

УДК 622.276

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ
МОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КРАВЦОВСКОЕ Д-6**

**DETERMINING THE IMPACT OF GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL
FACTORS ON THE PRODUCTIVITY OF HORIZONTAL WELLS ON
THE EXAMPLE OF AN OFFSHORE OIL FIELD KRAVTSOVSKOYE D-6**

Петрушин Евгений Олегович

ведущий технолог по добыче нефти и газа.
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
Тел.: + 7(861) 233-84-30
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики.
Кубанский государственный
технологический университет
Тел.: + 7(861) 275-86-91
mereniya@mail.ru

Аннотация. В статье проведено исследование влияния различных факторов на производительность горизонтальных скважин; показано влияние параметров пласта на производительность горизонтальных скважин; рассмотрено влияние проницаемости пласта и депрессии на производительность горизонтальной скважины. Проведено определение дебита горизонтальной скважины, асимметрично расположенной по толщине полосообразного пласта, а также определение критического безводного дебита горизонтальной нефтяной скважины, вскрывшей залежь с дошвенной водой с использованием различных методов.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, производительность горизонтальных скважин, анизотропия пласта, длина горизонтального ствола, площадь дренирования, определение дебита горизонтальной скважины, приток к забою горизонтальной скважины, приток к забою вертикальной скважины.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Leading oil and gas
production technologist.
JSC «Pechoraneft»
Ph.: + 7(861) 233-84-30
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straevich

Candidate of Technical Sciences,
Assistant professor of pulpit
applied mathematicians.
Kuban State University of Technology
Ph.: + 7(861) 275-86-91
mereniya@mail.ru

Annotation. The article studied the influence of various factors on the performance of horizontal wells; It shows the influence of reservoir parameters on the performance of horizontal wells; The influence of permeability and depressed productivity horizontal well. A definition of horizontal wells, asymmetrically located on the strip thickness of the reservoir, as well as the determination of the critical flow rate of anhydrous horizontal oil well penetrated reservoir with bottom water using a variety of methods.

Keywords: horizontal well, productivity of horizontal wells, anisotropy formation, the length of the horizontal section, drainage area, definition of horizontal wells, inflow to the bottom of a horizontal well, inflow to the bottom of a vertical well.

Кравцовское месторождение (Д-6) расположено в акватории Балтийского моря в пределах Куршского участка шельфа России (рисунок 1). Расстояние до ближайшего берега составляет 23 км, до города Зеленоградска – 44 км.

Открыто в 1983 году поисковой скважиной № Д6-1. Скважина была пробурена до глубины 2393, 0 м, вскрыла породы от кристаллического фундамента до четвертичных и установила промышленную нефтеносность в среднекембрийских отложениях.

Глубина моря на данном участке изменяется от 24,5 м до 37,5 м. Поверхность дна моря погружается в северном направлении. В южной части глубина достигает в среднем 28 м, в центральной части 30 м, на севере 34 м.

Мировая практика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений на шельфе показывает, что одним из перспективных направлений разработки таких зале-

жей является использование горизонтальных скважин, которые позволяют в значительной степени увеличить нефтеотдачу.



Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

Исследование влияния различных факторов на производительность горизонтальных скважин

Устойчивость работы горизонтальной скважины с большим дебитом требует изучения влияния нескольких факторов на производительность горизонтальных скважин. В частности, эти факторы включают параметры пласта (проницаемость, анизотропию, депрессию на пласт и т.д.), расположение горизонтального ствола относительно кровли и подошвы и потери давления в горизонтальном стволе.

Влияния параметров пласта на производительность горизонтальных скважин

К настоящему времени для определения производительности горизонтальных скважин предложено значительное число методов. К основным методам следует отнести:

1. Метод Ю.П. Борисова, который допускает, что зона, дренируемая горизонтальной скважиной, имеет форму круга:

$$Q_H = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\eta \cdot \left(\ln \frac{4 \cdot R_k}{L} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot R_c} \right)} \quad (1)$$

2. Метод S.D. Joshi, который допускает, что зона, дренируемая горизонтальной скважиной по площади, имеет форму эллипсоида:

$$Q_H = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\eta \cdot B_H \cdot \left(\ln \left(A + \frac{\sqrt{A^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot R_c} \right)}; \quad (2)$$

$$A = \left(\frac{L}{2} \right) \cdot \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 \cdot R_k}{L} \right)^4} \right]^{0,5} \quad (3)$$

3. Метод F.M.Giger, который допускает, что зона, дренируемая горизонтальной скважиной по площади, имеет форму эллипсоида:

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot L}{\mu \cdot B_H} \cdot \frac{1}{\left[\frac{L}{h} \cdot \ln \frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2 \cdot R_K}\right)^2}}{\frac{L}{2 \cdot R_K}} + \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot R_C} \right]} \quad (4)$$

4. Метод G.I. Renard – J.M. Dupuy, который допускает, что зона, дренируемая горизонтальной скважиной по площади, имеет форму эллипсоида:

$$Q_H = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\eta \cdot B_H \cdot \left(\cosh^{-1}(X) + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot R_C} \right)} \quad (5)$$

5. Метод З.С. Алиева – В.В. Шеремета, который допускает, что зона, дренируемая горизонтальной скважиной, имеет форму полосообразного пласта, полностью вскрытого горизонтальным стволом:

$$Q_H = \frac{2 \cdot k \cdot L \cdot \Delta P}{\mu_H \cdot B_H} \cdot \frac{1}{\left[1 + \frac{2 \cdot R_C}{h - 2 \cdot R_C} \cdot \ln \frac{2 \cdot R_C}{h} + \frac{(R_K - (h - 2 \cdot R_C))}{2h} \right]} \quad (6)$$

Все формулы используют следующие условия: стационарный режим фильтрации, пласт однородный изотропный и горизонтальный ствол расположен симметрично по толщине, но различаются эти методы геометрией зоны дренирования.

Для расчётов дебита нефти по предложенным выше методикам приняты исходные данные скважины № 8-Кр (табл. 1).

Таблица 1 – Исходные данные скважины № 8-Кр

Параметры	Единицы измерения	Значения
Пластовое давление	МПа	24,2
Забойное давление	МПа	23,2
Радиус скважины	м	0,076
Радиус контура питания	м	250
Средняя глубина залегания	м	2163
Коэффициент проницаемости	мкм ²	0,225
Толщина пласта	м	58,9
Нефтенасыщенная толщина	м	29,2
Пластовая температура	°С	63,5
Объёмный коэффициент нефти	доли ед.	1,08
Плотность нефти	тонн/м ³	0,826
Пористость	доли ед.	0,12
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	1,72

Определённые по формулам (1)–(6) дебиты горизонтальных скважин при различных соотношениях толщины пласта h , длины горизонтального ствола $L_{гор}$, абсолютной проницаемости k , депрессии на пласт ΔP и радиуса контура питания R_K приведены в таблице 2.

Из таблицы 2 видно, что хотя формулы и отличаются друг от друга, однако определённые дебиты оказались достаточно близкими, и разница в этих дебитах связана исключительно с принятой геометрией зоны дренирования. Для перечисленных

Таблица 2 – Результаты расчёта производительности горизонтальной нефтяной скважины с помощью различных методов

R_k , м	$L_{гор}$, м	H_i , м	k , мкм ²	ΔP , МПа	Q , м ³ /сут.				
					Борисов Ю.П.	Joshi S.D.	Giger F.M.	Renard G.I.	Алиев З.С.
250	200	30	0,225	1	110,4	119,5	99,6	112,6	104,4
250	250	30	0,225	1	130,8	152,7	120,1	138,6	130,5
250	300	30	0,225	1	152,3	185,6	144,1	163,1	156,5
250	400	30	0,225	1	200,8	250,2	217,2	207,3	208,7
250	500	30	0,225	1	261,7	312,6	—	243,9	260,9
250	600	30	0,225	1	343,3	372,7	—	272,9	313,1
500	200	30	0,225	1	84,2	68,9	74,8	68,1	55,0
500	250	30	0,225	1	95,6	88,1	85,1	84,8	68,8
500	300	30	0,225	1	106,0	107,3	95,2	101,1	82,5
500	400	30	0,225	1	128,3	145,5	116,1	133,0	110,0
500	500	30	0,225	1	150,7	183,5	139,2	163,2	137,5
500	600	30	0,225	1	174,6	221,1	166,9	191,5	165,0
1000	200	30	0,225	1	68,1	62,8	60,3	37,8	28,3
1000	250	30	0,225	1	75,3	80,1	66,7	47,2	35,3
1000	300	30	0,225	1	82,0	97,5	72,7	56,5	42,4
1000	400	30	0,225	1	94,3	132,3	83,7	75,1	56,5
1000	500	30	0,225	1	105,8	167,1	94,3	93,4	70,7
1000	600	30	0,225	1	117,1	201,9	104,7	111,4	84,8
250	200	30	0,225	0,1	11,0	7,6	10,4	11,3	10,4
250	250	30	0,225	0,1	13,0	9,7	12,5	13,9	13,0
250	300	30	0,225	0,1	15,2	11,8	15,0	16,3	15,7
250	400	30	0,225	0,1	20,0	15,9	22,7	20,7	20,9
250	500	30	0,225	0,1	26,1	19,9	—	24,4	26,1
250	600	30	0,225	0,1	34,3	23,7	—	27,3	31,3
250	200	30	0,225	0,5	55,2	38,0	52,1	56,3	52,2
250	250	30	0,225	0,5	65,4	48,6	62,9	69,3	65,2
250	300	30	0,225	0,5	76,1	59,1	75,4	81,6	78,3
250	400	30	0,225	0,5	100,4	79,7	113,7	103,6	104,4
250	500	30	0,225	0,5	130,8	99,5	—	121,9	130,5
250	600	30	0,225	0,5	171,6	118,7	—	136,5	156,5
250	200	30	0,225	1,5	165,7	114,2	156,4	168,9	156,5
250	250	30	0,225	1,5	196,3	145,9	188,7	207,8	195,7
250	300	30	0,225	1,5	228,4	177,3	226,3	244,7	234,8
250	400	30	0,225	1,5	301,3	239,1	341,0	310,9	313,1
250	500	30	0,225	1,5	392,6	298,7	—	365,8	391,4

Продолжение таблицы 2

250	600	30	0,225	1,5	514,9	356,1	-	409,4	469,6
250	200	30	0,225	1	46,6	83,8	44,3	48,8	37,4
250	250	10	0,225	1	54,5	105,2	52,9	59,8	46,8
250	300	10	0,225	1	62,9	126,3	63,4	70,0	56,1
250	400	10	0,225	1	82,8	167,4	98,9	87,8	74,9
250	500	10	0,225	1	109,0	207,1	-	101,7	93,6
250	600	10	0,225	1	146,3	245,2	-	111,9	112,3
250	200	50	0,225	1	148,2	69,0	139,3	148,1	162,4
250	250	50	0,225	1	177,3	89,7	169,2	182,8	203,0
250	300	50	0,225	1	207,5	110,4	203,0	216,1	243,6
250	400	50	0,225	1	274,2	151,2	298,4	277,2	324,7
250	500	50	0,225	1	354,6	190,9	-	330,0	405,9
250	600	50	0,225	1	457,2	229,2	-	374,1	487,1
500	200	10	0,225	1	33,5	75,2	31,1	26,4	19,0
500	250	10	0,225	1	37,3	94,5	34,8	32,8	23,8
500	300	10	0,225	1	41,1	113,9	38,5	39,1	28,6
500	400	10	0,225	1	48,7	152,3	46,3	51,3	38,1
500	500	10	0,225	1	56,8	190,3	55,2	62,8	47,6
500	600	10	0,225	1	65,5	227,9	66,2	73,5	57,1
1000	200	10	0,225	1	26,1	68,0	24,2	13,7	9,6
1000	250	10	0,225	1	28,4	85,5	26,3	17,1	12,0
1000	300	10	0,225	1	30,5	102,9	28,3	20,4	14,4
1000	400	10	0,225	1	34,5	137,9	32,1	27,1	19,2
1000	500	10	0,225	1	38,4	172,8	35,8	33,7	24,0
1000	600	10	0,225	1	42,2	207,5	39,5	40,2	28,8
500	200	50	0,225	1	118,5	63,1	110,1	97,7	88,3
500	250	50	0,225	1	136,5	81,9	127,0	121,7	110,4
500	300	50	0,225	1	153,7	100,8	143,6	145,3	132,5
500	400	50	0,225	1	187,5	138,8	177,0	191,4	176,7
500	500	50	0,225	1	221,9	176,6	213,4	235,5	220,9
500	600	50	0,225	1	258,1	214,1	255,9	277,1	265,0
1000	200	50	0,225	1	98,8	57,9	91,5	57,8	46,2
1000	250	50	0,225	1	110,9	75,0	102,8	72,2	57,8
1000	300	50	0,225	1	122,0	92,2	113,2	86,5	69,3
1000	400	50	0,225	1	142,4	126,7	132,3	114,9	92,4
1000	500	50	0,225	1	161,4	161,4	150,4	143,0	115,5
1000	600	50	0,225	1	179,8	196,0	168,2	170,6	138,6

Окончание таблицы 2

250	200	30	0,0225	1	11,0	7,6	10,4	11,3	10,4	11,3	10,4
250	250	30	0,0225	1	13,1	9,7	12,6	13,9	12,6	13,9	13,0
250	300	30	0,0225	1	15,2	11,8	15,1	16,3	15,1	16,3	15,7
250	400	30	0,0225	1	20,1	15,9	22,7	20,7	22,7	20,7	20,9
250	500	30	0,0225	1	26,2	19,9	—	24,4	—	24,4	26,1
250	600	30	0,0225	1	34,3	23,7	—	27,3	—	27,3	31,3
500	200	30	0,0225	1	8,4	6,9	7,8	6,8	7,8	6,8	5,5
500	250	30	0,0225	1	9,6	8,8	8,9	8,5	8,9	8,5	6,9
500	300	30	0,0225	1	10,7	10,7	10,0	10,1	10,0	10,1	8,3
500	400	30	0,0225	1	12,8	14,6	12,2	13,3	12,2	13,3	11,0
500	500	30	0,0225	1	15,1	18,4	14,6	16,3	14,6	16,3	13,8
500	600	30	0,0225	1	17,5	22,1	17,5	19,1	17,5	19,1	16,5
1000	200	30	0,0225	1	6,8	6,3	6,3	3,8	6,3	3,8	2,8
1000	250	30	0,0225	1	7,5	8,0	7,0	4,7	7,0	4,7	3,5
1000	300	30	0,0225	1	8,2	9,8	7,6	5,7	7,6	5,7	4,2
1000	400	30	0,0225	1	9,4	13,2	8,8	7,5	8,8	7,5	5,7
1000	500	30	0,0225	1	10,6	16,7	9,9	9,3	9,9	9,3	7,1
1000	600	30	0,0225	1	11,7	20,2	11,0	11,1	11,0	11,1	8,5
250	200	30	0,5	1	245,5	169,2	231,8	250,2	231,8	250,2	231,9
250	250	30	0,5	1	290,8	216,2	279,6	307,9	279,6	307,9	289,9
250	300	30	0,5	1	338,5	262,8	335,2	362,5	335,2	362,5	347,9
250	400	30	0,5	1	446,4	354,2	505,2	460,6	505,2	460,6	463,8
250	500	30	0,5	1	581,6	442,6	—	541,9	—	541,9	579,8
250	600	30	0,5	1	762,9	527,6	—	606,5	—	606,5	695,8
500	200	30	0,5	1	187,3	153,2	174,1	151,4	174,1	151,4	122,2
500	250	30	0,5	1	212,6	195,8	198,1	188,4	198,1	188,4	152,8
500	300	30	0,5	1	237,0	238,5	221,6	224,8	221,6	224,8	183,3
500	400	30	0,5	1	285,2	323,5	270,1	295,5	270,1	295,5	244,4
500	500	30	0,5	1	335,0	408,0	323,9	362,6	323,9	362,6	305,6
500	600	30	0,5	1	388,1	491,5	388,4	425,5	388,4	425,5	366,7
1000	200	30	0,5	1	151,4	139,6	140,3	84,0	140,3	84,0	62,8
1000	250	30	0,5	1	167,5	178,2	155,3	104,9	155,3	104,9	78,5
1000	300	30	0,5	1	182,3	216,8	169,1	125,6	169,1	125,6	94,2
1000	400	30	0,5	1	209,6	294,2	194,8	166,9	194,8	166,9	125,6
1000	500	30	0,5	1	235,3	371,6	219,3	207,5	219,3	207,5	157,0
1000	600	30	0,5	1	260,3	448,8	243,7	247,5	243,7	247,5	188,4

формул и принятых форм зоны дренирования ограничение на длину горизонтального ствола не вводится. Однако во всех методах, за исключением формулы (6), при полном вскрытии принятой зоны дренирования горизонтальным стволом величина забойного и контурного давлений совпадают, что делает полученные расчётные формулы для определения дебита нефти неустойчивыми. Это означает, что большинство из предложенных формул становится неприемлемыми в областях длин горизонтального ствола, близких к параметрам контура питания.

Толщина пласта

Влияние толщины пласта на производительность горизонтальной скважины значительно и при заданной её длине пласт с большей толщиной обеспечивает дебит нефти намного выше, чем для пласта с меньшей толщиной. На рисунке 2 показан характер изменения производительности горизонтальной скважины от её длины при различных толщинах пласта.

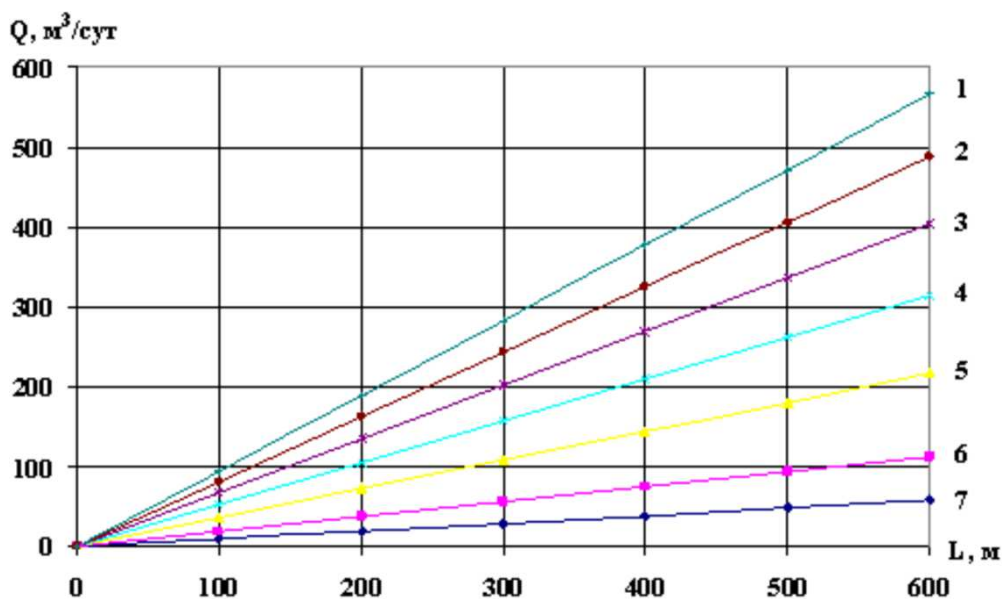


Рисунок 2 – Зависимость дебита горизонтальной нефтяной скважины от длины ствола при различных толщинах пласта:
 1 – при $h = 60$ м; 2 – при $h = 50$ м; 3 – при $h = 40$ м; 4 – при $h = 30$ м;
 5 – при $h = 20$ м; 6 – при $h = 10$ м; 7 – при $h = 5$ м

Из рисунка 2 видно, что при небольшой толщине пласта прирост дебита при увеличении длины горизонтальной нефтяной скважины незначителен. Увеличение толщины пласта от $h = 5$ м до $h = 60$ м приводит к росту дебита нефти от $Q_H \approx 60$ м³/сут. до $Q_H \approx 560$ м³/сут. при $L_{гор} = 600$ м. Характер изменения дебита скважины от толщины пласта показан при $L_{гор} = 200$; 400 и 600 м на рисунке 3.

При небольших толщинах пласта отношение $\frac{L}{h}$ выше, чем при значительных толщинах. Так, например, при $L_{гор} = 600$ м и $h = 5$ м, это отношение составляет $\frac{L}{h} = 150$, что в 15 раз больше, чем при $h = 60$ м, когда $\frac{L}{h} = 10$. Расчёты по определению влияния толщины пласта на производительность горизонтальных нефтяных скважин представлены в таблице 3.

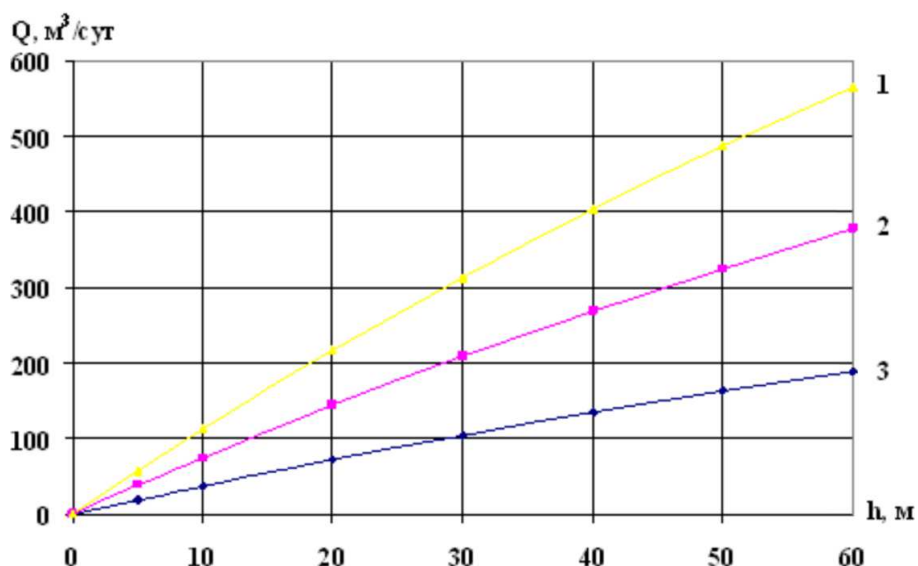


Рисунок 3 – Зависимость дебита горизонтальной нефтяной скважины от толщины пласта при различных $L_{гор}$:

1 – при $L_{гор} = 600$ м; 2 – при $L_{гор} = 400$ м; 3 – при $L_{гор} = 200$ м

Таблица 3 – Результаты расчётов дебита нефти горизонтальной скважины по методу Алиева-Шеремета

Толщина пласта h , м	Дебит горизонтальной скважины Q , м³/сут.					
	при $L_{гор} = 100$ м	при $L_{гор} = 200$ м	при $L_{гор} = 300$ м	при $L_{гор} = 400$ м	при $L_{гор} = 500$ м	при $L_{гор} = 600$ м
5	9,54	19,07	28,61	38,14	47,68	57,21
10	18,72	37,43	56,15	74,87	93,58	112,30
20	36,07	72,14	108,20	144,27	180,34	216,41
30	52,18	104,37	156,55	208,73	260,91	313,10
40	67,19	134,37	201,56	268,74	335,93	403,11
50	81,19	162,37	243,56	324,75	405,93	487,12
60	94,28	188,56	282,84	377,13	471,41	565,69

Анизотропии пласта

На производительность горизонтальных скважин параметр анизотропии $v = \sqrt{\frac{k_{верт}}{k_{гор}}}$ влияет более существенно, чем на дебит вертикальных скважин. Для изотропного пласта с учётом анизотропии формула (6) будет иметь вид:

$$Q_H = \frac{2 \cdot k \cdot L \cdot \Delta P}{\mu_H \cdot B_H} \cdot \frac{1}{\frac{1}{v \cdot h_1} \cdot \left[\beta \cdot h_1 + R_c \cdot \ln \frac{R_c}{R_c + v \cdot h_1} \right] + \frac{(R_k - 2 \cdot v \cdot h_1)}{4 \cdot (R_c + v \cdot h_1)}}, \quad (7)$$

где $h_1 = \frac{h}{2} - R_c$; $v = \sqrt{\frac{k_{верт}}{k_{гор}}}$.

В таблице 4 и на рисунке 4 приведены результаты расчётов дебита нефти по формуле (7) при различных длинах горизонтального ствола и величинах параметрах анизотропии. Кривая 1 на рисунке 4. показывает зависимости Q_H от L изотропного пласта, когда $\frac{k_{верт}}{k_{гор}} = 1$, уменьшение величины параметра анизотропии значительно снижает дебит нефти из-за низкой проницаемости пласта в вертикальном направлении.

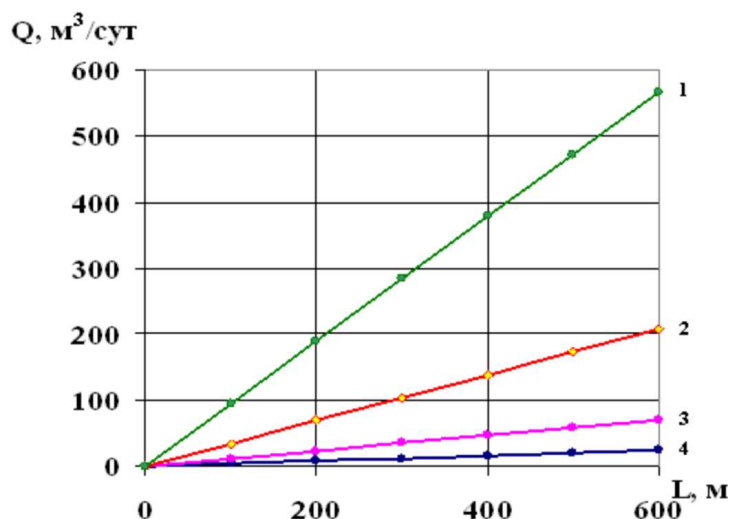


Рисунок 4 – Зависимость дебита нефти горизонтальной скважины от длины ствола при различных параметрах анизотропии:
1 – при $\nu = 1$; 2 – при $\nu = 0,3162$; 3 – при $\nu = 0,1$; 4 – при $\nu = 0,03162$

Таблица 4 – Результаты расчётов дебита нефти при различных параметрах анизотропии

Параметр анизотропии $\nu = \sqrt{\frac{k_{верт}}{k_{гор}}}$	Дебит горизонтальной скважины Q , м ³ /сут.					
	при $L_{гор} = 100$ м	при $L_{гор} = 200$ м	при $L_{гор} = 300$ м	при $L_{гор} = 400$ м	при $L_{гор} = 500$ м	при $L_{гор} = 600$ м
0,03162	3,95	7,90	11,85	15,80	19,75	23,70
0,1	11,68	23,36	35,05	46,73	58,41	70,09
0,3162	34,60	69,20	103,81	138,41	173,01	207,61
1	94,47	188,95	283,42	377,90	472,37	566,84

В таблице 5 приведены результаты расчётов дебита нефти горизонтальной скважины при различных соотношениях $\frac{k_{верт}}{k_{гор}}$ и толщине пласта.

Таблица 5 – Результаты расчётов дебита нефти при различных соотношениях $\frac{k_{верт}}{k_{гор}}$

Параметр $\frac{k_{верт}}{k_{гор}}$	Дебит горизонтальной скважины Q , м ³ /сут.					
	при $h = 5$ м	при $h = 10$ м	при $h = 20$ м	при $h = 30$ м	при $h = 40$ м	при $h = 50$ м
0,01	2,05	3,21	3,79	4,37	5,53	6,68
0,05	6,68	12,44	15,30	18,16	23,83	29,46
0,1	12,44	23,83	29,46	35,05	46,09	56,97
0,5	56,97	108,97	133,55	157,26	202,22	244,18
1	108,97	202,22	244,18	283,42	354,76	417,91

На рисунке 5 показана зависимость дебита нефти от $\frac{k_{верт}}{k_{гор}}$ при $L_{гор} = 300$ м. С увеличением отношения $\frac{k_{верт}}{k_{гор}}$ дебит горизонтальной скважины растёт. Так, например, при увеличении отношения с $\frac{k_{верт}}{k_{гор}} = 0,1$ до $0,5$, дебит нефти согласно (7) повышается с $56,9$ м³/сут до $244,2$ м³/сут. Максимальное значение $Q_H = 417,9$ м³/сут. достигается при величине $\frac{k_{верт}}{k_{гор}} = 1$.

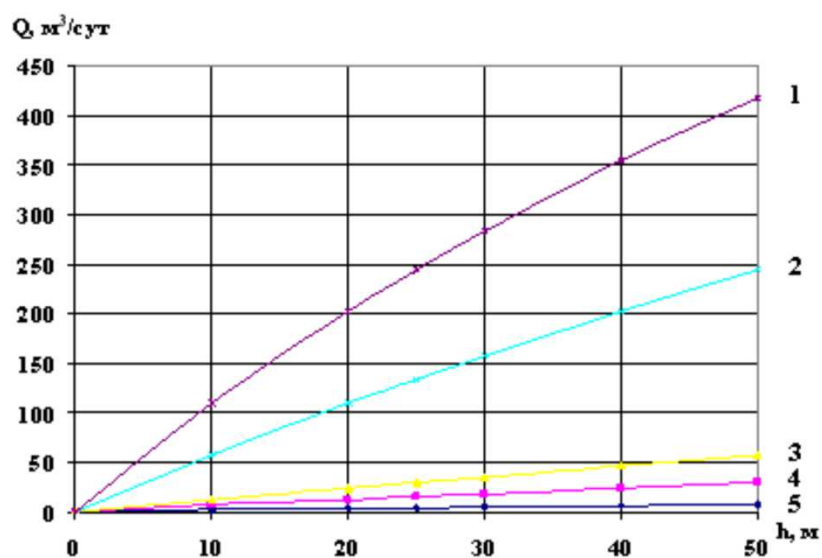


Рисунок 5 – Зависимость дебита горизонтальной скважины от толщины пласта при различных параметрах анизотропии:

1 – при $\frac{k_{верт}}{k_{гор}} = 1$; 2 – при $\frac{k_{верт}}{k_{гор}} = 0,5$; 3 – при $\frac{k_{верт}}{k_{гор}} = 0,1$;
 4 – при $\frac{k_{верт}}{k_{гор}} = 0,05$; 5 – при $\frac{k_{верт}}{k_{гор}} = 0,01$

Влияние проницаемости пласта и депрессии на производительность горизонтальной скважины

Дебит горизонтальной скважины прямо пропорционален депрессии на пласт ΔP и абсолютной проницаемости k . Увеличение или уменьшение этих параметров приводят к росту или снижению дебита нефти горизонтальной скважины. Результаты расчёта дебита нефти горизонтальной скважины при различных параметрах проницаемости и депрессии на пласт приведены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 – Результаты расчётов дебита нефти при различных проницаемостях пласта

Проницаемость пласта k , мД	Дебит горизонтальной скважины Q , м ³ /сут.					
	при $L_{гор} = 100$ м	при $L_{гор} = 200$ м	при $L_{гор} = 300$ м	при $L_{гор} = 400$ м	при $L_{гор} = 500$ м	при $L_{гор} = 600$ м
0,01	2,32	4,64	6,96	9,28	11,60	13,92
0,05	11,60	23,19	34,79	46,38	57,98	69,58
0,1	23,19	46,38	69,58	92,77	115,96	139,15
0,5	115,96	231,92	347,89	463,85	579,81	695,77
1	231,92	463,85	695,77	927,70	1159,62	1391,54

Таблица 7 – Результаты расчётов дебита нефти при различных депрессиях на пласт

Депрессия на пласт ΔP , МПа	Дебит горизонтальной скважины Q , м ³ /сут.					
	при $L_{гор} = 100$ м	при $L_{гор} = 200$ м	при $L_{гор} = 300$ м	при $L_{гор} = 400$ м	при $L_{гор} = 500$ м	при $L_{гор} = 600$ м
0,1	2,32	4,64	6,96	9,28	11,60	13,92
0,3	11,60	23,19	34,79	46,38	57,98	69,58
0,5	23,19	46,38	69,58	92,77	115,96	139,15
0,7	115,96	231,92	347,89	463,85	579,81	695,77
1,0	231,92	463,85	695,77	927,70	1159,62	1391,54

В случае снижения абсолютной проницаемости с $k = 0,5$ Дарси до $k = 0,1$ Дарси при $L_{гор} = 300$ м дебит нефти оказался $Q_H = 69,6$ м³/сут. вместо $Q_H = 347,9$ м³/сут. (см. рис. 5), а когда уменьшаем величину депрессии на пласт в 2 раза для одинаковой длины горизонтального участка ствола, то это приводит к снижению дебита нефти в 2 раза (рис. 6).

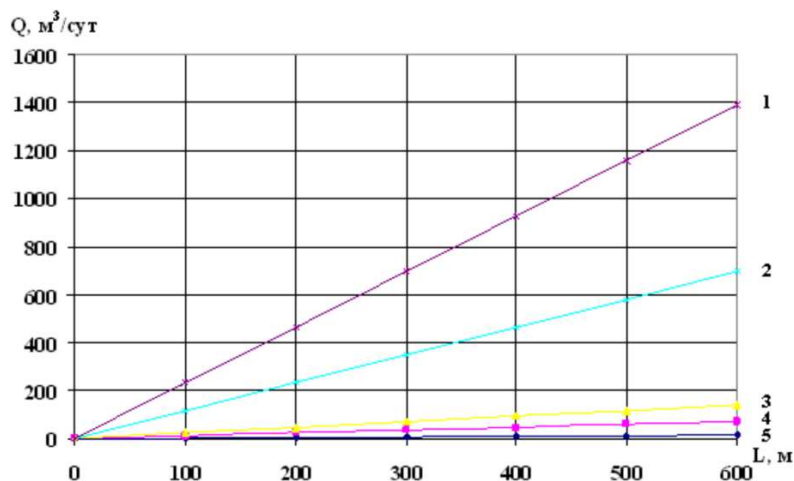


Рисунок 6 – Зависимость дебита горизонтальной скважины от длины ствола при различных проницаемостях пласта:
 1 – при $k = 1$; 2 – при $k = 0,5$; 3 – при $k = 0,1$;
 4 – при $k = 0,05$; 5 – при $k = 0,01$

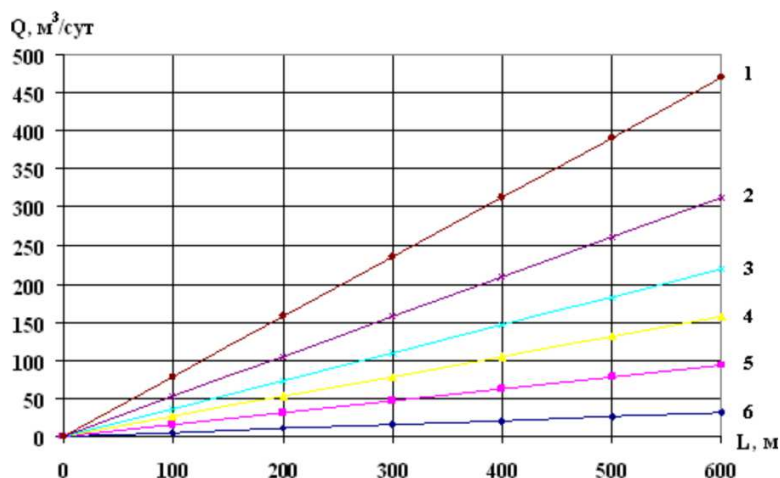


Рисунок 7 – Зависимость дебита горизонтальной скважины от длины ствола при различных депрессиях на пласт:
 1 – при $\Delta P = 1,5$ МПа; 2 – при $\Delta P = 1$ МПа; 3 – при $\Delta P = 0,7$ МПа;
 4 – при $\Delta P = 0,5$ МПа; 5 – при $\Delta P = 0,3$ МПа; 6 – при $\Delta P = 0,1$ МПа

Площадь дренирования

Известно, что область дренирования для горизонтальных скважин больше, чем для вертикальных из-за их конструктивных особенностей. Это подтверждает, что при использовании горизонтальных скважин их сетка должна быть более редкой, чем в случае применения вертикальных.

На рисунке 8 показано влияние радиуса контура питания R_K на дебит горизонтальной нефтяной скважины при различных длинах ствола и депрессии на пласт $\Delta P = 0,1$ МПа.

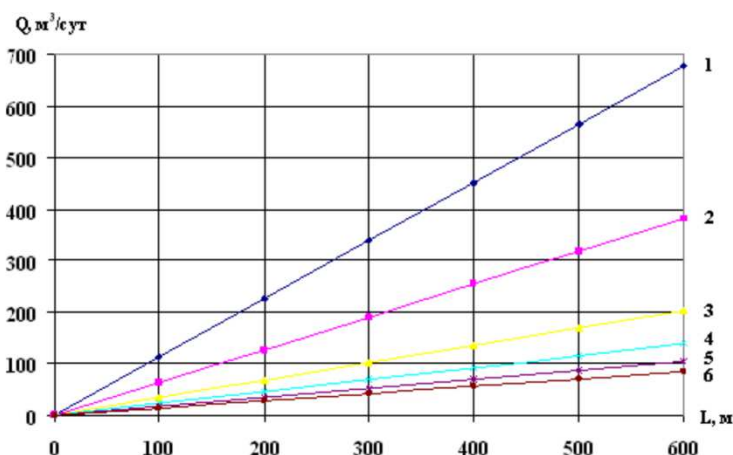


Рисунок 8 – Зависимость дебита горизонтальной скважины от длины ствола при различных площадях дренирования: 1 – при $R_K = 1000$ м; 2 – при $R_K = 800$ м; 3 – при $R_K = 600$ м; 4 – при $R_K = 400$ м; 5 – при $R_K = 200$ м; 6 – при $R_K = 100$ м

Из рисунка 8 видно, что дебит нефти обратно пропорционален радиусу контура питания R_K . Естественно, в случае увеличения R_K при аналогичных депрессиях на пласт и длинах горизонтального ствола, это приводит к снижению дебита нефти.

Определение дебита горизонтальной скважины, ассиметрично расположенной по толщине полосообразного пласта

Имеющиеся теоретические основы и методика определения производительности горизонтальных скважин тесно связаны с принятыми схематизациями притока нефти к горизонтальной скважине.

Принципиальное отличие притока нефти к забою горизонтальной скважины от притока к забою вертикальной скважины заключается в том, что, как правило, горизонтальная скважина всегда имеет значительный (до нескольких тысяч метров) интервал притока. Большая длина фильтра, где происходит приток нефти к стволу, обуславливает необходимость создания соответствующей депрессии на пласт, допустимая величина которой должна быть в точке перехода ствола от горизонтального положения к вертикальному в случае отсутствия фонтанных труб в горизонтальной части ствола. Если её величина ограничена каким-либо фактором, наличием подошвенной воды или неустойчивостью коллекторов, то при значительной длине горизонтальной части ствола из-за потерь давления на трение, возникающих при движении нефти по стволу, депрессия на конечном участке ствола может быть ничтожно малой. В ряде случаев возможен вариант, когда в конце ствола $P_{заб}$ будет близко к $P_{пл}$. В таких случаях длина горизонтальной части ствола должна быть ограничена депрессией на пласт в точке перехода ствола от горизонтального положения к вертикальному и потерями давления в горизонтальной части ствола.

Принимая во внимание различные факторы, влияющие на производительность горизонтальной скважины в зависимости от конкретных свойств пласта, его толщины, наличия вблизи подошвенной воды, устойчивости коллектора, длины ствола скважины, законы фильтрации нефти к горизонтальной скважине приобретают более существен-

ное значение, чем при фильтрации к вертикальной скважине, вскрывшей пласт с ограниченной толщиной.

Поиски приближённых аналитических методов определения производительности горизонтальных скважин, вскрывших нефтегазоносные пласты, направлены на выбор такой модели рассматриваемой задачи, которая, не искажая физической сущности процесса фильтрации, позволит получить простые формулы для определения дебита таких скважин.

Однако одним из наиболее распространённых способов схематизации задач фильтрации является замена истинной области фильтрации пласта областью, обеспечивающей эквивалентное сопротивление, предложенная З.С. Алиевым.

Упрощающая схематизация задач фильтрации нефти к горизонтальной скважине, вскрывшей полосообразный пласт, может быть представлена следующими способами. Для симметричного расположения в пределах радиуса $R = \frac{h}{2}$ приток нефти по длине горизонтального ствола может быть представлен как плоскорадиальный, а за пределами этого круга приток может рассматриваться как плоскопараллельная фильтрация к укрупнённой скважине.

Большой практический интерес представляет изучение влияния расположения горизонтального ствола по толщине пласта на дебит скважины.

Рассмотрим полосообразный пласт, полностью вскрытый горизонтальной скважиной, к которой происходит приток нефти, расположенной асимметрично по толщине пласта. Необходимо определить дебит скважины в зависимости от расположения горизонтального ствола по толщине пласта. В точной постановке решение такой задачи возможно численным методом, поэтому для получения простых аналитических формул необходимо использовать некоторые упрощающие предположения.

Схема для решения поставленной задачи показана на рисунке 9.

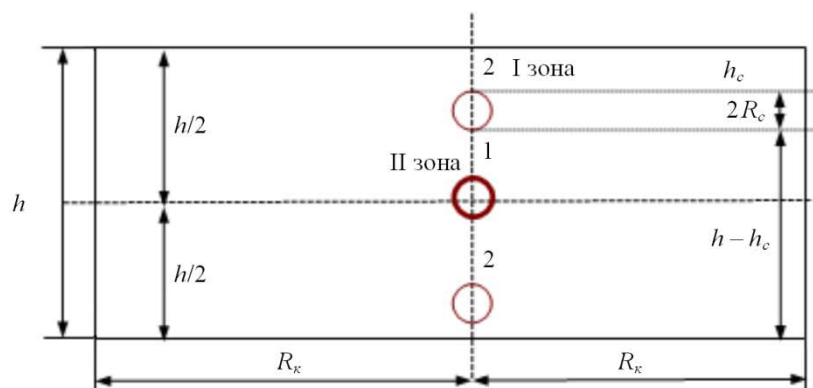


Рисунок 9 – Схема расположения ствола горизонтальной скважины по толщине пласта: 1 – симметричное; 2 – асимметричное

По формулам Joshi и Алиева-Шеремета был определён дебит горизонтальной нефтяной скважины, равноудалённой от кровли и подошвы пласта. Большой практический интерес для изучения представляет влияние расположения горизонтального ствола относительно кровли и подошвы пласта на производительность скважины. Были предложены формулы для определения дебита горизонтальной скважины, расположенной на асимметричном расстоянии от кровли или подошвы пласта по формулам:

$$Q_e = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\eta \cdot B_H \cdot \left[\ln \left(A + \frac{\sqrt{A^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \frac{\beta \cdot h}{L} \cdot \ln \frac{\left(\frac{\beta \cdot h}{2}\right)^2 - \beta^2 \cdot \delta^2}{2 \cdot R_c} \right]}, \quad (8)$$

где δ – вертикальное расстояние между центром скважины и серединой толщины пласта.

Формула (8) требует выполнения следующих условий:

$$L > \beta \cdot h, \delta < \frac{h}{2}, L < 1,8 \cdot R_k; \quad (9)$$

$$Q = \frac{2 \cdot k \cdot L \cdot \Delta P}{\mu_n \cdot b_n} \cdot \sum_{i=1}^2 \frac{1}{\frac{2}{h_i} \cdot \left[h_i + R_c \cdot \ln \frac{R_c}{h_i + R_c} \right] + \frac{R_k - 2 \cdot h_i}{2 \cdot (h_i + R_c)}}$$

где h_i – толщина пласта i -ой зоны за вычетом радиуса скважины.

Для каждой из зон использован метод определения дебита горизонтальной скважины, принятый для симметрично расположенного ствола.

По полученным формулам были проведены расчёты по определению дебита горизонтальной скважины, расположенной на разных расстояниях от кровли и подошвы пласта.

Результаты расчётов показаны на рисунке 10, из которого видно, что величина дебита горизонтальной скважины, вскрывшей полосообразную залежь, изменяется от перемещения ствола скважины от середины продуктивного пласта к его кровле или подошве. Наилучшим расположением ствола является его нахождение по середине продуктивного пласта. Перемещение ствола к кровле или подошве в одинаковой степени влияет на дебит горизонтальной скважины. Максимальное отклонение дебита скважины от дебита при её оптимальном расположении (когда ствол расположен посередине пласта) составляет 9,5 %, а также при перемещении ствола к кровле или подошве максимальное отклонение дебита возрастает при увеличении мощности пласта.

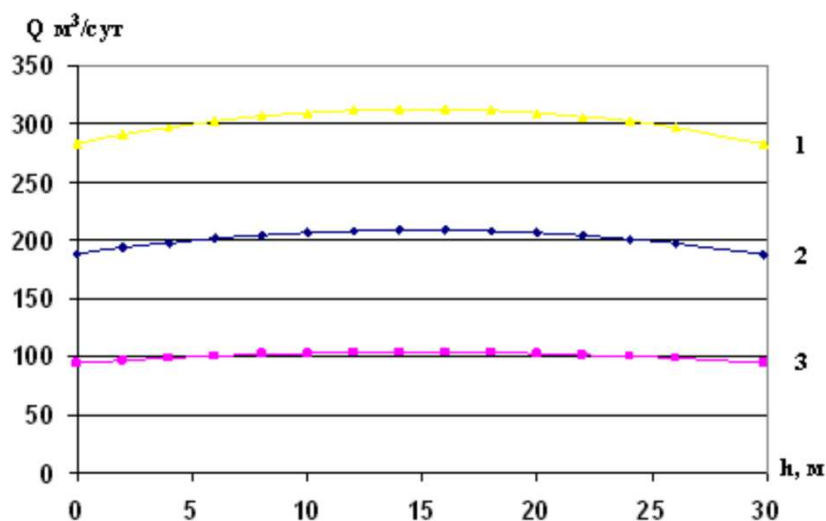


Рисунок 10 – Зависимость дебита горизонтальной нефтяной скважины от расположения ствола по толщине пласта:

1 – при $L_{гор} = 200$ м; 2 – при $L_{гор} = 400$ м; 3 – при $L_{гор} = 600$ м

Определение критического безводного дебита горизонтальной нефтяной скважины, вскрывшей залежь с подошвенной водой с использованием различных методов

Обеспечение устойчивой без осложнений работы скважины в условиях образования конусов воды и газа – одна из основных и сложных проблем при разработке нефтяных месторождений. Обводнение или загазовывание нефтеносного интервала существенно снижает фазовую проницаемость нефти и приводит к значительному снижению дебита нефти.

Поэтому большое практическое значение имеют технологии, минимизирующие процесс конусообразования. Образование конуса воды происходит тогда, когда верти-

кальная составляющая вязкой силы превышает силу тяжести. Для аналитического решения задачи конусообразования в условиях равновесия должны быть удовлетворены: статическое условие, приравнивающее вязкий потенциал потока к потенциалу тяжести, и динамическое условие, для равновесия требующее превышение силы плавучести над вязкими силами.

К настоящему времени предложено несколько аналитических методов для определения предельного безводного дебита горизонтальной нефтяной скважины, вскрывшей залежь с подошвенной водой.

Наиболее известным среди предложенных методов определения предельного безводного дебита являются методы Алиева З.С, Giger F.M и Joshi S.D.

Предложенные выше методы получены для постоянного забойного давления по длине горизонтального ствола, что допустимо при весьма незначительных потерях давления по стволу. Далее проведён анализ пригодности различных методов для определения предельного безводного дебита горизонтальной нефтяной скважины без учёта потерь давления по длине горизонтальной части ствола.

Результаты расчётов представлены в графической форме в виде зависимостей предельного безводного дебита от расположения горизонтального ствола по толщине пласта для различных величин $L_{гор}$ с использованием приближённых выше методов при следующих исходных данных: $R_k = 250$ м; $R_c = 0,076$ м; $h = 29,2$ м; $k = 0,225$ Дарси; $b_H = 1,08$; $\mu_H = 1,72$ мПа·с; $L_{гор} = 200$; 400 и 600 м; $h_2 = 10$; 20 и 30 м.

Метод Алиева З.С.

Для определения предельного безводного дебита горизонтальной скважины рассмотрим задачу притока нефти к горизонтальной скважине, полностью вскрывшей полосообразный пласт с подошвенной водой, в условиях стационарного конуса воды. Схема задачи показана на рисунке 11.

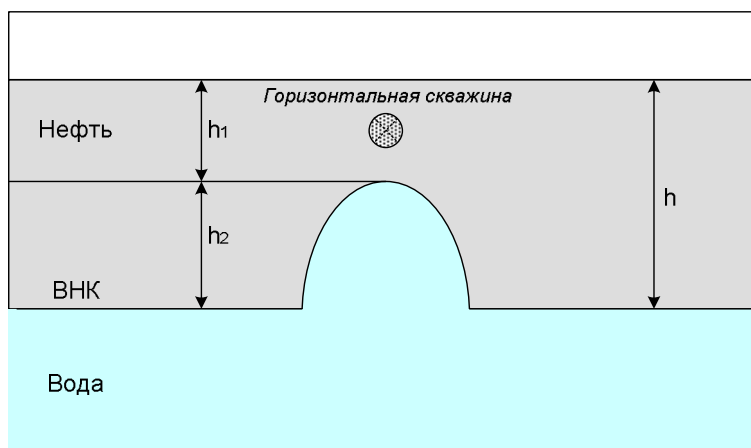


Рисунок 11 – Схема нефтяного пласта с подошвенной водой

Предполагается, что граница раздела «нефть – вода» вблизи горизонтального ствола имеет форму параболы. Тогда предельный безводный дебит горизонтальной скважины может быть определён по формуле:

$$Q = \frac{2 \cdot k \cdot L \cdot \Delta P}{\mu_H \cdot b_H} \cdot \sum_{i=1}^2 \frac{1}{\frac{2}{h_i} \cdot \left[h_i + R_c \cdot \ln \frac{R_c}{h_i + R_c} \right] + \frac{R_k - 2 \cdot h_1}{2 \cdot (h_i + R_c)}}, \quad (10)$$

где k – проницаемость пласта; L – длина горизонтального ствола; μ_H – вязкость нефти; Q – дебит нефти; h_1 – расстояние от горизонтального ствола до кровли; h_2 – расстояние от горизонтального ствола до ВНК.

С целью предотвращения обводнения скважины величина ΔP должна быть ограничена, которая принимается в соответствии с законом Паскаля в виде:

$$\Delta P = (\rho_в - \rho_н) \cdot g \cdot h_2,$$

где $\rho_в$ и $\rho_н$ – соответственно плотность воды и нефти; g – ускорение свободного падения.

Метод Joshi S.D.

В работе приведена методика определения дебита горизонтальной скважины, вскрывшей нефтяной пласт с подошвенной водой, схема такой горизонтальной скважины показана на рисунке 12. Этот метод основан на использовании формулы для определения предельного безводного дебита вертикальной скважины путём замены R_c на $R_{сз}$.

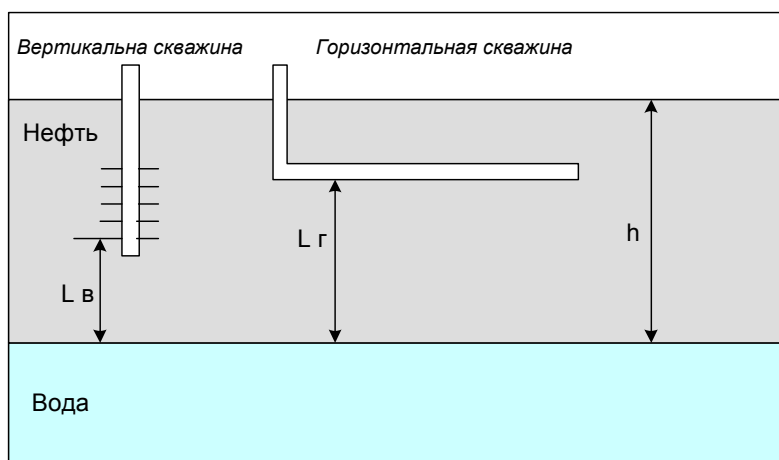


Рисунок 12 – Схема нефтяного пласта с подошвенной водой

Определение предельного безводного дебита горизонтальной скважины имеет вид:

$$Q_{пб} = \frac{1,535 \cdot (\rho_в - \rho_н) \cdot k_H \cdot [h^2 - (h - l_2)^2]}{\ln\left(\frac{R_K}{R_{сз}}\right)}, \quad (11)$$

где h – толщина пласта; l_2 – расстояние между ВНК и горизонтальным стволом; $Q_{пб}$ – предельный безводный дебит горизонтальной скважины; $R_{сз}$ – эффективный радиус ствола, который определяется по формуле:

$$R_{сзэфк} = \frac{R_{кз} \cdot \left(\frac{L}{2}\right)}{A \cdot \left[1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2 \cdot A}\right)^2}\right] \cdot \left[\frac{h}{2 \cdot R_c}\right]^{\frac{h}{L}}}, \quad (12)$$

где A имеет вид:

$$A = \frac{L}{2} \cdot \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 \cdot R_K}{L}\right)^4} \right]^{0,5}. \quad (13)$$

Метод Giger F.M.

Giger F.M. предложил схему задачи нефтеносного пласта с подошвенной водой, вскрытого горизонтальной скважиной. Автор допускает, что граница раздела «нефть – вода» вблизи горизонтального ствола имеет форму эллипса, а боковые стороны непроницаемы. Предельный безводный дебит горизонтальной скважины по этой методике определяется следующей формулой:

$$Q_{МКРВ} = \frac{3}{2} \cdot \frac{k \cdot \Delta\rho \cdot g \cdot R_K}{\mu_H} \cdot \left[\left(1 + \frac{16}{3} \cdot \frac{(YG')^2}{R_K^2} \right)^{\frac{1}{2}} - 1 \right], \quad (14)$$

где YG' – вертикальное расстояние скважины от ВНК.

На рисунках 13, 14 и 15 показаны результаты расчётов предельного безводного дебита методами Алиева З.С., Joshi S.D. и Giger F.M. соответственно при различных расположениях горизонтальной части ствола $L_{гор} = 200, 400$ и 600 м.

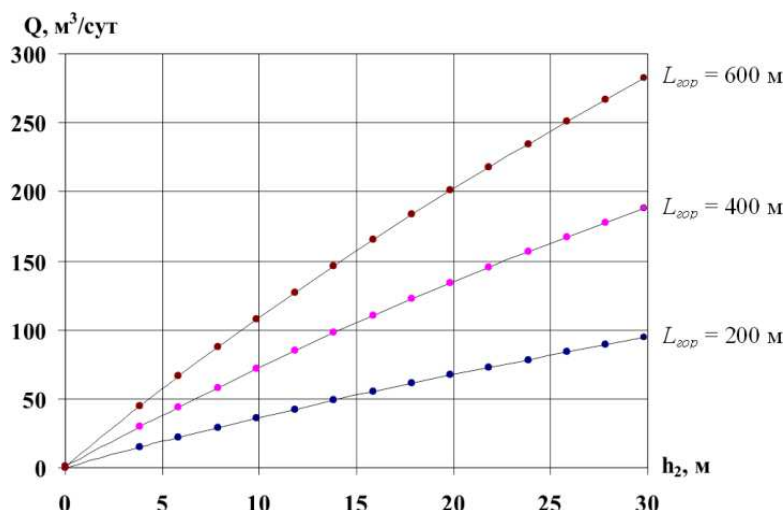


Рисунок 13 – Зависимость предельного безводного дебита нефтяной скважины от расстояния h_2 при различных длинах горизонтального ствола (Алиев З.С.)

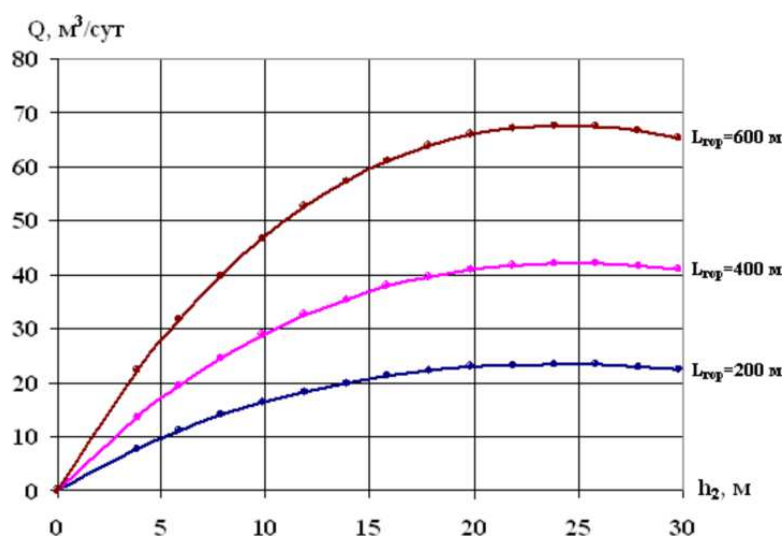


Рисунок 14 – Зависимость предельного безводного дебита нефтяной скважины от расстояния h_2 при различных длинах горизонтального ствола (Joshi S.D.)

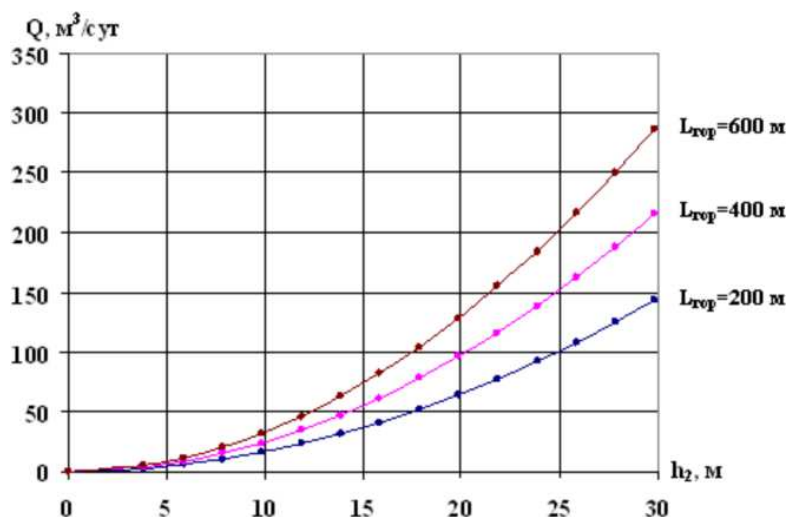


Рисунок 15 – Зависимость предельного безводного дебита нефтяной скважины от расстояния h_2 при различных длинах горизонтального ствола (Giger F.M.)

Из рисунков 13–15 следует, что все методы указывают на увеличение предельного безводного дебита горизонтальной нефтяной скважины с ростом расстояния h_2 и длины участка горизонтального ствола. Максимальный безводный дебит достигается при нахождении ствола непосредственно у кровли пласта. Увеличение степени вскрытия ствола (длины горизонтального ствола) позволяет свести к минимуму возможность обводнения скважины подошвенной водой. Так например, при $h_2 = 30$ м, $L_{гор} = 600$ м, предельный безводный дебит нефтяной скважины, определённый по методу Giger F.M., оказался $Q_{пб} = 287$ м³/сут., а при $h_2 = 20$ м дебит скважины снижается до $Q_{пб} = 128$ м³/сут. Увеличение длины ствола на 200 и 400 м приводит к росту $Q_{пб}$ до 25 % и 50 % по сравнению с дебитом при длине ствола $L_{гор} = 200$ м (см. рис. 15).

Сравнение величин предельного безводного дебита, вычисленных по перечисленным выше методам при $L_{гор} = 300$ м, показано на рисунке 16.

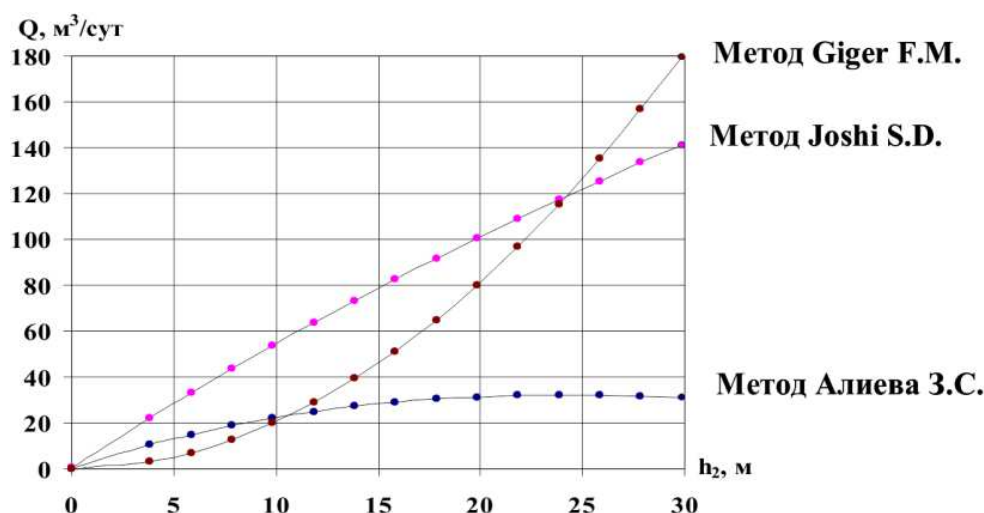


Рисунок 16 – Зависимость предельного безводного дебита горизонтальной нефтяной скважины от расстояния h_2 при $L_{гор} = 300$ м с применением различных методов

Из этого рисунка следует, что существует разница в величинах предельного дебита, рассчитанного различными методами, которые связаны с различными граничными условиями и геометрическими формами зоны дренирования.

Следует отметить, что в настоящее время Алиевым З.С. и др. разработаны точные численные методы для определения безводного дебита горизонтальной нефтяной скважины с учётом изменения забойного давления по длине горизонтального ствола, неоднородности и нестационарности процесса конусообразования с использованием геолого-математических моделей фрагментов месторождений с различными емкостными и фильтрационными свойствами.

Литература:

1. Алиев З.С., Бондаренко В.В., Сомов Б.Е. Методы определения производительности горизонтальных нефтяных скважин и параметров вскрытых ими пластов. – М. : Нефть и газ, 2001. – 167 с.
2. ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть» Уточнённая технологическая схема разработки Кравцовского (Д-6) нефтяного месторождения на шельфе Балтийского моря 2004 г.
3. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Чекушин В.Ф. Обоснование конструкции горизонтальных и многоствольно-горизонтальных скважин для освоения нефтяных месторождений. – М. : Изд. Техника, 2001. – 191 с.
4. Хусейн Д.А. Разработка технологий по освоению нефтегазовых месторождений Эль-нор и Эль-форат на севере Ирака с применением горизонтальных скважин. – 2005.
5. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. – М. : Недра, 1995. – 204 с.
6. Голов Л.В. Сравнение эффективности эксплуатации горизонтальной и вертикальной скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1995. – № 7.
7. Григулецкий В.Г. Основные допущения и точности формул для расчёта дебита горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 12. – С. 5–6.
8. Буслаев В.Ф. Технико-технологические решения по строительству горизонтальной и разветвлённых скважин // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 10. – С. 8–10.
9. Определение влияния геологических и технологических факторов на производительность горизонтальных скважин на примере морского нефтяного месторождения Кравцовское Д-6. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ac68a5c53b88521206d36_0.html

References:

1. Aliyev Z.S., Bondarenko V.V., Somov B.E. Methods determination of productivity of horizontal oil wells and parameters of the layers opened with them. – M. : Oil and gas, 2001. – 167 p.
2. JSC LUKOIL-VolgogradNIPImorneft the Specified technological scheme of development of Kravtsovsky (D-6) of an oil field on the shelf of the Baltic Sea, 2004.
3. Aliyev Z.S., Somov B.E., Chekushin V.F. Justification of a design of horizontal and mnogostvolno-horizontal wells for development of oil fields. – M. : Prod. Equipment, 2001. – 191 p.
4. Hussein D.A. Development of technologies on development of oil and gas fields Ale holes and El-forat in the north of Iraq with application of horizontal wells. – 2005.
5. Aliyev Z.S., Sheremet V.V. Determination of productivity of the horizontal wells which opened gas and gas-oil layers. – M. : Subsoil, 1995. – 204 p.
6. Golov L.V. Comparison of efficiency of operation of horizontal and vertical wells // Geology, geophysics and development of oil fields. – 1995. – № 7.
7. Griguletsky V.G. The main assumptions and the accuracy of formulas for calculation of an output of horizontal wells // Oil economy. – 1992. – № 12. – P. 5–6.
8. Buslayev V.F. Technical and technological decisions on construction horizontal and branched wells // Oil economy. – 1992. – № 10. – P. 8–10.
9. Definition of influence of geological and technology factors on productivity of horizontal wells on the example of a sea oil field Kravtsovsky D-6. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ac68a5c53b88521206d36_0.html