

Задача 5.21. Рассчитать изменение приемистости нагнетательной скважины при закачке полимерного раствора средней вязкости (ПР_с) центробежным насосом при увеличении диаметра нагнетательных труб (НКТ) и наземного трубопровода от значения 75 мм до 105 мм

$$\bar{D} = 1,4;$$

$$\bar{D}_{\text{тр}} = 1,4.$$

Остальные исходные данные принять по условию задачи 5.2.

Задача 5.22. На сколько % снизится (если снизится) давление нагнетания поршневого насоса при закачке в нагнетательную скважину сточной пластовой воды (СПВ) при увеличении диаметра НКТ и трубопровода на 40%

$$\bar{D} = 1,4;$$

$$\bar{D}_{\text{тр}} = 1,4.$$

Остальные исходные данные принять по условию задачи 5.4.

Задача 5.23. Рассчитать изменение гидродинамической нагрузки при закачке СПВ в нагнетательную скважину поршневым насосом при увеличении диаметра НКТ и трубопровода на 40%.

$$\bar{D} = 1,4;$$

$$\bar{D}_{\text{тр}} = 1,4.$$

Остальные исходные данные принять по условию задачи 5.4.

5.2. ЗАКАЧКА ДИОКСИДА УГЛЕРОДА В НАГНЕТАТЕЛЬНУЮ СКВАЖИНУ

(расчет закачки технологически нестабильных жидкостей)

Справочно-методический материал

В данном разделе рассматриваются процессы закачки диоксида углерода, который в зависимости от давления и температуры в элементах технологической цепочки может находиться в жидком, газообразном или двухфазном состоянии. Поэтому эту среду мы условно называем технологически нестабильной средой, хотя правильнее было бы назвать её “фазовонестабильной” средой.

МОДЕЛЬ. Движение диоксида углерода (CO_2) в вертикальной или наклонной скважине является неизотермическим процессом перемещения сплошной массы из области одного давления в область другого. Перемещение может происходить как в однофазных состояниях (газ, жидкость), так и с фазовыми переходами.

Наиболее часто в качестве проектной принимается схема закачки CO_2 в однофазном жидком состоянии. В глубоких скважинах при реализации этой схемы закачиваемая среда может подходить к забою в сверхкритическом состоянии.

Стационарный неизотермический процесс движения диоксида углерода от устья к забою вертикальной скважины в общем случае детерминируется системой уравнений:

- неразрывности;
- состояния;
- баланса движения;
- баланса энергии.

Уравнение неразрывности:

$$M = \rho \omega \Omega. \quad (5.11)$$

Уравнение состояния:

$$\rho = \rho(P, T). \quad (5.12)$$

Уравнение баланса движения:

$$\frac{1}{\rho} \frac{dp}{dx} + \frac{\lambda \omega^2}{2D} - g + \frac{d}{dx} \left(\frac{\omega^2}{2} \right) = 0. \quad (5.13)$$

В этих уравнениях M — массовый расход; ρ — плотность диоксида углерода; ω — скорость течения CO_2 ; Ω — площадь внутреннего сечения нагнетательных (НКТ) труб; λ — коэффициент гидравлического сопротивления; D — внутренний диаметр труб; g — ускорение свободного падения.

Уравнение баланса энергии может быть записано с применением понятия потенциальной работы потока:

$$\delta g^* + \delta g^{**} = dH + \delta A, \quad (5.14)$$

где δg^* — удельное (на единицу массы) количество теплоты, полученное перемещаемой средой извне; δg^{**} — удельные необратимые потери внутреннего теплообмена; H — энтальпия; A — потенциальная работа потока.

Изменение потенциальной работы потока:

$$\delta A = \delta l + d\left(\frac{\omega^2}{2}\right) - gdx + \delta A^{**}. \quad (5.15)$$

Уравнение (5.14) с учетом (5.15) можно записать в виде

$$\delta g^* + \delta g^{**} = dH + \delta l + d\left(\frac{\omega^2}{2}\right) - gdx + \delta A^{**}. \quad (5.16)$$

В этих уравнениях δl -- работа, передаваемая потоком внешним телам; δA^{**} -- удельные необратимые потери потенциальной работы.

Предполагается, что в скважине не происходит работа потока над внешней средой (нет турбин, поршней и т. п.), т. е. $\delta l = 0$.

Учитывая также, что $\delta A^{**} = \delta g^{**}$, уравнение (5.16) можно переписать в виде

$$\delta g^* = dH + d\left(\frac{\omega^2}{2}\right) - gdx. \quad (5.17)$$

С другой стороны, теплоприток извне на участке длиной dx

$$\delta g^* = +\frac{\pi DK_s}{M} (T_s - T) dx. \quad (5.18)$$

Совместное решение (5.17) и (5.18) даст:

$$\frac{dH}{dx} - \frac{d}{dx} \left(\frac{\omega^2}{2} \right) - g - \frac{\pi DK_s}{M} (T_s - T) = 0. \quad (5.19)$$

В уравнении (5.19), так же как и в уравнении баланса движения, слагаемым, отражающим изменение скоростного напора, можно пренебречь:

$$\frac{dH}{dx} = g + \frac{\pi DK_s}{M} (T_s - T). \quad (5.20)$$

С учетом того, что

$$\frac{dH}{dx} = \frac{\partial H}{\partial p} \frac{dp}{dx} + \frac{\partial H}{\partial T} \frac{dT}{dx} \quad \text{и} \quad \frac{\partial H}{\partial T} = C,$$

уравнение энергии можно представить в виде

$$C \frac{dT}{dx} = g + \frac{\pi D K_s}{M} (T_s - T) - \frac{\partial H}{\partial p} \frac{dp}{dx}. \quad (5.21)$$

Окончательно система уравнений для расчета процесса закачки CO_2 в скважину будет иметь следующий вид:

$$\frac{dT}{dx} = \frac{1}{C} \left(g + \frac{\pi D K_s (T_s - T)}{M} - \frac{\partial H}{\partial p} \frac{dp}{dx} \right); \quad (5.22)$$

$$\frac{dp}{dx} = \rho \left(g - \frac{0,81 \lambda M^2}{D^2 \rho^2} \right), \quad (5.23)$$

где C — теплоемкость CO_2 при постоянном давлении; K_s — коэффициент теплопередачи, который при более точных расчетах следует представлять в виде зависимости от глубины скважины; $T_s = T_{s0} + \Gamma \cdot x$ — температура окружающей среды в точке x ; T_{s0} — условная температура окружающей среды на устье скважины; Γ — геометрический градиент в районе расположения скважины; $\lambda = 0,067 \times \left(\frac{124 D \mu}{M} + \frac{2 K_m}{D} \right)^{0.2}$ — коэффициент гидравлического сопротивления; K_m — коэффициент шероховатости внутренней поверхности труб; μ — коэффициент динамической вязкости диоксида углерода; остальные обозначения прежние.

Для проведения расчета необходимо знать следующие теплотехнические свойства CO_2 , зависящие от давления и температуры: плотность ρ , теплоемкость при постоянном давлении C_p , коэффициент динамической вязкости μ , а также упругость паров диоксида углерода (давление насыщения) в зависимости от температуры P_s . Значения P_s совместно со значениями других свойств диоксида углерода на линии насыщения представлены в табл. 5.11.

Плотность диоксида углерода ρ при разных значениях давления и температуры представлена в табл. 5.12.

Таблица 5.11

Свойства CO_2 на линии фазового превращения

Температура T, K	Давление $p_s', \text{МПа}$	Плотность, кг/м^3		Энтальпия, кДж/кг		Теплота паро- образо- вания r , кДж/кг	Вязкость, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	
		газа ρ''	жид- кости ρ'	газа H''	жид- кости H'		газа μ''	жид- кости μ'
220	0,60	15,9	1167	734	393	341	11,3	238
240	1,28	33,3	1090	739	430	309	12,4	170
260	2,42	64,4	998	739	472	267	13,8	124
280	4,16	122	882	729	520	209	15,9	88,8
290	5,32	172	804	717	548	169	17,7	72,6
295	5,98	211	752	706	565	141	19,2	64
300	6,71	262	681	689	585	104	21,7	54
301	6,87	290	662	684	591	93	22,6	51,6
302	7,03	312	639	677	596	81	23,7	49
303	7,19	343	611	669	603	66	25,3	45,9
304	7,38	468	468	—	—	0	—	—

Таблица 5.12

Плотность CO_2 в различных термобарических условиях
 $\rho, \text{кг/м}^3$

Темпера- тура, K	Давление, МПа:										
	0,1	1	2	5	6	7	8	9	10	15	50
220	2,4	1168	1170	1176	1178	1180	1181	1189	1185	—	—
240	2,2	24,9	1092	1102	1104	1107	1110	1113	1116	1129	1195
260	2,0	22,2	49,9	1012	1017	1022	1026	1031	1035	1054	1041
270	2	21,1	46,5	959	966	972	978	984	989	1013	1114
280	1,9	20,2	43,8	893	904	914	923	931	938	969	1086
290	1,8	19,4	41,5	149	820	839	854	867	878	921	1058
300	1,8	18,6	39,5	129	183	706	754	781	802	866	1029
305	1,7	18,2	38,5	122	166	244	658	719	752	836	1015
310	1,7	17,9	37,7	126	155	211	331	616	687	803	1001
320	1,7	17,2	36,1	107	139	179	232	314	450	728	972
340	1,6	16,1	33,4	94,6	119	147	179	216	259	537	914
370	1,4	14,7	30,1	81,8	101	122	144	168	193	344	828

Коэффициент динамической вязкости μ представлен в табл. 5.13.

Коэффициент теплоемкости C представлен в табл. 5.14.

Таблица 5.13

**Коэффициент динамической вязкости CO_2 в различных
термобарических условиях μ , мПа·с**

Температура, К	Давление, МПа									
	0,1	1	2	5	7	8	9	10	15	50
220	11,20	239	241,1	247,3	251,4	253,4	255,4	257,4	227,7	—
240	12,13	12,32	171,2	177	180,8	182,6	184,5	186,3	168,8	253,7
260	13,10	13,28	13,60	129	132,9	134,7	136,6	138,3	128,3	198,2
270	13,59	13,76	14,06	109,6	113,9	115,8	117,8	119,6	120	177,4
280	14,08	14,25	14,52	91,32	96,49	98,79	101	103	105	160,1
290	14,58	14,74	14,99	17,07	79,26	82,36	85,11	87,62	91,34	145,4
300	15,07	15,13	15,47	17,09	57,36	64,21	68,72	72,29	76,69	132,8
305	15,31	15,47	15,71	17,19	20,90	51,22	59,23	64,11	72,60	127,2
310	15,56	15,71	15,95	17,32	19,96	24,98	46,62	54,95	66,63	121,9
320	16,05	16,20	16,42	17,64	19,45	21,21	24,64	32,51	49,55	112,4
340	17,01	17,16	17,37	18,38	19,58	20,46	21,63	23,22	40,11	96,45
370	18,44	18,58	18,77	19,60	20,45	20,99	21,63	22,38	28,49	78,35

Таблица 5.14

**Коэффициент теплоемкости CO_2 в различных
термобарических условиях C , кДж/(кг К)**

Температура, К	Давление, МПа									
	0,1	1	2	5	7	8	9	10	15	50
220	0,786	1,819	1,810	1,784	1,768	1,760	1,753	1,746		
240	0,797	1,017	1,963	1,921	1,896	1,885	1,874	1,864	1,817	1,620
260	0,814	0,945	1,216	2,152	2,100	2,078	2,058	2,039	1,964	1,738
270	0,823	0,929	1,124	2,329	2,236	2,199	2,166	2,137	2,028	1,759
280	0,832	0,921	1,068	2,674	2,462	2,389	2,328	2,277	2,103	1,765
290	0,842	0,917	1,034	2,567	2,964	2,761	2,618	2,510	2,207	1,762
300	0,852	0,916	1,011	1,795	5,924	3,926	3,310	2,985	2,357	1,757
305	0,857	0,917	1,004	1,627	5,207	7,229	4,237	3,466	2,459	1,755
310	0,861	0,918	0,998	1,510	3,097	9,987	7,497	4,426	2,583	1,753
320	0,871	0,921	0,989	1,362	2,050	2,903	4,929	7,626	2,917	1,749
340	0,890	0,982	0,982	1,216	1,497	1,710	2,001	2,396	3,467	1,744
370	0,916	0,947	0,985	1,129	1,261	1,342	1,435	1,540	2,179	1,730

В одно из расчетных уравнений, а именно в уравнение (5.22) входит параметр частной производной энтальпии по давлению $\frac{\partial H}{\partial P}$. Значения этого параметра рассчитаны для значений давления и температуры, диапазон изменения которых заведомо охватывает термобарические условия закачки диоксида углерода для большинства нагнетательных скважин. Значения $\frac{\partial H}{\partial P}$ для диоксида углерода представлены в табл. 5.15.

Таблица 5.15

Параметр $\partial H / \partial P$ для расчета закачки CO_2

Темпера- тура, К	Частная производная энтальпии по давлению ($10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$) при $T = \text{const}$ и давлении, МПа:																
	0,1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20	30	40	50	60
240	-17,3	-315	0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,24	0,3	0,35	0,39	0,42	0,47
250	-15,2	-304	-0,1	-0,1	0	-0,1	0	0	0,1	0	0,1	0,16	0,23	0,3	0,35	0,38	0,45
260	-13,5	-16,7	-276	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,04	0,06	0,16	0,25	0,3	0,34	0,42
265	-12,2	-15,5	-270	-0,5	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,12	0	0,12	0,22	0,29	0,33	0,41
270	-11,7	-14,5	-18,8	-246	-0,7	-0,6	-0,6	-0,4	-0,4	-0,4	-0,2	-0,06	0,07	0,19	0,27	0,31	0,4
275	-11,6	-13,6	-16,7	-241	-1,1	-0,9	-0,8	-0,6	-0,6	-0,5	-0,34	-0,14	0,02	0,16	0,25	0,31	0,39
280	-11,2	-12,8	-15,5	-21,2	-215	-1,4	-1,2	-1	-0,8	-0,8	-0,48	-0,24	-0,03	0,13	0,22	0,28	0,38
285	-10,7	-12,1	-14,3	-18,4	-210	-2,2	-1,7	-1,5	-1,2	-1	-0,7	-0,39	-0,09	0,09	0,19	0,27	0,37
290	-10,3	-11,5	-13,2	-16,4	-23,3	-184	-2,9	-2,2	-1,8	-1,4	-0,96	-0,48	-0,17	0,05	0,17	0,25	0,36
295	-9,9	-10,9	-12,5	-14,8	-19,4	-174	-5,9	-3,7	-2,2	-2,1	-1,3	-0,64	-0,25	0	0,14	0,23	0,34
300	-9,4	-10,4	-11,7	-13,6	-16,9	-24	-144	-8,5	-4,7	-3,4	-1,8	-86	-0,35	-0,05	0,11	0,21	0,33
305	-9,2	-9,9	-11,1	-12,5	-15,1	-19,4	-31,5	-10,9	-11,5	-5,9	-2,6	-1,1	-0,46	-0,11	0,08	0,19	0,32
310	-8,9	-9,5	-10,5	-11,7	-13,6	-17	-22,6	-42,6	-70,1	-13,7	-4	-1,4	-0,6	-0,16	0,05	0,16	0,31
315	-8,6	-9,1	-10	-11	-12,5	-14,7	-18,4	-26	-45,9	-40,9	-6,7	-1,8	-0,74	-0,22	0,01	0,14	0,3
320	-8,3	-8,8	-9,5	-10,4	-11,5	-13,3	-15,8	-19,9	-27,7	-37,9	-11,7	-2,4	-0,9	-0,29	-0,03	0,11	0,29
330	-7,8	-8,1	-8,7	-9,3	-10,2	-11,2	-12,5	-14,4	-17,0	-20,3	-15,8	-3,8	-1,32	-0,44	-0,01	0,06	0,26
340	-7,3	-7,6	-8	-8,5	-9,1	-9,6	-10,6	-11,6	-12,9	-14,2	-14,8	-5,6	-1,82	-0,62	-0,21	0	0,24
350	-6,9	-7,1	-7,4	-7,8	-8,2	-8,7	-9,2	-9,9	-10,6	-11,3	-12,3	-7,1	-2,37	-0,82	-0,31	-0,05	0,2
360	-6,4	-6,7	-6,9	-7,2	-7,5	-7,9	-8,2	-8,6	-9,1	-9,5	-10,3	-7,5	-2,92	-1,02	-0,41	-0,12	0,18
370	-6,1	-6,3	-6,5	-6,7	-6,9	-6,2	-7,4	-7,7	-8,1	-8,2	-8,8	-7,3	-3,3	-1,23	-0,51	-0,19	0,15
340	-5,8	-6	-6	-6,3	-6,4	-6,6	-6,8	-7,0	-7,2	-7,4	-7,7	-6,8	-3,6	-1,4	-0,62	-0,25	0,11

Выделяются две группы задач расчета процесса закачки диоксида углерода в нагнетательную скважину:

1) определение значений необходимого давления на устье нагнетательной скважины P_y и температуры поступающего в призабойную зону пласта диоксида углерода T_{36} при заданных значениях давления на забое скважины P_{36} и температуры на устье T_y ;

2) определение забойных показателей (P_{36} и T_{36}) по известным (замеренным) устьевым (P_y и T_y).

Первая задача возникает, как правило, на стадии проектирования или при планировании изменения режима и условий закачки CO_2 .

Вторая задача возникает на стадии эксплуатации, когда значения устьевого давления можно замерить.

Кроме указанных, могут возникать исследовательские задачи с целью оптимизации системы закачки — выбор оптимальных параметров оборудования и режима закачки.

Инженерные задачи с решениями

Задача 5.24. Рассчитать необходимое значение коэффициента приемистости $K_{прм}$, температуры потока жидкого диоксида углерода (CO_2) на забое нагнетательной скважины T_{36} и необходимое давление на устье нагнетательной скважины P_y для обеспечения заданной приемистости (темпа закачки) M и заданного давления на забое $P_{36ф}$ при заданной температуре на устье T_y . Исходные данные для расчета, характеризующие объект и процесс закачки, представлены в табл. 5.16. Свойства диоксида углерода представлены в табл. 5.11–5.15.

Базовыми расчетными уравнениями являются уравнения (5.22) и (5.23). Расчет ведется методом последовательных приближений: задается значение $P_y \rightarrow$ рассчитывается $P_{36р} \rightarrow$ сравниваются расчетное и требуемое значения забойного давления $P_{36р} ? P_{36ф} \rightarrow$ при сильном различии делается следующее приближение по значению P_y . Таким образом задача относится к первой группе задач расчета процесса закачки технологически нестабильных жидкостей.

РЕШЕНИЕ

Шаг 1. Длина расчетного участка:

$$\Delta x = L/n = 2000/10 = 200 \text{ м.}$$

Таблица 5.16

Исходные данные для расчета процесса закачки жидкого CO_2
(к задаче 5.24)

Параметр, размерность	Обозначение	Значение
Пластовое давление, ат	$P_{пл}$	150
Температура на устье скважины, °C	T_y	7
Упругость паров CO_2 , ат	P_s	табл. 5.11
Коэффициент приемистости, $\tau/(\text{сут. ат})$	$K_{прм}$	4,8
Плотность CO_2 , кг/м^3	ρ	табл. 5.12
Теплоемкость CO_2 , $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$	C	табл. 5.14
Параметр $\partial H/\partial P$, $\text{м}^3/\text{кг}$	$\partial H/\partial P$	табл. 5.15
Коэффициент динамической вязкости, $\text{мкПа} \cdot \text{см}$	M	табл. 5.13
Диаметр НКТ внутренний, мм	D	70
Массовый расход (темп закачки), кг/с	M	4
Коэффициент шероховатости труб, мкм	$K_{ш}$	30
Коэффициент теплопередачи, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})$	K_s	2,9
Расчетная температура окружающей среды на устье, K	T_{sy}	276
Геотермический градиент, K/м	Γ	0,028
Глубина скважины, м	L	2000
Требуемое давление на забое нагнетательной скважины, ат	$P_{збф}$	230
Степень пережатия жидкого CO_2 на устье, ат	$\Delta P_{ш}$	8
Число расчетных участков	n	10
Допустимая относительная погрешность расчета P_{δ}	$[\delta P]$	0,03

Шаг 2. Упругость паров CO_2 на устье, т. е. в начальной точке первого расчетного участка:

$$P_{sy} = P_s(T_y) = P_s(7) = 4,2 \text{ МПа.}$$

Шаг 3. Принимаем давление на устье выше, чем упругость паров на величину, $\Delta P_{ш}$:

$$P_y = P_{sy} + \Delta P_{ш} = (4,2 + 0,8) \cdot 10^6 = 5 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Шаг 4. Давление, температура и упругость паров CO_2 в начальной точке первого расчетного участка:

$$x' = 0 \text{ м; } P' = P_y = 5 \text{ МПа; } T' = T_y = 7^\circ \text{C; } P'_s = P_{sy} = 4,2 \text{ МПа.}$$

Шаг 5. Определение коэффициента динамической вязкости CO_2 при P' и T' из табл. 5.13:

$$\mu' = \mu(P', T') = \mu(5, 7) = 94 \text{ мкПа} \cdot \text{с.}$$

Шаг 6. Коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{124 D \mu'}{M} + \frac{2 K_{\text{ш}}}{D} \right)^{0,2} =$$

$$= 0,067 \left(\frac{124 \cdot 0,07 \cdot 94 \cdot 10^{-6}}{4} + \frac{2 \cdot 3 \cdot 10^{-5}}{0,07} \right)^{0,2} = 0,017.$$

Шаг 7. Промежуточный параметр в уравнении (5.23):

$$a = 0,81 \lambda M^2 / D^5 = 0,81 \cdot 0,017 \cdot 4^2 / 0,07^5 = 131 \cdot 10^3 \text{ кг}^2 / (\text{с}^2 \cdot \text{м}^5).$$

Шаг 8. Промежуточный параметр в уравнении (5.22):

$$b = \pi D K_s / M = 3,14 \cdot 0,07 \cdot 2,9 / 4 = 0,16 \text{ Н} / (\text{кг} \cdot \text{К}) = 0,16 \text{ м} / (\text{с}^2 \cdot \text{К}).$$

Шаг 9. Параметры в первой точке (на устье), т. е. в начальной точке

$$x = 0; \quad P = P_y = P' = 5 \text{ МПа}; \quad T = T_y = T' = 280 \text{ К};$$

$$T_s = T_{s0} = 276 \text{ К}.$$

Шаг 10. Плотность в начальной точке первого расчетного участка из табл. 5.12 при P' и T' :

$$\rho' = \rho(P'; T') = \rho(5; 280) = 890 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

Шаг 11. Теплоемкость в начальной точке первого расчетного участка из табл. 5.14 при P' и T' :

$$C' = C(P'; T') = C(5; 280) = 2500 \text{ Дж} / (\text{кг} \cdot \text{К}).$$

Шаг 12. Параметр $\frac{\partial H}{\partial P}$ в начальной точке первого расчетного участка из табл. 5.15 при P' и T' :

$$\left(\frac{\partial H}{\partial P} \right)' = \frac{\partial H}{\partial P}(P'; T') = \frac{\partial H}{\partial P}(5; 280) = -0,0014 \text{ м}^3 / \text{кг}.$$

Шаг 13. Градиент давления по формуле (5.23) с учетом промежуточного параметра “а”:

$$\left(\frac{dP}{dx} \right)' = g \cdot \rho' - \frac{a}{\rho'} = 9,81 \cdot 890 - \frac{131 \cdot 10^3}{890} = 8580 \text{ Па} / \text{м}.$$

Шаг 14. Давление в конце первого расчетного участка:

$$P'' = P' + \left(\frac{dP}{dx} \right)' \cdot \Delta x = 5 \cdot 10^6 + 8580 \cdot 200 = 6,72 \cdot 10^6 \text{ Па} = 6,72 \text{ МПа}.$$

Шаг 15. Градиент температуры по формуле (5.22) с учетом промежуточного параметра "b":

$$\left(\frac{dT}{dx} \right)' = \left(g + b(T'_s - T') - \left(\frac{\partial H}{\partial P} \right)' \cdot \left(\frac{dP}{dx} \right)' \right) / C =$$

$$= (9,81 + 0,16(276 - 280) + 0,0014 \cdot 8580) / 2500 = 0,00847 \text{ К/м}.$$

Шаг 16. Температура в конце первого расчетного участка:

$$T'' = T' + \left(\frac{dT}{dx} \right)' \cdot \Delta x = 280 + 0,00847 \cdot 200 = 281,7 \text{ К}.$$

Шаг 17. Температура окружающей среды в конце первого расчетного участка:

$$T''_s = T'_s + I' \cdot \Delta x = 276 + 0,028 \cdot 200 = 281,6 \text{ К}.$$

Шаг 18. Координата начальной точки второго расчетного участка:

$$x' = x' + \Delta x = 0 + 200 = 200 \text{ м}.$$

Шаг 19. Сравнение x' с глубиной скважины L : так как $x' < L$, т. е. $200 < 2000$ м, расчет продолжается.

Шаг 20. Возврат к шагу 9.

Шаг 21. Расчет по аналогии с шагами 10–19 для всех участков скважины. Рассчитанные значения параметров участков приведены в табл. 5.17.

Шаг 22. Из табл. 5.17 видно, что рассчитанное значение давления на забое, т. е. давление при $x = L$, составляет

$$P_{збп} = P(L) = 22,69 \text{ МПа}.$$

Шаг 23. Сравнение рассчитанного значения забойного давления с необходимым:

$$\delta P = \left| \frac{P_{збп} - P_{збф}}{P_{збф}} \right| = \left| \frac{22,69 - 23}{23} \right| = 0,0135.$$

Таблица 5.17

Рассчитанные значения параметров участков
нагнетательной скважины для закачки CO_2
(к задаче 5.21)

i	Параметры в начале участка (верх)							
	x , М	P , МПа	T , К	T_s , К	ρ , кг/м ³	C , Дж/(кг К)	$\frac{\partial H}{\partial P} 10^3$, м ³ /кг	$\frac{dP}{dx}$, Н/м ³
1	0	5	280	276	890	2500	-1,40	8580
2	200	6,720	281,7	281,6	900	2450	-1,26	8675
3	400	8,460	283,4	287,2	910	2400	1,01	8763
4	600	10,21	285	292,8	915	2250	0,70	8811
5	800	11,97	286,5	298,4	917,5	2240	0,67	8836
6	1000	13,73	288,1	304	921	2220	-0,60	8869
7	1200	15,50	289,6	309,6	926	2200	0,50	8917
8	1400	17,28	291,2	315,2	935	2150	0,40	9004
9	1600	19,08	292,8	320,8	936	2100	0,30	9014
10	1800	20,88	294,4	326,4	940	2050	-0,25	9052
L	2000	22,69	296,1	332	943	2000	0,20	9080

Шаг 24. Если $\delta P > [\delta P]$, то переход к шагу 25; если $\delta P < [\delta P]$, то переход к шагу 26. В данном случае

$$\delta P = 0,0135 < 0,03 = [\delta P],$$

поэтому переход к шагу 26.

Шаг 25. Уточнение ранее принятого значения устьевое давления на величину

$$\Delta P_v = P_{\text{вф}} - P_{\text{вр}}.$$

Шаг 26. Температура потока CO_2 на забое скважины, т. е. при $x = L$ из

$$T_{\text{зб}} = T(L) = 296,1 \text{ К} = 23,1^\circ\text{C}.$$

Шаг 27. Проверка на соблюдение однофазности потока. Производится путем сопоставления давления и давления насыщения (упругости паров) CO_2 . Упругость паров в зависимости от температуры определяется из табл. 5.11. Распределение значений температуры, упругости паров CO_2 и давления по глубине нагнетательной скважины приведено в табл. 5.18 и на рис. 5.3 и 5.4.

Таблица 5.18

Температура T , упругость паров P_s , давление P в различных точках нагнетательной скважины при закачке жидкого CO_2 (к задаче 5.24)

z	X , м	T , °C	P_s , ат	P , ат	Степень "пережатия" жидкого CO_2 $\Delta P_{\text{зн}}$, ат	Температура окружающей среды T_s °C
1	0	7	42	50	8	3,0
2	200	9	44	67	23	8,6
3	400	10	45	85	40	14,2
4	600	12	48	102	54	19,8
5	800	13	49	120	71	25,4
6	1000	15	51	137	86	31,0
7	1200	17	54	155	101	36,6
8	1400	18	56	173	117	42,2
9	1600	20	58	191	133	47,8
10	1800	21	59	209	150	53,4
L	2000	23	62	227	165	59

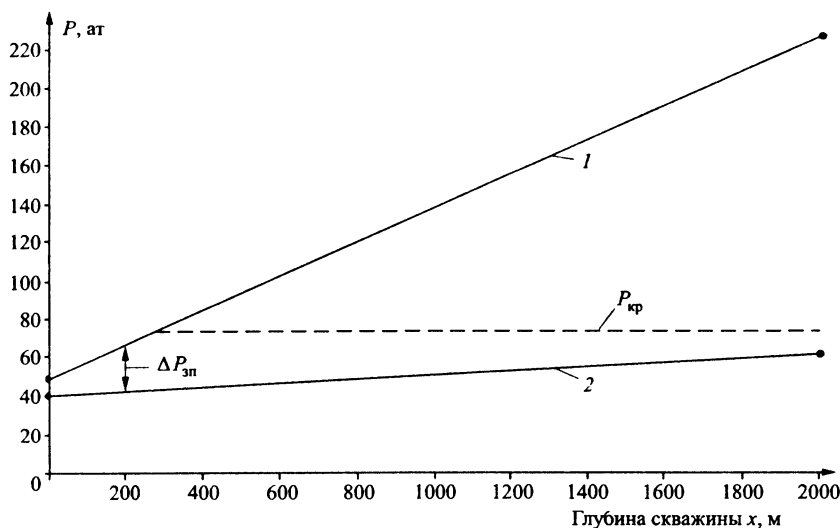


Рис. 5.3. Распределение давления (1) и упругости паров (2) в нагнетательной скважине при закачке жидкого диоксида углерода; (к задаче 5.24), $P_{\text{кр}}$ — критическое давление CO_2 ; $\Delta P_{\text{зн}}$ — степень "пережатия" жидкого CO_2

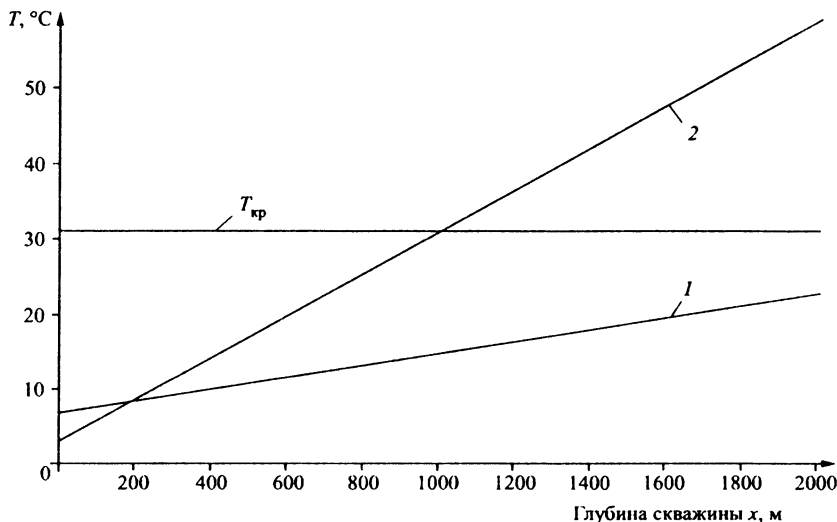


Рис. 5.4. Распределение температуры (1) и температуры окружающей среды (2) в нагнетательной скважине при подаче на устье жидкого диоксида углерода: $T_{кр}$ – критическая температура CO_2 (к задаче 5.24)

Шаг 28. Требуемое значение коэффициента приемистости нагнетательной скважины:

$$K_{пр} = \frac{M}{P_{збф} - P_{пл}} = \frac{4}{23 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6} = 0,5 \cdot 10^{-6} \text{ кг/с} \cdot \text{Па} = 4,32 \text{ т/сут} \cdot \text{ат.}$$

Шаг 29. Формирование результирующей таблицы с базовыми исходными данными и основными результатами расчетов (табл. 5.19).

Выводы по задаче 5.24

1. Возможность закачки жидкого CO_2 .

Подача жидкого диоксида углерода на устье нагнетательной скважины с “пережатием”, т. е. с превышением давления над давлением насыщения, в 8 ат обеспечивает надежную стабильную доставку CO_2 на забой, где степень пережатия уже достигает 165 ат. Таким образом по всей глубине скважины закачиваемая среда сохраняет свое однофазное жидкое состояние.

Таблица 5 19

**Показатели закачки жидкого диоксида углерода (СО₂)
в нагнетательную скважину
(результатирующая таблица к задаче 5.24)**

Показатель, размерность	Обозначение	Значение	
		устье скважины	забой скважины
1. Плотность СО ₂ , кг/м ³	ρ	890	943
2. Теплоемкость, Дж/(кг К)	C	2500	2000
3. Вязкость, мкПа·с	μ	94	105
4. Градиент энтальпии, м ³ /кг	$\frac{\partial H}{\partial P}$	-0,0014	- 0,0002
5. Упругость паров СО ₂ , ат	P_s	42	62
6. Секундный массовый расход, кг/с	M	4	4
7. Суточный объемный расход, м ³ /сут	Q	388	366
8. Температура СО ₂ , °С	T	7	23
9. Давление СО ₂ , °С	P	50	227
10. Степень "пережатия" СО ₂ , ат	ΔP_m	8	165
11. Суточная массовая приемис- тость скважины, т/сут	$M_{\text{вт}}$	346	346
12. Необходимое значение коэффи- циента приемистости, т/(сут. ат)	$K_{\text{п р}}$	.	4,32

2. Технологическая эффективность.

Закачка жидкого диоксида углерода обеспечивает высокие значения забойного давления. При давлении нагнетаемой среды на устье в 50 ат в продуктивный пласт поступает жидкий СО₂ под давлением 227 ат. При этом для обеспечения заданной приемистости в 4 кг/с (346 т/сут) требуется коэффициент приемистости на уровне 4,3 т/(сут. ат), что меньше фактического значения в 4,8 т/(сут. ат).

3. Температурный режим.

На устье скважины подается диоксид углерода при температуре превышающей температуру окружающей среды на 4°С. Зона с положительным перепадом температуры СО₂ по сравнению с температурой окружающей среды, т. е. зона $T > T_s$ простирается всего лишь до глубины 200 м. Обширная зона от 200 м до 2000 м, т. е. до забоя скважины, является зоной теплопритока от окружающей среды. Несмотря на это в продуктивный пласт по-

ступает CO_2 с относительно невысокой температурой $T_{36}=23^\circ\text{C}$. Прирост температуры CO_2 в скважине составляет 16°C .

Задача 5.25. Рассчитать значения давления P_{36p} и температуры T_{36} на забое нагнетательной скважины при закачке газообразного диоксида углерода (CO_2) по заданным значениям давления P_v и температуры T_v на устье и заданном темпе закачки M . Свойства CO_2 представлены в табл. 5.11÷5.15.

Исходные данные для расчета представлены в табл. 5.20.

Таблица 5.20

**Исходные данные для расчета процесса закачки
газообразного CO_2 в нагнетательную скважину
(к задаче 5.25)**

Параметр, размерность	Обозначение	Значение
1. Давление на устье, ат	P_v	60
2. Температура на устье, $^\circ\text{C}$	T_v	27
3. Упругость паров CO_2 , ат	P_s	табл. 5.11
4. Плотность CO_2 , кг/м^3	ρ	табл. 5.12
5. Теплоемкость CO_2 , Дж/(кг К)	C	табл. 5.14
6. Вязкость CO_2 , мПа·с	μ	табл. 5.13
7. Параметр $\frac{\partial H}{\partial P}$, $\text{м}^3/\text{кг}$	$\frac{\partial H}{\partial P}$	табл. 5.15
8. Секундный массовый расход CO_2 , т. е. приемистость нагнетательной скважины, кг/с	M	4
9. Диаметр НКТ, м	D	0,07
10. Коэффициент шероховатости, мкм	$K_{ш}$	30
11. Коэффициент теплопередачи, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$	K_s	2,1
12. Температура окружающей среды на устье, $^\circ\text{C}$	T_{sy}	3
13. Геотермический градиент, $^\circ\text{C}/\text{м}$	Γ	0,028
14. Глубина скважины (отметка), м	L	2000
15. Число расчетных участков	n	10
16. Пластовое давление, ат	$P_{пл}$	150
17. Коэффициент приемистости нагнетательной скважины (фактическое значение), т/(сут. ат)	$K_{пф}$	4.8

Базовыми расчетными уравнениями являются уравнения (5.22) и (5.23). Вычисления ведутся методом прямого счета:

* по известным значениям давления и температуры в начале расчетного участка определяются свойства диоксида углерода, т. е. плотности, теплоемкости, вязкости, упругости паров и градиента энтальпии диоксида углерода (из табл. 5.11÷5.15);

- * по известным свойствам рассчитывают значения градиента давления и температуры для расчетного участка;
- * по известным значениям градиентов рассчитываются значения давления и температуры в конце расчетного участка;
- * расчет проводится по всей глубине скважины; количество расчетных участков выбирается из принципа обеспечения заданной точности расчета;
- * производится сравнение давления и давления насыщения.

Таким образом задача относится к второй группе задач расчета процесса закачки технологически нестабильных “жидкостей”. Здесь используется термин “жидкость”, т. к. хотя на устье скважины диоксид углерода подается в газообразном состоянии, в скважине возможен фазовый переход. Этот переход может привести к образованию газожидкостной смеси и жидкости.

РЕШЕНИЕ

Шаг 1. Расчет длины участка:

$$\Delta x = L/n = 2000/10 = 200 \text{ м.}$$

Шаг 2. Определение давления насыщения диоксида углерода при заданной устьевой температуре из табл. 5.11:

$$P_{sy} = P_s(T_y) = P_s(27) = 6,71 \text{ МПа.}$$

Шаг 3. Оценка степени “перегрева” (недожания) CO_2 в начальной точке (верх) первого расчетного участка, т. е. на устье скважины:

$$\Delta P_{\text{н}} = P_{sy} - P_y = 6,71 - 6 = 0,71 \text{ МПа.}$$

Шаг 4. Давление, температура, температура окружающей среды и упругость паров CO_2 в начальной точке первого расчетного участка:

$$x' = 0 \text{ м; } P' = P_y = 6 \text{ МПа; } T' = T_y = 27^\circ\text{C; } T'_s = T_{sy} = 3^\circ\text{C;}$$

$$P'_s = P_{sy} = 6,71 \text{ МПа.}$$

Шаг 5. Вязкость при P' и T' из табл. 5.13:

$$\mu' = \mu(P'; T') = \mu(6; 27) = 37 \text{ мкПа} \cdot \text{с.}$$

Шаг 6. Коэффициент гидравлического сопротивления нагнетательных труб (НКТ):

$$\lambda' = 0,067 \cdot \left(\frac{124 \cdot D \cdot \mu'}{M} + \frac{2 \cdot K_{\text{ш}}}{D} \right)^{0,2} =$$

$$= 0,067 \cdot \left(\frac{124 \cdot 70 \cdot 10^{-3} \cdot 37 \cdot 10^{-6}}{4} + \frac{2 \cdot 30 \cdot 10^{-6}}{70 \cdot 10^{-3}} \right)^{0,2} = 0.0173.$$

Шаг 7. Плотность CO_2 при P' и T' из табл. 5.12:

$$\rho' = \rho(P'; T') = \rho(6; 27) = 184 \text{ кг/м}^3.$$

Шаг 8. Градиент давления в первом расчетном участке по формуле (5.23):

$$\left(\frac{dP}{dx} \right)' = \rho' \cdot g \cdot \frac{0,81 \cdot \lambda' \cdot M^2}{\rho' \cdot D^5} =$$

$$= 184 \cdot 9,81 \cdot \frac{0,81 \cdot 0,0173 \cdot 4^2}{184 \cdot (0,07)^5} = 1075 \text{ Па/м.}$$

Шаг 9. Теплоемкость CO_2 при P' и T' из табл. 5.14:

$$C' = C(P', T') = C(6; 27) = 3000 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{K)}.$$

Шаг 10. Градиент энтальпии при P' и T' из табл. 5.15:

$$\left(\frac{\partial H}{\partial P} \right) = \frac{\partial H}{\partial P}(P', T') = \frac{\partial H}{\partial P}(6; 27) = -0,0064 \text{ м}^3/\text{кг.}$$

Шаг 11. Градиент температуры в первом расчетном участке по формуле (5.22):

$$\left(\frac{dT}{dx} \right)' = \left[g + \frac{\pi \cdot D \cdot K_s(T'_s - T')}{M} - \left(\frac{\partial H}{\partial P} \right)' \cdot \left(\frac{dP}{dx} \right)' \right] / C =$$

$$\left[9,81 + \frac{3,14 \cdot 0,07 \cdot 2,1 \cdot (3 - 27)}{4} + 0,0064 \cdot 1075 \right] / 3000 =$$

$$= 0,0046^\circ \text{C/м.}$$

Шаг 12. Давление в конце (низ) первого расчетного участка:

$$P'' = P' + \left(\frac{dP}{dx} \right)' \cdot \Delta x = 6 \cdot 10^6 + 1075 \cdot 200 = 6.215 \cdot 10^6 \text{ Па} = 6,22 \text{ МПа};$$

Шаг 13. Температура в конце первого расчетного участка:

$$T'' = T' + \left(\frac{dT}{dx} \right)' \cdot \Delta x = 27 + 0,0046 \cdot 200 = 27,9^\circ \text{C}.$$

Шаг 14. Упругость паров CO_2 в конце первого расчетного участка:

$$P_s'' = P_s(T'') = P_s(27,9) = 67,4.$$

Шаг 15. Степень недожигания CO_2 в конце первого участка:
 $\Delta P_{\text{нп}} = P_s' - P'' = 67,4 - 62,2 = 5,2 \text{ ат}.$

Шаг 16. Температура окружающей среды в конце первого расчетного участка:

$$T_s'' = T_s' + \Gamma \cdot \Delta x = 3 + 0,028 \cdot 200 = 8,6^\circ \text{C}.$$

Шаг 17. Проведение расчетов по аналогии для остальных участков нагнетательной скважины параметров T , P , P_s , $\Delta P_{\text{нп}}$, T_s . Значения этих параметров приведены в табл. 5.21 и на рисунках 5.5 и 5.6.

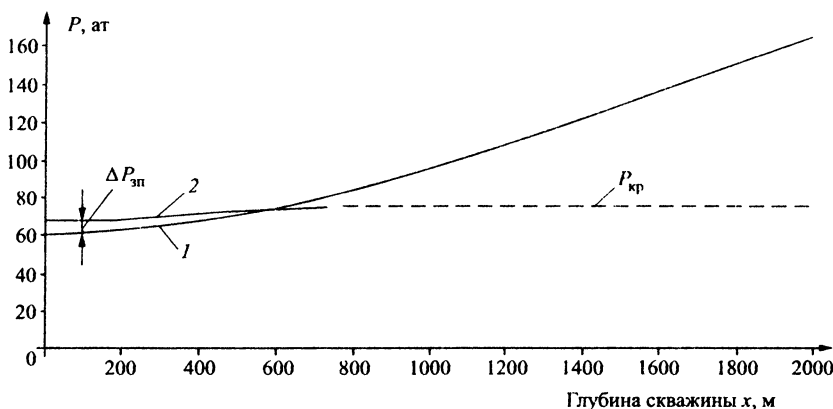


Рис. 5.5 Распределение давления (1) и упругости паров (2) в нагнетательной скважине при подаче, на устье газообразного диоксида углерода: (к задаче 5.25); $P_{\text{кр}}$ — критическое давление CO_2 , $\Delta P_{\text{нп}}$ — степень недожигания газообразного CO_2

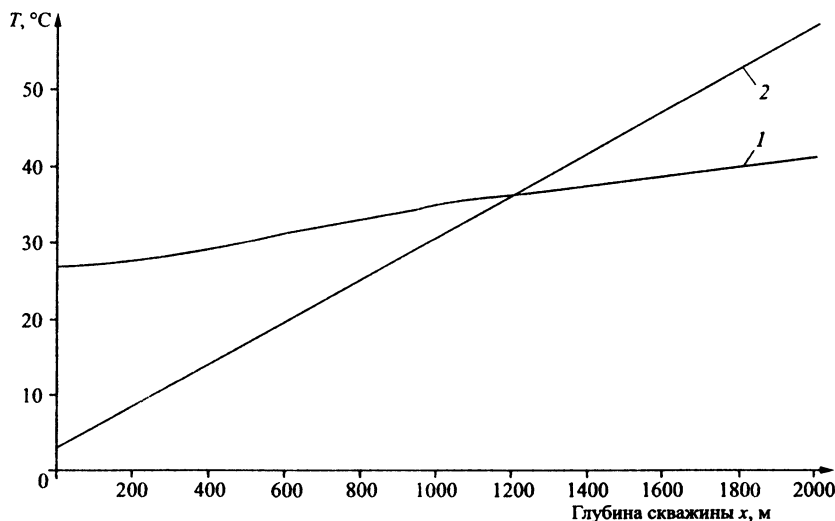


Рис. 5.6. Распределение температуры (1) и температуры окружающей среды (2) в нагнетательной скважине при подаче на устье газообразного диоксида углерода: (к задаче 5.25)

Видно, что диоксид углерода по мере движения от устья скважины к забою из чисто газового состояния переходит в закритическое состояние, при котором

$$T > T_{кр} = 31^{\circ}\text{C}.$$

Шаг 18. Требуемое значение коэффициента приемистости нагнетательной скважины:

$$\begin{aligned} K_{п\ p} &= \frac{M}{P_{збф} - P_{пл}} = \frac{4}{16,2 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6} = \\ &= 3,33 \cdot 10^{-6} \frac{\text{кг}}{\text{с} \cdot \text{Па}} = 28,8 \frac{\text{т}}{\text{сут} \cdot \text{ат}}. \end{aligned}$$

Шаг 19. Формирование результирующей таблицы с базовыми исходными данными и основными результатами расчетов (табл. 5.22).

Таблица 5.21

Температура T , упругость паров P_s , давление P
в различных точках нагнетательной скважины
при закачке газообразного CO_2 (к задаче 5.25)

i	z , м	T , °C	P_s , ат	P , ат	Степень "недо- жания" газооб- разного CO_2 $\Delta P_{\text{зн}}$, ат	Темпера- тура окружа- ющей среды T_s , °C
1	0	27	67,1	60	7,1	3
2	200	27,9	67,4	62,2	5,2	8,6
3	400	29,4	70,1	66,9	3,2	14,2
4	600	31,6	73,8	73,8	0,0	19,8
5	800	33,1	$> P_{\text{кр}}$	82,0	...	25,4
6	1000	35,3	$> P_{\text{кр}}$	93,6	...	31
7	1200	36,7	$> P_{\text{кр}}$	106,4	...	36,6
8	1400	38,0	$> P_{\text{кр}}$	120,0	...	42,2
9	1600	39,2	$> P_{\text{кр}}$	133,6	...	47,8
10	1800	40,4	$> P_{\text{кр}}$	147,4	...	53,4
L	2000	41,9	$> P_{\text{кр}}$	161,8	..	59

Таблица 5.22

Показатели закачки газообразного диоксида углерода (CO_2)
в нагнетательную скважину
(результатирующая таблица к задаче 5.25)

Показатель размерности	Обозна- чение	ЗНАЧЕНИЕ	
		устье сква- жины	забой сква- жины
1. Плотность диоксида углерода (CO_2), кг/м ³	ρ	184	780
2. Теплоемкость CO_2 , Дж/(кг·К)	C	3000	2600
3. Вязкость CO_2 , мкПа·с	μ	37	58
4. Градиент энтальпии CO_2 , м ³ /кг	$\frac{\partial H}{\partial P}$	-0,0064	-0,0013
5. Упругость паров CO_2 , ат	P_s	67,1	...
6. Секундный массовый расход, кг/с	M	4	4
7. Суточный объемный расход, м ³ /сут	Q	1878	443
8. Температура CO_2 , °C	T	27	42
9. Давление CO_2 , ат	P	60	162
10. Температура окружающей среды, °C	T_s	3	59
11. Степень "недожания" CO_2 , ат	$\Delta P_{\text{зн}}$	7,1	.
12. Требуемое значение коэффициента приёмистости, т/(сут ат)	K_{π}	...	28,8

Выводы по задаче 5.25

1. Возможность закачки газообразного CO_2

Подача газообразного диоксида углерода на устье нагнетательной скважины лишь при достаточно высоком значении устьевого давления в 60 атм обеспечивает постепенное повышение давления по глубине. При этом “недожатие” CO_2 , т. е. превышение давления насыщения над давлением потока, приходится держать невысоким: $\Delta P_{\text{зн}} = 7$ ат. Это не позволяет поддерживать устойчиво газообразное состояние потока по всей глубине скважины, а всего лишь на участке $0 \div 600$ м. На участке $600 \div 2000$ м (забой скважины) закачиваемая среда находится в закритическом состоянии ($T > T_{\text{кр}}$), т. е. в нестабильном состоянии, когда возможен процесс обратной конденсации и формирование “нежелательного” двухфазного потока. Действительно температура на забое превышает критическое значение всего лишь на $9-10^\circ\text{C}$, а давление, наоборот, значительно выше критического (на $80 \div 90$ ат).

Таким образом нельзя однозначно утверждать: при подаче на устье нагнетательной скважины газообразного CO_2 в однофазном состоянии, что и в продуктивный пласт поступит однофазная газообразная среда.

2. Технологическая эффективность

Подача на устье скважины диоксида в газообразном состоянии не обеспечивает достижения высоких значений забойного давления.

При давлении нагнетаемой среды на устье скважины в 60 ат в продуктивный пласт диоксид углерода поступает лишь при давлении 162 ат. При этом для обеспечения заданной приемистости в 4 кг/с (346 т/сут) требуется увеличить существующий коэффициент приемистости с $4,8 \frac{\text{т}}{\text{сут} \cdot \text{ат}}$ до $28,8 \frac{\text{т}}{\text{сут} \cdot \text{ат}}$, т. е. в 6 раз.

3. Температурный режим

На устье скважины скважины подается газообразный диоксид углерода при температуре, значительно превышающей температуру окружающей среды (на 24°C). Зона с положительным перепадом температуры диоксида углерода по сравнению с тем-

пературой окружающей среды, т. е. зона $T > T_s$ простирается на значительную глубину — до 1200 м. Эту зону можно назвать зоной охлаждения. Зона нагрева, т. е. зона с $T < T_s$, когда тепловой поток направлен от окружающих пород в направлении закачиваемой среды составляет 800 м в интервале 1200÷2000 м. В пласт поступает диоксид углерода с достаточно высокой температурой (около 42°C). Прирост температуры CO_2 в скважине составляет 15°C.

Задача 5.26. Провести сравнение показателей двух вариантов закачки диоксида углерода (CO_2):

* вариант 1: Диоксид углерода на устье нагнетательной скважины подается в жидком “пережатом” (“недогретом”) состоянии;

* вариант 2: Диоксид углерода на устье нагнетательной скважины подается в газообразном “перегретом” (“недожатым”) состоянии. Исходные данные представлены в табл. 5.23.

Таблица 5.23

Исходные данные для проведения сравнения показателей закачки CO_2 в нагнетательную скважину при подаче его на устье в жидком и газообразном состояниях (к задаче 5.26)

Размерность	Обозначение	Значение для варианта	
		“жидкого”	“газового”
1 Секундная массовая подача, кг/с	M	4	4
2 Суточная массовая подача, т/сут	$M_{\text{сут}}$	346	346
3 Фазовое состояние CO_2 на устье		жидкость	газ
4 Давление на устье, ат	P_y	50	60
5. Температура на устье, °C	T_y	7	27
6. Упругость паров CO_2 на устье, ат	P_{sy}	42	67
7 “Фазовый запас” CO_2 на устье, ат	$\Delta P_{\text{зпв}}$	8	7
8 Плотность CO_2 на устье, кг/м ³	ρ_y	890	184
9 Температура окружающей среды на устье, °C	T_{sy}	3	3
10 Критическое давление CO_2 , ат	$P_{\text{кр}}$	74	74
11. Критическая температура CO_2 , °C	$T_{\text{кр}}$	31	31
12. Пластовое давление, ат	$P_{\text{пл}}$	150	150
13 Коэффициент приемистости скважины фактический, т/сут ат	$K_{\text{п ф}}$	4,8	4,8

РЕШЕНИЕ

Шаг 1. Формирование показателей закачки диоксида углерода для варианта подачи CO_2 на устье скважины в жидком состоянии на основе результатов расчета по задаче 5.24 (вариант 1):

Шаг 2. Показатели закачки для варианта подачи CO_2 на устье скважины в газообразном состоянии на основе результатов расчета по задаче 5.25 (вариант 2) таблица 5.24:

Таблица 5.24

Показатели закачки CO_2 в нагнетательную скважину при подаче его на устье в жидком и газообразном состояниях (к задаче 5.26)

Показатель, размерность	Обозначение	Значение для варианта	
		“жидкого”	“газового”
1. Суточная массовая подача, т/сут	$M_{\text{сут}}$	346	346
2. Давление CO_2 на забое, ат	$P_{\text{зб}}$	227	162
3. Прирост давления по сравнению с устьевым, ат	$P_{\text{зб}} - P_{\text{у}}$	177	102
4. Температура CO_2 на забое, °С	$T_{\text{зб}}$	23	42
5. Прирост температуры на забое по сравнению с устьевым, °С	$T_{\text{зб}} - T_{\text{у}}$	16	15
6. Упругость паров CO_2 на забое, ат	$P_{\text{сзб}}$	62	...
7. Фазовое состояние CO_2 на забое		жидкость	закритическое состояние $T_{\text{зб}} > T_{\text{кр}}$
8. “Фазовый запас” CO_2 на забое, ат	$ P_{\text{зб}} - P_{\text{сзб}} $	165	...
9. Температура окружающей среды на забое, °С	$T_{\text{сзб}}$	59	59
10. Требуемое значение коэффициента приемистости скважины (расчетное значение), т/(сут·ат)	$K_{\text{пр}}$	4,32	28,8

Шаг 3. Сравнение значений давления в нагнетательной скважине на основе табл. 5.18 и 5.21 и рис. 5.7:

* подача CO_2 в жидком состоянии обеспечивает значительно больший прирост давления потока в скважине на 75 ат;

* несмотря на то, что на устье жидкий CO_2 поступает при давлении на 10 ат меньше, чем газообразный, в пласт подается при давлении на 65 ат больше.

Шаг 4. Сравнение значений температуры в нагнетательной скважине на основе табл. 5.18 и 5.21 и рис. 5.8:

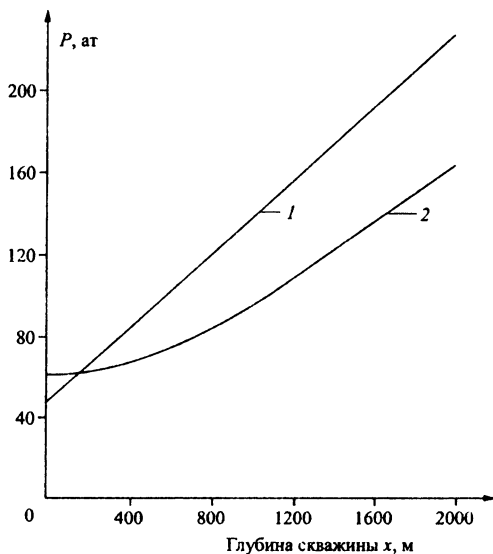


Рис. 5.7. Давление в нагнетательной скважине при подаче на устье диоксида углерода (CO_2) в: 1 — жидком состоянии; 2 — газообразном состоянии

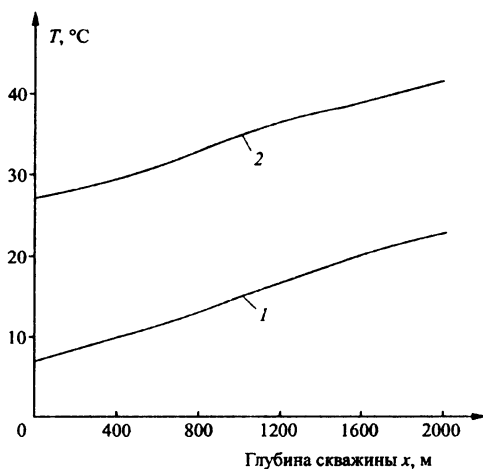


Рис. 5.8. Температура в нагнетательной скважине при подаче на устье диоксида углерода (CO_2) в: 1 — жидком состоянии; 2 — газообразном состоянии

* характер изменения температуры CO_2 по глубине скважины одинаков для “жидкого” и “газового” вариантов подачи CO_2 ; прирост температуры потока на забос по сравнению с устьем также примерно одинаков и составляет $15\div 16^\circ\text{C}$;

* абсолютное значение температуры при закачке жидкого диоксида углерода приходится поддерживать на $19\div 20^\circ\text{C}$ ниже, чем при закачке газообразного CO_2 .

Шаг 5. Сравнение фазового состояния и стабильности диоксида углерода на основе табл. 5.18 и 5.21 и рис. 5.9:

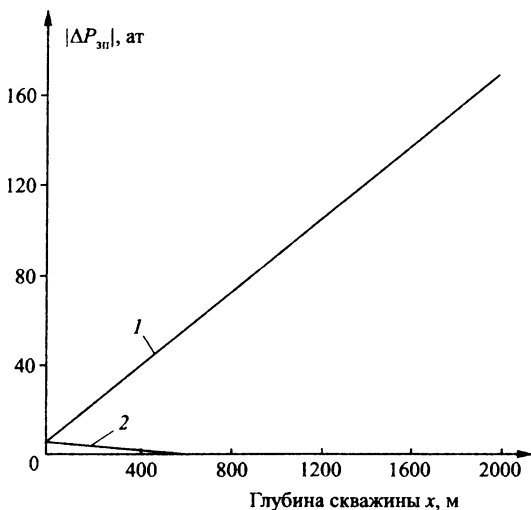


Рис. 5.9. “Фазовый запас” в нагнетательной скважине при подаче на устье диоксида углерода (CO_2) в: 1 — жидком состоянии, 2 — газообразном состоянии

* при закачке жидкого диоксида углерода в скважине сохраняется стабильное однофазное состояние; при этом “фазовый запас”, т. е. превышение давления над упругостью паров, с глубиной возрастает с 8 ат на устье до 165 ат на забос скважины; это является гарантией стабильности потока в скважине; образование двухфазной среды практически исключается;

* при подаче газообразного CO_2 на устье нагнетательной скважины “фазовый запас”, в данном случае это превышение упругости паров над давлением CO_2 , с глубиной падает, достигая нулевого значения уже на глубине 600 м; на участке $600\div 2000$ м диоксид углерода находится в закритическом состо-

янии, т. к. $T > T_{кр}$; образование двухфазного потока возможно как в области чисто газового потока, т. е. на глубине $0 \div 600$ м, поскольку “фазовый запас” невелик, так и в области закритического течения, т. е. на глубине $600 \div 2000$ м, поскольку из-за высоких значений давления не исключён процесс обратной, так называемой ретроградной, конденсации.

Шаг 6. Сравнение теплового взаимодействия диоксида углерода окружающей средой на основе табл. 5.18 и 5.21 и рис. 5.10.

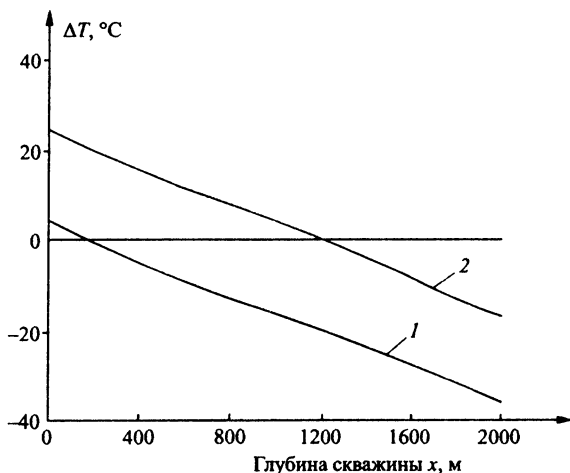


Рис. 5.10. Разность температуры диоксида углерода и окружающей среды при подаче его на устье в:
1 — жидком состоянии; 2 — газообразном состоянии

* при обоих вариантах разность между температурой диоксида углерода и температурой окружающих пород ($T - T_s$) падает с глубиной скважины;

* при подаче на устье нагнетательной скважины газообразного CO_2 величина ($T - T_s$) значительно выше, чем при закачке жидкого CO_2 ; это превышение составляет 20°C и сохраняет свою величину по всей глубине;

* характер теплового взаимодействия существенно различен; при закачке жидкого CO_2 практически по всей глубине скважины тепловой поток направлен от окружающих пород в сторону закачиваемой среды — зона охлаждения составляет всего 200 м; при подаче в скважину газообразного CO_2 , наоборот, зона его охлаждения весьма велика и составляет 1200 м.

Шаг 7. Сравнение технологической эффективности. Критерием сравнения является коэффициент приемистости ($K_{п.р}$), который необходимо создать для поддержания заданной приемистости (M) нагнетательной скважины:

* как видно из табл. 5.24 при закачке газообразного CO_2 необходимое значение коэффициента приемистости почти в 7 раз выше, чем при варианте “жидкого CO_2 ”;

* как видно из табл. 5.23 и 5.24 при варианте “жидкого CO_2 ” необходимое значение коэффициента приемистости даже несколько ниже фактического, т. е. $K_{п.р} < K_{п.ф}$; из этого следует, что при закачке жидкого диоксида углерода существует резерв повышения объемов закачки — он составляет примерно 10%.

* как видно из табл. 5.23 и 5.24 при варианте “газообразного CO_2 ” необходимое значение коэффициентов приемистости в 6 раз выше фактического, т. е. $K_{п.р} \gg K_{п.ф}$; из этого следует, что если поставщик (источник) диоксида углерода может предложить газообразный продукт, промысловому потребителю придется либо проводить радикальную обработку призабойной зоны пласта, либо увеличить число нагнетательных скважин для обеспечения заданных объемов закачки.

Задачи для самостоятельного решения

Задача 5.27. Определить необходимое значение коэффициента приемистости нагнетательной скважины для обеспечения приемистости

$$M_{\text{сут}} = 173 \text{ т/сут}$$

при подаче на устье скважины жидкого диоксида углерода (CO_2).

Остальные исходные данные по условиям задачи 5.24.

Сохранится ли однофазный жидкий поток CO_2 по всей глубине скважины?

Задача 5.28. Рассчитать изменение необходимого значения коэффициента приемистости, давления и температуры на забое нагнетательной скважины при снижении температуры на устье с 7°C до 2°C

$$\Delta T_y = -5^\circ\text{C}$$

при подаче на устье скважины жидкого диоксида углерода (CO_2).

Остальные исходные данные по условиям задачи 5.24.

Сохранится ли однофазный жидкий поток CO_2 по всей глубине скважины?

Задача 5.29. Рассчитать изменение необходимого значения коэффициента приемистости, давления и температуры на забое нагнетательной скважины при повышении температуры подаваемой на устье жидкости с 7°C до 12°C

$$\Delta T_y = 5^\circ\text{C}$$

при подаче на устье скважины жидкого диоксида углерода (CO_2).

Остальные исходные данные по условиям задачи 5.24.

Сохранится ли однофазный жидкий поток CO_2 по всей глубине скважины?

Задача 5.30. Рассчитать изменение требуемого значения давления на устье нагнетательной скважины при повышении давления на забое с 230 ат до 260 ат

$$\Delta P_{\text{збф}} = 30 \text{ ат}$$

при подаче на устье скважины жидкого CO_2 .

Остальные исходные данные по условиям задачи 5.24.

Задача 5.31. Оценить приблизительно изменение требуемого давления на устье нагнетательной скважины при снижении давления на забое с 230 до 210 ат

$$\Delta P_{\text{збф}} = 20 \text{ ат}$$

при подаче на устье скважины жидкого CO_2 .

Остальные исходные данные по условиям задачи 5.24.

Возможно ли при этих условиях поддержание однофазного жидкого потока в скважине?

Задача 5.32. Оценить величину темпа закачки жидкого диоксида углерода, при которой рост давления с глубиной будет близким к нулю

$$\frac{dP}{dX} \approx 0 \dots M_{\text{кр}} = ?$$

при подаче на устье жидкого CO_2 .

Остальные исходные данные по условиям задачи 5.24.

Рекомендация: базовым уравнением для оценки является уравнение 5.23.

Задача 5.33. Рассчитать изменение требуемого значения коэффициента приемистости нагнетательной скважины при снижении темпа закачки вдвое с 346 т/сут до 173 т/сут

$$\Delta M_{\text{сут}} = 173 \text{ т/сут}$$

при подаче на устье скважины газообразного диоксида углерода (CO_2).

Остальные исходные данные по условиям задачи 5.25.

Уменьшится или увеличится размер зоны однофазного газового потока CO_2 в скважине?

Задача 5.34. Рассчитать изменение давления на забое нагнетательной скважины и изменение требуемого значения коэффициента приемистости при снижении давления на устье с 60 до 45 ат

$$\Delta P_y = -15 \text{ ат}$$

при подаче на устье скважины газообразного CO_2 .

Остальные исходные данные по условиям задачи 5.25.

На сколько % изменится размер зоны однофазного газового потока в скважине?

Задача 5.35. Рассчитать изменения давления и температуры на забое нагнетательной скважины и изменение требуемого значения коэффициента приемистости при снижении температуры потока на устье с 27°C до 17°C и снижении давления на устье с 60 ат до 43 ат

$$\Delta T_y = -10^\circ\text{C};$$

$$\Delta P_y = -17 \text{ ат}$$

при подаче на устье скважины газообразного CO_2 .

Остальные исходные данные по условиям задачи 5.25.

Уменьшится или увеличится размер зоны однофазного газового потока в скважине.

Задача 5.36. На сколько % изменится давление на забое нагнетательной скважины при увеличении диаметра нагнетательных труб (НКТ) с 70 мм до 105 мм

$$\Delta D = 35 \text{ мм}$$

при подаче на устье скважины газообразного CO_2 .

Остальные исходные данные по условиям задачи 5.25.

Задача 5.37. Оценить приближенно значение плотности диоксида углерода на устье нагнетательной скважины, при котором рост давления с глубиной будет близким к нулю

$$\frac{dP}{dX} \approx 0 \dots \rho_{\text{кры}} = ?$$

при подаче на устье нагнетательной скважины газообразного CO_2 .

Остальные исходные данные по условиям задачи 5.25.

5.3. ЗАКАЧКА ГАЗА В НАГНЕТАТЕЛЬНУЮ СКВАЖИНУ

(расчет закачки технологически стабильных газов)

Справочно-методический материал

В данном разделе рассматриваются процессы закачки в нагнетательную скважину сред, которые во всем диапазоне изменения давления и температуры сохраняются в однофазном газовом состоянии. Это газы с очень низкими значениями критической температуры:

АЗОТ..... $T_{\text{кр}} = -147^\circ\text{C}$ $P_{\text{кр}} = 33,5$ ат,
 МЕТАН (природный газ)... $T_{\text{кр}} = -82^\circ\text{C}$ $P_{\text{кр}} = 46$ ат.

Значения упругости паров азота и метана в сравнении с диоксидом углерода и водой приведены на рис. 5.11.

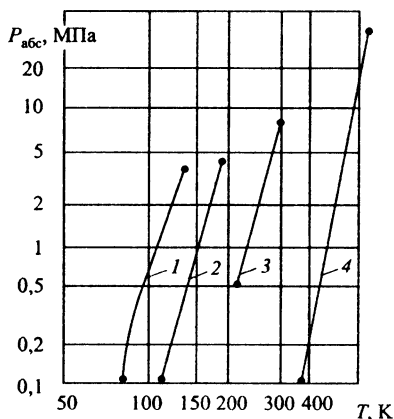


Рис. 5.11. Упругость паров: 1 — азота; 2 — метана; 3 — диоксида углерода; 4 — воды

МОДЕЛЬ. При расчетах делаются допущения о равномерности распределения газа между нагнетательными скважинами, о стационарности процесса закачки и, естественно, об однофазности газового потока во всех элементах системы закачки.

Расчетная модель включает в себя компрессорную станцию КС, нагнетательный трубопровод (между КС и устьем нагнетательной скважины), нагнетательную скважину.

Учитывая то обстоятельство, что КС находится в непосредственной близости от нагнетательной скважины, температура газа на устье может существенно отличаться от температуры грунта. Поэтому в расчетную модель вводится такой элемент, как предварительная оценка устьевой температуры.

С учетом этого один из вероятных вариантов технологического расчета процесса закачки представляется следующим образом.

1. Температура газа на устье нагнетательной скважины:

$$T_y = T_{гр} + (T_{вых} - T_{гр}) \exp \left(- \frac{\pi D_{нг} K_s L_{нг}}{C_{нг} M_{нг}} \right), \quad (5.24)$$

где $T_{гр}$ — температура грунта на глубине заложения нагнетательного трубопровода, К; $T_{вых} = T_{взд} + \Delta T_{АВО}$ — температура на выходе компрессорной станции, К; $T_{взд}$ — расчетная температура воздуха, К; $\Delta T_{АВО}$ — расчетный перепад температуры на холодном конце аппарата воздушного охлаждения, в котором охлаждается сжатый на КС газ перед его подачей в нагнетательный трубопровод, °С; $\exp$ — знак экспоненциальной функции e^x ; $\pi = 3,14$; $D_{нг}$ — диаметр нагнетательного трубопровода, м; $L_{нг}$ — длина нагнетательного трубопровода; м; K_s — коэффициент теплопередачи, Вт/(м·К); $C_{нг}$ — коэффициент теплоемкости газа в нагнетательном трубопроводе при значениях $T = T_{вых}$ и $P = P_{зб}$, Дж/(кг·К); $M_{нг}$ — массовая секундная производительность нагнетательного трубопровода, кг/с.

2. Теплоемкость закачиваемого газа при $p_{зб}$ и T_y :

$$C' = C(p_{зб}, T_y).$$

3. Температура газа на забое нагнетательной скважины при теплоемкости C' :

$$T'_{зб} = T_{зб}(C') = T_{s0} - \frac{\Gamma - g/c'}{b'_T} + \Gamma \cdot L_c -$$

$$-\left(T_{s0} - T_y = \frac{\Gamma - g/c'}{b'_T}\right) \cdot \exp(-b'_T \cdot L_c), \quad (5.25)$$

где $b'_T = \frac{\pi \cdot D \cdot K_s}{c' \cdot M}$ — параметр теплопередачи, 1/м; T_{s0} — температура окружающей среды на устье скважины, К; M — темп закачки газа в скважину (приемистость нагнетательной скважины), кг/с; D — диаметр нагнетательных труб скважины (НКТ), м; Γ — геотермический градиент, К/м; $g = 9,81$ м/с²; L_c — длина скважины, м.

4. Средняя температура газа в скважине:

$$T' = \frac{T'_{36} + T_y}{2}. \quad (5.26)$$

5. Вязкость нагнетаемого газа при P_{36} и T' :

$$\mu = \mu(P_{36}, T').$$

6. Коэффициент сжимаемости нагнетаемого газа при P_{36} и T' :

$$z' = z(P_{36}, T').$$

7. Коэффициент гидравлического сопротивления НКТ принимается из предварительных расчетов при μ' :

$$\lambda' = 0,067 \cdot \left(\frac{124 \cdot D \cdot \mu'}{M} + \frac{2K_{ш}}{D} \right)^{0,2}, \quad (5.27)$$

где $K_{ш}$ — коэффициент шероховатости НКТ, м.

8. Давление газа на устье скважины в первом приближении при P_{36} , T' :

$$P'_y = \sqrt{a'_1 + (p_{36}^2 - a'_1) \cdot \exp(-a'_2)}, \quad (5.28)$$

где

$$a'_1 = \frac{0,81 \cdot \lambda' \cdot R^2 \cdot M^2 \cdot (z')^2 \cdot (T')^2}{g \cdot \varphi^2 \cdot D^5}, \text{ Па}^2;$$

$$a'_2 = \frac{2 \cdot g \cdot \varphi \cdot L_c}{R \cdot z' \cdot T'};$$

R — универсальная газовая постоянная, Дж/(кмоль·К); φ — молекулярная масса нагнетаемости в скважину газа, кг/кмоль.

9. Уточнение значения устьевого давления (второе приближение).

9.1. Среднее давление в НКТ нагнетательной скважины:

$$P_{\text{ср}} = (P_{\text{зб}} + P'_y)/2.$$

9.2. Теплоемкость газа при $P_{\text{ср}}$ и T' :

$$C_{\text{ср}} = C(P_{\text{ср}}; T').$$

9.3. Температура газа на забое нагнетательной скважины:

$$T_{\text{зб}} = T_{\text{зб}}(C_{\text{ср}}) \quad \text{— формула (5.25).}$$

9.4. Средняя температура в НКТ нагнетательной скважины:

$$T_{\text{ср}} = (T_{\text{зб}} + T_y)/2.$$

9.5. Вязкость газа при $P_{\text{ср}}$ и $T_{\text{ср}}$:

$$\mu_{\text{ср}} = \mu(P_{\text{ср}}; T_{\text{ср}}).$$

9.6. Коэффициент сжимаемости газа при $P_{\text{ср}}$ и $T_{\text{ср}}$:

$$z_{\text{ср}} = z(P_{\text{ср}}; T_{\text{ср}}).$$

9.7. Уточнённое значение давления газа на устье нагнетательной скважины при $P_{\text{зб}}$ и $T_{\text{ср}}$:

$$P_{y,\text{ср}} = P_y(P_{\text{зб}}; T_{\text{ср}}) \quad \text{— формула (5.28).}$$

9.8. Отклонение уточнённого значения устьевого давления от его значения, полученного в первом приближении:

$$\Delta \bar{P}_y = |\bar{P}_{y,\text{ср}} - P'_y|/P'_y$$

Если $\Delta \bar{P}_y > 0,05$, то расчет по пунктам 9.1÷9.8 повторяется.

10. Давление на выходе КС:

$$P_{\text{вых}} = \sqrt{P_{y,\text{ср}}^2 + \frac{1,62 \cdot \lambda_{\text{нг}} \cdot R \cdot L_{\text{нг}} \cdot T_{\text{нг}} \cdot z_{\text{нг}} \cdot M_{\text{нг}}^2}{\varphi \cdot D_{\text{нг}}^5}}, \quad (5.29)$$

где $T_{\text{нп}} = (T_{\text{у}} + T_{\text{вых}})/2$ — средняя температура газа в нагнетательном трубопроводе, К; $\lambda_{\text{нг}} = 0,067 \cdot \left(\frac{124 \cdot D_{\text{нг}} \cdot \mu_{\text{нг}}}{M} + \frac{2K_{\text{ш}}}{D} \right)$ — коэффициент гидравлического сопротивления нагнетательного трубопровода; $z_{\text{нг}}$ — коэффициент сжимаемости газа в условиях нагнетательного трубопровода, т. е. при $P_{\text{у,ср}}$ и $T_{\text{нг}}$; $\mu_{\text{нг}}$ — коэффициент динамической вязкости газа при $P_{\text{у,ср}}$ и $T_{\text{нг}}$, Па·с.

11. Давление нагнетания компрессора:

$$P_{\text{нг}} = P_{\text{вых}} + \Delta P_{\text{нг}}, \quad (5.30)$$

где $\Delta P_{\text{нг}}$ — потери давления в обвязке нагнетательной линии КС, включая потери давления в аппаратах воздушного охлаждения, Па.

12. Требуемая расходуемая мощность КС:

$$N_{\text{КС}} = \frac{\gamma_{\text{вс}}}{\gamma_{\text{вс}} - 1} \cdot \frac{z_{\text{вс}} \cdot T_{\text{вс}}}{\gamma} \cdot \frac{R}{\eta_{\text{мех}}} \cdot \left[\left(\frac{P_{\text{нг}}}{P_{\text{вс}}} \right)^{\beta_{\text{вс}}} - 1 \right] \cdot M_{\text{КС}}, \quad (5.31)$$

где $T_{\text{вс}}$ — температура поступающего на КС газа, К; $P_{\text{вс}}$ — давление поступающего на КС газа, ат; $\gamma_{\text{вс}} = \frac{c_p}{c_v}$ — показатель адиабаты газа при $T_{\text{вс}}$ и $P_{\text{вс}}$; $z_{\text{вс}}$ — коэффициент сжимаемости газа при $T_{\text{вс}}$ и $P_{\text{вс}}$; $M_{\text{КС}} = M \cdot n_{\text{с}}$ — производительность КС, кг/с; $\eta_{\text{мех}}$ — механический КПД компрессора, доли единицы; $\beta_{\text{вс}} = \frac{\gamma_{\text{вс}} - 1}{\gamma_{\text{вс}} \cdot \eta_{\text{ад}}}$ — параметр компримирования; $\eta_{\text{ад}}$ — адиабатический КПД, доли единицы; $n_{\text{с}}$ — число нагнетательных скважин, подключенных к КС.

Инженерные задачи с решениями

Задача 5.38. Рассчитать необходимое значение давления на устье $P_{\text{у}}$ и температуры на забое нагнетательной скважины $T_{\text{зб}}$ и требуемое значение мощности компрессорной станции $N_{\text{КС}}$ при закачке азота (дымового газа) в нагнетательную скважину при заданных значениях забойного давления $P_{\text{зб}}$, приемистости нагнетательной скважины M , суммарной подаче КС $M_{\text{КС}}$ и давлении на всасывающей линии КС $P_{\text{вс}}$. Исходные данные представлены в табл. 5.25.

Таблица 5.25

**Исходные данные для расчета процесса закачки
газообразного азота (к задаче 5.38)**

Параметр, размерность	Обозначение	Значение
1. Расчетная температура воздуха, К	$T_{взд}$	298
2. Расчетный перепад температуры в АВО, К	$\Delta T_{АВО}$	10
3. Расчетная температура грунта, К	$T_{гр}$	280
4. Диаметр нагнетательного трубопровода, м	$D_{нг}$	0,125
5. Коэффициент теплопередачи для нагнетательного трубопровода, Вт/(м ² ·К)	K_s	4
6. Длина нагнетательного трубопровода, м	$L_{нг}$	2000
7. Давление на забое нагнетательной скважины, ат	$P_{зб}$	300
8. Теплосмкость азота, Дж/(кг·К)	C	табл. 5.26
9. Производительность нагнетательного трубопровода, кг/с	$M_{нг}$	5
10. Диаметр нагнетательных труб (НКТ), м	D	0,075
11. Температура окружающей среды на устье скважины, К	$T_{со}$	280
12. Геотермический градиент в зоне скважины, К/м	T	0,028
13. Ускорение сил тяжести, м/с ²	g	9,81
14. Глубина скважины, м	L_c	2500
15. Вязкость азота, Па·с	μ	табл. 5.27
16. Сжимаемость азота	z	табл. 5.28
17. Темп закачки (приемистость) нагнетательной скважины, кг/с	M	5
18. Коэффициент шероховатости НКТ, мкм	$K_{ш}$	30
19. Универсальная газовая постоянная, Дж/(кмоль·К)	R	8314
20. Молекулярная масса азота, кг/(кмоль)	φ	28
21. Потери давления в обвязке нагнетательной линии компрессора, ат	$\Delta P_{нг}$	0,6
22. Давление на всасывающей линии КС, ат	$P_{вс}$	10
23. Температура на всасывающей линии КС, К	$T_{вс}$	283
24. Показатель адиабаты для азота	γ	табл. 5.29
25. Коэффициент полезного действия адиабатический, д. е.	$\eta_{ад}$	0,85
26. Коэффициент полезного действия механический, д. е.	$\eta_{мех}$	0,95
27. Количество нагнетательных скважин, подключенных к КС	n_c	6

Свойства азота представлены в табл. 5.26÷5.29.

Таблица 5.26

Теплоемкость азота (дымовых газов) C , кДж/(кг·К)

Давление P , МПа	Температура T , К (°C)							
	220(-53)	240(-33)	260(-13)	270(-3)	280 (7)	290 (17)	300 (27)	350 (77)
0,1	1,043	1,042	1,042	1,041	1,041	1,041	1,041	1,042
1	1,074	1,067	1,063	1,061	1,059	1,058	1,056	1,053
2	1,110	1,096	1,086	1,082	1,079	1,076	1,073	1,064
3	1,149	1,126	1,110	1,104	1,098	1,094	1,089	1,076
4	1,189	1,156	1,134	1,125	1,118	1,111	1,106	1,087
6	1,273	1,218	1,181	1,168	1,156	1,146	1,137	1,108
8	1,359	1,279	1,228	1,209	1,193	1,179	1,168	1,128
10	1,438	1,336	1,272	1,248	1,228	1,211	1,197	1,147
15	1,577	1,448	1,362	1,329	1,302	1,279	1,258	1,190
20	1,624	1,507	1,419	1,384	1,353	1,327	1,304	1,223
30	1,601	1,526	1,459	1,429	1,402	1,377	1,354	1,268
40	1,557	1,505	1,456	1,433	1,411	1,391	1,371	1,292
60	1,502	1,465	1,430	1,414	1,399	1,384	1,370	1,309
100	1,459	1,432	1,405	1,392	1,379	1,367	1,355	1,307

Таблица 5.27

Вязкость азота (дымовых газов) μ , мкПа·с

Температура T , °C	Давление P , МПа											
	0,1	2	5	10	15	20	30	40	50	60	70	80
75	12,85		14,8	17,7	20,8							
-50	14,19		15,5	17,7	19,8							
25	15,42		16,5	18,2	20,2							
0	16,65	16,95	17,6	19,05	20,9	23	27,5	32	36,75	41,25		
25	17,75	18,05	18,6	19,85	21,35	23,05	26,8	30,75	34,6	38,6	42,25	45,8
50	18,8	19,05	19,55	20,6	21,8	23,25	26,45	29,95	33,35	36,7	39,95	43,25
75	19,85	20,1	20,5	21,45	22,45	23,7	26,55	29,65	32,6	35,65	38,65	41,6
100	20,9	21,15	21,55	22,3	23,25	24,3	26,75	29,4	32,2	34,9	37,65	40,3
150	22,8	23	23,4	24	24,75	25,65	27,6	29,7	31,9	34,05	36,3	38,5
200	24,6	4,8	25,1	25,65	26,3	27	28,6	30,25	32,1	33,9	35,8	37,7
250	26,4	26,55	26,8	27,3	27,8	28,45	29,8	31,2	32,75	34,3	35,9	37,5

РЕШЕНИЕ

Шаг 1. Температура азота на выходе компрессорной станции:

$$T_{\text{вых}} = T_{\text{взд}} + \Delta T_{\text{АВО}} = 298 + 10 = 308 \text{ К.}$$

Шаг 2. Теплоемкость азота в нагнетательном трубопроводе при P_{36} и $T_{\text{вых}}$ из табл. 5.26

$$C_{\text{нг}} = C(P_{36}; T_{\text{вых}}) = C(300; 308) = 1350 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

Шаг 3. Температура на устье нагнетательной скважины:

$$T_y = T_{гр} + (T_{вых} - T_{гр}) \cdot \exp \left(-\frac{\pi \cdot D_{нг} \cdot K_s \cdot L_{нг}}{C_{нг} \cdot M_{нг}} \right) =$$

$$= 280 + (308 - 280) \cdot \exp \left(-\frac{3,14 \cdot 0,125 \cdot 4 \cdot 2000}{1350 \cdot 5} \right) =$$

$$= 301 \text{ K} = 28^\circ \text{C}.$$

Таблица 5.28

Коэффициент сжимаемости азота (дымовых газов)

Давление P , МПа	Температура T , К (°C)							
	220(-53)	240(-33)	260(-13)	270(-3)	280 (7)	290 (17)	300 (27)	350 (77)
0,1	0,9984	0,9989	0,9993	0,9995	0,9996	0,9997	0,9998	1,0001
1	0,9850	0,9899	0,9935	0,9949	0,9961	0,9972	0,9981	1,0012
2	0,9711	0,9809	0,9879	0,9907	0,9931	0,9951	0,9969	1,0028
3	0,9584	0,9729	0,9832	0,9872	0,9907	0,9936	0,9962	1,0048
4	0,9468	0,9658	0,9792	0,9844	0,9889	0,9928	0,9961	1,0071
6	0,9270	0,9544	0,9735	0,9809	0,9873	0,9927	0,9973	1,0127
8	0,9123	0,9469	0,9708	0,9801	0,9880	0,9947	1,0005	1,0195
10	0,9037	0,9436	0,9713	0,9820	0,9911	0,9988	1,0055	1,0273
15	0,9106	0,9544	0,9861	0,9985	1,0091	1,0181	1,0260	1,0515
20	0,9522	0,9900	1,0189	1,0306	1,0407	1,0494	1,0569	1,0816
30	1,0911	1,1072	1,1218	1,1281	1,1388	1,1387	1,1430	1,1566
40	1,2575	1,2525	1,2504	1,2499	1,2495	1,2491	1,2487	1,2450
60	1,6037	1,5635	1,5315	1,5178	1,5054	1,4940	1,4835	1,4407
100	2,2736	2,1768	2,0957	2,0599	2,0267	1,9960	1,9673	1,8493

Таблица 5.29

Показатель адиабаты азота γ

Давление P , МПа	Температура T , К (°C)							
	220(-53)	240(-33)	260(-13)	270(-3)	280(7)	290 (17)	300 (27)	350 (77)
0,1	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
1	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,41
2	1,44	1,44	1,44	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
3	1,46	1,46	1,46	1,45	1,45	1,45	1,45	1,44
4	1,49	1,49	1,48	1,48	1,47	1,47	1,47	1,46
6	1,57	1,55	1,53	1,53	1,52	1,52	1,51	1,49
8	1,66	1,62	1,60	1,59	1,58	1,57	1,56	1,53
10	1,78	1,71	1,67	1,65	1,63	1,62	1,61	1,57
15	2,16	1,98	1,88	1,84	1,81	1,78	1,76	1,68
20	2,60	2,31	2,13	2,06	2,01	1,96	1,93	1,80
30	3,44	2,97	2,66	2,54	2,44	2,36	2,29	2,05
40	4,08	3,53	3,14	2,98	2,85	2,74	2,65	2,31
60	4,90	4,31	3,86	3,68	3,51	3,37	3,24	2,78
100	5,66	5,13	4,69	4,50	4,33	4,17	4,03	3,47

Шаг 4. Теплоемкость закачиваемого азота в нагнетательной скважине (первое приближение) при P_{36} и T_y :

$$C' = C(P_{36}; T_y) = C(300; 301) = 1352 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К}).$$

Шаг 5. Параметр теплопередачи в нагнетательной скважине:

$$b'_r = \frac{\pi \cdot D \cdot K_s}{C' \cdot M} = \frac{3,14 \cdot 0,075 \cdot 4}{1352 \cdot 5} = 0,00014 \text{ 1/м};$$

Шаг 6. Температура газа на забое нагнетательной скважины (первое приближение) при теплоемкости C' :

$$T'_{36} = T_{36}(C') = T_{so} - \frac{\Gamma - g/C'}{b'_r} + \Gamma \cdot L_c - \left(T_{so} - T_y - \frac{\Gamma - g/C'}{b'_r} \right) \cdot \exp(-b'_r \cdot L_c) = 280 - \frac{0,028 - 9,81/1352}{0,00014} + 0,028 \cdot 2500 - \left(280 - 301 - \frac{0,028 - 9,81/1352}{0,00014} \right) \cdot \exp(-0,00014 \cdot 2500) = 322 \text{ К}.$$

Шаг 7. Средняя температура азота в нагнетательной скважине (в первом приближении):

$$T' = (T'_{36} + T_y)/2 = (322 + 301)/2 = 312 \text{ К}.$$

Шаг 8. Вязкость азота в скважине при P_{36} и T' (первое приближение) из табл. 5.27:

$$\mu' = \mu(P_{36}; T') = \mu(300; 312) = 27 \text{ мкПа} \cdot \text{с}.$$

Шаг 9. Коэффициент сжимаемости азота в скважине при P_{36} и T' (первое приближение) из табл. 5.28:

$$z' = z(P_{36}; T') = z(300; 312) = 1,15.$$

Шаг 10 Коэффициент гидравлического сопротивления нагнетательных труб в скважине (НКТ) при μ' :

$$\lambda' = 0,067 \cdot \left(\frac{124 \cdot D \cdot \mu'}{M} + \frac{2K_{\text{ин}}}{D} \right)^{0,2} =$$

$$= 0,067 \left(\frac{124 \cdot 0,075 \cdot 27 \cdot 10^{-6}}{5} + \frac{2 \cdot 30 \cdot 10^{-6}}{0,075} \right)^{0,2} = 0,016.$$

Шаг 11. Параметр a'_1 при T' :

$$a'_1 = \frac{0,81 \cdot \lambda' \cdot R^2 \cdot M^2 \cdot (z')^2 \cdot (T')^2}{g \cdot \varphi^2 \cdot D^5} =$$

$$= \frac{0,81 \cdot 0,016 \cdot (8314)^2 \cdot 5^2 \cdot (1,15)^2 \cdot (312)^2}{9,81 \cdot 28^2 \cdot (0,075)^5} = 153 \cdot 10^{12} \text{ (Па)}^2.$$

Шаг 12. Параметр a'_2 при T' :

$$a'_2 = \frac{2 \cdot g \cdot \varphi \cdot L_c}{R \cdot z' \cdot T'} = \frac{2 \cdot 9,81 \cdot 28 \cdot 2500}{8314 \cdot 1,15 \cdot 312} = 0,461.$$

Шаг 13. Давление азота на устье нагнетательной скважины (первое приближение) при P_{36} и T' :

$$P'_y = \sqrt{a'_1 + (P_{36}^2 - a'_1) \cdot \exp(-a'_2)} =$$

$$= \sqrt{153 \cdot 10^{12} + (30^2 \cdot 10^{12} - 153 \cdot 10^{12}) \exp(-0,461)} =$$

$$= 25 \cdot 10^6 \text{ Па} = 250 \text{ ат.}$$

УТОЧНЕНИЕ P_y

Шаг 14 Среднее давление в НКТ:

$$P_{cp} = (P_{36} + P'_y)/2 = (300 + 250)/2 = 275 \text{ ат.}$$

Шаг 15. Теплоемкость азота при P_{cp} и T' из табл. 5.26:

$$C_{cp} = C(P_{cp}; T') = C(275; 312) = 1358 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

Шаг 16. Температура азота на забое нагнетательной скважины при теплоемкости C_{cp} по формуле (5.25):

$$T_{36} = T_{36}(C_{cp}) = 321 \text{ К.}$$

Шаг 17. Средняя температура азота в НКТ:

$$T_{cp} = (T_{36} + T_y)/2 = (321 + 301)/2 = 311 \text{ К.}$$

Шаг 18. Вязкость азота при $P_{\text{ср}}$ и $T_{\text{ср}}$ из табл. 5.27:

$$\mu_{\text{ср}} = \mu(P_{\text{ср}}; T_{\text{ср}}) = \mu(275; 311) = 27 \text{ мкПа} \cdot \text{с}.$$

Шаг 19. Коэффициент сжимаемости азота при $P_{\text{ср}}$ и $T_{\text{ср}}$ из табл. 5.28:

$$z_{\text{ср}} = z(P_{\text{ср}}; T_{\text{ср}}) = z(275; 311) = 1,12.$$

Шаг 20. Уточнённое значение давления на устье нагнетательной скважины при P_{36} и $T_{\text{ср}}$ по формуле (5.28):

$$P_{y \text{ ср}} = P_y(P_{36}; T_{\text{ср}}) = P_y(300; 311) = 259 \text{ ат}.$$

Шаг 21. Отклонение уточненного значения устьевого давления от его значения в первом приближении:

$$\overline{\Delta P_y} = \frac{|P_{y \text{ ср}} - P'_4|}{P'_5} = \frac{|259 - 250|}{250} = 0,036 < 0,05.$$

Т. к. отклонение находится в допустимых пределах, дальнейшее уточнение не производится.

РАСЧЕТ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Шаг 22. Средняя температура в нагнетательном трубопроводе:

$$T_{\text{нг}} = (T_y + T_{\text{вых}})/2 = (301 + 308)/2 = 304 \text{ К} = 31^\circ \text{С}.$$

Шаг 23. Коэффициент динамической вязкости азота при $T_{\text{нг}}$ и $P_{y \text{ ср}}$ из табл. 5.27:

$$\mu_{\text{нг}} = \mu(P_{y \text{ ср}}; T_{\text{нг}}) = \mu(259; 304) = 26 \text{ мкПа} \cdot \text{с}.$$

Шаг 24. Коэффициент гидравлического сопротивления нагнетательного трубопровода при $\mu_{\text{нг}}$:

$$\begin{aligned} \lambda &= 0,067 \cdot \left(\frac{124 \cdot D_{\text{нг}} \cdot \mu_{\text{нг}}}{M_{\text{нг}}} + \frac{2K_{\text{ш}}}{D_{\text{нг}}} \right)^{0,2} = \\ &= 0,067 \cdot \left(\frac{124 \cdot 0,125 \cdot 26 \cdot 10^{-6}}{5} + \frac{2 \cdot 30 \cdot 10^{-6}}{0,125} \right)^{0,2} = 0,015. \end{aligned}$$

Шаг 25. Коэффициент сжимаемости азота в нагнетательном трубопроводе $P_{y \text{ ср}}$ и $T_{\text{нг}}$ из табл. 5.28:

$$z_{\text{нг}} = z(P_{y \text{ ср}}; T_{\text{нг}}) = z(259; 304) = 1,14.$$

Шаг 26. Давление на выходе КС при $P_{y \text{ ср}}$ и $T_{\text{нг}}$:

$$\begin{aligned} P_{\text{вых}} &= \sqrt{P_{y \text{ ср}}^2 + \frac{1,62 \cdot \lambda_{\text{нг}} \cdot R \cdot L_{\text{нг}} \cdot T_{\text{нг}} \cdot z_{\text{нг}} \cdot M_{\text{нг}}^2}{\varphi \cdot D_{\text{нг}}^5}} = \\ &= \sqrt{(25,9 \cdot 10^6)^2 + \frac{1,62 \cdot 0,015 \cdot 8314 \cdot 2000 \cdot 304 \cdot 1,14 \cdot 5^2}{28 \cdot (0,125)^5}} = \\ &= 26,1 \cdot 10^6 \text{ Па} = 261 \text{ ат.} \end{aligned}$$

Шаг 27. Давление нагнетания компрессора:

$$P_{\text{нг}} = P_{\text{вых}} + \Delta P_{\text{нг}} = 261 + 0,6 = 261,6 \text{ ат.}$$

Шаг 28. Коэффициент сжимаемости азота для условий всасывающей линии компрессора при $P_{\text{вс}}$, $T_{\text{вс}}$ из табл. 5.28:

$$z_{\text{вс}} = z(P_{\text{вс}}; T_{\text{вс}}) = z(10; 283) = 0,99.$$

Шаг 29. Показатель адиабаты азота для условий всасывающей линии компрессора при $P_{\text{вс}}$, $T_{\text{вс}}$ из табл. 5.29:

$$\gamma_{\text{вс}} = \gamma(P_{\text{вс}}; T_{\text{вс}}) = \gamma(10; 283) = 1,42.$$

Шаг 30. Параметр компремирования азота для $P_{\text{вс}}$, $T_{\text{вс}}$:

$$\beta_{\text{вс}} = \frac{\gamma_{\text{вс}} - 1}{\gamma_{\text{вс}} \cdot \eta_{\text{ад}}} = \frac{1,42 - 1}{1,42 \cdot 0,85} = 0,348.$$

Шаг 31. Производительность КС:

$$M_{\text{КС}} = M \cdot n_{\text{с}} = 5 \cdot 6 = 30 \text{ кг/с.}$$

Шаг 32. Требуемая расходуемая мощность КС:

$$N_{\text{КС}} = \frac{\gamma_{\text{вс}}}{\gamma_{\text{вс}} - 1} \cdot \frac{z_{\text{вс}} \cdot T_{\text{вс}} \cdot R}{\varphi \cdot \eta_{\text{мех}}} \cdot \left[\left(\frac{P_{\text{нг}}}{P_{\text{вс}}} \right)^{\beta_{\text{вс}}} - 1 \right] \cdot M_{\text{КС}} =$$

$$= \frac{1,42}{1,42 - 1} \cdot \frac{0,99 \cdot 283 \cdot 8314}{28 \cdot 0,95} \left[\left(\frac{261,6}{10} \right)^{0,318} - 1 \right] \cdot 30 =$$

$$= 18,73 \cdot 10^6 \text{ Вт} = 18,73 \text{ МВт.}$$

Шаг 33. Результаты расчета и базовые исходные данные (табл. 5.30).

Таблица 5 30

Показатели закачки азота
(результатирующая таблица к задаче 5.38)

Параметр, размерность	Обозначение	Значение
Нагнетательная скважина		
1. Приемистость скважины, т/сут	$M_{\text{сут}}$	432
2. Забойное давление, ат	$P_{\text{зб}}$	300
3. Устьевое давление, ат	$P_{\text{у}}$	259
4. Забойная температура, °С	$T_{\text{зб}}$	48
5. Устьевая температура, °С	$T_{\text{у}}$	28
Компрессорная станция (КС)		
6. Количество нагнетательных скважин, подключенных к КС	$n_{\text{с}}$	6
7. Производительность КС, т/сут	$M_{\text{КС}}$	2592
8. Давление на всасывающей линии, ат	$P_{\text{вс}}$	10
9. Давление нагнетания, ат	$P_{\text{нг}}$	262
10. Степень сжатия ($P_{\text{нг}}/P_{\text{вс}}$)	ϵ	26,2
11. Расходуемая мощность, МВт	$N_{\text{КС}}$	18,7
12. Мощность, приходящаяся на одну нагнетательную скважину, кВт	$N_{\text{КС}1}$	3100

Вывод. Для реализации процесса закачки азота в нагнетательную скважину при величине забойного давления 300 ат на устье необходимо обеспечить давление 259 ат. При этом затраты мощности составляют 3100 кВт, а удельные энергозатраты — 173 кВт·ч/т.

Задача 5.39. Рассчитать давление нагнетания $P_{\text{нг}}$ и мощность компрессорной станции $N_{\text{КС}}$ для закачки природного газа (метана) в нагнетательную скважину при заданных значениях приемистости M , суммарный подаче КС $M_{\text{КС}}$ и давлении на всасывающей линии КС $P_{\text{вс}}$.

Исходные данные представлены в табл. 5.31. Свойства метана, необходимые для расчета приведены в табл. 5.32–5.35.

Таблица 5.31

**Исходные данные для расчета процесса закачки
природного газа (к задаче 5.39)**

Параметр, размерность	Обозначение	Значение
1. Расчетная температура воздуха, К	$T_{взд}$	298
2. Расчетный перепад температуры в АВО, К	$\Delta T_{АВО}$	10
3. Расчетная температура грунта, К	$T_{гр}$	280
4. Диаметр нагнетательного трубопровода, м	$D_{нт}$	0,125
5. Коэффициент теплопередачи для нагнетательного трубопровода, Вт/(м ² ·К)	K_s	4
6. Длина нагнетательного трубопровода, м	$L_{нт}$	2000
7. Давление на забое нагнетательной скважины, ат	$P_{зб}$	300
8. Теплоемкость природного газа, Дж/(кг·К)	C	табл. 5.32
9. Производительность нагнетательного трубопровода, кг/с	$M_{нт}$	5
10. Диаметр нагнетательных труб (НКТ), м	D	0,075
11. Температура окружающей среды на устье скважины, К	$T_{с_0}$	280
12. Геотермический градиент в зоне скважины, К/м	Γ	0,028
13. Ускорение сил тяжести, м/с ²	g	9,81
14. Глубина скважины, м	L_c	2500
15. Вязкость природного газа, мкПа·с	μ	табл. 5.33
16. Сжимаемость природного газа	Z	табл. 5.34
17. Темп закачки (приемистость) нагнетательной скважины, кг/с	M	5
18. Коэффициент шероховатости НКТ, мкм	$K_{ш}$	30
19. Универсальная газовая постоянная, Дж/(кмоль·К)	R	8314
20. Молекулярная масса природного газа, кг/(кмоль)	φ	16
21. Потери давления в обвязке нагнетательной линии компрессора, ат	$\Delta P_{ин}$	0.6
22. Давление на всасывающей линии КС, ат	$P_{вс}$	10
23. Температура на всасывающей линии КС, К	$T_{вс}$	283
24. Показатель адиабаты для природного газа	γ	табл. 5.35
25. Коэффициент полезного действия адиабатический, д. е.	$\eta_{ад}$	0,85
26. Коэффициент полезного действия механический, д. е.	$\eta_{мех}$	0,95
27. Количество нагнетательных скважин, подключенных к КС	n_c	6

Таблица 5.32

Теплоемкость природного газа (метана) C , кДж / (кг·К)

Температура T		Давление P , МПа														
K	°C	0,1	1	2	3	4	6	8	10	15	20	30	40	50	60	100
220	53	2,114	2,239	2,423	2,672	3,019	4,256	6,463	6,609	4,754	4,141	3,666	3,451	3,319	3,225	2,989
240	33	2,131	2,226	2,355	2,514	2,710	3,243	3,980	4,695	4,643	4,094	3,597	3,364	3,261	3,180	3,001
260	13	2,156	2,231	2,328	2,440	2,569	2,882	3,264	3,665	4,148	3,944	3,522	3,313	3,197	3,124	2,982
270	3	2,173	2,240	2,325	2,421	2,529	2,784	3,082	3,394	3,888	3,835	3,488	3,285	3,170	3,099	2,968
280	7	2,192	2,253	2,328	2,412	2,504	2,716	2,956	3,207	3,666	3,718	3,455	2,263	3,150	3,079	2,956
290	17	2,214	2,270	2,336	2,410	2,491	2,670	2,869	3,075	3,486	3,601	3,424	3,247	3,135	3,065	2,947
300	27	2,240	2,289	2,350	2,415	2,487	2,640	2,808	2,981	3,344	3,494	3,394	3,236	3,128	3,057	2,940
310	37	2,265	2,312	2,367	2,425	2,487	2,622	2,766	2,914	3,235	3,398	3,363	3,228	3,125	3,055	2,937
320	47	2,293	2,336	2,385	2,438	2,494	2,613	2,738	2,865	2,149	3,316	3,333	3,222	3,125	3,056	2,937
340	67	2,350	2,386	2,428	2,472	2,517	2,612	2,710	2,809	3,034	3,190	3,274	3,217	3,133	3,068	2,946
360	87	2,409	2,441	2,476	2,513	2,551	2,629	2,708	2,787	2,970	3,108	3,224	3,206	3,148	3,090	2,966
380	107	2,471	2,498	2,529	2,561	2,593	2,658	2,724	2,789	2,940	3,061	3,188	3,201	3,166	3,119	2,995

Таблица 5.33

Вязкость природного газа (метана) μ , мкПа·с

Температура T		Давление P , МПа										
K	°C	0,1	1	2	4	6	8	10	20	30	40	50
220	-53	8,48	8,65	8,86	9,52	10,68	14,68	18,86	31,97	38,70	42,95	49,18
240	-33	9,18	9,34	9,51	9,98	10,81	12,61	14,92	26,19	33,55	39,00	43,65
260	-13	9,85	9,99	10,15	10,56	11,24	12,40	13,75	22,70	29,68	34,98	39,54
270	-3	10,18	10,30	10,46	10,85	11,47	12,40	13,56	21,44	27,93	33,33	37,80
280	7	10,50	10,62	10,77	11,15	11,70	12,46	13,48	20,40	26,60	31,74	36,13
290	17	10,83	10,93	11,08	11,43	11,92	12,60	13,50	19,54	25,40	30,37	34,64
300	27	11,14	11,23	11,38	11,72	12,16	12,78	13,58	18,83	24,41	29,22	32,36
310	37	11,45	11,54	11,67	12,00	12,42	13,02	13,74	18,40	23,65	28,17	33,20
320	47	11,76	11,84	11,98	12,27	12,68	13,22	13,86	18,03	22,98	27,28	31,16
340	67	12,36	12,45	12,56	12,82	12,22	13,73	14,28	17,69	21,96	25,89	29,49
360	87	12,94	13,01	13,12	13,38	13,75	14,20	14,49	17,57	21,25	24,89	28,23
380	107	13,52	13,57	13,67	13,91	14,25	14,66	15,09	17,61	20,81	24,13	27,25

Таблица 5 34

Коэффициент сжимаемости природного газа (метана) Z

Температура T		Давление P , МПа														
К	°C	0,1	1	2	3	4	6	8	10	15	20	30	40	50	60	100
220	-53	0,99	0,95	0,90	0,85	0,79	0,66	0,53	0,47	0,53	0,63	0,85	1,06	1,26	1,46	2,22
240	-33	0,99	0,96	0,92	0,89	0,85	0,77	0,69	0,63	0,60	0,67	0,85	1,04	1,23	1,41	2,11
260	-13	0,997	0,97	0,94	0,92	0,89	0,83	0,78	0,73	0,69	0,72	0,87	1,04	1,20	1,37	2,02
270	-3	0,996	0,97	0,95	0,92	0,90	0,85	0,81	0,77	0,73	0,75	0,88	1,03	1,20	1,36	1,98
280	7	0,996	0,98	0,96	0,93	0,91	0,87	0,84	0,80	0,76	0,78	0,89	1,03	1,19	1,34	1,95
290	17	0,996	0,98	0,96	0,90	0,92	0,89	0,86	0,83	0,79	0,80	0,90	1,04	1,18	1,33	1,92
300	27	0,997	0,98	0,96	0,95	0,93	0,90	0,88	0,85	0,82	0,83	0,91	1,04	1,18	1,32	1,89
310	37	0,997	0,98	0,97	0,95	0,94	0,92	0,89	0,87	0,85	0,85	0,93	1,04	1,18	1,31	1,86
320	47	0,997	0,99	0,97	0,96	0,95	0,93	0,91	0,89	0,87	0,87	0,94	1,05	1,17	1,30	1,83
340	67	0,997	0,99	0,98	0,97	0,96	0,94	0,93	0,92	0,90	0,91	0,96	1,06	1,17	1,29	1,78
360	87	0,998	0,99	0,98	1,05	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,93	0,99	1,07	1,20	1,28	1,74
380	107	0,998	0,99	0,99	1,05	0,98	0,97	0,96	0,95	0,95	0,96	1,01	1,08	1,21	1,28	1,71

Таблица 5.35

Показатель адиабаты природного газа (метана) γ

Температура T		Давление P , МПа														
К	°C	0,1	1	2	3	4	6	8	10	15	20	30	40	50	60	100
220	-53	1,333	1,392	1,479	1,598	1,765	2,372	3,485	3,512	2,482	2,130	1,848	1,720	1,645	1,596	1,499
240	-33	1,328	1,374	1,436	1,512	1,607	1,867	2,231	2,589	2,527	2,209	1,907	1,761	1,694	1,644	1,552
260	-13	1,321	1,358	1,405	1,459	1,522	1,674	1,861	2,059	2,296	2,172	1,918	1,785	1,709	1,714	1,573
270	-3	1,318	1,351	1,392	1,438	1,490	1,614	1,759	1,913	2,158	2,119	1,910	1,782	1,707	1,659	1,575
280	7	1,313	1,343	1,380	1,420	1,465	1,576	1,683	1,807	2,033	2,052	1,895	1,776	1,703	1,655	1,579
290	17	1,309	1,337	1,368	1,404	1,443	1,529	1,625	1,725	1,927	1,981	1,874	1,766	1,694	1,649	1,568
300	27	1,305	1,328	1,358	1,389	1,424	1,496	1,577	1,661	1,909	1,848	1,753	1,685	1,639	1,559	1,559
320	47	1,295	1,315	1,339	1,356	1,390	1,446	1,505	1,585	1,173	1,781	1,784	1,719	1,661	1,619	1,540
340	67	1,285	1,302	1,322	1,343	1,363	1,407	1,452	1,498	1,603	1,677	1,715	1,680	1,635	1,596	1,519
360	87	1,276	1,291	1,307	1,324	1,341	1,376	1,413	1,448	1,532	1,595	1,650	1,638	1,606	1,573	1,499
380	107	1,267	1,279	1,294	1,308	1,322	1,349	1,381	1,409	1,477	1,531	1,589	1,594	1,575	1,549	1,479

РЕШЕНИЕ

Расчет проводится в той же последовательности и по тем же зависимостям, что и расчет по закачке азота, приведенный в задаче 5.38. Поэтому здесь по каждому шагу расчёта приводится лишь результат.

Шаг 1. Температура природного газа (в дальнейшем “газа”) на выходе КС:

$$T_{\text{вых}} = 308 \text{ K} = 35^{\circ}\text{C}.$$

Шаг 2. Теплоемкость газа в нагнетательном трубопроводе:

$$C_{\text{нг}} = 3239 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{K}).$$

Шаг 3. Температура на устье нагнетательной скважины:

$$T_y = 305 \text{ K} = 32^{\circ}\text{C}.$$

Шаг 4. Теплоемкость газа в скважине (1-ое приближение):

$$C' = 3240 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{K}).$$

Шаг 5. Параметр теплопередачи в скважине:

$$b'_t = 0,00006 \text{ 1/M}.$$

Шаг 6. Температура газа на забое скважины (1-ое приближение):

$$T'_{36} = 310 \text{ K} = 37^{\circ}\text{C}.$$

Шаг 7. Средняя температура в скважине (1-ое приближение):

$$T' = 308 \text{ K} = 35^{\circ}\text{C}.$$

Шаг 8. Вязкость газа в скважине (1-ое приближение):

$$\mu' = 24 \cdot 10^{-6} \text{ Па} = 24 \text{ мкПа} \cdot \text{с}.$$

Шаг 9. Коэффициент сжимаемости газа в скважине (1-ое приближение):

$$z' = 0,93.$$

Шаг 10. Коэффициент гидравлического сопротивления НКТ:

$$\lambda' = 0,016.$$

Шаг 11. Параметр a'_1 :

$$a'_1 = 309 \cdot 10^{12} \text{ (Па)}^2.$$

Шаг 12. Параметр a'_2 :

$$a'_2 = 0,330.$$

Шаг 13. Давление газа на устье скважины (1-ое приближение):

$$P'_y = 27 \cdot 10^6 \text{ Па} = 270 \text{ ат.}$$

УТОЧНЕНИЕ P_y

Шаг 14. Среднее давление в НКТ

$$P_{\text{ср}} = 285 \text{ ат.}$$

Шаг 15. Теплоемкость газа:

$$C_{\text{ср}} = 3250 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

Шаг 16. Температура газа на забое:

$$T_{36} = 309 \text{ К} = 36^\circ \text{С.}$$

Шаг 17. Средняя температура газа в НКТ:

$$T_{\text{ср}} = 307 \text{ К} = 34^\circ \text{С.}$$

Шаг 18. Вязкость газа в НКТ:

$$\mu_{\text{ср}} = 24 \text{ мкПа} \cdot \text{с.}$$

Шаг 19. Коэффициент сжимаемости газа в НКТ:

$$z_{\text{ср}} = 0,92.$$

Шаг 20. Уточненное значение давления газа на устье:

$$P_y = 271 \text{ ат.}$$

Шаг 21. Оценка отклонения:

$$\Delta P_y = 0,004 < 0,005.$$

Поскольку отклонение допустимо, дальнейшее уточнение не делается.

РАСЧЕТ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Шаг 22. Средняя температура в нагнетательном трубопроводе:

$$T_{\text{нг}} = 306 \text{ K} = 33^\circ\text{C}.$$

Шаг 23. Вязкость газа в нагнетательном трубопроводе:

$$\mu_{\text{нг}} = 22 \text{ мкПа} \cdot \text{с}.$$

Шаг 24. Коэффициент гидравлического сопротивления нагнетательного трубопровода:

$$\lambda_{\text{нг}} = 0,015.$$

Шаг 25. Коэффициент сжимаемости газа в нагнетательном трубопроводе:

$$z_{\text{нг}} = 0,91.$$

Шаг 26. Давление на выходе КС:

$$P_{\text{вых}} = 275 \text{ ат.}$$

Шаг 27. Давление нагнетания компрессора:

$$P_{\text{нг}} = 275,6 \text{ ат.}$$

Шаг 28. Коэффициент сжимаемости газа на всасывающей линии КС:

$$z_{\text{вс}} = 0,98.$$

Шаг 29. Показатель адиабаты для условий всасывающей линии КС:

$$\gamma = 1,34.$$

Шаг 30. Параметр компремирования газа для условий всасывающей линии КС:

$$\beta_{\text{вс}} = 0,299.$$

Шаг 31. Производительность КС:

$$M_{\text{КС}} = 30 \text{ кг/с}.$$

Шаг 32. Требуемая расходная мощность КС:

$$N_{\text{КС}} = 29,6 \text{ МВ/т}.$$

Шаг 33. Базовые исходные данные и результаты расчета (табл. 5.36).

Таблица 5.36

**Показатели закачки природного газа
(результатирующая таблица к задаче 5.39)**

Показатель, размерность	Обозначение	Значение
Нагнетательная скважина		
1. Приемистость скважины, т/сут	$M_{\text{сут}}$	432
2. Забойное давление, ат	$P_{\text{зб}}$	300
3. Устьевое давление, ат	P_y	271
4. Забойная температура, °С	$T_{\text{зб}}$	37
5. Устьевая температура, °С	T_y	32
Компрессорная станция (КС)		
6. Количество нагнетательных скважин, подключенных к КС	$n_{\text{КС}}$	6
7. Производительность КС, т/сут	$M_{\text{КС}}$	2592
8. Давление на всасывающей линии, ат	$P_{\text{вс}}$	10
9. Давление нагнетания, ат	$P_{\text{нг}}$	276
10. Степень сжатия ($P_{\text{нг}}/P_{\text{вс}}$)	ε	27,6
11. Расходуемая мощность, мВт	$N_{\text{КС}}$	29,6
12. Мощность, приходящаяся на одну нагнетательную скважину, кВт	$N_{\text{КС1}}$	4930

Вывод. Для реализации процесса закачки природного газа (метана) в нагнетательную скважину при величине давления на забое 300 ат на устье необходимо создавать давление 271 ат. При этом затраты мощности составляют 4930 кВт, а удельные энергозатраты — 274 кВт·ч/т.

Задачи для самостоятельного решения

Задача 5.40. Провести сравнение показателей закачки в нагнетательную скважину азота (по данным задачи 5.38) и природного газа (по данным задачи 5.39).

Задача 5.41. Рассчитать температуру на забое нагнетательной скважины $T_{\text{зб}}$ при закачке азота. Приемистость скважины:

$$M_{\text{сут}} = 216 \text{ т/сут.}$$

Остальные исходные данные по условиям задачи 5.38.

Задача 5.42. Рассчитать необходимое давление на устье нагнетательной скважины P_y при закачке азота. Приемистость скважины:

$$M_{\text{сут}} = 216 \text{ т/сут.}$$

Остальные исходные данные по условиям задачи 5.38.