

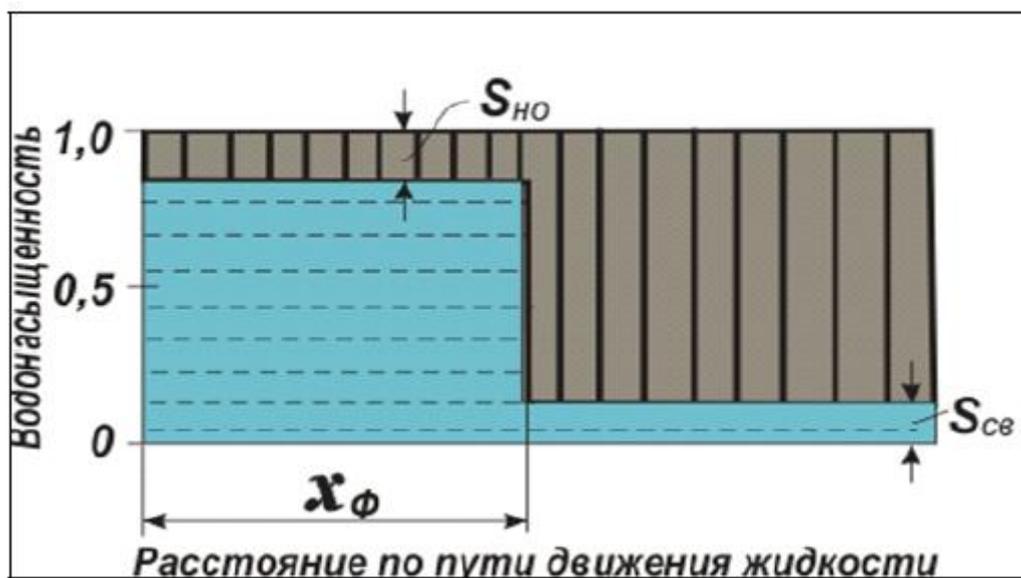
Содержание

Содержание	1
Введение	2
1. Расчет технологических показателей разработки на 20 лет для одного элемента и для месторождения в целом.	3
Заключение.....	9
Список литературы.....	10

Введение

В данной курсовой работе для расчета технологических показателей используем модель разработки, сочетающую модель слоисто-неоднородного пласта и модель поршневого вытеснения нефти водой.

Поршневое вытеснение нефти водой – это идеальный случай вытеснения нефти, когда в пласте между нефтью и водой образуется четкая граница раздела впереди которой движется только нефть, а позади – только вода.



1. Расчет технологических показателей разработки на 20 лет для одного элемента и для месторождения в целом.

1. Расчет показателей разработки элемента семиточечной системы осуществляем в следующем порядке. Вначале определяем проницаемость k_* пропластка, обводнившегося ко времени $t = t_*$ по формуле:

$$k_* = \frac{m \cdot (1 - s_{\text{юсм}} - s_{\text{св}}) \cdot r_c^2 \cdot \mu_H \cdot \ln \rho_k \cdot (\rho_k^2 - 1)}{2 \cdot \Delta p \cdot k_H \cdot t}$$

где $\rho_k = \frac{R}{r_c}$

Обозначим

$$C = \frac{m \cdot (1 - s_{\text{юсм}} - s_{\text{св}}) \cdot r_c^2 \cdot \mu_H \cdot \ln \rho_k \cdot (\rho_k^2 - 1)}{2 \cdot \Delta p \cdot k_H}$$

Результаты расчетов приведены в таблице

Формулы для определения дебитов нефти и воды в элементе семиточечной системы разработки месторождения при логарифмически нормальном законе распределения абсолютной проницаемости:

$$q_H(t) = \frac{\pi \cdot h \cdot \Delta p \cdot k_H \cdot \bar{k}}{\mu_H \cdot \ln \frac{R}{r_c}} \cdot e^{\frac{\sigma^2}{2}} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{1}{\sqrt{2}\sigma} \cdot \ln \frac{C}{kt} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}} \right) \right]$$

$$q_B(t) = \frac{\pi \cdot h \cdot \Delta p \cdot k_B \cdot \bar{k}}{\mu_B \cdot \ln \frac{R}{r_c}} \cdot e^{\frac{\sigma^2}{2}} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{1}{\sqrt{2}\sigma} \cdot \ln \frac{C}{kt} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}} \right) \right]$$

Обводненность находим по формуле:

$$v(t) = \frac{1}{2} \cdot \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{\sigma \ln \frac{k_*}{\bar{k}}} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}} \right) \right]$$

Для вычисления дебита нефти и воды необходимо определить значение интеграла

$$\operatorname{erf} \left(\frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{\sigma \ln \frac{k_*}{\bar{k}}} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}} \right)$$

Имеем соотношение

$$\operatorname{erf}(x) = \Phi(x\sqrt{2})$$

Следовательно, можно воспользоваться таблицами интеграла вероятности.

Тогда

$$x\sqrt{2} = \operatorname{erf}\left(\sqrt{\sigma \ln \frac{k_*}{k} - \sigma}\right)$$

Таким образом, обводненность будем вычислять по формуле:

$$v(t) = v_s(t) = \frac{1}{2} \cdot \left[1 - \Phi\left(\sqrt{\sigma \ln \frac{k_*}{k} - \sigma}\right) \right]$$

Проведем расчеты на примере $t=1$ года:

$$\rho_k = \frac{R}{r_c} = \frac{300}{0,2} = 1500$$

$$C = \frac{m \cdot (1 - s_{\text{норм}} - s_{\text{св}}) \cdot r_c^2 \cdot \mu_H \cdot \ln \rho_k \cdot (\rho_k^2 - 1)}{2 \cdot \Delta p \cdot k_H} =$$

$$= \frac{0,17 \cdot (1 - 0,39 - 0,1) \cdot 0,2^2 \cdot 23 \cdot 10^{-3} \cdot \ln 1500 \cdot (1500^2 - 1)}{2 \cdot 3 \cdot 10^6 \cdot 1} = 0,2187 \text{ м}^2 \cdot \text{с}$$

Определяем проницаемость k_* пропластка, обводнившегося ко времени $t = 1 \text{ год}$

$$k_* = \frac{0,2187}{1 \cdot 31536000} = 6936,5 \text{ мкм}^2$$

$$x\sqrt{2} = \sqrt{\sigma \ln \frac{k_*}{k} - \sigma} = \sqrt{0,5 \cdot \ln \frac{6936,5}{0,52} - 0,5} = 1,68$$

$$\Phi(x\sqrt{2}) = \Phi(1,68) = 0,907$$

Обводненность будем вычислять по формуле:

$$v(t) = v_s(t) = \frac{1}{2} \cdot [1 - 0,907] = 0,047$$

Определим дебит жидкости:

$$q_{\text{ж}}(t) = \frac{2 \cdot \pi \cdot h \cdot \Delta p \cdot k_B \cdot \bar{k}}{\mu_B \cdot \ln \frac{R}{r_c}} \cdot e^{\frac{\sigma^2}{2}} = \frac{6,28 \cdot 16,5 \cdot 3 \cdot 10^6 \cdot 0,4 \cdot 0,52 \cdot 10^{-12}}{1,1 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{300}{0,2}} \cdot e^{\frac{0,5^2}{2}} = 0,00892 \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$q_H(t) = 0,00892 \cdot (1 - 0,047) \cdot 86400 = 735,2 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$q_e(t) = 0,00892 \cdot 0,0047 \cdot 86400 = 35,9 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Нефтеотдача η , для элемента месторождения определяется следующим образом:

$$\eta_{\text{Э}} = \frac{\int_0^t q_{\text{НЭ}} dt}{m \cdot S \cdot h \cdot (1 - s_{\text{CB}})} = \frac{735,2 \cdot 365}{0,17 \cdot 1600 \cdot 10^4 \cdot 16,5 \cdot (1 - 0,1)} = 0,0066$$

Результаты вычислений изменения во времени обводненности продукции, а также дебита нефти и воды при постоянном дебите жидкости для элемента пласта приведены в таблице 1 при ряде значений времени $t = t_*$.

Таблица 1.

t, годы	k_* , $10^{-12} \cdot \text{м}^2$	$x\sqrt{2}$	$\Phi(x\sqrt{2})$	$v_o(t)$	$q_{\text{НЭ}}, \text{м}^3/\text{сут}$	$q_{\text{ВЭ}}, \text{м}^3/\text{сут}$	n_o
1	6936,5	1,68	0,907	0,047	735,2	35,9	0,0066
2	3468,2	1,60	0,89	0,055	728,7	42,4	0,0066
3	2312,2	1,55	0,879	0,061	724,4	46,6	0,0065
4	1734,1	1,51	0,867	0,067	719,8	51,3	0,0065
5	1387,3	1,49	0,864	0,068	718,6	52,4	0,0065
6	1156,1	1,46	0,856	0,072	715,6	55,5	0,0065
7	990,9	1,44	0,85	0,075	713,2	57,8	0,0064
8	867,1	1,43	0,847	0,077	712,1	59,0	0,0064
9	770,7	1,41	0,841	0,080	709,8	61,3	0,0064
10	693,6	1,40	0,838	0,081	708,6	62,5	0,0064
11	630,6	1,38	0,754	0,123	676,2	94,8	0,0061
12	578,0	1,37	0,829	0,086	705,1	65,9	0,0064
13	533,6	1,36	0,826	0,087	704,0	67,1	0,0064
14	495,5	1,35	0,823	0,089	702,8	68,2	0,0064
15	462,4	1,34	0,82	0,090	701,7	69,4	0,0063
16	433,5	1,33	0,816	0,092	700,1	70,9	0,0063
17	408,0	1,33	0,816	0,092	700,1	70,9	0,0063
18	385,4	1,32	0,813	0,094	699,0	72,1	0,0063
19	365,1	1,31	0,81	0,095	697,8	73,3	0,0063
20	346,8	1,30	0,806	0,097	696,3	74,8	0,0063

В таблицах 2 и 3 приведены значения текущей добычи нефти и воды, получаемой из месторождения в целом при различном времени.

Таблица 2.

t, годы	Добыча нефти (м ³ /сут) по группам элементов					Добыча нефти из месторождения, м ³ /сут	η_m
	1	2	3	4	5		
1	21321,2					21321,2	0,002
2	21131,1	21321,2				42452,2	0,004
3	21008,1	21131,1	21321,2			63460,3	0,006
4	20873,9	21008,1	21131,1	21321,2		84334,3	0,008
5	20840,4	20873,9	21008,1	21131,1	21321,2	105174,7	0,010
6	20751,0	20840,4	20873,9	21008,1	21131,1	104604,5	0,009
7	20683,9	20751,0	20840,4	20873,9	21008,1	104157,3	0,009
8	20650,3	20683,9	20751,0	20840,4	20873,9	103799,5	0,009
9	20583,2	20650,3	20683,9	20751,0	20840,4	103508,8	0,009
10	20549,7	20583,2	20650,3	20683,9	20751,0	103218,1	0,009
11	19610,5	20549,7	20583,2	20650,3	20683,9	102077,7	0,009
12	20449,1	19610,5	20549,7	20583,2	20650,3	101842,9	0,009
13	20415,5	20449,1	19610,5	20549,7	20583,2	101608,1	0,009
14	20382,0	20415,5	20449,1	19610,5	20549,7	101406,9	0,009
15	20348,5	20382,0	20415,5	20449,1	19610,5	101205,6	0,009
16	20303,7	20348,5	20382,0	20415,5	20449,1	101898,8	0,009
17	20303,7	20303,7	20348,5	20382,0	20415,5	101753,5	0,009
18	20270,2	20303,7	20303,7	20348,5	20382,0	101608,1	0,009
19	20236,7	20270,2	20303,7	20303,7	20348,5	101462,8	0,009
20	20191,9	20236,7	20270,2	20303,7	20303,7	101306,2	0,009

Таблица 3.

t, годы	Добыча воды (м ³ /сут) по группам элементов					Добыча воды из месторождения, м ³ /сут	vм
	1	2	3	4	5		
1	1039,8					1039,8	0,05
2	1229,9	1039,8				2269,6	0,05
3	1352,8	1229,9	1039,8			3622,5	0,05
4	1487,0	1352,8	1229,9	1039,8		5109,5	0,06
5	1520,5	1487,0	1352,8	1229,9	1039,8	6630,0	0,06
6	1610,0	1520,5	1487,0	1352,8	1229,9	7200,2	0,06
7	1677,1	1610,0	1520,5	1487,0	1352,8	7647,4	0,07
8	1710,6	1677,1	1610,0	1520,5	1487,0	8005,2	0,07
9	1777,7	1710,6	1677,1	1610,0	1520,5	8295,9	0,07
10	1811,2	1777,7	1710,6	1677,1	1610,0	8586,6	0,08
11	2750,4	1811,2	1777,7	1710,6	1677,1	9727,0	0,09
12	1911,9	2750,4	1811,2	1777,7	1710,6	9961,8	0,09
13	1945,4	1911,9	2750,4	1811,2	1777,7	10196,6	0,09
14	1978,9	1945,4	1911,9	2750,4	1811,2	10397,8	0,09
15	2012,5	1978,9	1945,4	1911,9	2750,4	10599,1	0,09
16	2057,2	2012,5	1978,9	1945,4	1911,9	9905,9	0,09
17	2057,2	2057,2	2012,5	1978,9	1945,4	10051,2	0,09
18	2090,7	2057,2	2057,2	2012,5	1978,9	10196,6	0,09
19	2124,3	2090,7	2057,2	2057,2	2012,5	10341,9	0,09
20	2169,0	2124,3	2090,7	2057,2	2057,2	10498,5	0,09

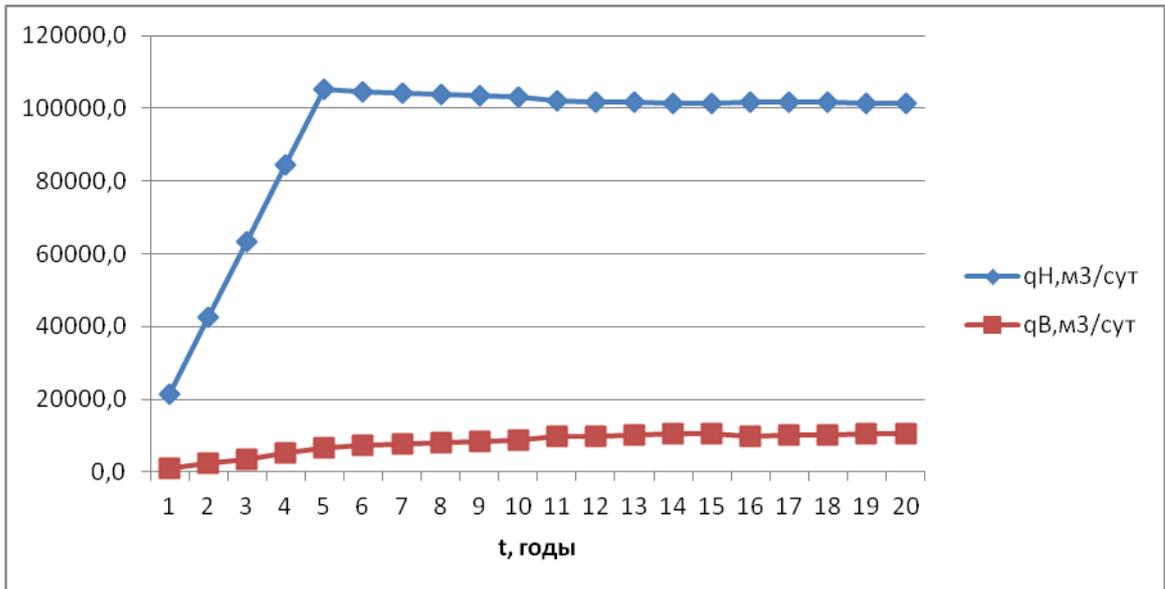


Рис. 1. Добыча нефти и воды из месторождения

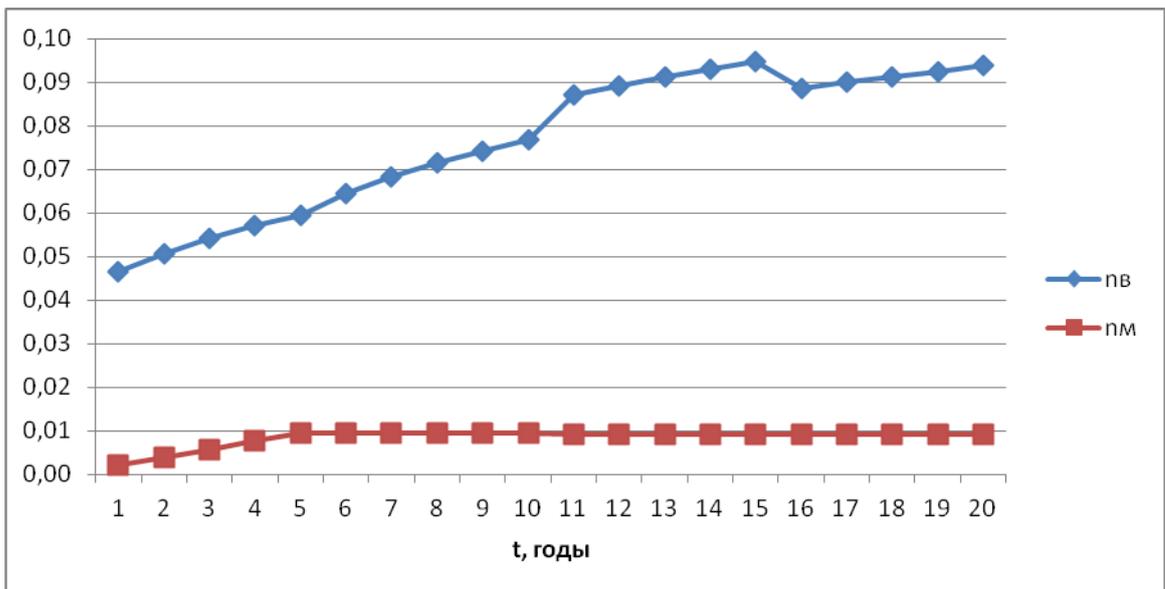


Рис. 2. Обводненность и нефтеотдача

Заключение

Основной целью анализа разработки нефтяного месторождения является оценка эффективности системы разработки, которая производится путем изучения технологических показателей разработки. Улучшить технологические показатели можно путем изменения существующей системы разработки или ее усовершенствования при регулировании процесса эксплуатации месторождения.

В большей степени технологические показатели разработки зависят от геолого-физической характеристики нефтяной залежи, причем определяющим является размер и форма нефтяной залежи, неоднородность строения продуктивного объекта, запасы нефти в нем и относительная подвижность нефти.

В ходе выполнения данной курсовой работы был произведен расчет технологических показателей разработки на основе модели, сочетающую модель слоисто-неоднородного пласта и модель поршневого вытеснения нефти водой.

К концу разработки добыча нефти из месторождения составит 101306,2 м³/сут, добыча воды – 10498,5 м³/сут.

Список литературы

1. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: Учеб. пособие для вузов/Ю. П. Желтов, И. Н. Стрижов, А. Б. Золотухин – М.: Недра, 1985, 265 с.
2. Донцов К. М. Разработка нефтяных месторождений. М., Недра, 1977.
3. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений. М., Недра, 1986, 332 с.