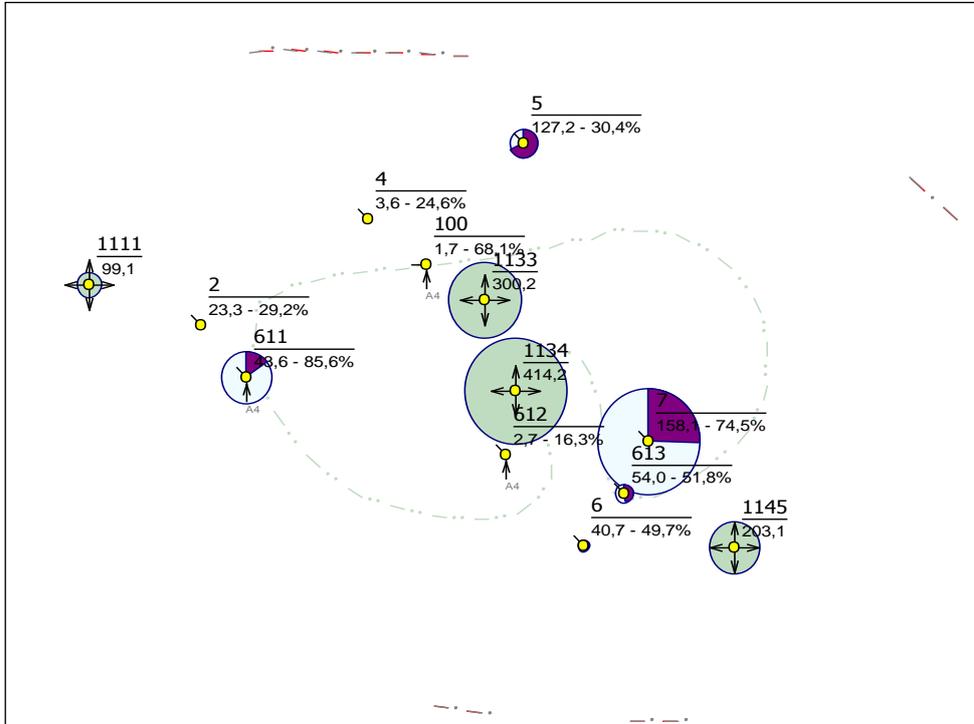
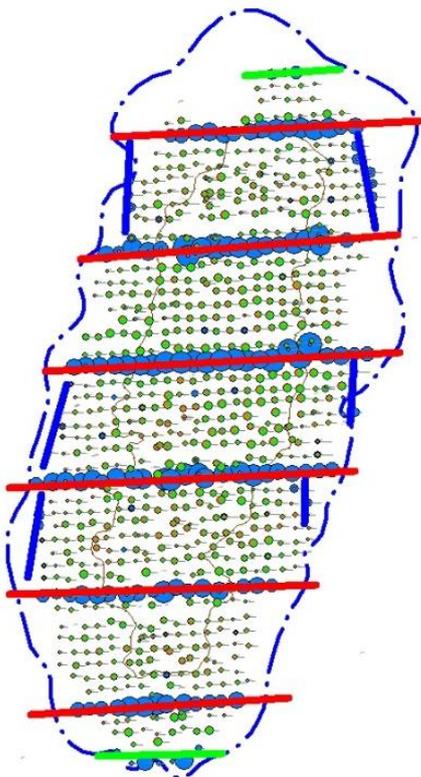


Ситуационные вопросы РНиГМ

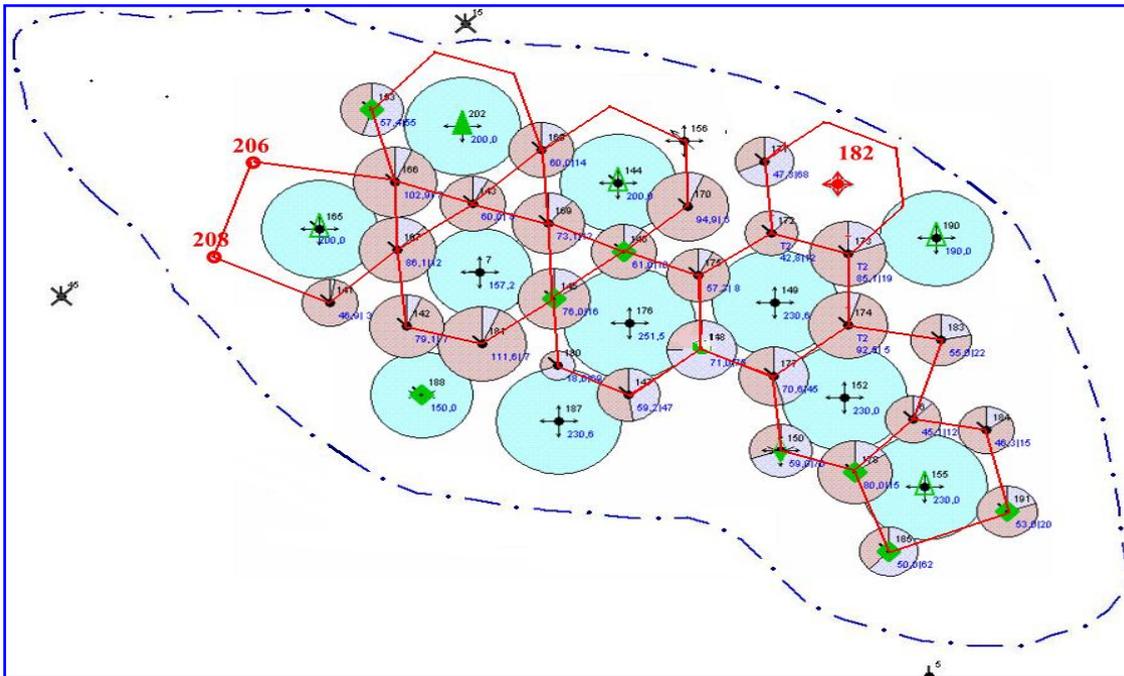
1. По данному рисунку определить и описать принятую систему разработки. Ориентировочно определить стадию разработки.



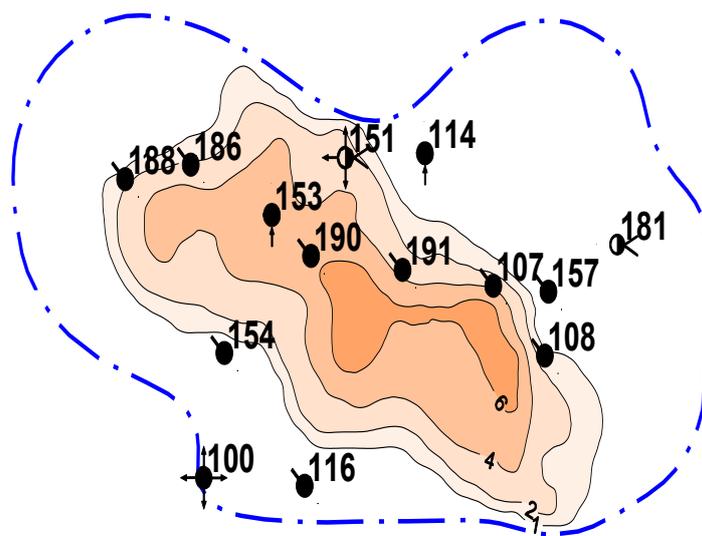
2. По представленному рисунку определить и описать принятую систему заводнения. Какие меры необходимо принять для приведения ее к традиционному виду?



3. По представленному рисунку определить и описать принятую систему заводнения. Почему именно эта схема принята па данной залежи?



4. Ориентируясь на карту остаточных нефтенасыщенных толщин, схематично нарисовать карту текущих отборов и определить систему разработки.



5. Понятие о вязкости газа. Найти динамическую вязкость реального газа при заданных параметрах P и T. (P=3,5 МПа, T=310K)

CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C5H12	N2	CO2	H2S
75,11	8,62	3,90	1,44	10,20	0,38	0,35	-

(Нужны таблицы)

6. Определить вязкость газа по относительной плотности. Порядок определения.

CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C5H12	N2	CO2	H2S
84	5	1,6	0,70	1,8	3,5	1,5	1,9

(нужна таблица)

7. Понятие о коэффициент сжимаемости. Определить коэффициент сжимаемости по заданным параметрам P =10,2 МПа, T = 305 К.

CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C5H12	N2	CO2	H2S
90,9	5,15	1,7	0,5	0,2	1,2	0.35	-

(нужна таблица)

8. По полученным данным обработки КВД пласта, найти основные параметры призабойной зоны: гидропроводность, пьезопроводность, упругость жидкости и породы.

$$q_i = 330 \text{ м}^3/\text{сут}; i = 2,3 \text{ МПа}; \beta_a = 1 \times 10^{-3}; \beta_n = 1 \times 10^{-4}; b_{\text{гидро}} = 1,05; \rho_{\text{жидкости}} = 0,86 \text{ г/см}^3$$

$$h = 5 \text{ м}; m = 0,2 \text{ м}; \hat{E} = 0,5 \text{ МПа} \cdot \text{с}$$

9. При исследовании и обработки скважин с помощью КВД были получены следующие значения: i –4МПа, A=12 МПа.

Имеются следующие данные: дебит скважины -17т/сут, мощность пласта - 8м, проницаемость – 0.3 мкм², вязкость – 2 мПа сек, пористость -0.2 доли ед., упругость жидкости 1.1*10⁻⁴ 1/Па, упругость пласта 1*10⁻⁵, радиус скважины -0.1м.

Рассчитать параметры, которые вы можете получить по этим данным?

10. Для чего применяется кислотная ванна? Рассчитать необходимый объем соляной кислоты (литр) для проведения кислотной ванны при следующих параметрах:

1. Внутренний диаметр обсадной колонны – 126 мм (эксплуатационная колонна 146 мм),
2. Расстояние от кровли перфорированного интервала до искусственного забоя скважины 30 м,
3. Содержание кислоты (100% HCl) в килограммах в 1 литре кислоты с заданной концентрацией 20 % (по таблице), концентрация кислоты, поставляемой на предприятие (Ат) – 30 %.

СПРАВКА: для расчета используйте следующие формулы:

Необходимый объём кислотного раствора определяется из соотношения:

$$V^{1\text{к.с.}} = \frac{\pi \times D_c^2}{4} \times H \quad \text{м}^3,$$

где $V^{1\text{к.с.}}$ – необходимый объем кислотного раствора, м^3 ; D_c – диаметр скважины или внутренний диаметр обсадной трубы, м; H – толщина интервала обработки, м. Удельный расход товарной кислоты для приготовления 1м^3 раствора определяется безразмерной формулой:

$$V_{\text{уд.т.}} = \frac{A}{A_T} \quad \text{доли ед. ; где } V_{\text{уд.т.}} \text{ – удельный расход товарной кислоты,}$$

A – содержание в килограммах 100% HCl в 1 литре кислоты с заданной концентрацией, A_T – содержание в килограммах 100% соляной кислоты в 1 литре товарной соляной кислоты с концентрацией, замеренной при температуре 15°C . Для приготовления раствора потребуется объем товарной кислоты, вычисляемой по формуле:

$$V_T = V_{\text{к.с.}} \times V_{\text{уд.т.}} \quad \text{м}^3, \quad \text{где } V_{\text{к.с.}} \text{ – объем кислотного раствора в литрах; } V_{\text{уд.т.}} \text{ – удельный расход товарной соляной кислоты в долях единицы.}$$

Плотность растворов соляной кислоты различных концентраций при 15°С

Плотность, г/см ³	Концентрация HCl, %	Содержание HCl в 1 л, кг	Плотность г/см ³	Концентрация HCl, %	Содержание HCl в 1 л, кг
1,003	5,15	0,063	1,105	20,97	0,232
1,035	7,15	0,074	1,110	21,92	0,243
1,040	8,16	0,084	1,115	22,85	0,255
1,045	9,16	0,096	1,120	23,82	0,267
1,050	10,17	0,107	1,125	24,78	0,279
1,055	11,18	0,118	1,130	25,75	0,291
1,060	12,19	0,129	1,135	26,70	0,302
1,065	13,19	0,140	1,140	27,66	0,315
1,070	14,17	0,152	1,145	28,61	0,328
1,075	15,16	0,163	1,150	29,57	0,340
1,080	16,15	0,174	1,155	30,55	0,353
1,085	17,13	0,186	1,160	31,52	0,366
1,090	18,11	0,197	1,165	32,49	0,379
1,095	19,06	0,209	1,170	33,46	0,391
1,100	20,01	0,220	1,180	35,39	0,418

12. Схематично нарисовать графики работы при водонапорном режиме и режиме растворенного газа. Разделить их на стадии разработки. Какие режимы относятся к режимам истощения.

13. Определить среднесуточную добычу нефти залежи площадью 24750 т. м², разрабатываемую при пятиточечной схеме площадного заводнения при

следующих параметрах пласта: расстояние между эксплуатационными и нагнетательными скважинами $2\sigma=150\text{м}$; радиус скважины $r_c=0.10\text{м}$; давление в эксплуатационной скважине $P_э=2\text{МПа}$ давление в нагнетательной скважине $P_n=8\text{МПа}$ проницаемость пласта $k=0,05\text{ мкм}^2$, мощность пласта $h=8\text{м}$, вязкость нефти $\mu_n=5\text{ мПа}\cdot\text{сек}$.

Справка: для решения задачи первоначально находим площадь, дебит нефти квадрата по гидродинамическим расчетам, затем количество квадратов.

14. Определить среднесуточную добычу нефти залежи площадью 145600 т. м^2 , разрабатываемую при семиточечной схеме площадного заводнения при следующих параметрах пласта: расстояние между эксплуатационными и нагнетательными скважинами $2\sigma=200\text{м}$; радиус скважины $r_c=0.20\text{м}$; давление в эксплуатационной скважине $P_э=5\text{ МПа}$, давление в нагнетательной скважине $P_n=10\text{ МПа}$; проницаемость пласта $k=0,2\text{ мкм}^2$, мощность пласта $h=10\text{м}$, вязкость нефти $\mu_n=10\text{ мПа}\cdot\text{сек}$

Справка: для решения задачи первоначально находим площадь шестиугольника, дебит нефти по гидродинамическим расчетам, затем количество шестиугольников.

15. По представленной таблице определите недостающие показатели разработки по скважине. Напишите формулы.

№ пп	№ сква- жи- ны	Дата ввода в эксплуата- цию	Спо- соб	Добыча нефти, т			Добыча воды, т			Добыча воды, м3			Добыча жидкости, т		
				За месяц	С начала года	С начала разра- ботки	За месяц	С начала года	С начала разра- ботки	За месяц	С начала года	С начала разра- ботки	За месяц	С начала года	С начала разра- ботки

Средний газовый фактор - 29.7 Удельный вес нефти - 0.842 Давление насыщения – 55 Qизвл=8189 объемный коэф. – 1,05

1	39	20/11/1975	ЭЦН	158	1808	139309	1632	12567	256111		11970	242975			395420
---	----	------------	-----	-----	------	--------	------	-------	--------	--	-------	--------	--	--	--------

Добыча жидкости в пластовых условиях, м3			Добыча газа, тыс.м3			% воды, ве- со- вой	% воды, объемный	удельный вес воды	дебит нефти м3/сут	дебит жидк. т/сут	дебит жидк. м3/сут	Время работы добыв скв месяц
За месяц	С начала года	С начала разработки	За месяц	С начала года	С начала разра- ботки							
	14278	417197		53,829	4108,768			1,05			56,19	30

16. По представленной таблице определите недостающие показатели разработки по скважине. Напишите формулы.

№ пп	№ сква- жи- ны	Дата ввода в эксплуата- цию	Спо- соб	Добыча нефти, т			Добыча воды, т			Добыча воды, м3			Добыча жидкости, т		
				За месяц	С начала года	С начала разра- ботки	За месяц	С начала года	С начала разра- ботки	За месяц	С начала года	С начала разра- ботки	За месяц	С начала года	С начала разра- ботки

Средний газовый фактор - 29.7 Удельный вес нефти - 0.842 Давление насыщения – 55 Qизвл=8189 объемный коэф. – 1,05

1	95	04/11/1958	ШГН	237	1550	115973	23	130	36787		109	33631			152760
---	----	------------	-----	-----	------	--------	----	-----	-------	--	-----	-------	--	--	--------

Добыча жидкости в пластовых условиях, м3			Добыча газа, тыс.м3			% воды, ве- со- вой	% воды, объемный	удельный вес воды	дебит нефти м3/сут	дебит жидк. т/сут	дебит жидк. м3/сут	Время работы добыв скв месяц
За месяц	С начала года	С начала разработки	За месяц	С начала года	С начала разра- ботки							
	2088	178671		46,201	7186,168			1,17			9,68	30

Динамика показателей разработки
Вариант 1

Год	Число добывающих скважин	Нефть, тыс.т	Жидкость, тыс.т	Средний дебит нефти, т/сутки	Накопленная добыча жидкости, тыс.т
1968	4	71,5	72,1	51,5	
1969	7	108,9	110,5	47,9	
1970	8	222,7	245,9	84,8	
1971	8	245,8	298,6	93,6	
1972	7	225,6	290,3	92,1	
1973	7	298,9	387,6	122,0	
1974	7	323,8	431,4	132,2	
1975	7	349,2	526,2	142,5	
1976	7	341,8	557,2	139,5	
1977	7	322,9	560,1	131,8	
1978	8	305,0	646,1	116,2	
1979	11	381,1	783,2	99,0	
1980	13	394,6	923,2	90,2	
1981	13	290,5	923,9	63,9	
1982	14	240,2	1042,8	50,8	
1983	14	203,2	1204,5	43,0	
1984	14	148,7	1177,1	31,5	
1985	14	133,4	1289,9	28,2	
1986	14	104,1	1232,0	22,0	
1987	14	96,1	1145,0	20,3	
1988	14	79,4	999,7	16,8	
1989	14	61,8	891,7	13,1	
1990	14	48,2	773,3	9,8	
1991	14	48,5	911,8	9,9	
1992	14	46,7	766,4	9,5	
1993	14	49,7	659,2	10,1	
1994	13	62,4	897,6	13,7	
1995	13	47,0	657,9	10,3	
1996	13	36,9	615,5	8,1	
1997	14	39,4	574,9	8,0	
1998	14	38,2	588,7	7,8	
1999	14	33,5	630,4	7,1	
2000	14	15,6	491,8	3,3	

Динамика показателей разработки Вариант 3

Год	Число добывающих скважин	Нефть, тыс т	Жидкость, тыс т	Средний дебит нефти, т/сутки	Накопленная добыча нефти, тыс т	Накопленная добыча жидкости, тыс т
1958	1	35,0	35,0	100,9	35,0	35,0
1959	1	37,3	37,3	102,3	72,3	137,3
1960	1	33,4	33,4	91,3	105,7	228,6
1961	1	20,5	20,5	56,6	126,2	285,2
1962	1	18,6	18,6	51,3	144,8	336,5
1963	1	19,7	19,7	54,2	164,5	390,7
1964	1	26,3	26,3	72,3	190,7	463,0
1965	1	30,1	30,1	82,4	220,8	545,3
1966	1	27,1	28,3	75,5	247,9	624,1
1967	1	31,4	33,0	86,3	279,4	714,8
1968	16	179,6	182,3	38,5	459,0	753,9
1969	30	319,9	328,7	37,8	778,9	792,7
1970	29	434,9	477,4	46,0	1213,8	843,2
1971	29	418,3	487,3	45,4	1632,1	896,1
1972	27	400,7	456,3	45,5	2032,8	948,0
1973	26	431,5	516,4	48,8	2464,3	1006,4
1974	23	518,3	666,1	64,0	2982,6	1088,6
1975	24	488,4	669,2	59,4	3470,9	1170,0
1976	22	576,1	795,0	75,4	4047,1	1274,1
1977	21	578,8	851,2	76,8	4625,9	1387,0
1978	20	467,7	835,2	68,0	5093,6	1508,5
1979	19	377,9	777,9	56,7	5471,4	1625,1
1980	21	348,6	742,6	47,9	5820,0	1727,1
1981	26	320,4	751,3	35,4	6140,4	1810,0
1982	29	281,7	892,2	27,4	6422,1	1896,9
1983	28	243,4	1000,9	24,0	6665,5	1995,4
1984	28	201,1	930,6	19,6	6866,6	2086,3
1985	30	156,0	949,2	14,9	7022,6	2176,8
1986	31	131,3	971,0	12,0	7153,9	2265,5
1987	29	91,2	826,7	8,8	7245,1	2345,4
1988	27	63,4	631,7	6,7	7308,5	2412,3
1989	27	53,5	607,7	5,7	7362,0	2477,4
1990	26	43,8	512,0	4,8	7405,8	2533,5
1991	26	43,2	570,3	4,8	7449,0	2596,3
1992	27	37,0	622,2	4,0	7486,0	2663,5
1993	29	39,8	569,8	3,9	7525,8	2719,1
1994	30	39,6	433,1	4,1	7565,4	2763,9
1995	28	45,2	463,2	5,0	7610,7	2815,0
1996	27	51,7	455,8	6,2	7662,4	2869,4
1997	27	49,6	448,6	5,5	7711,9	2919,2
1998	27	34,2	387,0	3,8	7746,1	2962,5
1999	28	29,9	442,1	3,1	7776,0	3008,6
2000	28	24,8	312,3	2,6	7800,9	3041,1
2001	28	22,4	367,1	2,4	7823,3	3081,1
2002	30	24,1	325,3	2,4	7847,4	3113,3

Динамика показателей разработки Вариант б

Год	Число добывающих скважин	Нефть, тыс т	Жидкость, тыс т	Дебит нефти, т/сутки	Накопленная добыча нефти, тыс т	Накопленная добыча жидкости, тыс т	Обводненность весовая, %	Темп отбора от НИЗ, %	Степень выработки НИЗ, %
1956	1	13,1	13,1	37,7	13,1	13,1	0	0,1	0,1
1957	1	41,5	41,5	113,8	54,6	54,6	0	0,3	0,4
1958	1	42,3	42,3	115,9	96,9	96,9	0	0,3	0,7
1959	1	39,8	39,8	109,0	136,6	136,6	0	0,3	1,1
1960	1	36,2	36,2	99,1	172,8	172,8	0	0,3	1,3
1961	1	37,1	37,1	101,9	209,9	209,9	0	0,3	1,6
1962	1	36,3	36,3	99,5	246,2	246,2	0	0,3	1,9
1963	1	35,3	35,3	104,7	281,4	281,4	0	0,3	2,2
1964	1	34,4	34,6	94,6	315,8	316,1	0,7	0,3	2,4
1965	1	30,5	31,8	83,7	346,3	347,9	4,2	0,2	2,7
1966	2	40,7	42,9	65,4	387,0	390,8	5,1	0,3	3,0
1967	4	78,4	84,5	57,2	465,3	475,3	7,3	0,6	3,6
1968	6	122,8	139,0	70,3	588,1	614,3	11,7	0,9	4,5
1969	18	240,7	249,9	45,1	828,8	864,2	3,7	1,9	6,4
1970	30	423,4	457,9	43,5	1252,2	1322,1	7,5	3,3	9,6
1971	29	552,8	584,9	56,5	1805,0	1907,0	5,5	4,3	13,9
1972	28	713,8	769,1	75,7	2518,8	2676,0	7,2	5,5	19,4
1973	26	718,4	774,6	80,8	3237,3	3450,6	7,2	5,5	24,9
1974	22	711,8	762,0	93,7	3949,0	4212,6	6,6	5,5	30,4
1975	21	720,1	826,0	94,8	4669,1	5038,6	12,8	5,5	35,9
1976	20	743,4	881,7	102,8	5412,5	5920,3	15,7	5,7	41,6
1977	20	770,2	1014,4	113,2	6182,7	6934,7	24,1	5,9	47,6
1978	23	719,3	1078,1	92,2	6902,0	8012,8	33,3	5,5	53,1
1979	26	638,7	1047,6	70,4	7540,7	9060,4	39,0	4,9	58,0
1980	24	420,1	905,8	48,9	7960,8	9966,3	53,6	3,2	61,2
1981	23	309,8	913,9	37,5	8270,6	10880,1	66,1	2,4	63,6
1982	23	240,8	961,6	29,2	8511,4	11841,7	75,0	1,9	65,5
1983	23	199,3	971,6	24,3	8710,7	12813,3	79,5	1,5	67,0
1984	23	163,7	936,9	20,0	8874,4	13750,2	82,5	1,3	68,3
1985	23	124,5	966,3	15,3	8998,9	14716,5	87,1	1,0	69,2
1986	22	118,7	1043,2	15,3	9117,6	15759,7	88,6	0,9	70,1
1987	22	125,5	1007,3	16,0	9243,1	16767,0	87,5	1,0	71,1
1988	22	99,2	886,6	12,6	9342,3	17653,6	88,8	0,8	71,9
1989	22	110,0	894,1	14,0	9452,3	18547,6	87,7	0,8	72,7
1990	22	77,3	856,2	10,0	9529,6	19403,9	91,0	0,6	73,3
1991	22	67,4	770,5	8,8	9597,0	20174,4	91,2	0,5	73,8
1992	21	54,6	658,5	7,3	9651,6	20833,0	91,7	0,4	74,2
1993	21	48,4	488,6	7,6	9700,1	21321,5	90,1	0,4	74,6
1994	19	51,5	580,3	8,2	9751,6	21901,9	91,1	0,4	75,0
1995	20	54,8	591,7	8,8	9806,4	22493,6	90,7	0,4	75,4
1996	21	49,6	573,4	7,3	9856,0	23067,0	91,4	0,4	75,8
1997	21	42,4	491,6	6,0	9898,4	23558,6	91,4	0,3	76,1
1998	22	48,9	656,1	6,8	9947,3	24214,7	92,5	0,4	76,5
1999	23	46,6	625,5	6,2	9993,9	24840,2	92,6	0,4	76,9
2000	24	33,9	642,6	4,2	10027,8	25482,8	94,7	0,3	77,1
2001	24	30,0	462,5	3,7	10057,8	25945,2	93,5	0,2	77,4
2002	24	33,2	526,0	4,0	10091,0	26471,3	93,7	0,3	77,6
2003	23	26,6	465,0	3,2	10117,6	26936,3	94,3	0,2	77,8

3.1.2. Расчет объема СКВ

3.1.2.1. Потребность кислотного состава определяется из соотношения:

$$V^{1}_{\text{к.с.}} = (\pi \cdot D_{\text{ск}}^2 / 4) \cdot H, \quad \text{м}^3$$

где $V^{1}_{\text{к.с.}}$ - потребный объем кислотного состава, м^3 ;

$D_{\text{ск}}$ - диаметр скважины или внутренний диаметр обсадной трубы, м.

H - толщина интервала обработки, м.

На пример:

Пусть расстояние от кровли перфорированного интервала до забоя (толщина интервала обработки) H составляет 30 метров.

Внутренний диаметр обсадной трубы $D = 0,126$ м (146 мм э/колонна)

Необходимый объем состава будет равен:

$$V_{\text{кс}} = (3,14 \cdot 0,126^2 / 4) \cdot 50 = 0,623 \text{ м}^3$$

Для расчета воспользуемся таблицей 1 приложений. Удельный расход товарной кислоты для приготовления 1 м^3 раствора определяется безразмерной формулой:

$$V_{\text{T}} = A/A_{\text{T}}, \quad \text{м}^3$$

где V_{T} – объем товарной кислоты

A – содержание в килограммах 100% HCl в 1 литре кислоты с заданной концентрацией 15% (по таблице $A = 0,163$).

A_{T} – содержание в килограммах 100% соляной кислоты в 1 литре товарной соляной кислоты с концентраций, замеренной при температуре в 15 градусов Цельсия. (о температурной поправке подробнее ниже). Традиционно, концентрация товарной кислоты, поставляемой в ОАО «СНГ» составляет 22-28% (чаще 24%). По таблице $A_{\text{T}} = 0,328$ при замеренной концентрации товарной кислоты 28%.

$$V_T = 0,163 / 0,328 = 0,497 \text{ м}^3$$

Для приготовления 0,623 м³ раствора потребуется: $V_T = 0,623 * 0,497 = 313$ **литров** товарной кислоты.

где: V_B – объем воды в литрах

V_{KC} – объем кислотного состава в литрах (623л)

V_T – объем товарной соляной кислоты в литрах (497л)

Приложение 1

Плотность растворов соляной кислоты различных концентраций при 15°С.

Плотность, г/см ³	Концентраци я HCl, %	Содержание HCl в 1 л, кг	Плотность г/см ³	Концентраци я HCl, %	Содержание HCl в 1 л, кг
1,003	5,15	0,063	1,105	20,97	0,232
1,035	7,15	0,074	1,110	21,92	0,243
1,040	8,16	0,084	1,115	22,85	0,255
1,045	9,16	0,096	1,120	23,82	0,267
1,050	10,17	0,107	1,125	24,78	0,279
1,055	11,18	0,118	1,130	25,75	0,291
1,060	12,19	0,129	1,135	26,70	0,302
1,065	13,19	0,140	1,140	27,66	0,315

1,070	14,17	0,152	1,145	28,61	0,328
1,075	15,16	0,163	1,150	29,57	0,340
1,080	16,15	0,174	1,155	30,55	0,353
1,085	17,13	0,186	1,160	31,52	0,366
1,090	18,11	0,197	1,165	32,49	0,379
1,095	19,06	0,209	1,170	33,46	0,391
1,100	20,01	0,220	1,180	35,39	0,418

Приложение 6

Плотность раствора плавиковой кислоты различных концентраций при 15°С

Плотность, г/м3	Концентрация HF, %	Содержание HF в 1 л, кг	Плотность, г/м3	Концентраци я HF, %	Содержание HF в 1 л, кг
1,0069	2,320	0,023	1,1239	32,78	0,368
1,0139	4,040	0,041	1,1326	35,15	0,398
1,0211	5,760	0,059	1,1415	37,53	0,428
1,0283	7,480	0,077	1,1506	39,91	0,459
1,0356	9,200	0,095	1,1598	42,29	0,490

1,0431	10,92	0,114	1,1691	44,67	0,522
1,0506	12,48	0,131	1,1786	47,04	0,554
1,0583	14,04	0,149	1,1883	49,42	0,587
1,0661	15,59	0,166	1,1981	51,57	0,618
1,0740	17,15	0,184	1,2080	53,72	0,649
1,0820	18,86	0,204	1,2182	55,87	0,681
1,0901	21,64	0,236	1,2285	58,02	0,713
1,0983	24,42	0,268	1,2390	60,17	0,746
1,1067	27,20	0,301	1,2497	62,32	0,779
1,1152	29,98	0,334	1,2605	64,47	0,813

Год	Число добывающих скважин	Средний дебит нефти, т/сутки	Нефть, тыс.т	Обводненность весовая, %	Темп отбора от НИЗ, %	Степень выработки НИЗ, %	Компенсация отбора закачкой, %	Накопленная компенсация отбора закачкой, %
1968	4	51,5	71,5	0,9	1,2	1,2		
1969	7	47,9	108,9	1,4	1,8	3,0		
1970	8	84,8	222,7	9,4	3,8	6,8		
1971	8	93,6	245,8	17,7	4,1	10,9		
1972	7	92,1	225,6	22,3	3,8	14,7		
1973	7	122,0	298,9	22,9	5,0	19,8		
1974	7	132,2	323,8	24,9	5,5	25,2		
1975	7	142,5	349,2	33,6	5,9	31,1		
1976	7	139,5	341,8	38,7	5,8	36,9		
1977	7	131,8	322,9	42,4	5,4	42,3		
1978	8	116,2	305,0	52,8	5,1	47,4		
1979	11	99,0	381,1	51,3	6,4	53,9		
1980	13	90,2	394,6	57,3	6,6	60,5		
1981	13	63,9	290,5	68,6	4,9	65,4		
1982	14	50,8	240,2	77,0	4,0	69,4		
1983	14	43,0	203,2	83,1	3,4	72,9	4	1
1984	14	31,5	148,7	87,4	2,5	75,4	15	2
1985	14	28,2	133,4	89,7	2,2	77,6	13	3
1986	14	22,0	104,1	91,6	1,8	79,4	18	4
1987	14	20,3	96,1	91,6	1,6	81,0	36	7
1988	14	16,8	79,4	92,1	1,3	82,3	37	9
1989	14	13,1	61,8	93,1	1,0	83,4	36	10
1990	14	9,8	48,2	93,8	0,8	84,2	22	10
1991	14	9,9	48,5	94,7	0,8	85,0	13	11
1992	14	9,5	46,7	93,9	0,8	85,8	14	11
1993	14	10,1	49,7	92,5	0,8	86,6	22	11
1994	13	13,7	62,4	93,0	1,1	87,7	30	12

1995	13	10,3	47,0	92,9	0,8	88,5	32	12
1996	13	8,1	36,9	94,0	0,6	89,1	44	13
1997	14	8,0	39,4	93,1	0,7	89,7	23	14
1998	14	7,8	38,2	93,5	0,6	90,4	14	14
1999	14	7,1	33,5	94,7	0,6	90,9	30	14
2000	14	3,3	15,6	96,8	0,3	91,2	35	14

Объяснить причины роста в первой стадии

3. Определите коэффициент пьезопроводности при следующих данных;
 $K = 0,2 \text{ МкМ}^2$; коэффициент упругости жидкости $\beta_{ж} = 1 \times 10^{-5}$; коэффициент сжимаемости пород $\beta_c = 1 \times 10^{-5}$

Пористость $m = 0,15$; вязкость $\mu = 5,45 \text{ МПа} \times \text{сек}$

	14278	417197		53,829	4108,768				1,
--	-------	--------	--	--------	----------	--	--	--	----

3.

1. ГДИС

- по приведенным параметрам определить проницаемость, пьезопроводность в системе СИ.

$q \text{ Т/с}$	$i \text{ МПа}$	$\mu \text{ МПас}$	$h \text{ м}$	$m \text{ д.ед}$	$\beta_{ж}$	β_c	$\rho \text{ кг/м}^3$	$v \text{ объем коэф.}$
33	0,4	3.6	12	0,14	$1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-4}$	8540	1.07

1. В каких случаях применяется очаговое заводнение? Какой геолого-промысловый материал вам потребуется? Какие показатели разработки укажут на необходимость применения данного заводнения.

3. При исследовании и обработки скважин с помощью КВД были получены следующие значения: $i = 4 \text{ МПа}$ $A = 12 \text{ МПа}$.

Имеются следующие данные:

дебит скважины - 17 т/сут , мощность пласта - 8 м , проницаемость - 0.3 мкм^2

вязкость - 2 мПа сек , пористость - 0.2 , упругоемкость жидкости $1.1 \cdot 10^{-4}$

упругоемкость пласта $1 \cdot 10^{-5}$, радиус скважины - 0.1 м

Рассчитать по этим данным параметры, которые вы можете получить?

1. На каком законе базируется исследование скважин при неустановившихся режимах эксплуатации? Опишите теорию?

При исследовании и обработки скважины КВД были получены следующие данные:

$i = 0.9 \text{ МПа}$ $A = 3.3 \text{ МПа}$. Имеются следующие данные:

дебит скважины - 18 т/сут ;

мощность пласта - 13 м

проницаемость - 0.8 мкм^2

вязкость - 5 мПа сек

пористость - 0.14

упругоемкость жидкости - $1.1 \cdot 10^{-4}$

упругоемкость пласта $1 \cdot 10^{-5}$

радиус скважины - 0.01 м .

Подсчитайте гидропроводность и пьезопроводность пласта?

ЗАДАЧА № 1

Определите суммарную добычу скважин каждого ряда, дебиты в рядах и объем нагнетаемой воды при жестком водонапорном режиме при совместной работе 3х рядов скважин полосообразной залежи при законтурном заводнении при условии $P_{пл}=P$ л.н.

Дано:

- длина залежи – 3000м. 3×10^3
- расстояние между скважинами 2δ - 400м
- радиус добывающей скважины 0.010м
- расстояние между рядами – 500м
- расстояние от линии нагнетания – 5100м или 5.1×10^3
- мощность пласта -10м
- проницаемость – 0.5 мкм² или 0.5×10^{-12} м².
- вязкость- 3 мПа сек или 3×10^{-3} Па сек
- давление на линии нагнетания 12МПа или 12×10^6 Па
- давление на забое добывающих скважин 9 МПа или 9×10^6 Па

Количество скважин в рядах:

В 1 ряду – 8

Во 2 ряду -10

В 3 ряду -7

ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

ЗАДАЧА № 1

Определите суммарную добычу скважин каждого ряда, дебиты в рядах и объем нагнетаемой воды при жестком водонапорном режиме при совместной работе 3х рядов скважин полосообразной залежи при законтурном заводнении при условии $P_{пл}=P$ л.н.

Дано:

- длина залежи – 3000м. 3×10^3
- расстояние между скважинами 2δ -300м
- радиус добывающей скважины 0.010м
- расстояние между рядами – 400м
- расстояние от линии нагнетания – 2500м или 2.5×10^3
- мощность пласта -8м
- проницаемость – 0.4 мкм² или 0.4×10^{-12} м².
- вязкость- 5 мПа сек или 5×10^{-3} Па сек
- давление на линии нагнетания 9МПа или 9×10^6 Па
- давление на забое добывающих скважин 6 МПа или 6×10^6 Па

Количество скважин в рядах:

В 1ряду – 6

Во 2 ряду -8

В 3 ряду -7

3. Определите суммарную добычу скважин каждого ряда и объем нагнетаемой воды при жестком водонапорном режиме при совместной работе 3х рядов скважин полосообразной залежи при законтурном заводнении при условии $P_{пл}=P$ л.н.

Дано:

- длина залежи – 5000м. 3×10^3
- расстояние между скважинами 2δ - 300м
- радиус добывающей скважины 0.010м
- расстояние между рядами – 600м
- расстояние от линии нагнетания – 2100м или 2.1×10^3
- мощность пласта -10м
- проницаемость – 0.5 мкм² или 0.5×10^{-12} м².
- вязкость- 5 мПа сек или 5×10^{-3} Па сек
- давление на линии нагнетания 12МПа или 12×10^6 Па
- давление на забое добывающих скважин 9 МПа или 9×10^6 Па

3. Определить вязкость газа при атмосферном давлении и заданной T.

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	H ₂ S
98,6	0,10	0,2	-	-	1,0	0,10	-

T=300K

1. Определить плотность смеси газа по методу аддитивности

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	H ₂ S
97,84	0,10	0,03	0,02	0,01	1,70	0,30	-

3.

. Понятие о вязкости газа. Найти вязкость газа по аналитической зависимости.

CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	CO_2	H_2S
75,11	8,62	3,90	1,44	10,20	0,38	0,35	