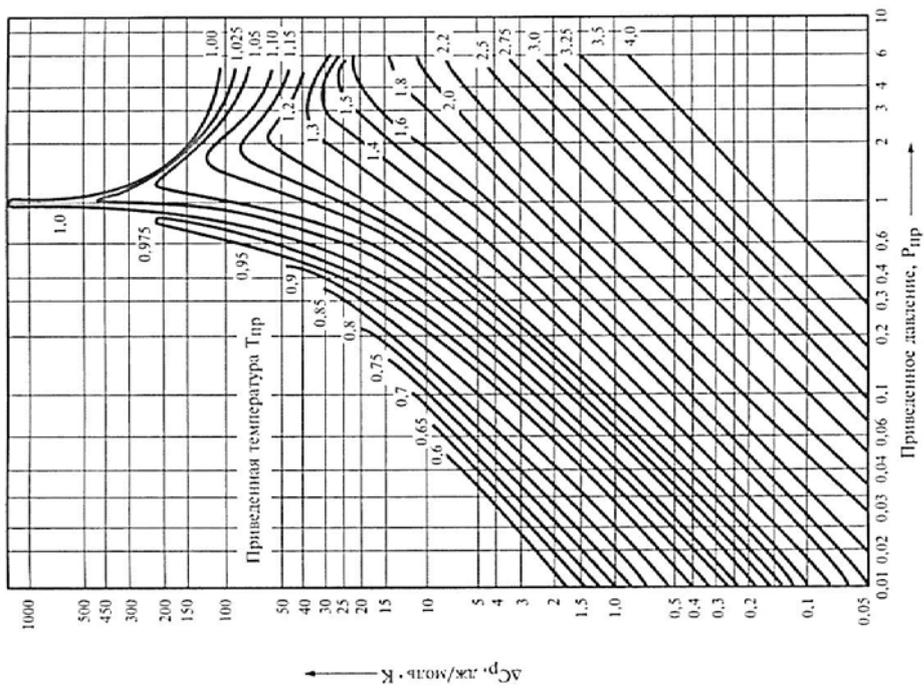
ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Зависимость коэффициента сжимаемости углеводородного газа от приведенных псевдокритических давлений и температур



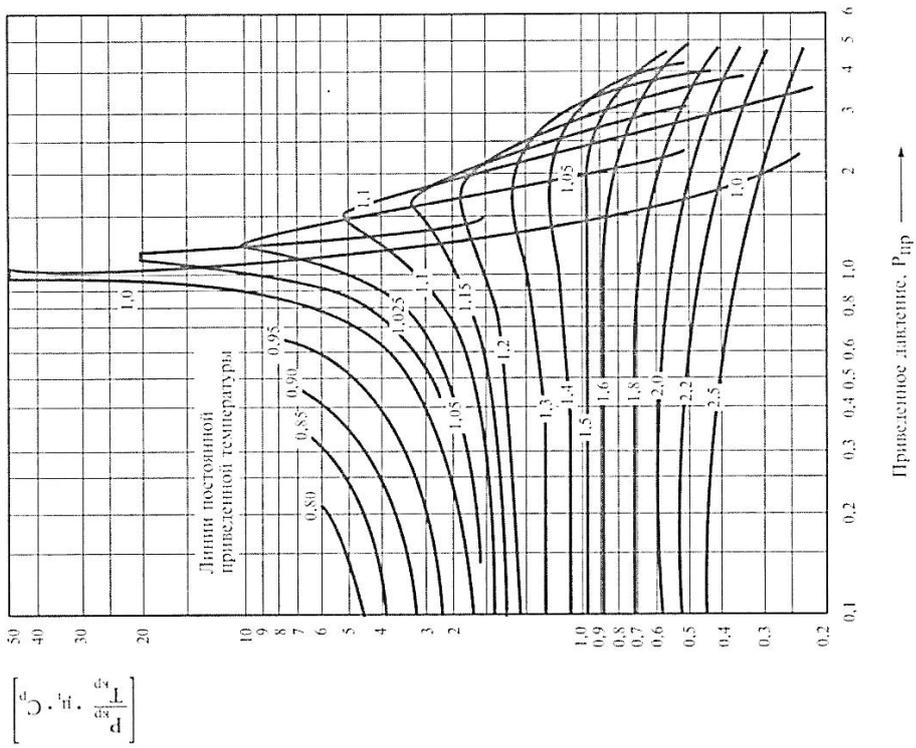
ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Зависимость ΔC_p от приведенных температуры и давления для природного газа



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Обобщенная функция коэффициента Джоуля-Томсона в зависимости от приведенного давления и температуры



Исходные данные к задаче 3.1

Вариант	Состав газа, % мольн.					
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄
1	79,5	9,06	4,40	1,64	4,38	1,02
2	97,9	0,40	0,20	0,10	1,10	0,30
3	78,5	8,46	5,32	1,92	4,49	1,31
4	83,1	6,07	3,06	1,13	6,07	0,57
5	75,3	8,12	4,54	1,76	8,96	1,32
6	77,3	8,03	5,15	1,96	5,97	1,59
7	89,7	5,03	1,39	0,38	2,78	0,72
8	98,6	0,03	0,16	–	–	1,21
9	96,0	2,48	0,12	0,84	0,07	0,49
10	91,6	4,66	1,34	0,55	1,37	0,48
11	99,1	0,01	0,1	–	–	0,79
12	90,7	6,94	0,28	0,36	0,66	1,06
13	88,7	7,64	1,72	0,58	0,84	0,52
14	99,0	0,03	–	0,06	–	0,91
15	96,3	2,89	0,05	0,03	0,01	0,72
16	96,0	2,72	0,03	0,13	0,03	1,09
17	89,9	4,99	1,56	0,80	1,40	1,35
18	90,3	4,83	1,81	0,73	1,48	0,85
19	87,2	6,51	2,34	0,60	1,39	1,96
20	86,1	7,06	2,07	0,56	1,87	2,34
21	90,6	5,42	0,76	0,52	0,89	1,81
22	90,1	5,19	1,79	0,59	1,28	1,05
23	86,8	6,40	1,82	0,70	3,39	0,89
24	90,1	4,30	1,21	0,79	0,46	3,14
25	96,7	1,15	0,37	0,23	0,04	1,51
26	85,4	7,00	2,55	0,84	3,44	0,77

Вариант	Q_3 , млн м ³ /сут	ω , м/с	P_p , МПа	T_p , К	$T_{гр}$, К	α_T , Вт/м ² ·°С	l , км
1	3,1	4,3	15,1	315	263	1,73	17
2	6,5	4,3	11,2	287	258	1,74	15
3	4,3	2,0	10,1	286	258	1,74	13
4	5,6	3,4	11,3	287	258	1,74	16
5	4,7	3,8	11,6	283	258	1,74	18
6	0,6	1,1	18,5	297	259	1,72	9
7	0,7	1,2	19,7	308	259	1,71	12
8	1,5	0,7	13,0	293	277	1,71	14
9	2,5	1,2	10,2	283	258	1,74	10
10	3,5	1,5	10,9	284	259	1,72	11
11	4,5	3,5	11,0	283	259	1,73	9
12	5,5	3,2	10,8	284	257	1,74	14
13	3,5	2,5	12,1	285	260	1,72	8
14	6,2	5,1	11,5	292	258	1,73	12
15	1,2	1,5	18,5	292	257	1,74	14
16	0,6	0,9	21,2	293	265	1,73	8
17	0,7	0,6	10,7	284	266	1,74	7
18	0,5	0,4	31,0	298	258	1,74	13
19	0,4	0,3	11,0	283	260	1,72	12
20	0,8	0,5	10,7	282	269	1,73	9
21	2,1	1,3	10,1	284	268	1,72	7
22	0,6	0,4	11,0	283	266	1,74	10
23	1,5	0,6	23,0	295	258	1,72	12
24	4,5	2,7	10,3	283	259	1,74	15
25	5,1	3,5	9,5	281	258	1,73	14
26	0,7	0,55	10,5	284	260	1,72	11
27	0,6	0,45	11,0	285	259	1,74	8
28	0,9	0,6	11,1	285	260	1,72	12
29	0,8	0,5	9,6	291	258	1,74	9
30	0,6	0,3	11,5	284	259	1,72	13

4. ОЦЕНКА ПОТЕРЬ НЕФТИ ПРИ ХРАНЕНИИ ЕЕ В РЕЗЕРВУАРАХ

Ориентировочные подсчеты показывают, что годовые потери нефти при перекачке от скважины до установки нефтеперерабатывающего завода и нефтепродуктов при доставке от завода до потребителя включительно составляют около 9 % от годовой добычи нефти. При этом в результате испарения из нефти уходят главным образом наиболее легкие компоненты, являющиеся основным и ценнейшим сырьем для нефтехимических производств.

Потери легких фракций бензина приводят к ухудшению товарных качеств, понижению октанового числа, повышению температуры кипения, а иногда и к переводу нефтепродукта в более низкие сорта.

Процесс испарения происходит при любой температуре вследствие теплового движения молекул нефтепродукта. С возрастанием температуры, т. е. с ростом интенсивности теплового движения, скорость испарения увеличивается. В герметичном резервуаре испарение происходит до тех пор, пока, газовое пространство резервуара не будет заполнено насыщенными парами. Для насыщения замкнутого газового пространства резервуара парами нефтепродукта при различных температурах необходимо тем большее количество паров, чем выше температура поверхностного слоя нефтепродукта. Степень испаряемости нефтепродуктов определяется давлением насыщенных паров

Давлением насыщенных паров жидкости (p_y) называют парциальное давление паров над ее поверхностью, при котором пары находятся в равновесии с жидкостью. Парциальное давление паров равно той части общего давления газовой смеси, которая обусловлена присутствием этого компонента. Кроме того, оно также равно тому давлению газа, которым обладал бы, занимая один весь объем смеси. Давление насыщенных паров жидкости p_y зависит от температуры, и при достижении температуры кипения оно становится равным внешнему давлению. Таким образом, жидкость испаряется тогда, когда парциальное давление ее паров в окружающей атмосфере меньше давления насыщенных паров.

Для данного нефтепродукта p_y зависит только от температуры T его поверхности.

Потери от испарения являются результатом следующих причин: потери при опорожнении и заполнении резервуаров, т. е. потери от «**больших дыханий**».

При выкачке нефтепродуктов из емкости в освобождающийся объем газового пространства всасывается атмосферный воздух. При этом начинается испарение нефтепродукта. В момент окончания выкачки парциальное давление паров в газовом пространстве обычно бывает

значительно меньше давления насыщенных паров при данной температуре. При последующем заполнении резервуара находящаяся в газовом пространстве паровоздушная смесь вытесняется из емкости. По удельному весу потери от «больших дыханий» составляют более 2/3 суммарных потерь от испарения.

Таким образом, из самого определения потери от «больших дыханий» зависят от частоты закачки-выкачки резервуаров, т. е. от коэффициента оборачиваемости k .

Потери от «**малых дыханий**» происходит по двум причинам:

1) от суточного колебания температуры, а, следовательно, от парциального давления паров, вследствие чего изменяется и абсолютное давление в газовом пространстве резервуара. При достижении давления, превышающего необходимую величину для подъема клапана, приподнимается тарелка клапана и часть паровоздушной смеси выходит в атмосферу (получается как бы «выдох»). В ночное время суток газовое пространство и поверхность нефтепродукта охлаждаются, газ сжимается и происходит частичная конденсация паров нефтепродукта, давление в газовом пространстве падает, и как только вакуум в резервуаре достигнет величины, равной расчетной, откроется вакуумный клапан и из атмосферы в резервуар начнет поступать чистый воздух (получается как бы «вдох»);

2) от расширения паровоздушной смеси при понижении атмосферного давления, вследствие чего часть газа выйдет из резервуара (при условии, что разность давлений в резервуаре и атмосферного больше расчетного давления клапана).

Потери от **вентиляции газового пространства** резервуаров происходят при наличии двух отверстий на крыше, расположенных на расстоянии h по вертикали. Вследствие того, что плотность паровоздушной смеси больше плотности воздуха, в резервуаре образуется газовый сифон, при котором паровоздушная смесь начинает вытекать через нижнее отверстие, а свежий воздух поступать через верхнее отверстие.

Таким образом, будет происходить непрерывная циркуляция в газовом пространстве резервуара под газовым давлением.

$$P = h \cdot g (\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{в}}),$$

где $\rho_{\text{см}}$ – плотность паровоздушной смеси в резервуаре; $\rho_{\text{в}}$ – плотность воздуха.

Потери от **насыщения газового пространства резервуара парами нефтепродуктов** могут происходить при начальном заполнении резервуара нефтепродуктом, когда газовое пространство резервуара кроме воздуха начинает насыщаться еще и парами нефтепродукта. Эти потери

могут быть и в случае смены продукта в резервуаре, когда в него закачивается нефтепродукт с более высоким давлением насыщения паров. В этом случае происходит дополнительное насыщение газового пространства резервуара.

Потери от обратного выхода возможны при частичной выкачке нефтепродуктов из емкости, когда ее газовое пространство оказывается ненасыщенным парами. Поэтому после окончания выкачки происходит дополнительное насыщение газового пространства вследствие испарения некоторого количества нефтепродукта. Если емкость оборудована дыхательным клапаном, то давление в газовом пространстве при этом повышается до давления, на которое этот клапан отрегулирован. Затем дыхательный клапан открывается и в атмосферу вытесняется некоторый объем паровоздушной смеси, соответствующий объему паров, которые образуются в процессе дополнительного насыщения газового пространства (обратный выход). Аналогичное явление происходит после частичного заполнения очищенной и проветренной емкости, если в конце заполнения газовое пространство еще не вполне насыщено парами (дополнительный выдох). Однако в этом случае дыхательный клапан после окончания наполнения емкости не закрывается, и сразу начинается «дополнительный выдох».

Температурный режим резервуаров

Задача об изменениях температуры газового пространства резервуара под воздействием колебаний температуры внешнего воздуха, периодической солнечной радиации в строгой ее трактовке относится к области теории нестационарного теплообмена и решение ее связано с некоторыми трудностями.

Отсутствие определенной закономерности изменений температуры внешнего воздуха и интенсивности солнечной радиации не позволяют выразить их характер точными уравнениями. Большие трудности возникают при исследовании нестационарного теплообмена внутри резервуара.

Приближенное решение задачи о колебании температуры в газовом пространстве резервуара было выполнено И.А. Чарниным. Полученная расчетная формула оказалась весьма громоздкой и неудобной для практических расчетов. Поэтому она была преобразована в виде алгебраической суммы некоторых функций.

Таким образом, были получены простые формулы для определения суточного колебания температуры газового пространства резервуара:

$$\Delta t_r = t_b \cdot f_1 + 591 \cdot [f_2 \cdot f_3 + f_7 \cdot f_6 + f_4 \cdot (f_8 - f_5)], \quad (4.1)$$

где $f_1 - f_8$ функции, определяемые по специальным графикам.

Зная амплитуду колебания температуры в газовом пространстве резервуара Δt_{Γ} , можно вычислить максимальную, минимальную и среднюю температуры. Как показывают наблюдения, амплитуда колебания температуры газа в резервуаре в летний период больше амплитуды колебания воздуха $\Delta t_{\text{в}}$. Однако минимальная температура воздуха ($t_{\text{в min}}$). Поэтому приближенно можно принять:

$$t_{\Gamma \text{ min}} = t_{\text{в min}} = t_{\text{в ср}} - \Delta t_{\text{в}} / 2; \quad (4.2)$$

$$t_{\Gamma \text{ max}} = t_{\text{в min}} + \Delta t_{\Gamma} = t_{\text{в ср}} - \Delta t_{\text{в}} / 2 + \Delta t_{\Gamma}; \quad (4.3)$$

$$t_{\Gamma \text{ ср}} = (t_{\Gamma \text{ max}} + t_{\Gamma \text{ min}}) / 2 = t_{\text{в ср}} + (\Delta t_{\Gamma} - \Delta t_{\text{в}}) / 2; \quad (4.4)$$

$$t_{\text{в. сл min}} = t_{\text{в ср}} - 0,3 \cdot \Delta t_{\Gamma} / 2; \quad (4.5)$$

$$t_{\text{в. сл max}} = t_{\text{в ср}} + 0,3 \cdot \Delta t_{\Gamma} / 2. \quad (4.6)$$

Температура верхних слоев нефтепродукта $t_{\text{в. сл ср}}$ может быть принята приблизительно равной средней температуре воздуха $t_{\text{в ср}}$. Поскольку испарение днем вызывает охлаждение поверхности нефтепродукта, а частичная конденсация паров ночью приводит к нагреванию поверхности нефтепродукта, то оба процесса стремятся к сохранению $t_{\text{в. сл}} = \text{const}$.

Из экспериментальных данных амплитуда колебания температуры верхних слоев нефтепродукта в среднем составляет $\Delta t_{\text{в. сл}} = (0,2 - 0,4) \cdot \Delta t_{\Gamma}$. Вышеприведенные рекомендации по определению температурного режима резервуаров применимы для ориентировочных расчетов по определению количества испаряющегося нефтепродукта в вертикальных стальных резервуарах.

Основы теории потерь нефтепродуктов от испарений в резервуарах

Рассматриваемые основы теории потерь базируются на исследованиях П.В. Валяевского и В.И. Черникина, которые с целью получения простых расчетных уравнений для подсчета потерь ввели следующие упрощающие положения:

- 1) концентрация паров испаряющегося в резервуаре нефтепродукта во всех точках газового пространства одинакова;
- 2) насыщение газового пространства резервуара парами испаряющегося нефтепродукта происходит мгновенно;
- 3) паровоздушная смесь в резервуаре строго подчиняется уравнению состояния газов и закону Дальтона;
- 4) предполагается, что резервуары (особенно крыши) абсолютно герметичны.

Положим, что в начальный момент времени в газовом пространстве резервуара (с легкоиспаряющимся нефтепродуктом) установились сле-

дующие параметры: объем V_1 , абсолютная температура T_1 , давление P_1 и концентрация паров C_1 . По истечению некоторого времени в результате одностороннего процесса все эти параметры изменились и соответственно стали равны V_2, T_2, P_2, C_2 . Определим вес воздуха G_1 , находящегося в газовой смеси, заполнившей все газовое пространство резервуара до начала процесса.

На основании уравнения состояния газов

$$V_1 \cdot P_1 \cdot (1 - C_1) = G_1 \cdot R \cdot T_1, \quad (4.7)$$

где R – газовая постоянная воздуха.

$$G_1 = V_1 \cdot (1 - C_1) \cdot \frac{P_1}{T_1} \cdot \frac{1}{R}, \quad (4.8)$$

Заменяя R универсальной газовой постоянной R' , получаем

$$R = R' / M_B \quad (4.9)$$

где M_B – молекулярный вес воздуха.

Тогда

$$G_1 = V_1 \cdot (1 - C_1) \cdot \frac{P_1}{T_1} \cdot \frac{M_B}{R'}. \quad (4.10)$$

В конце процесса вес воздуха (в газовом пространстве резервуара G_2) можно определить аналогично предыдущему уравнению:

$$G_2 = V_2 \cdot (1 - C_2) \cdot \frac{P_2}{T_2} \cdot \frac{M_B}{R'}. \quad (4.11)$$

Вес воздуха, ушедшего из резервуара вместе с паровоздушной смесью за время процесса через дыхательный клапан,

$$G_B = G_1 - G_2 = \left(V_1 \cdot (1 - C_1) \cdot \frac{P_1}{T_1} - V_2 \cdot (1 - C_2) \cdot \frac{P_2}{T_2} \right) \cdot \frac{M_B}{R'}. \quad (4.12)$$

Вместе с воздухом в паровоздушной смеси из резервуара уйдет некоторое количество паров нефтепродукта.

Весовое количество нефтепродукта, ушедшего с паровоздушной смесью, определится из соотношения

$$\frac{G_B}{G_6} = \frac{V_B}{V_6} \cdot \frac{\rho_B}{\rho_6}, \quad (4.13)$$

где V_B, V_6 – объемы воздуха и паров нефтепродукта в ушедшей из резервуара паровоздушной смеси; ρ_B и ρ_6 – плотности воздуха и паров нефтепродукта в паровоздушной смеси.

Объемы газов в смеси по закону Дальтона пропорциональны их объемным концентрациям

$$V_B / V_G = (1 - C) / C, \quad (4.14)$$

где $C = (C_1 + C_2) / 2$ – средняя объемная концентрация паров нефтепродукта в смеси.

Известно, что

$$\rho_B = M_B / 22,4; \quad \rho_G = M_G / 22,4. \quad (4.15)$$

Следовательно

$$\rho_B / \rho_G = M_B / M_G. \quad (4.16)$$

Подставляя найденные значения отношения объемов и молекулярных весов, получаем

$$\frac{G_B}{G_G} = \frac{(1 - C)}{C} \cdot \frac{M_B}{M_G}. \quad (4.17)$$

Откуда

$$G_G = \frac{M_G}{M_B} \cdot \frac{C}{(1 - C)} \cdot G_B \quad (4.18)$$

или

$$G_G = \left(V_1 \cdot (1 - C_1) \cdot \frac{P_1}{T_1} - V_2 \cdot (1 - C_2) \cdot \frac{P_2}{T_2} \right) \cdot \frac{C}{(1 - C)} \cdot \frac{M_G}{R'}. \quad (4.19)$$

Уравнение (4.2) позволяет определить вес теряемых паров нефтепродукта в результате их испарения в резервуаре.

Уравнение (4.19) удобнее всего выразить через допускаемые значения избыточного давления P_1 и вакуума P_2 , а также через давление насыщенных паров, соответствующие температурам T_1 и T_2 . Подставляем значения $C_1 = P_{y1} / P_1$,

$C_2 = P_{y2} / P_2$ и $C = P_y / P$ в (4.19), получаем

$$G_G = \left((P_1 - P_{y1}) \cdot \frac{V_1}{T_1} - (P_2 - P_{y2}) \cdot \frac{V_2}{T_2} \right) \cdot \frac{P_y}{(P - P_y)} \cdot \frac{M_G}{R'}, \quad (4.20)$$

где P_{y1} – давление насыщенных паров при температуре T_1 ; P_{y2} – давление насыщенных паров при температуре T_2 ; P_y – среднеарифметическое значение давления насыщенных паров.

Для удобства расчетов давление в газовом пространстве целесообразно выразить через допускаемое давление в дыхательном клапане: $P_1 = P_a - P_{кв}$; $P_2 = P_a + P_{кд}$; $P = (P_1 + P_2) / 2$, где $P_{кв}$ – вакуум, $P_{кд}$ – избыточное давление.

Тогда уравнение (4.20) может быть преобразовано в виде

$$G_6 = \left((P_a - P_{\text{кв}} - P_{y1}) \cdot \frac{V_1}{T_1} - (P_a - P_{\text{кв}} - P_{y2}) \cdot \frac{V_2}{T_2} \right) \cdot \frac{P_y}{(P - P_y)} \cdot \frac{M_6}{R'} \quad (4.21)$$

где P_a – абсолютное атмосферное давление.

При практических расчетах давление насыщенных паров нефтепродуктов при различных температурах может быть найдено из графиков $p_y = f(t)$.

Молекулярный вес бензиновых паров определяется эмпирической зависимостью

$$M_6 = 60 + 0,3 \cdot t_{\text{н.к}} + 0,001 t_{\text{н.к}}^2, \quad (4.22)$$

где M_6 – молекулярный вес бензиновых паров в кг/моль, $t_{\text{н.к}}$ – температура начала кипения бензина в °С.

Молекулярная масса смеси газов $M_{\text{см}}$ и плотность этих газов выражаются формулами:

$$\begin{aligned} M_{\text{см}} &= y_1 \cdot M_1 + y_2 \cdot M_2 + \dots + y_n \cdot M_n; \\ \rho_{\text{см}} &= y_1 \cdot \rho_1 + y_2 \cdot \rho_2 + \dots + y_n \cdot \rho_n, \end{aligned} \quad (4.23)$$

где y_1, y_2, \dots, y_n – молекулярный состав, доли единицы; M_1, M_2, \dots, M_n – молекулярная масса компонента, кг/моль; $\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$ – плотность компонентов, кг/м³.

Исследование уравнения (5.90) позволяет получить расчетные формулы в зависимости от характера «дыхания» резервуара и выяснить условия, при которых потери от испарения могут быть ликвидированы частично или полностью.

Потери от «малых дыханий»

В процессе «малых дыханий» часть жидкого нефтепродукта, испаряясь, превращается в газообразное состояние, тем самым как бы уменьшается объем, занимаемый нефтепродуктом, и увеличивается объем газового пространства резервуара. Но при практических расчетах можно пренебречь этим колебанием газового пространства и принять $V_1 = V_2 = V$. Тогда уравнение (4.20) для подсчета потерь от «малых дыханий» в наземных резервуарах примет вид:

$$G_{\text{т.д}} = V \cdot \left(\frac{(P_a - P_{\text{кв}} - P_{y1})}{T_1} - \frac{(P_a - P_{\text{кв}} - P_{y2})}{T_2} \right) \cdot \frac{P_y}{(P - P_y)} \cdot \frac{M_6}{R'}. \quad (4.24)$$

Представляет большой практический интерес задача о величине допустимого избыточного давления в резервуаре (P_2), при котором не

будет потерь от «малых дыханий». Для решения этой задачи приравняем нулю уравнение (4.24). Тогда можно записать:

$$\frac{(P_a - P_{кв} - P_{y1})}{T_1} - \frac{(P_a - P_{кд} - P_{y2})}{T_2} = 0. \quad (4.25)$$

Но $P_2 = (P_a + P_{к.д})$.

Следовательно:

$$P_2 = P_{y2} + (P_a - P_{кв} - P_{y1}) \cdot \frac{T_2}{T_1}; \quad (4.26)$$

$$P_{к.д} = (P_a - P_{кв} - P_{y1}) \cdot \frac{T_2}{T_1} - (P_a - P_{y2}). \quad (4.27)$$

Для ориентировочных расчетов потери от «малых дыханий» с 1 м^3 газового пространства «атмосферных» резервуаров составляют: при изменении температуры газа на $1 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$G_{т.д} = \frac{C}{90}, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}}, \quad (4.28)$$

при изменении атмосферного давления на 1 Па :

$$G_{рм.д} = 0,44 \cdot C, \text{ кг} / (\text{м}^3 \cdot \text{Па}). \quad (4.29)$$

Потери от «больших дыханий»

Из самого определения «больших дыханий» следует, что величина потерь должна быть пропорциональна объему закачанного в резервуар нефтепродукта.

Для «атмосферных» резервуаров примем $P_1 = P_2 = P$. Поскольку «большие дыхания» происходят за короткий промежуток времени, то $T_1 = T_2 = T$, а следовательно, и $C_1 = C_2 = C$. Тогда уравнение (4.19) примет вид:

$$G_{б.д} = (M \cdot V_1 - V_2) \cdot C \cdot \frac{P}{T} \cdot \frac{M_6}{R'}. \quad (4.30)$$

Здесь $V_1 = V_2 = V_6$ – объем закачанного в резервуар нефтепродукта, а $\frac{P}{T} \cdot \frac{M_6}{R'} = \rho_6$ – плотность паров нефтепродукта.

Если резервуар рассчитан на какое-то избыточное давление, то в начале процесса «большого дыхания» часть паров сожмется и газовое пространство резервуара уменьшится до V'_2 . Сжатие газов будет происходить до тех пор, пока давление в газовом пространстве не станет больше P_2 . Следовательно, потери от «больших дыханий» начнутся с объема газового пространства $V'_2 < V_1$. Тогда из резервуара уйдет объем паровоздушной смеси

равный $V_6 - \Delta V$, где V_6 – объем закачанного в резервуар нефтепродукта, а $\Delta V = V_1 - V_2'$ – часть объема газового пространства резервуара, которая может быть заполнена нефтепродуктом без потерь от «больших дыханий».

Таким образом, для определения V_2' уравнение (4.21) надо приравнять нулю.

Тогда:

$$V_2' = V_1 \cdot \frac{(P_a - P_{к.в} - P_{y1})}{(P_a - P_{к.д} - P_{y2})} \cdot \frac{T_2}{T_1}. \quad (4.31)$$

Принимая $T_1 = T_2 = T$ и $P_{y1} = P_{y2} = P_y$ и заменяя $P_1 = P_2 - P_{к.в}$ и $P_2 = P_a + P_{к.в}$, получаем:

$$V_2' = V_1 \cdot \frac{(P_1 - P_y)}{(P_2 - P_y)}.$$

$$\Delta V = V_1 - V_2', \quad \Delta V = V_1 \cdot \left(\frac{1 - (P_1 - P_y)}{(P_2 - P_y)} \right).$$

$$\Delta V = V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)}.$$

Объем газов, выходящих из резервуара, $V_\Gamma = V_6 - \Delta V$.

Или

$$V_\Gamma = V_6 - V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)}. \quad (4.32)$$

Вес паров нефтепродукта, теряемых из резервуара при одном «большом дыхании»:

$$G_{б.д} = (V_6 - \Delta V) \cdot \rho \cdot C \quad \text{при} \quad \frac{P}{T} \cdot \frac{M_6}{R'} = \rho_6 \quad \text{и} \quad C = P_y / P,$$

т. е.

$$G_{б.д} = \left(V_6 - V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)} \right) \cdot \frac{P_y}{T} \cdot \frac{M_6}{R'}. \quad (4.33)$$

Уравнение (4.32) показывает, что с увеличением давления насыщения паров объем газов V_Γ , выходящих из резервуара при «больших дыханиях», уменьшается, а концентрация паров нефтепродукта C увеличивается. Вероятно, что при определенном значении P_y' потери от «больших дыханий» будут достигать максимума. Значение G_{\max} найдем из условия $dG_{б.д} / dP_y = 0$, а именно:

$$V_6 - V_1 \cdot (P_2 - P_1) \cdot \frac{P_2}{(P_2 - P'_y)} = 0. \quad (4.34)$$

Отсюда

$$P'_y = P_2 \cdot \left(1 - \sqrt{\frac{V_1}{V_6} \cdot \left(1 - \frac{P_1}{P_2} \right)} \right). \quad (4.35)$$

При полном заполнении резервуара можно принять $V_6 = V_1$. Тогда:

$$P'_y = P_2 \cdot \left(1 - \sqrt{\left(1 - \frac{P_1}{P_2} \right)} \right). \quad (4.36)$$

Подставив значение P'_y из (4.36) в (4.33), получим уравнение для определения максимальных потерь от «больших дыханий»:

$$G_{\max \text{ б.д.}} = V_1 \cdot \left(\sqrt{P_2} - \sqrt{(P_2 - P_1)} \right)^2 \cdot \frac{M_6}{R'}. \quad (4.37)$$

Избыточное давление в резервуаре, при котором не будет потерь от «больших дыханий», можно получить, приравняв нулю уравнение (4.33):

$$\left(V_6 - V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P'_y)} \right) \cdot \frac{P'_y}{T} \cdot \frac{M_6}{R'} = 0,$$

или

$$V_6 - V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P'_y)} = 0.$$

Отсюда

$$P_2 = \frac{(V_1 \cdot P_1 - V_6 \cdot P'_y)}{(V_1 - V_6)}. \quad (4.38)$$

Типовые задачи по теме 4

Типовая задача 4.1

Определить потери бензина в июне от одного «малого дыхания» в стальном цилиндрическом вертикальном резервуаре объемом 4600 м³ ($d = 22,8$ м, $H = 11,4$ м, высота конуса крыши $h = 0,47$ м), установленного в Москве и заполненного наполовину ($H_r = 0,5$ Н). Температура начала кипения бензина $t_{нк} = 46$ °С. Среднее атмосферное давление $P_a = 10^5$ Па. Среднемесячная температура воздуха в июне в Москве $t_{b \text{ ср}} = 17,8$ °С. Среднемесячная минимальная температура $t_{b \text{ min}} = 12,3$ °С. Амплитуда суточного колебания температуры газового пространства резервуара $\Delta t_r = 27,8$ °С.

Решение

Определяем температуру в газовом пространстве резервуара:

а) среднемесячная амплитуда колебания температуры воздуха:

$$\frac{\Delta t_{\text{в}}}{2} = t_{\text{в}}^{\text{ср}} - t_{\text{в}}^{\text{мин}}$$
$$\Delta t_{\text{в}} = 2 \cdot (17,8 - 12,3) = 11 \text{ } ^\circ\text{C};$$

в) минимальная температура в газовом пространстве резервуара:

$$t_{\text{г}}^{\text{мин}} = t_{\text{в}}^{\text{мин}} = 12,3 \text{ } ^\circ\text{C};$$

с) максимальная температура в газовом пространстве резервуара:

$$t_{\text{г}}^{\text{макс}} = t_{\text{г}}^{\text{мин}} + \Delta t_{\text{г}} = 12,3 + 27,8 = 40,1 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Определяем температуру верхних слоев нефти:

$$t_{\text{вс}}^{\text{мин}} = t_{\text{в}}^{\text{ср}} - 0,3 \cdot \frac{\Delta t_{\text{г}}}{2} = 17,8 - 0,3 \cdot \frac{27,8}{2} = 13,7 \text{ } ^\circ\text{C};$$
$$t_{\text{вс}}^{\text{макс}} = t_{\text{в}}^{\text{ср}} + 0,3 \cdot \frac{\Delta t_{\text{г}}}{2} = 17,8 + 0,3 \cdot \frac{27,8}{2} = 21,9 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Определяем объемную концентрацию паров нефти или нефтепродукта в газовом пространстве резервуара:

а) для этого, пользуясь графиком зависимости давления насыщенных паров нефтей или нефтепродуктов от температуры), находим давление насыщенных паров P_{y} при $t_{\text{вс}}^{\text{мин}}$ и $t_{\text{вс}}^{\text{макс}}$:

$$P_{\text{y1}} = 0,027 \text{ МПа и } P_{\text{y2}} = 0,04 \text{ МПа};$$

в) соответствующие концентрации паров:

$$C_1 = P_{\text{y1}} / P_{\text{а}} = 0,027 / 0,1 = 0,27 \quad C_2 = P_{\text{y2}} / P_{\text{а}} = 0,04 / 0,1 = 0,4;$$

с) средняя объемная концентрация:

$$C = (C_1 + C_2) / 2 = (0,27 + 0,4) / 2 = 0,335.$$

Определяем молекулярный вес бензиновых паров:

$$M_{\text{б}} = 60 + 0,3 \cdot t_{\text{к}} + 0,001 \cdot t_{\text{к}}^2 = 60 + 0,3 \cdot 46 + 0,001 \cdot 46^2 = 75,9 \text{ кг / (кмоль)}.$$

Потери бензина за одно «малое дыхание»:

$$G_{\text{мд}}^t = V \cdot P_{\text{а}} \cdot \left(\frac{1 - C_1}{T_1} - \frac{1 - C_2}{T_2} \right) \cdot \frac{C}{1 - C} \cdot \frac{M_{\text{б}}}{R} = 4600 \cdot 0,5 \cdot 10^5 \times =$$
$$\times \left(\frac{1 - 0,27}{(273 + 12,3)} - \frac{1 - 0,4}{(273 + 40,1)} \right) \cdot \frac{0,335}{(1 - 0,335)} \cdot \frac{75,9}{8314} = 679,487 \text{ кг}$$

где $T_1 = t_{\text{г}}^{\text{мин}} + 273, T_2 = t_{\text{г}}^{\text{макс}} + 273$.

Типовая задача 4.2

По условиям типовой задачи 4.1 определить потери от одного «большого дыхания».

Решение

По графику определить давление насыщенных паров бензина при его средней температуре

$$t_{\text{вс}}^{\text{cp}} = t_{\text{в}}^{\text{cp}} = 17,8 \text{ }^{\circ}\text{C}, \text{ при } t = 17,8 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad P_{\text{y}} = 0,035 \text{ МПа}.$$

Средняя объемная концентрация бензиновых паров в газовом пространстве резервуара:

$$C = P_{\text{y}} / P_{\text{a}} = 0,035 / 0,1 = 0,35.$$

Средняя температура в газовом пространстве резервуара:

$$t_{\text{Г}}^{\text{cp}} = (t_{\text{Г}}^{\text{max}} + t_{\text{Г}}^{\text{min}}) / 2 = t_{\text{вср}} + (\Delta t_{\text{Г}} - \Delta t_{\text{в}}) / 2 = 17,8 + (28,7 - 11) / 2 = 26,2.$$

Потери бензина за одно «большое дыхание», при коэффициенте использования емкости 0,95, составляет:

$$\begin{aligned} G_{\text{бд}} &= (V_1 - V_2) \cdot \frac{P_{\text{a}}}{T_{\text{Г}}^{\text{cp}}} \cdot C \cdot \frac{M_{\text{б}}}{R} = \\ &= 4600 \cdot 0,95 \cdot \frac{10^5}{(273 + 26,2)} \cdot 0,35 \cdot \frac{75,9}{8314} = 4666,8 \text{ кг}. \end{aligned}$$

Задачи для домашней и самостоятельной работы

Расчетная задача 4.1

Определить потери нефти от одного «малого дыхания» в стальном цилиндрическом вертикальном резервуаре заданного объема (V), заполненного на определенную часть. Среднее атмосферное давление $P_{\text{a}} = 10^5$ Па. Заданы: температура начала кипения нефти ($t_{\text{нк}}$), среднемесячная температура воздуха ($t_{\text{вср}}$), среднемесячная минимальная температура ($t_{\text{вmin}}$), амплитуда суточного колебания температуры газового пространства резервуара ($\Delta t_{\text{Г}}$), плотность нефти (ρ).

Расчетная задача 4.2

По условиям задачи 4.1 определить потери нефти от одного «большого дыхания».

Исходные данные к заданию по теме 4.1

№ варианта	$V, \text{ м}^3$	Степень заполнения	$t_{\text{нк}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$t_{\text{в ср}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$t_{\text{в min}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$\Delta t_{\text{г}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$\rho, \text{ Т/М}^3$
1	3370	0,33	55	18	14	28	0,9
2	4866	0,6	50	20	15	33	0,84
3	2157	0,6	46	19	15	32	0,84
4	4866	0,3	60	17	13	29	0,9
5	10950	0,8	55	21	15	33	0,9
6	4866	0,6	43	19	15	32	0,84
7	3370	0,3	53	18	14	28	0,86
8	10950	0,3	62	17	12,5	27	0,87
9	4866	0,6	60	17	13	29	0,9
10	2157	0,75	46	19	15	32	0,85
11	10950	0,3	54	19	15	30	0,92
12	4866	0,75	50	20	15	33	0,83
13	3370	0,6	53	18	14	28	0,86
14	2157	0,3	56	18	14	29	0,93
15	4866	0,6	55	19	15	32	0,91
16	10950	0,75	52	18	14	28	0,84
17	4866	0,75	55	19	15	32	0,89
18	3370	0,6	46	17,8	12,3	28	0,82
19	2157	0,6	58	18	14	30	0,92
20	10950	0,4	52	18	14	28	0,85
21	4866	0,7	50	20	15	33	0,84
22	1066	0,4	49	25	18	26	0,81
23	4866	0,6	43	19	15	32	0,83
24	14900	0,7	42	20	16	30	0,81
25	10950	0,75	55	19	15	28	0,88
26	3370	0,65	58	18	18	26	0,9
27	4866	0,75	43	19	15	32	0,84
28	1066	0,6	50	20	16	31	0,85
29	19450	0,55	46	18	12	27	0,82
30	2157	0,25	48	19	14	29	0,86
31	14900	0,25	52	18	14	28	0,87
32	4866	0,55	51	27	25	20	0,82
33	1066	0,25	49	25	18	24	0,83
34	19450	0,6	60	17	12	26	0,9
35	1066	0,4	55	21	15	30	0,88
36	14900	0,65	46	17	13	26	0,82
37	10950	0,4	50	21	14	27	0,84
38	4866	0,7	52	18	13	25	0,85
39	3370	0,6	59	22	16	24	0,9
40	2150	0,6	50	24	17	23	0,81

ПРИЛОЖЕНИЕ К РАЗДЕЛУ 4

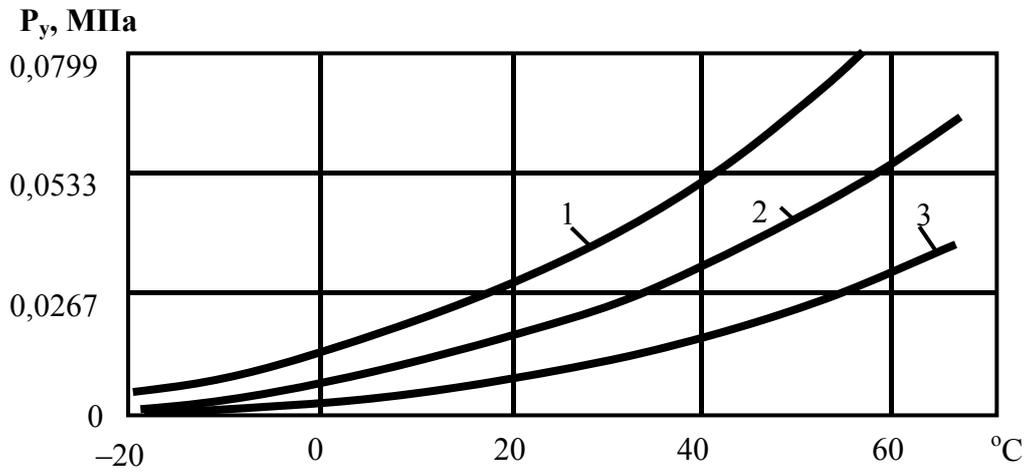


Рис. 4.1. Зависимость давления насыщенных паров нефтей от температуры:
1 – нефти легкие, $\rho = 0,8 \text{ т/м}^3$; 2 – нефти средние, $\rho = 0,87 \text{ т/м}^3$;
3 – нефти тяжелые, $\rho = 0,97 \text{ т/м}^3$

5. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ ГАЗА ОТ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ПРОПИЛЕНКАРБОНАТОМ В ПРОГРАММЕ ASPEN HYSYS

Цель: Ознакомление с использованием программы HYSYS для моделирования непрерывного процесса поглощения (абсорбции) газа в колонне с насадкой и расчета размеров колонны.

Постановка задачи: CO_2 поглощается пропиленкарбонатом в насадочной колонне. Поток газа на входе состоит из 20 мол % CO_2 и 80 моль % метана. Газовый поток протекает со скоростью $2 \text{ м}^3/\text{с}$, колонна работает при $60 \text{ }^\circ\text{C}$ и $60,1 \text{ атм}$. Расход растворителя на входе 2000 кмоль/ч . Определить концентрацию CO_2 моль%, в потоке газа на выходе, высоту колонны (м) и диаметр колонны (м).

Порядок работы

1. Открыть новую задачу.
2. Создать набор единиц измерения СИ.
3. Выбрать компоненты.
4. Задать уравнение состояния.
5. Начать создание моделирующей схемы.

1. Новая задача

Чтобы начать новую задачу, либо используйте путь File> New> Case, либо нажмите «Ctrl + N» (рис. 5.1).

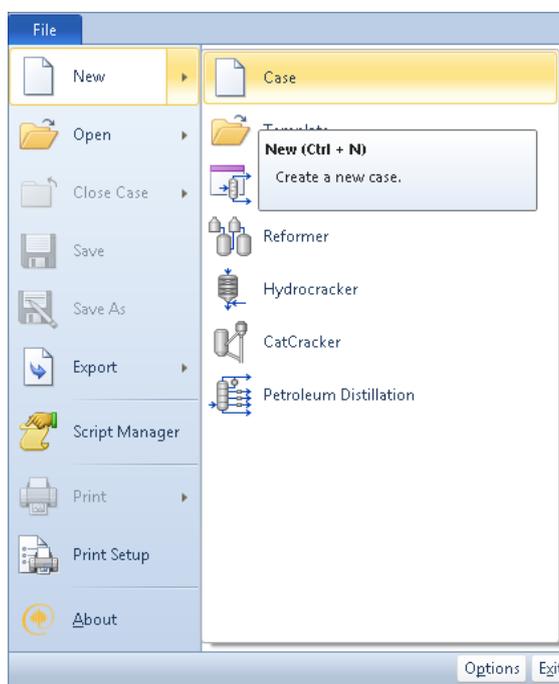


Рис. 5.1. Открытие новой задачи

2. Выбор компонентов

После открытия нового файла (задачи), в нижнем левом углу вы увидите кнопку «*Properties*». Теперь во вкладке «*Component List*», вам нужно добавить Methane (CH₄), двуокись углерода (CO₂) и пропилен карбонат (C3=Carbonate). Чтобы добавить компонент, нажмите на кнопку «*Add*». Закройте окно после завершения выбора компонентов (рис. 5.2).

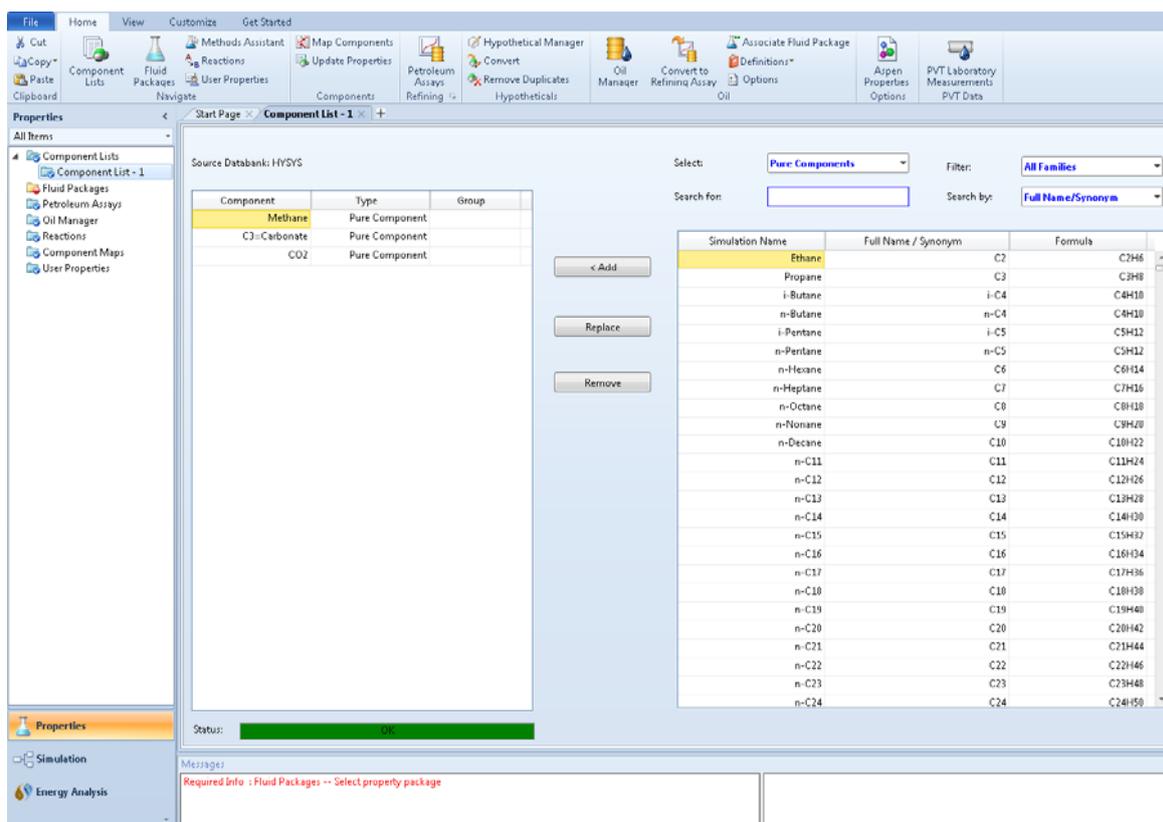


Рис. 5.2. Добавление компонента

3. Выбор уравнения состояния

Теперь нажмите на вкладку «*Fluid Packages*». Это откроет новую вкладку «*Basis-1*», которая показывает пакеты уравнения состояния, которые имеются в базе данных. Во «*Fluid Packages*» встроены подпрограммы, которые рассчитывают свойства компонента, в зависимости от параметров системы (например, температуры и давления). Закон идеального газа (т. е. $PV = NRT$) будет простым случаем. В окне «*Property Package Selection*», выберите «*Sour PR*» (рис. 5.3).

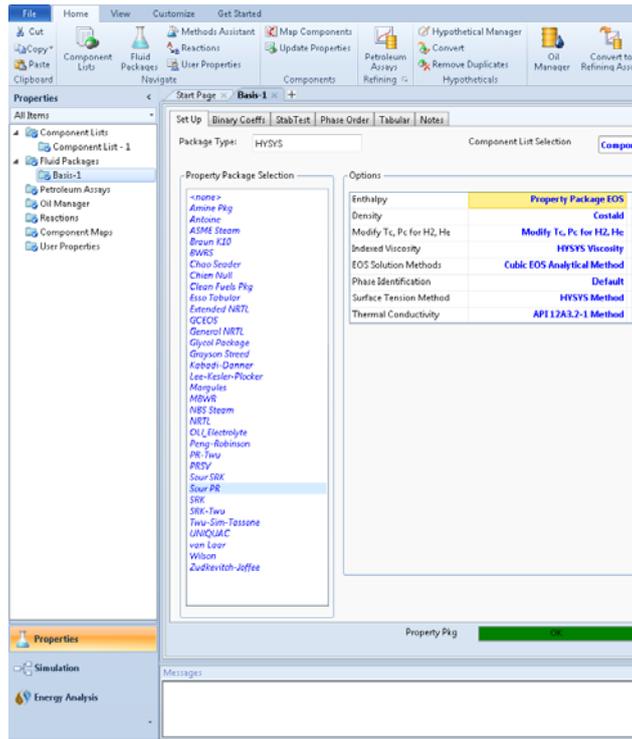
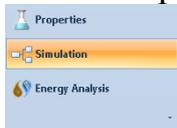


Рис. 5.3. Выбор уравнения состояния

4. Вход в расчетную среду

Теперь нажмите на кнопку «Simulation», в нижнем левом углу.



Когда вы сделаете это, HYSYS открывает окно «Flowsheet Main». Наряду с этим окном открывается палитра объектов (рис. 5.4). Если окно *Палитра объектов* не открывается, нажмите кнопку «F4».

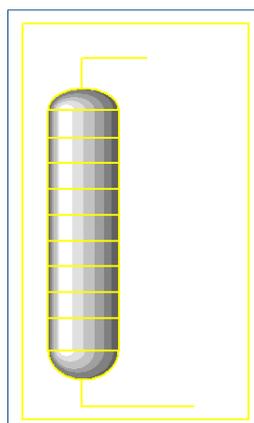


Рис. 5.4. Палитра объектов

5. Начало моделирования

Размещая курсор на каждый значок на палитре объектов, можно увидеть, что представляет собой каждый значок. Нажмите и выберите значок, который показан на рис. 5.4.

После выбора значка «Absorber», по умолчанию, *Hysys* назовет его как «T-100» (рисунок 5.5). Дважды щелкните на «T-100», чтобы открыть окно «Absorber Column Input Expert». Чтобы назвать поток, установите курсор, соответствующему этому потоку, и введите имена (например, solvent In, Gases In, Gases Out, Liquid Out). Имена всех потоков, как показано на рис. 5.6.



T-100

Рис. 5.5. Начало технологической схемы установки абсорбера

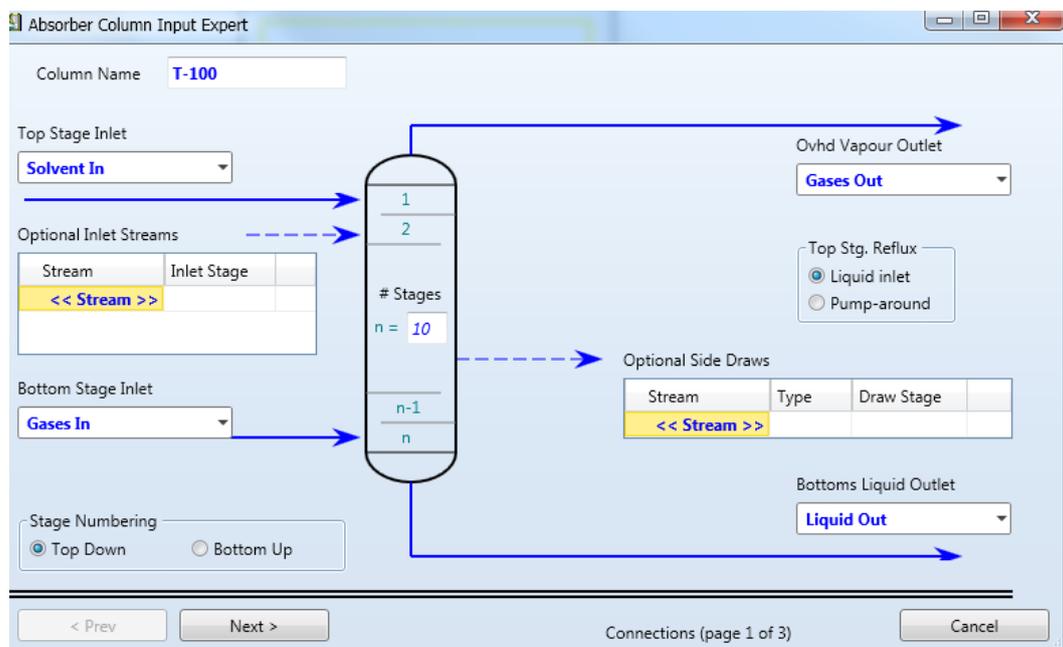


Рис. 5.6. Окно колонны. Имена потоков

Только тогда, когда все потоки помечены, нажмите кнопку «Next». Окно меняется на то, где требуется указать давление в верхней и нижней части колонны. Введите оба давления, как 60,1 атмосфер (обратите внимание, что блок давления «кПа» по умолчанию – Вам нужно изменить его на «atm», выбрав из списка единиц на раскрывающемся меню в верхнем правом углу окна, как показано на рис. 5.7). Независимо от того, в каких единицах вы введете давление, HYSYS преобразует его в «кПа» и покажет значение в «кПа». После ввода давления сверху и снизу, нажмите на кнопку «Next». Это изменит окно на окно, где нужно ввести температуру колонны внизу и вверху. Введите обе температуры 60°C, как показано на рис. 5.8. Затем нажмите на кнопку «Done». При нажатии на кнопку «Done», HYSYS появится окно, относящуюся к колонне, (это на самом деле схема колонны). Пожалуйста, обратите внимание, что он показывает 10 тарелок. Позже мы увидим, как изменить «trays» на «packing». В настоящее время нужно закрыть окно.

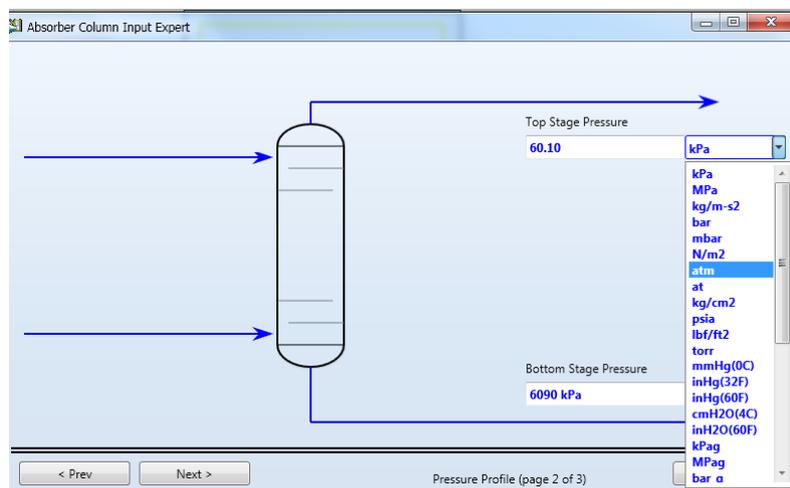


Рис. 5.7. Ввод давления в колонне

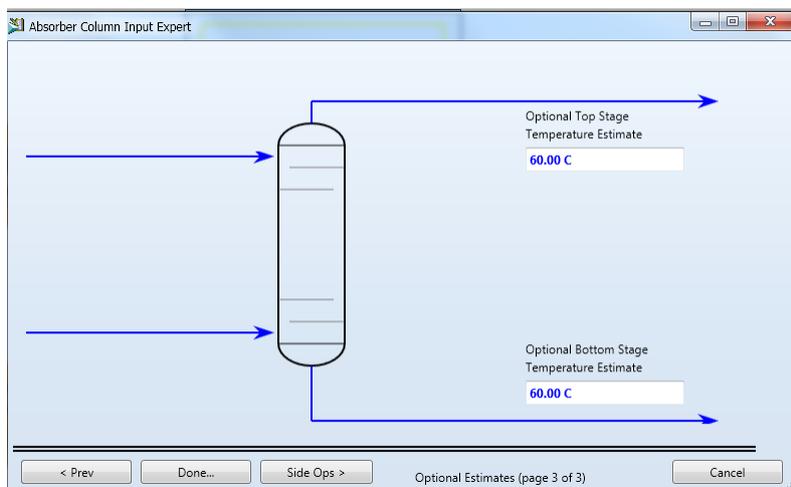


Рис. 5.8. Ввод температуры колонны

Следует отметить, что все потоки на «*Flowsheet Main*» светло-синего цвета. Это означает, что *HYSYS* не рассчитал свойства потока. Это потому, что условия и состава потоков не были определены.

6. Задание условий и составов потоков

В «*Flowsheet Main*», дважды щелкните на синей линии, которая названа «*Solvent In*» (поток). Окно «*Solvent In*» появится. Введите значения для температуры (60 °C), давления (60,1 атм) и молярный расход (2000 kgmole/h) (рис. 5.9).

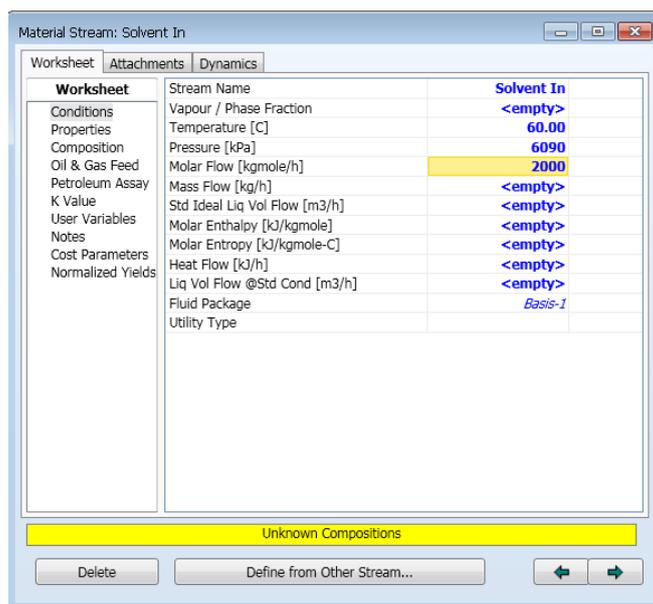


Рис. 5.9. Задание условий потока *Solvent In*

После ввода температуры, давления и расхода растворителя, нажмите на «*Composition*». Окно переходит в другое окно, в котором запрашивается мольная доля указанных компонентов в «*Solvent In*» потоке. Так этот поток состоит только из карбоната пропилена, введите «*C3 = Carbonate*» равным 1 и нажмите «*Enter*» на клавиатуре. В этом окне другие мольные доли установятся до нуля. После того как вы указали программе все мольные доли, нажмите кнопку «ОК» (рис. 5.10).

После того, как вы определили состав, желтая вкладка «*Unknown Compositions*» превратится в зеленую вкладку «*OK*» (рис. 5.10).

Эта вкладка зеленого цвета означает, что вся необходимая информация для потока указана. Закройте окно «*Solvent In*». Обратите внимание, что «*Solvent In*» поток стал более темного синего цвета, чем все другие потоки. Другой входящий поток «*Gases In*» также должен быть определен таким же образом (рис. 5.11). В состав потока «*Gases In*» входят метан – 0,8, CO₂ – 0,2 и «*C3 = Carbonate*» – 0 (рис. 5.12). Смотрите, что цвет потока «*Gases In*» также изменяется до темно-синего.

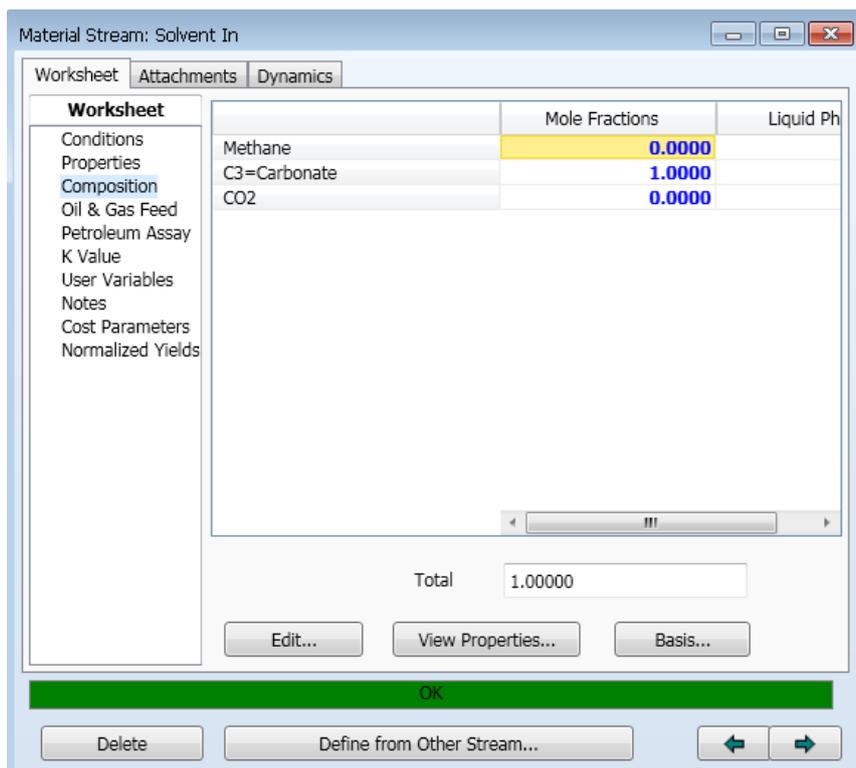


Рис. 5.10. Задание состава потока Solvent In

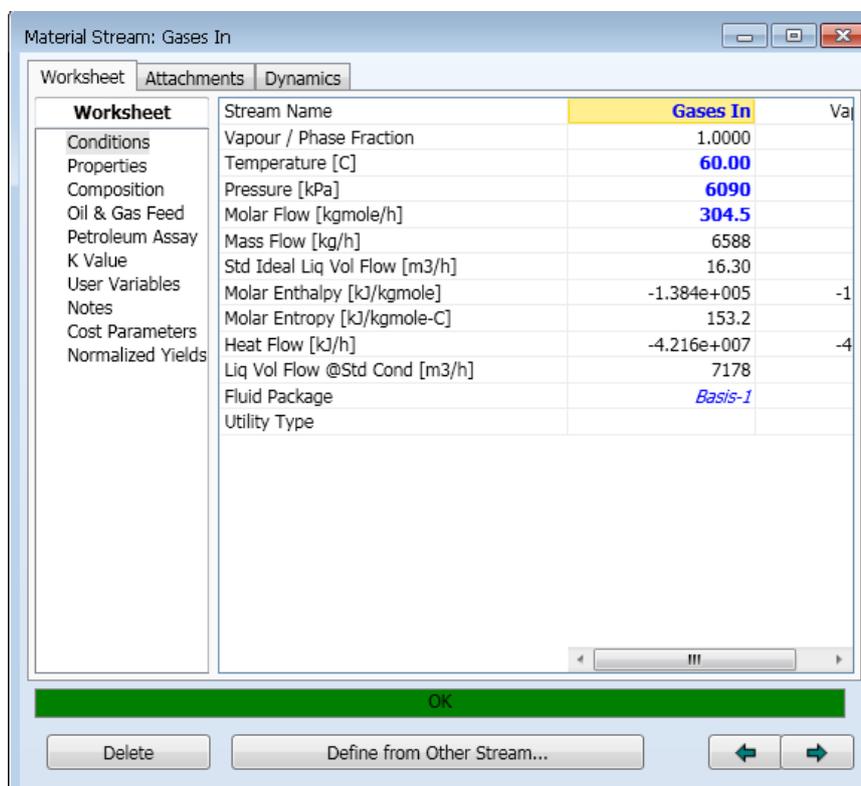


Рис. 5.11. Задание условий для потока Gases In

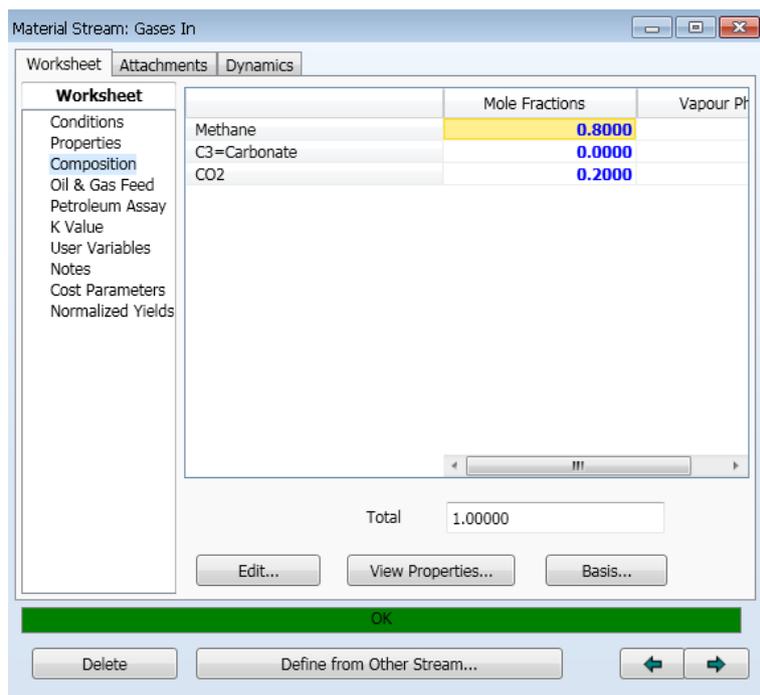


Рис. 5.12. Задание состава потока Gases In

7. Запуск моделирования

Дважды щелкните по «T-100». Когда окно колонны появится, нажмите на кнопку «Run», расположенную в нижней части окна. Красная вкладка «Unconverged» должна обратиться в зеленую «Converged», если следовать всем вышеописанным процедурам (рис. 5.13). Тем не менее, результаты, которые получаются на данный момент, не представляют истинную модель для нашей абсорбционной колонны, потому что моделирование проводится с использованием тарелок, а не насадки. Теперь давайте посмотрим, как заменить тарелки на насадку.

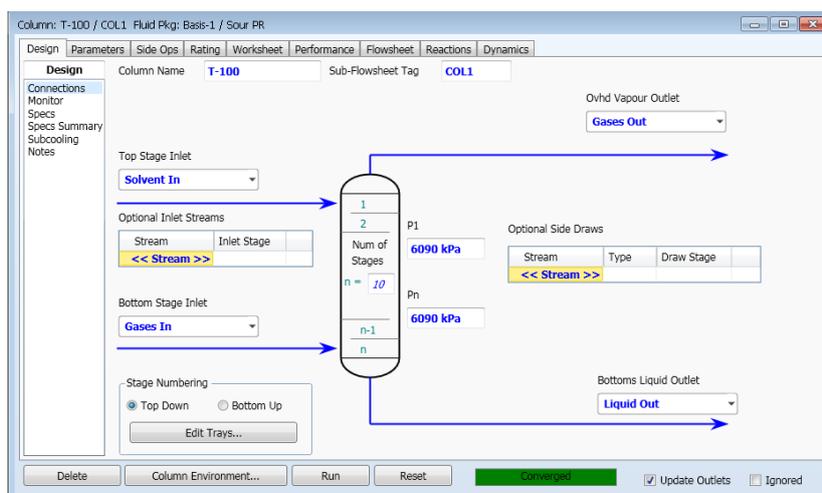


Рис. 5.13. Расчет колонны успешно завершен

8. Замена тарелок на насадку

В левой части окна нажмите на вкладку «*Equipment Design*». В «*Add*» Выберите «*Tray Sizing*» (рис. 5.14). Далее меняем Name на «*Packing*». Нажмите на «*Select TS...*» (рис. 5.15).

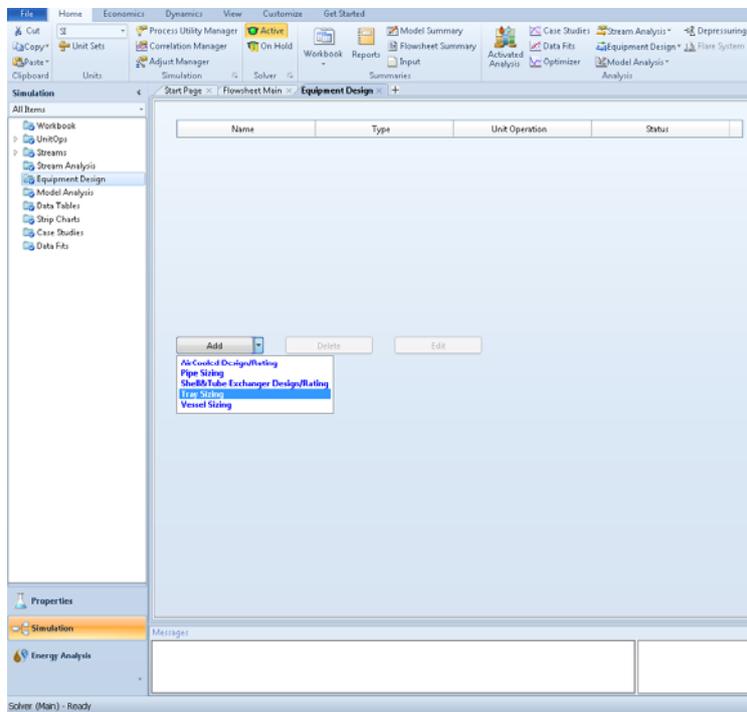


Рис. 5.14. Классификация тарелок

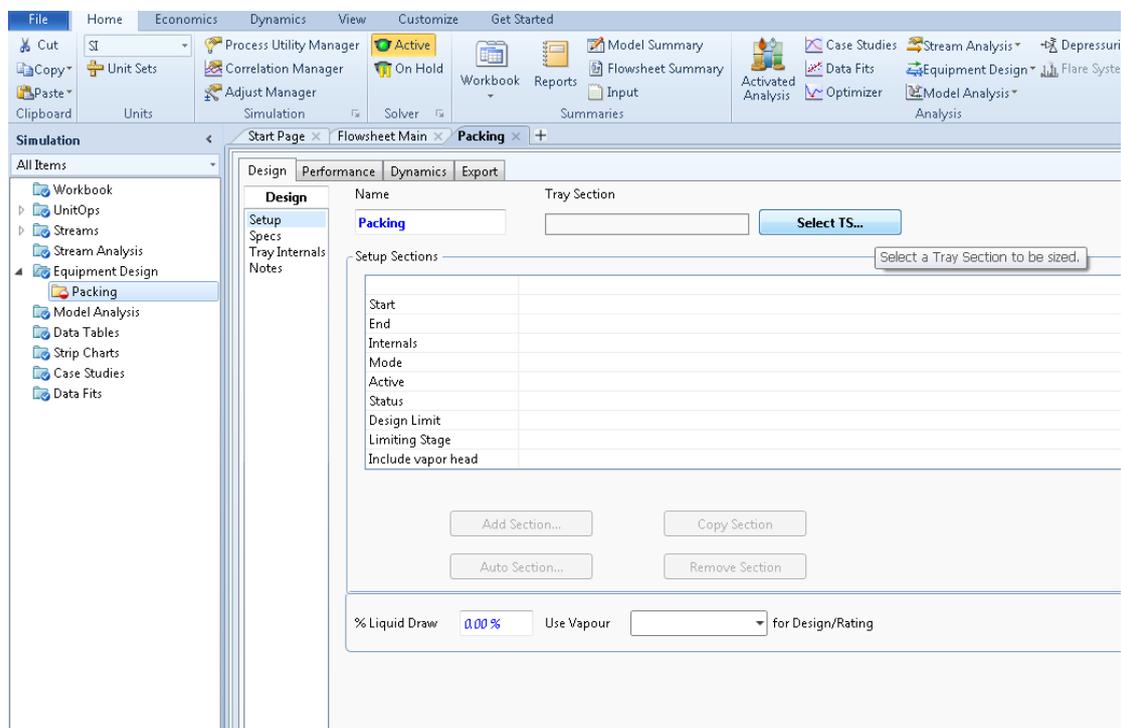


Рис. 5.15. Смена имени на «*Packing*»

После того, как вы нажмете на кнопку «*Select TS ...*», должно всплывать окно, показанное на рис. 5.16. Сделайте всё, как показано на рисунке, а затем нажмите кнопку «*OK*».

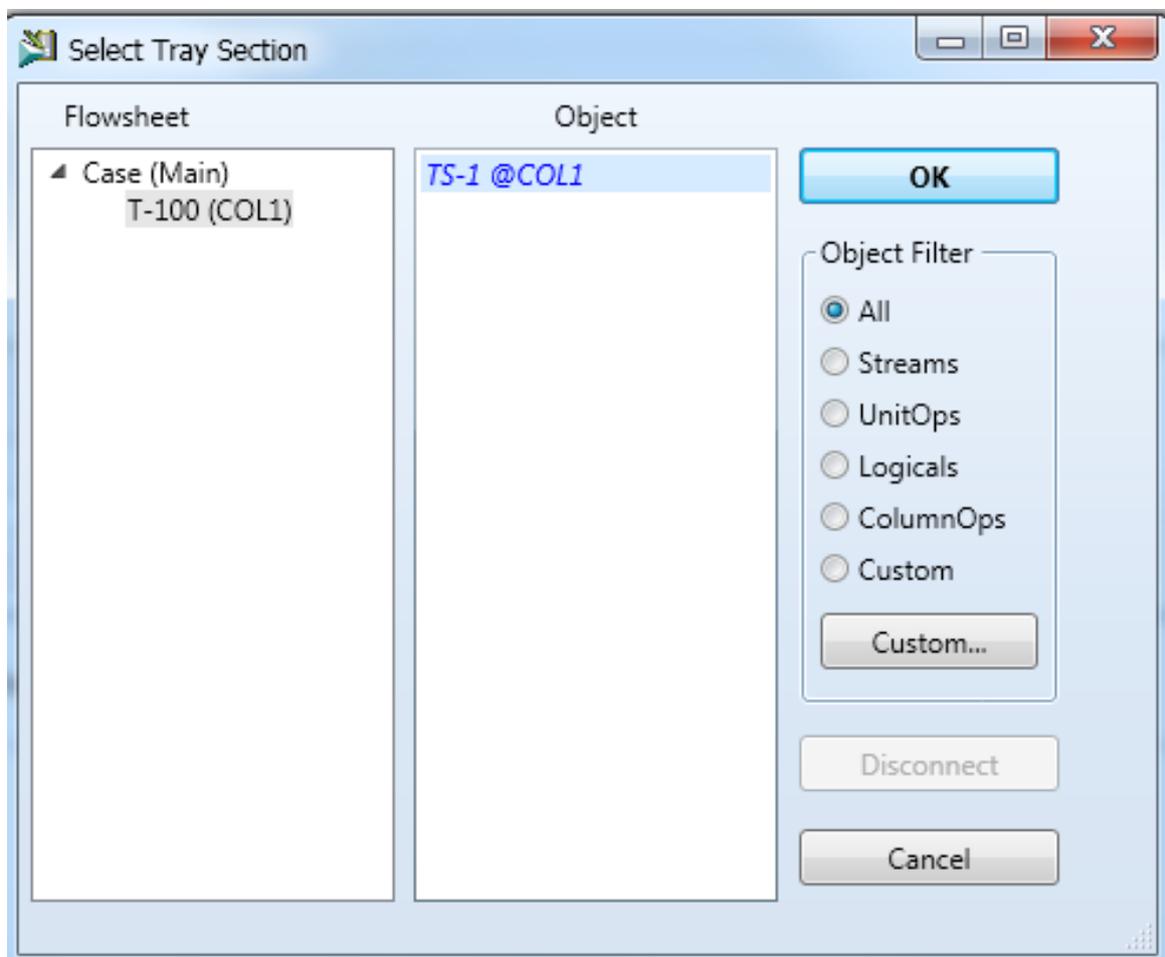


Рис. 5.16. Окно *Select Tray Section*

После того, как была проделана операция, описанная выше, нажмите на кнопку с надписью «*Auto Section*» появится окно, как показано на рисунке 5.17. Далее для внутреннего типа выберите «*Packed*». Когда «*Packed*» выбран, в выпадающем окне выберите «*Raschig Rings (Ceramic)1_4_inch*» (рисунок 18). Вы не должны беспокоиться, если ваш выбор не появляется на выпадающем меню окна. Когда выбор сделан, нажмите на кнопку «*Next*». В следующем окне, которое появится, нажмите на кнопку «*Complete autosection*». Теперь закройте это окно и перейдите к окну «*Flowsheet Main*», дважды щелкните на "T-100" и снова запустите симуляцию.

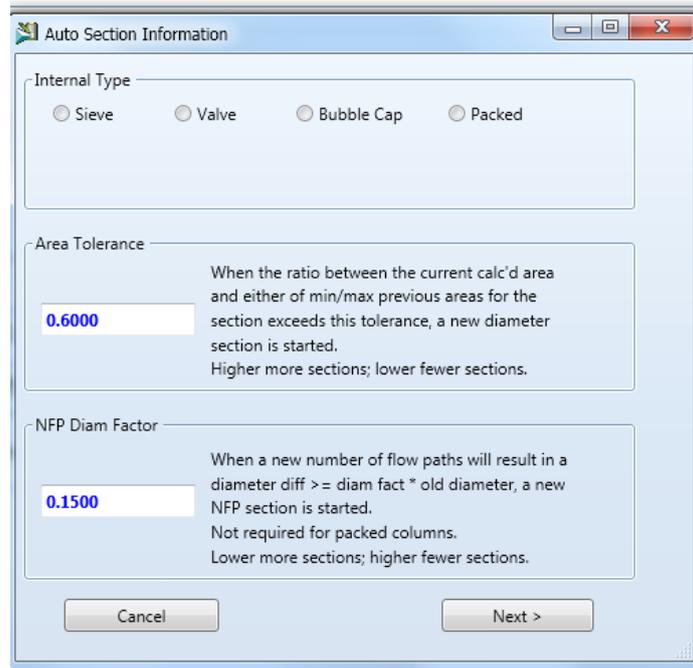


Рис. 5.17. Окно AutoSection Information

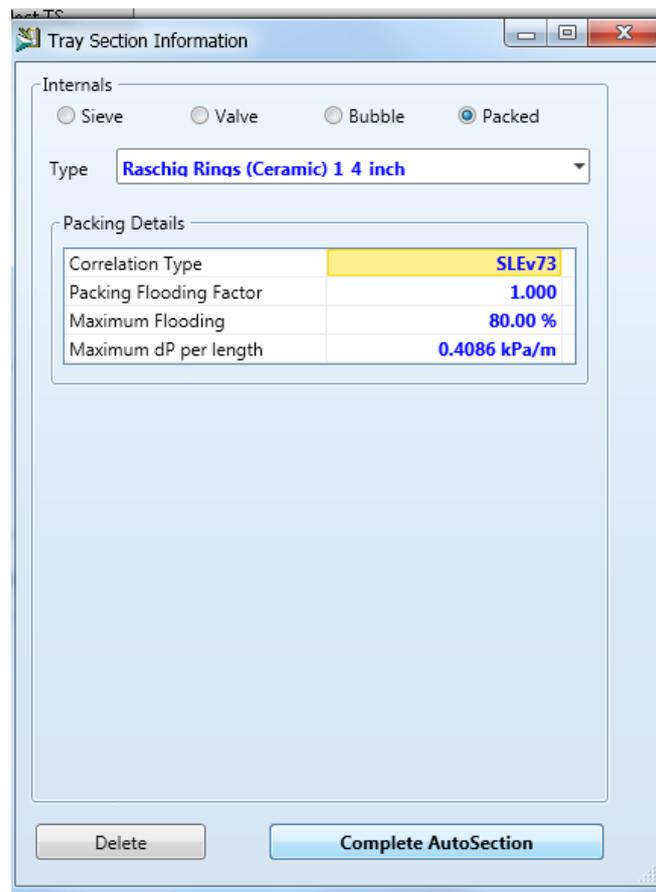


Рис. 5.18. Выбор керамических колец Рашига в качестве насадки

9. Получение расчетных параметров

Перейдите во вкладку «Packing» далее «Desing», в окне которое появится, нажмите на кнопку «Auto Section..» и установите выбор типа «Packed». Вы не должны выбирать тип упаковки еще раз. Нажмите на кнопку «Complete Auto Section ». Теперь, нажмите на вкладку «Performance» и выберите «Packed» В результатах section-1 вы можете увидеть диаметр и высоту секции (рисунок 5.19). Теперь вернитесь в окно «Flowsheet Main» и дважды щелкните на поток «Gases Out» и обратите внимание на содержание CO₂ в выходящем газе.

The screenshot displays the Aspen Plus software interface, specifically the 'Performance' tab for a 'Packing' section. The 'Section Results' are set to 'Packed'. The 'Internals' table shows 'Section_1' with 'Packed' type. The 'Column Geometry' table shows 'Section Diameter [m]' as 1.067 and 'Section Height [m]' as 4.500. The 'Hydraulic Results' table shows 'Max Flooding [%]' as 71.38, 'Section DeltaP [kPa]' as 0.4218, 'DP per Length [kPa/m]' as 9.193e-002, and 'Flood Gas Vel. [m3/h-m2]' as 159.6. Arrows point to the diameter and height values.

Internals	Section_1
Packing Type	Packed
Flooding Correlation	SLEv73
HETP Correlation	Frank
Est. # Pieces of Packing	203411
Est. Mass of Packing [kg]	1968.5
Est. Packing Cost (US\$)	

Column Geometry	
Section Diameter [m]	1.067
Sectional Area [m ²]	0.8930
Section Height [m]	4.500

Hydraulic Results	
Max Flooding [%]	71.38
Section DeltaP [kPa]	0.4218
DP per Length [kPa/m]	9.193e-002
Flood Gas Vel. [m ³ /h-m ²]	159.6

Рис. 5.19. Результаты расчета диаметра и высоты абсорбционной колонны

10. Исследование влияния количества абсорбента

Чтобы изменить расход абсорбента, вернитесь к окну «*Flowsheet Main*» и дважды щелкните по синей линии, которая называется: «*Solvent In*». Измените расход от 1000 кмоль/ч до 1500 кмоль/ч. Запустите моделирование и посмотрите, как изменится размер колонны и концентрация CO₂ на выходе. Обратите внимание, что концентрация CO₂ на выходе значительно уменьшается с увеличением скорости потока растворителя на входе, но размеры колонны не изменяются значительно. Запишите эти значения в листе ответов.

11. Сохранение

После того, как вы закончили моделирование с использованием HYSYS, сохраните ваш файл как YourLastName.hsc для будущих ссылок.

6. РАСЧЕТ УСЛОВИЙ И ЗОНЫ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В ГАЗОПРОВОДЕ

Для расчета температуры в любой точке неизотермического трубопровода используют формулу Шухова:

$$t_L = t_0 + (t_H - t_0) \cdot e^{\frac{-24 \cdot k \cdot \pi \cdot d \cdot x}{G \cdot C_p}} \quad (6.1)$$

Это и есть закон распределения температуры жидкости по длине трубопровода.

Температура в конечной точке трубопровода при $x = L$

$$t_K = t_0 + (t_H - t_0) \cdot e^{-Шу}, \quad (6.2)$$

где Шу – параметр Шухова:

$$Шу = \frac{24 \cdot k \cdot \pi \cdot d \cdot L}{G \cdot C_p}, \quad (6.3)$$

где k – коэффициент теплопередачи в окружающую среду, Вт/(м² К); t_L – температура газа на расстоянии L от начала газопровода, °С; t_H – начальная температура газа; t_0 – температура окружающей среды, °С (грунта – при подземной прокладке газопровода или воздуха – при наземной); d – внутренний диаметр трубопровода, м; L – расстояние от начала газопровода до рассматриваемой точки; G – массовый расход газа по газопроводу, кг/с; C_p – удельная массовая теплоемкость нефти, Дж/(кг К).

Изменение давления по длине газопровода

Требуется определить давление в любой точке на расстоянии X от начала газопровода. Записав массовые расходы газа для двух участков газопровода (от его начала до т. X и от т. X до конца газопровода) и, учитывая постоянство массового расхода по длине газопровода ($G_1=G_2$), получим:

$$\frac{P_1^2 - P_X^2}{X} = \frac{P_X^2 - P_2^2}{L - X}, \quad (6.4)$$

откуда

$$P_X = \sqrt{P_1^2 - (P_1^2 - P_2^2) \frac{X}{L}}, \quad (6.5)$$

где P_X – давление в любой точке газопровода; P_1 – начальное давление; P_2 – конечное давление; X – расстояние от начала газопровода до рассматриваемой точки; L – длина газопровода.

Отсюда следует, что давление по длине газопровода уменьшается по **параболическому** закону (рис. 6.1). Из характера кривой вытекает, что по

длине газопровода градиент давления $\left(\frac{P_1^2 - P_X^2}{X} \text{ и } \frac{P_X^2 - P_2^2}{L - X} \right)$ постепенно

увеличивается, т. е. **гидравлический уклон не является постоянным**.

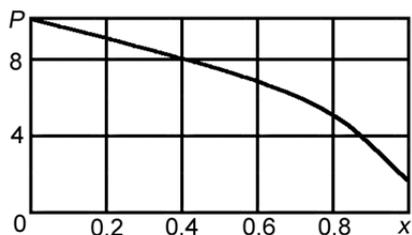


Рис. 6.1. Изменение давления по длине газопровода

В начале газопровода, когда давление и плотность газа высокие, а удельный объем газа ($V = \frac{RT}{P}$) мал, потери давления в газопроводе незначительны, т. е. градиенты давления малы. По мере удаления газа от начала трубопровода давление падает, а удельный объем газа увеличивается, что приводит к **увеличению скорости движения газа** и, соответственно, **росту потерь давления на трение**, пропорциональных квадрату скорости (уравнение Дарси-Вейсбаха).

Так как в газопроводах закон падения давления по длине имеет нелинейный характер, то среднее давление определяется как среднеинтегральное (1.17):

$$P_{\text{CP}} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right).$$

Определение места образования гидратов

Для выявления условий и зоны возможного образования гидратов в конкретном газопроводе необходимо сделать следующее.

1. Построить кривую **изменения давления** по длине газопровода, пользуясь формулой (6.5).

2. Рассчитать свойства газа (плотность, теплоемкость) по правилу аддитивности, относительную плотность (Приложение 6.1).

3. Построить кривую **изменения температуры** газа по длине газопровода. Изменение температуры газа в начальной части газопровода, до выравнивания ее с температурой грунта, можно установить по фактическим замерам или по формуле В.Г. Шухова. На всем остальном протяжении газопровода температуру газа в нем **условно** можно приравнять к температуре грунта или воздуха (при надземной прокладке газопровода).

3. В увязке с изменением давления в газопроводе построить кривую **изменения точек росы** газа по длине газопровода, пользуясь кривыми, приведенными в Приложении 6.2 и известным содержанием влаги в газе.

Влагосодержание можно определить по уравнению Бюкачека:

$$W = \left(\frac{A}{10,1 \cdot P} \right) + B, \text{ г / м}^3, \quad (6.6)$$

где A – коэффициент характеризующий влажность идеального газа; B – коэффициент учитывающий отклонение влажности природного газа

относительной плотностью 0,6 от показателей идеального газа. Коэффициенты определяются в зависимости от температуры по таблице из Приложения 6.3; P – давление газа, МПа.

4. С учетом изменения давления в газопроводе и известного состава газа построить кривую **изменения температуры начала образования гидратов** по длине газопровода, пользуясь графиками, показанными в Приложении 6.4.

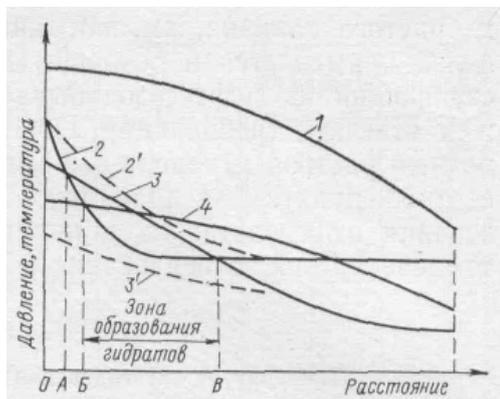


Рис. 6.2. Изменение условий образования гидратов в газопроводе

Пусть, например, все указанные кривые построены и имеют вид, представленный на рис. 6.2. Кривая 1 характеризует изменение давления по длине газопровода, а кривые 2–4, соответственно, изменения температуры газа, точек росы и температуры начала образования гидратов.

На участке OA капельная влага в газопроводе отсутствует, так как температура точки росы газа ниже его температуры. На участке AB имеется свободная вода, но температура газа выше температуры начала образования гидратов. Следовательно, на участке OB гидраты не образуются. На участке BB имеется вода в жидкой фазе и температура газа ниже температуры начала образования гидратов, поэтому данный участок – зона возможного образования гидратов. От точки B до конца газопровода температура точки росы газа ниже его фактической температуры, поэтому здесь вода из жидкой фазы вновь переходит в паровую, и условия для образования гидратов отсутствуют.

Расчетная задача 6.1

Рассчитать условия и зоны возможного образования гидратов в газопроводе. Построить график изменения содержания влаги по длине газопровода. Параметры газа и газопровода приведены в таблице исходных данных. Коэффициент теплопередачи $K = 11,63, \text{Вт/м}^2 \cdot \text{К}$

Длину газопровода принять равной 5 км, изменение параметров определять с шагом 500 м.

Сделать выводы:

- о влиянии давления на возможность образования гидратов;
 - динамике изменения фазового состояния воды по длине газопровода;
- 1) при низких давлениях в газопроводе;
 - 2) при высоких давлениях в газопроводе.

Рекомендованная форма таблицы оформления результатов

Длина		0	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
Изменение по длине	давления											
	скорости											
	параметра Шухова											
	$e^{-\text{ш}}$											
	температуры											
	коэффициента А											
	коэффициента В											
	содержания влаги											
	температуры точки росы											
	температуры начала образования гидратов											

Исходные данные к задаче 6.1

Вариант	Состав газа, % мольн.					
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄
1	79,5	9,06	4,40	1,64	4,38	1,02
2	97,9	0,40	0,20	0,10	1,10	0,30
3	78,5	8,46	5,32	1,92	4,49	1,31
4	83,1	6,07	3,06	1,13	6,07	0,57
5	75,3	8,12	4,54	1,76	8,96	1,32
6	77,3	8,03	5,15	1,96	5,97	1,59
7	89,7	5,03	1,39	0,38	2,78	0,72
8	98,6	0,03	0,16	–	–	1,21
9	96,0	2,48	0,12	0,84	0,07	0,49
10	91,6	4,66	1,34	0,55	1,37	0,48
11	99,1	0,01	0,1	–	–	0,79
12	90,7	6,94	0,28	0,36	0,66	1,06
13	88,7	7,64	1,72	0,58	0,84	0,52
14	99,0	0,03	–	0,06	–	0,91
15	96,3	2,89	0,05	0,03	0,01	0,72
16	96,0	2,72	0,03	0,13	0,03	1,09
17	89,9	4,99	1,56	0,80	1,40	1,35
18	90,3	4,83	1,81	0,73	1,48	0,85
19	87,2	6,51	2,34	0,60	1,39	1,96
20	86,1	7,06	2,07	0,56	1,87	2,34
21	90,6	5,42	0,76	0,52	0,89	1,81
22	90,1	5,19	1,79	0,59	1,28	1,05
23	86,8	6,40	1,82	0,70	3,39	0,89
24	90,1	4,30	1,21	0,79	0,46	3,14
25	96,7	1,15	0,37	0,23	0,04	1,51
26	85,4	7,00	2,55	0,84	3,44	0,77

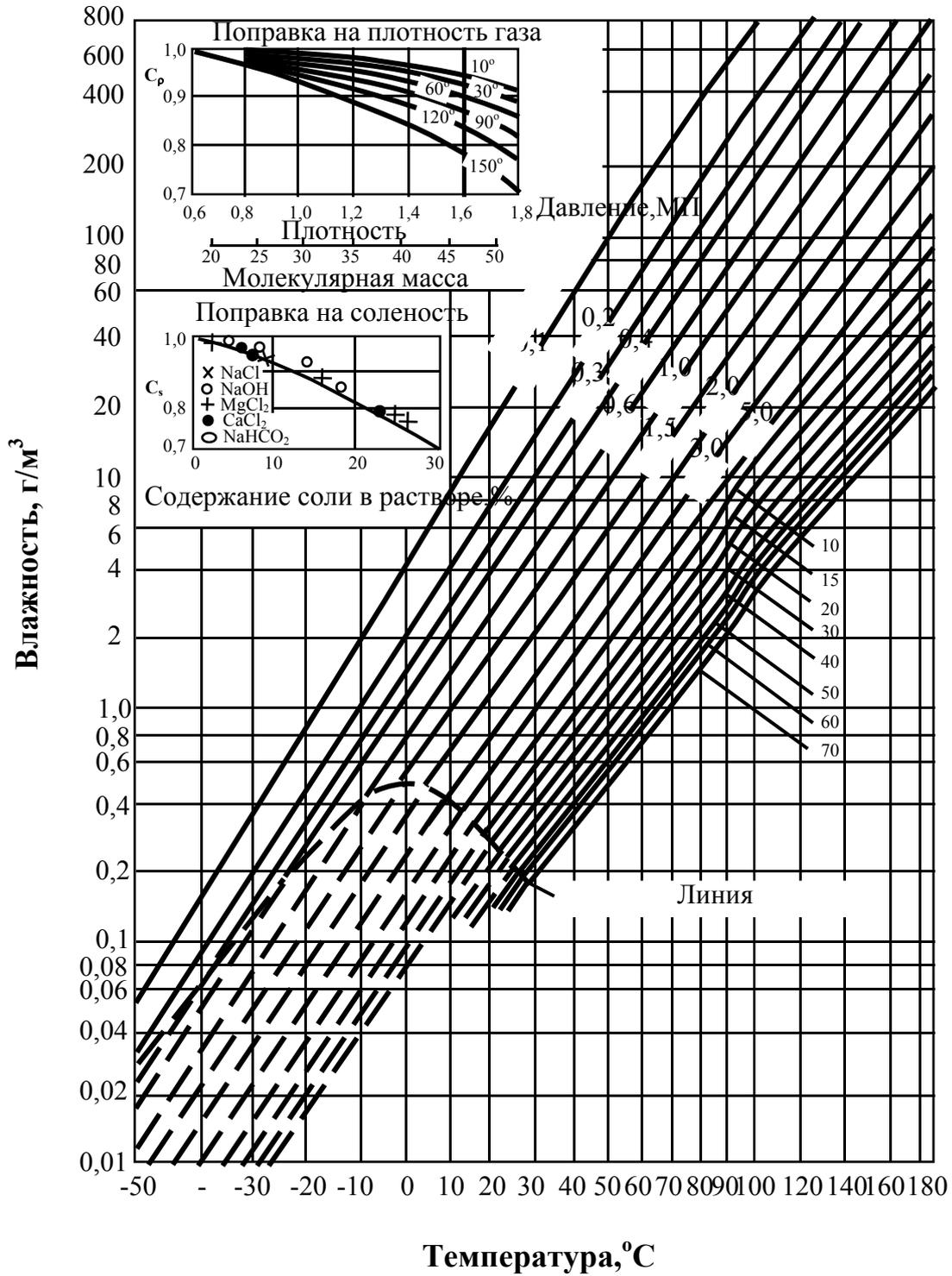
<i>N</i> вар.	<i>P_H</i> , МПа	<i>P_K</i> , МПа	<i>Q</i> , м ³ /сут: 10 ⁶	<i>d</i> , м	<i>t_H</i> , °С	<i>t₀</i> , °С	<i>W</i> , г/м ³																																																																																																																																																																																																																																										
1	1	0,1	8	0,2	20	5	2																																																																																																																																																																																																																																										
	7	5						2	2	0,5	3	0,1	20	-5	1	7	5	3	0,5	0,1	15	0,7	20	10	0,6	12	7	4	4	2	5	0,3	20	-15	0,8	7	4	5	1	0,5	4	0,2	20	-10	1	13	5	6	0,8	0,3	7	0,5	20	2	0,6	10	6	7	3	1	12	0,9	20	-6	0,8	11	4	8	0,8	0,3	10	0,8	20	5	2	6	3	9	2	1	9	0,3	20	0	1	9	5	10	1	0,7	3	0,2	20	-5	0,6	7	4	11	0,5	0,3	5	0,4	20	3	0,8	11	7	12	4	1	2	0,1	20	8	1	8	4	13	0,5	0,2	11	0,6	20	-12	0,6	11	8	14	2,5	1,5	13	0,9	20	-3	2	7,5	5,5	15	0,8	0,3	6	0,3	20	5	1	10	6	16	0,9	0,4	12	0,6	20	0	0,6	6	3	17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8	12	7	18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13
2	2	0,5	3	0,1	20	-5	1																																																																																																																																																																																																																																										
	7	5						3	0,5	0,1	15	0,7	20	10	0,6	12	7	4	4	2	5	0,3	20	-15	0,8	7	4	5	1	0,5	4	0,2	20	-10	1	13	5	6	0,8	0,3	7	0,5	20	2	0,6	10	6	7	3	1	12	0,9	20	-6	0,8	11	4	8	0,8	0,3	10	0,8	20	5	2	6	3	9	2	1	9	0,3	20	0	1	9	5	10	1	0,7	3	0,2	20	-5	0,6	7	4	11	0,5	0,3	5	0,4	20	3	0,8	11	7	12	4	1	2	0,1	20	8	1	8	4	13	0,5	0,2	11	0,6	20	-12	0,6	11	8	14	2,5	1,5	13	0,9	20	-3	2	7,5	5,5	15	0,8	0,3	6	0,3	20	5	1	10	6	16	0,9	0,4	12	0,6	20	0	0,6	6	3	17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8	12	7	18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7				
3	0,5	0,1	15	0,7	20	10	0,6																																																																																																																																																																																																																																										
	12	7						4	4	2	5	0,3	20	-15	0,8	7	4	5	1	0,5	4	0,2	20	-10	1	13	5	6	0,8	0,3	7	0,5	20	2	0,6	10	6	7	3	1	12	0,9	20	-6	0,8	11	4	8	0,8	0,3	10	0,8	20	5	2	6	3	9	2	1	9	0,3	20	0	1	9	5	10	1	0,7	3	0,2	20	-5	0,6	7	4	11	0,5	0,3	5	0,4	20	3	0,8	11	7	12	4	1	2	0,1	20	8	1	8	4	13	0,5	0,2	11	0,6	20	-12	0,6	11	8	14	2,5	1,5	13	0,9	20	-3	2	7,5	5,5	15	0,8	0,3	6	0,3	20	5	1	10	6	16	0,9	0,4	12	0,6	20	0	0,6	6	3	17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8	12	7	18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7														
4	4	2	5	0,3	20	-15	0,8																																																																																																																																																																																																																																										
	7	4						5	1	0,5	4	0,2	20	-10	1	13	5	6	0,8	0,3	7	0,5	20	2	0,6	10	6	7	3	1	12	0,9	20	-6	0,8	11	4	8	0,8	0,3	10	0,8	20	5	2	6	3	9	2	1	9	0,3	20	0	1	9	5	10	1	0,7	3	0,2	20	-5	0,6	7	4	11	0,5	0,3	5	0,4	20	3	0,8	11	7	12	4	1	2	0,1	20	8	1	8	4	13	0,5	0,2	11	0,6	20	-12	0,6	11	8	14	2,5	1,5	13	0,9	20	-3	2	7,5	5,5	15	0,8	0,3	6	0,3	20	5	1	10	6	16	0,9	0,4	12	0,6	20	0	0,6	6	3	17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8	12	7	18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																								
5	1	0,5	4	0,2	20	-10	1																																																																																																																																																																																																																																										
	13	5						6	0,8	0,3	7	0,5	20	2	0,6	10	6	7	3	1	12	0,9	20	-6	0,8	11	4	8	0,8	0,3	10	0,8	20	5	2	6	3	9	2	1	9	0,3	20	0	1	9	5	10	1	0,7	3	0,2	20	-5	0,6	7	4	11	0,5	0,3	5	0,4	20	3	0,8	11	7	12	4	1	2	0,1	20	8	1	8	4	13	0,5	0,2	11	0,6	20	-12	0,6	11	8	14	2,5	1,5	13	0,9	20	-3	2	7,5	5,5	15	0,8	0,3	6	0,3	20	5	1	10	6	16	0,9	0,4	12	0,6	20	0	0,6	6	3	17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8	12	7	18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																		
6	0,8	0,3	7	0,5	20	2	0,6																																																																																																																																																																																																																																										
	10	6						7	3	1	12	0,9	20	-6	0,8	11	4	8	0,8	0,3	10	0,8	20	5	2	6	3	9	2	1	9	0,3	20	0	1	9	5	10	1	0,7	3	0,2	20	-5	0,6	7	4	11	0,5	0,3	5	0,4	20	3	0,8	11	7	12	4	1	2	0,1	20	8	1	8	4	13	0,5	0,2	11	0,6	20	-12	0,6	11	8	14	2,5	1,5	13	0,9	20	-3	2	7,5	5,5	15	0,8	0,3	6	0,3	20	5	1	10	6	16	0,9	0,4	12	0,6	20	0	0,6	6	3	17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8	12	7	18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																												
7	3	1	12	0,9	20	-6	0,8																																																																																																																																																																																																																																										
	11	4						8	0,8	0,3	10	0,8	20	5	2	6	3	9	2	1	9	0,3	20	0	1	9	5	10	1	0,7	3	0,2	20	-5	0,6	7	4	11	0,5	0,3	5	0,4	20	3	0,8	11	7	12	4	1	2	0,1	20	8	1	8	4	13	0,5	0,2	11	0,6	20	-12	0,6	11	8	14	2,5	1,5	13	0,9	20	-3	2	7,5	5,5	15	0,8	0,3	6	0,3	20	5	1	10	6	16	0,9	0,4	12	0,6	20	0	0,6	6	3	17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8	12	7	18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																						
8	0,8	0,3	10	0,8	20	5	2																																																																																																																																																																																																																																										
	6	3						9	2	1	9	0,3	20	0	1	9	5	10	1	0,7	3	0,2	20	-5	0,6	7	4	11	0,5	0,3	5	0,4	20	3	0,8	11	7	12	4	1	2	0,1	20	8	1	8	4	13	0,5	0,2	11	0,6	20	-12	0,6	11	8	14	2,5	1,5	13	0,9	20	-3	2	7,5	5,5	15	0,8	0,3	6	0,3	20	5	1	10	6	16	0,9	0,4	12	0,6	20	0	0,6	6	3	17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8	12	7	18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																
9	2	1	9	0,3	20	0	1																																																																																																																																																																																																																																										
	9	5						10	1	0,7	3	0,2	20	-5	0,6	7	4	11	0,5	0,3	5	0,4	20	3	0,8	11	7	12	4	1	2	0,1	20	8	1	8	4	13	0,5	0,2	11	0,6	20	-12	0,6	11	8	14	2,5	1,5	13	0,9	20	-3	2	7,5	5,5	15	0,8	0,3	6	0,3	20	5	1	10	6	16	0,9	0,4	12	0,6	20	0	0,6	6	3	17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8	12	7	18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																										
10	1	0,7	3	0,2	20	-5	0,6																																																																																																																																																																																																																																										
	7	4						11	0,5	0,3	5	0,4	20	3	0,8	11	7	12	4	1	2	0,1	20	8	1	8	4	13	0,5	0,2	11	0,6	20	-12	0,6	11	8	14	2,5	1,5	13	0,9	20	-3	2	7,5	5,5	15	0,8	0,3	6	0,3	20	5	1	10	6	16	0,9	0,4	12	0,6	20	0	0,6	6	3	17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8	12	7	18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																																				
11	0,5	0,3	5	0,4	20	3	0,8																																																																																																																																																																																																																																										
	11	7						12	4	1	2	0,1	20	8	1	8	4	13	0,5	0,2	11	0,6	20	-12	0,6	11	8	14	2,5	1,5	13	0,9	20	-3	2	7,5	5,5	15	0,8	0,3	6	0,3	20	5	1	10	6	16	0,9	0,4	12	0,6	20	0	0,6	6	3	17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8	12	7	18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																																														
12	4	1	2	0,1	20	8	1																																																																																																																																																																																																																																										
	8	4						13	0,5	0,2	11	0,6	20	-12	0,6	11	8	14	2,5	1,5	13	0,9	20	-3	2	7,5	5,5	15	0,8	0,3	6	0,3	20	5	1	10	6	16	0,9	0,4	12	0,6	20	0	0,6	6	3	17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8	12	7	18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																																																								
13	0,5	0,2	11	0,6	20	-12	0,6																																																																																																																																																																																																																																										
	11	8						14	2,5	1,5	13	0,9	20	-3	2	7,5	5,5	15	0,8	0,3	6	0,3	20	5	1	10	6	16	0,9	0,4	12	0,6	20	0	0,6	6	3	17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8	12	7	18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																																																																		
14	2,5	1,5	13	0,9	20	-3	2																																																																																																																																																																																																																																										
	7,5	5,5						15	0,8	0,3	6	0,3	20	5	1	10	6	16	0,9	0,4	12	0,6	20	0	0,6	6	3	17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8	12	7	18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																																																																												
15	0,8	0,3	6	0,3	20	5	1																																																																																																																																																																																																																																										
	10	6						16	0,9	0,4	12	0,6	20	0	0,6	6	3	17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8	12	7	18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																																																																																						
16	0,9	0,4	12	0,6	20	0	0,6																																																																																																																																																																																																																																										
	6	3						17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8	12	7	18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																																																																																																
17	4	2	18	1,2	20	-20	0,8																																																																																																																																																																																																																																										
	12	7						18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1	4	2	19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																																																																																																										
18	0,9	0,5	9	0,5	20	-2	1																																																																																																																																																																																																																																										
	4	2						19	4	2	20	1,2	20	6	0,6	12	6	20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																																																																																																																				
19	4	2	20	1,2	20	6	0,6																																																																																																																																																																																																																																										
	12	6						20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2	9	6	21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																																																																																																																														
20	1	0,5	4	0,1	20	-8	2																																																																																																																																																																																																																																										
	9	6						21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1	12	9	22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																																																																																																																																								
21	0,8	0,3	1	0,1	20	10	1																																																																																																																																																																																																																																										
	12	9						22	3	2	10	0,9	20	7	0,6	9	5	23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																																																																																																																																																		
22	3	2	10	0,9	20	7	0,6																																																																																																																																																																																																																																										
	9	5						23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8	10	7	24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																																																																																																																																																												
23	0,9	0,5	8	0,3	20	-10	0,8																																																																																																																																																																																																																																										
	10	7						24	4	2	10	0,5	20	-15	2	11	5	25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																																																																																																																																																																						
24	4	2	10	0,5	20	-15	2																																																																																																																																																																																																																																										
	11	5						25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6	12	7																																																																																																																																																																																																																																
25	1	0,1	13	1,2	20	5	0,6																																																																																																																																																																																																																																										
	12	7																																																																																																																																																																																																																																															

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.1

Компоненты	Мм	Ср
CH_4	16	2220
C_2H_6	30	1729
C_3H_8	44	1560
C_4H_{10}	58	1490
C_5H_{12}	72	1450
C_6H_{14}	86	1410

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.2

Максимальное содержание водяных паров в газе в зависимости от давления и температуры



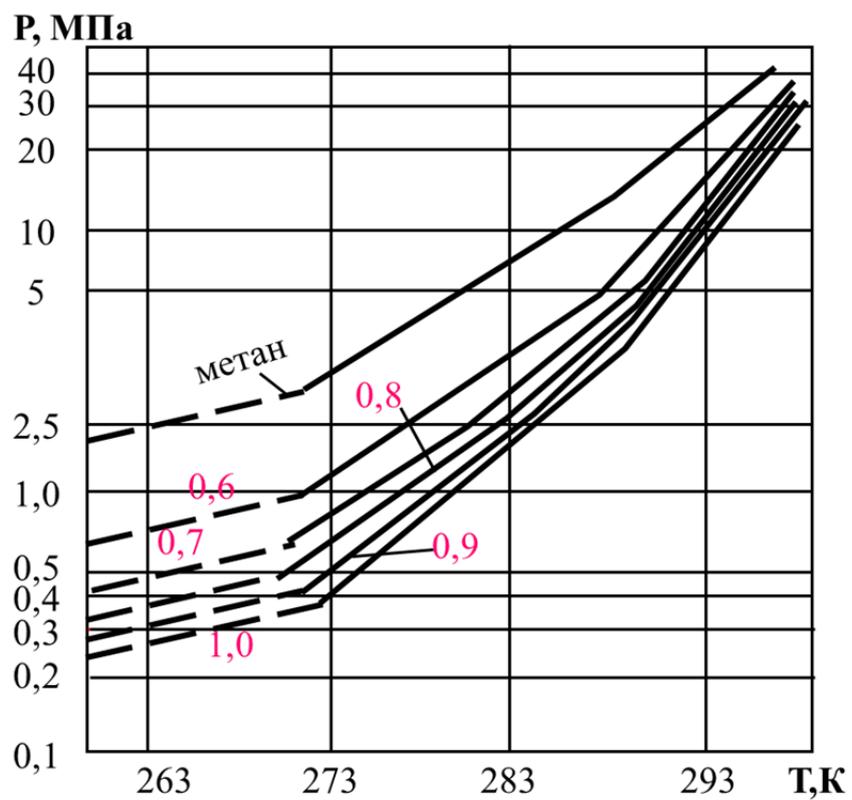
ПРИЛОЖЕНИЕ 6.3

Значения коэффициентов *A* и *B* в уравнении Бюкачека для различных температур

Темпер., °C	A	B	Темпер., °C	A	B	Темпер., °C	A	B
0	0,145	0,00347	12	10,72	0,7670	60	152,0	0,562
-38	0,178	0,00402	14	12,39	0,0855	62	166,5	0,399
-34	0,267	0,00538	16	13,94	0,0930	64	183,3	0,645
-30	0,393	0,00710	18	15,75	0,1020	66	200,5	0,691
-28	0,471	0,00806	20	17,87	0,1120	68	219,0	0,741
-26	0,566	0,00921	22	20,15 '	0,1227	70	238,5	0,793
-24	0,677	0,01043	24	22,80	0,1343	72	260,0	0,841
-22	0,809	0,01168	26	25,50	0,1463	74	283,0	0,902
-20	0,960	0,01340	28	28,70	0,1595	76	306,0	0,965
-18	1,144	0,01510	30	32,30	0,1740	78	335,0	1,023
-16	1,350	0,01705	32	36,10	0,189	80	363,0	1,083
-14	1,590	0,01927	34	40,50	0,207	82	394,0	1,148
-12	1,868	0,02115	36	45,20	0,224	84	427,0	1,205
-10	2,188	0,02290	38	50,80	0,242	86	462,0	1,250
-8	2,550	0,02710	40	56,20	0,263	88	501,0	1,290
-6	2,990	0,03035	42	62,70	0,285	90	537,5	1,327
-4	3,480	0,03380	44	69,20	0,310	92	582,5	1,365
-2	4,030	0,03770	46	76,70	0,335	94	624,0	1,405
0	4,670	0,04180	48	85,30	0,363	96	672,0	1,445
2	5,400	0,04640	50	94,00	0,391	98	725,0	1,487
4	6,225	0,0515	52	103,00	0,422	100	776,0	1,530
6	7,150	0,0571	54	114,00	0,454	110	1093,0	2,620
8	8,200	0,0630	56	126,00	0,487	120	1520,0	3,410
10	9,390	0,0696	58	138,00	0,521	130	2080,0	4,390

ПРИЛОЖЕНИЕ 6.4

Равновесные условия образования гидратов для газов различной относительной плотности



Учебное издание

РАСЧЕТ ПРОЦЕССОВ И АППАРАТОВ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Методические указания к выполнению практических работ
по курсу «Сбор и подготовка продукции нефтяных и газовых скважин»
для студентов IV курса, обучающихся по направлению 21.03.01
«Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание
объектов добычи нефти»

Авторы-составители

ШИШМИНА Людмила Всеволодовна
НОСОВА Оксана Владимировна

Издано в авторской редакции

Компьютерная верстка *Д.В. Сотникова*

Подписано к печати 30.10.2015. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 4,13. Уч.-изд. л. 3,73.
Заказ 488-15. Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Система менеджмента качества

Издательства Томского политехнического университета

Сертифицирована в соответствии с требованиями ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  **ТПУ**. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru