

Расчетно-графическое задание (РГЗ) выполняется по вариантам от руки. Правильно выполненным и зачтенным является только полностью решенное РГЗ, у которого каждое действие прописано с комментариями, указаны единицы измерения и, если необходимо, переводы в систему СИ.

Условия:

При проектировании разработки нефтяного месторождения в нём было выделено два объекта разработки. Из каждого пласта для исследования были отобраны образцы кернов и флюидов, насыщающих породы. Результаты исследований представлены в таблице 1. Пласты характеризуются неоднородным строением. и содержат много пропластков и линз. В результате лабораторного изучения процесса вытеснения нефти из пород-коллекторов определены коэффициенты вытеснения η_{11} и η_{12} соответственно для первого и второго объекта, а также коэффициенты охвата пласта воздействием η_{21} и η_{22} соответственно для первого и второго объекта от соответствующих параметров плотности сеток скважин S_{C1} и S_{C2} . Эти зависимости оказались линейными и имеют вид:

$$\begin{aligned}\eta_{21} &= 1 - \lambda_1 S_{C1} \\ \eta_{22} &= 1 - \lambda_2 S_{C2}\end{aligned}$$

На оба объекта решено пробурить n скважин.

Найти:

Найти, какое число скважин следует пробурить на каждый объект разработки с тем, чтобы суммарные извлекаемые запасы для месторождения в целом получились максимальные.

Решение:

1. По итогам таблицы 1 и 2 определите пористость (m) образцов, их длину (l) и динамическую вязкость нефти (μ), фильтруемой через керн и плотность нефти (ρ) в поверхностных условиях.
2. Объемным методом рассчитайте запасы нефти в поверхностных условиях по данным таблицы 2 и результатам первого действия.
3. По данным таблицам 3 и 4 составьте выражение для определения суммарных извлекаемых запасов нефти по обоим участкам с учетом того, что Коэффициент извлечения нефти (КИН) находится по формуле 1.

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} * K_{\text{охв}} \tag{1}$$

где S_{C1} , S_{C2} – параметры плотности сетки скважин для первого и второго объектов разработки. Определяются по формулам 2 и 3:

$$S_{C1} = S_1 / n_1 \tag{2}$$

$$S_{C2} = S_2 / n_2 \tag{3}$$

где S_1 и S_2 – площадь нефтеносности первого и второго объектов.

4. Составьте выражение для определения **максимального** значения суммарных извлекаемых запасов.
5. Найдите количество скважин для каждого объекта.

Таблица 1

Результаты определения фильтрационно-емкостных свойств кернов 1 объекта и флюидов, насыщающих их ($P_{атм}=101325$ Па),
плотность керосина $\rho=780$ кг/м³

Вар	q, см ³ /с	Радиус образца, см ²	Давление на входе в образец, МПа	k, мкм ²	Масса сухого образца, г	Масса насыщенного керосином образца, г	Масса насыщенного керосином образца в керосине, г	Кинематическая вязкость нефти, фильтрующей через керн, v мм ² /с
1	2	1,5	1,3	0,236	26	32,008	1,9668	2,353
2	2,3	1,52	1,31	0,303	33	36,864	1,7340	2,386
3	2,6	1,54	1,32	0,202	23,5	26,015	5,0578	2,503
4	2,9	1,56	1,33	0,234	24	26,879	4,7280	2,62
5	3,2	1,58	1,34	0,269	24,5	27,774	4,3887	2,737
6	3,5	1,6	1,35	0,305	25	28,699	4,0405	2,854
7	3,8	1,62	1,36	0,343	25,5	29,655	3,6843	2,971
8	4,1	1,64	1,37	0,382	26	30,645	3,3207	3,089
9	4,4	1,66	1,38	0,423	26,5	31,669	2,9507	3,207
10	4,7	1,68	1,39	0,465	27	32,729	2,57500	3,326
11	5	1,7	1,4	0,509	27,5	33,826	2,1944	3,444
12	5,3	1,72	1,41	0,554	28	34,962	1,8099	3,563
13	5,6	1,74	1,42	0,600	28,5	36,137	1,4223	3,682
14	5,9	1,76	1,43	0,648	29	37,354	1,0325	3,802
15	6,2	1,78	1,44	0,6961	29,5	38,613	0,6414	3,922
16	6,5	1,8	1,45	0,746	30	39,917	0,2500	4,042
17	6,8	1,82	1,46	0,797	32	42,766	1,3593	4,162
18	7,1	1,84	1,47	0,848	34	45,662	2,4703	4,282
19	7,4	1,86	1,48	0,901	35	47,606	2,5839	4,403
20	7,7	1,88	1,49	0,954	36	49,601	2,7013	4,524
21	8	1,9	1,5	1,009	37	51,647	2,8235	4,646
22	7,8	1,92	1,51	0,988	41	51,92092	1,125926	4,709
23	7,6	1,94	1,52	0,966	45	55,29875	2,484654	4,773
24	7,4	1,96	1,53	0,944	50	60,15306	5,27166	4,837

Таблица 2

Результаты определения фильтрационно-емкостных свойств кернов 2 объекта и флюидов, насыщающих их ($P_{атм}=101325$ Па),
плотность керосина $\rho=780$ кг/м³

Вар	q , см ³ /с	Радиус образца, см ²	Давление на входе в образец, МПа	k , мкм ²	Масса сухого образца, г	Масса насыщенного керосином образца, г	Масса насыщенного керосином образца в керосине, г	Кинематическая вязкость нефти, фильтрующей через керн, ν мм ² /с
1	1,7	1,62	1,29	0,173	37	51,75258	4,163617	2,564
2	1,9	1,52	1,325	0,215	35	48,81824	1,16914	2,685
3	2,1	1,54	1,36	0,139	36	48,87804	1,181586	2,806
4	2,3	1,56	1,395	0,158	38	49,9327	2,201905	2,926
5	2,5	1,58	1,43	0,177	40	50,98293	3,231067	3,046
6	2,7	1,6	1,465	0,198	38,5	48,52948	0,770062	3,165
7	2,9	1,62	1,5	0,219	37	48,9383	1,185096	3,283
8	3,1	1,64	1,535	0,241	35,5	49,34257	1,609581	3,401
9	3,3	1,66	1,57	0,263	34	49,7405	2,042005	3,518
10	3,5	1,68	1,605	0,287	33	50,63031	2,980815	3,634
11	3,7	1,7	1,64	0,31	31	50,51015	2,92442	3,75
12	3,9	1,72	1,675	0,335	28	49,37812	1,871187	3,865
13	4,1	1,74	1,71	0,36	28,5	49,36166	1,948801	3,98
14	4,3	1,76	1,745	0,386	29	49,34039	2,037156	4,094
15	4,5	1,78	1,78	0,412	29,5	49,31468	2,136868	4,208
16	4,7	1,8	1,815	0,439	30	49,2849	2,248565	4,321
17	4,9	1,82	1,85	0,466	32	50,75141	3,872887	4,433
18	5,1	1,84	1,885	0,494	34	52,21461	5,510487	4,545
19	5,3	1,86	1,92	0,522	35	52,67489	6,162025	4,657
20	5,5	1,88	1,955	0,551	36	53,13266	6,828177	4,768
21	5,7	1,9	1,99	0,58	37	53,58833	7,509629	4,878
22	5,9	1,92	2,025	0,602	31	47,04234	1,207078	4,927
23	6,1	1,94	2,06	0,624	32	47,49512	1,921234	4,976
24	6,3	1,96	2,095	0,646	33	47,94712	2,652819	5,024

Таблица 3
Свойства объектов разработки

Вариант	Площадь нефтеносности первого объекта $S_1, \text{м}^2$	Толщина пласта первого объекта, $H_1, \text{м}$	Нефтенасыщенность первого объекта, $S_{n1}, \text{д.ед}$	Площадь нефтеносности второго объекта $S_2, \text{м}^2$	Толщина пласта второго объекта, $H_2, \text{м}$	Нефтенасыщенность второго объекта, $S_{n2}, \text{д.ед}$	Газовый фактор первого объекта, $\Gamma_1,$ $\text{м}^3/\text{м}^3$	Газовый фактор второго объекта, $\Gamma_2,$ $\text{м}^3/\text{м}^3$
1	50000000	15,704	0,7	12000000	32,074	0,31	56	16
2	50001000	37,951	0,51	12001000	31,202	0,33	57	17
3	50002000	34,245	0,52	12002000	31,727	0,35	58	18
4	50003000	31,128	0,53	12003000	32,545	0,37	59	19
5	50004000	28,474	0,54	12004000	33,698	0,39	60	20
6	50005000	26,188	0,55	12005000	35,249	0,41	61	21
7	50006000	24,201	0,56	12006000	28,346	0,43	62	22
8	50007000	22,46	0,57	12007000	23,445	0,45	63	23
9	50008000	20,922	0,58	12008000	19,806	0,47	64	24
10	50009000	19,556	0,59	12009000	18,945	0,44	65	25
11	50010000	18,198	0,6	12010000	18,422	0,41	63	26
12	50011000	16,98	0,61	12011000	18,182	0,38	61	27
13	50012000	15,884	0,62	12012000	20,27	0,35	59	28
14	50013000	14,893	0,63	12013000	22,777	0,32	57	29
15	50014000	13,993	0,64	12014000	20,468	0,36	55	24
16	50015000	13,174	0,65	12015000	18,629	0,4	53	19
17	50016000	12,424	0,66	12016000	17,134	0,44	51	14
18	50017000	11,738	0,67	12017000	15,897	0,48	49	9
19	50018000	11,106	0,68	12018000	15,035	0,52	47	8
20	50019000	10,524	0,69	12019000	14,608	0,56	45	14
21	50020000	9,987	0,7	12020000	13,909	0,6	43	11
22	50021000	11,819	0,57	12021000	27,439	0,32	41	18,5
23	50022000	11,205	0,58	12022000	26,462	0,34	39	16,5
24	50023000	10,636	0,59	12023000	26,035	0,36	37	20

Таблица 4
Свойства объектов разработки

Вариант	Коэффициент вытеснения нефти первого объекта, η_{11} , д.ед	Коэффициент вытеснения нефти второго объекта, η_{12} , д.ед	λ_1	λ_2	Суммарное количество скважин, n
1	0,7	0,6	0,005	0,00833	150
2	0,51	0,6	0,0049	0,00831	152
3	0,53	0,62	0,0048	0,00829	154
4	0,55	0,64	0,0047	0,00827	156
5	0,57	0,66	0,0046	0,00825	158
6	0,59	0,68	0,0045	0,00823	160
7	0,61	0,7	0,0044	0,00821	162
8	0,63	0,72	0,00441	0,00819	164
9	0,65	0,74	0,00442	0,00817	166
10	0,67	0,76	0,00443	0,00815	168
11	0,69	0,75	0,00444	0,00813	170
12	0,71	0,74	0,00445	0,00811	172
13	0,7	0,73	0,00446	0,00809	174
14	0,68	0,72	0,00447	0,00807	176
15	0,66	0,71	0,00448	0,00805	178
16	0,64	0,7	0,00449	0,00803	180
17	0,62	0,69	0,0045	0,00801	182
18	0,6	0,68	0,00451	0,00799	184
19	0,58	0,67	0,00452	0,00797	186
20	0,56	0,66	0,00453	0,00795	188
21	0,54	0,65	0,00454	0,00793	190
22	0,52	0,64	0,00455	0,00791	192
23	0,5	0,63	0,00456	0,00789	194
24	0,48	0,62	0,00457	0,00787	196