

Расчет технологических показателей
разработки круговой нефтяной залежи
при ЖВНР работы пласта

Выполнил: ст.гр.МГР-14-16-01 Идрисов Н.А.

- Краткое описание физической сущности математических моделей расчета процесса вытеснения нефти водой
- Характеристики исходных данных для расчетов показателей разработки нефтяной залежи.
- Расчеты основных технологических показателей разработки нефтяной залежи (объемы добычи по годам жидкости, нефти, воды, обводненность продукции, коэффициент нефтеотдачи, число скважин и. т.д.).
- Анализ полученных результатов. Выводы.

Таблица 1
Значения эффективной нефтенасыщенной толщины по скважинам



Номер скважины	Эффективная нефтенасыщенная толщина, h_i , м	Номер скважины	Эффективная нефтенасыщенная толщина, h_i , м
1	16,2	8	9,8
2	9,0	9	14,6
3	12,8	10	9,2
4	10,6	11	9,8
5	16,0	12	8,0
6	14,0	13	15,2
7	12,6	14	14,6
		15	13,2

Значения коэффициентов проницаемости (K) по результатам лабораторных исследований кернов приведены в таблице 2.

Таблица 2
Значения коэффициентов проницаемости по результатам лабораторных исследований

Интервал изменения проницаемости, мкм ²	Число определений, n_i	Интервал изменения проницаемости, мкм ²	Число определений, n_i
0,0-0,1	15	0,7-0,8	11
0,1-0,2	25	0,8-0,9	5
0,2-0,3	37	0,9-1,0	4
0,3-0,4	95	1,0-1,1	3
0,4-0,5	60	1,1-1,2	3
0,5-0,6	21	1,2-1,3	2
0,6-0,7	15	1,3-1,4	1
		1,4-1,5	1

Таблица 3
Значения расчетных параметров

Интервал изменения проницаемости, мкм ²	Число определений, n_i	Вероятность, P_i	$P_i K_i$	$(\tilde{K} - K_i)^2$	$P_i (\tilde{K} - K_i)^2$
0,0-0,1	15	0,0503	0,0025	0,1697	0,0085
0,1-0,2	25	0,0839	0,0126	0,1615	0,0135
0,2-0,3	37	0,1242	0,0310	0,1470	0,0183
0,3-0,4	95	0,3188	0,1116	0,0917	0,0292
0,4-0,5	60	0,2013	0,0906	0,1049	0,0211

Продолжение таблицы 3

0,5-0,6	21	0,0705	0,0388	0,1411	0,0099
0,6-0,7	15	0,0503	0,0327	0,1457	0,0073
0,7-0,8	11	0,0369	0,0277	0,1496	0,0055
0,8-0,9	5	0,0168	0,0143	0,1601	0,0027
0,9-1,0	4	0,0134	0,0128	0,1613	0,0022
1,0-1,1	3	0,0101	0,0106	0,1631	0,0016
1,1-1,2	3	0,0101	0,0116	0,1623	0,0016
1,2-1,3	2	0,0067	0,0084	0,1649	0,0011
1,3-1,4	1	0,0034	0,0045	0,1680	0,0006
1,4-1,5	1	0,0034	0,0049	0,1677	0,0006

В виду того, что значение вариации проницаемости входит в интервал от 0,75 до 0,85, распределение подчиняется закону распределения М.М. Саттарова

$$W(K) = \frac{\sigma(K)}{\tilde{K}} = \frac{0,3519}{0,4144} = 0,8492$$

Таблица 4

Значения расчетных параметров

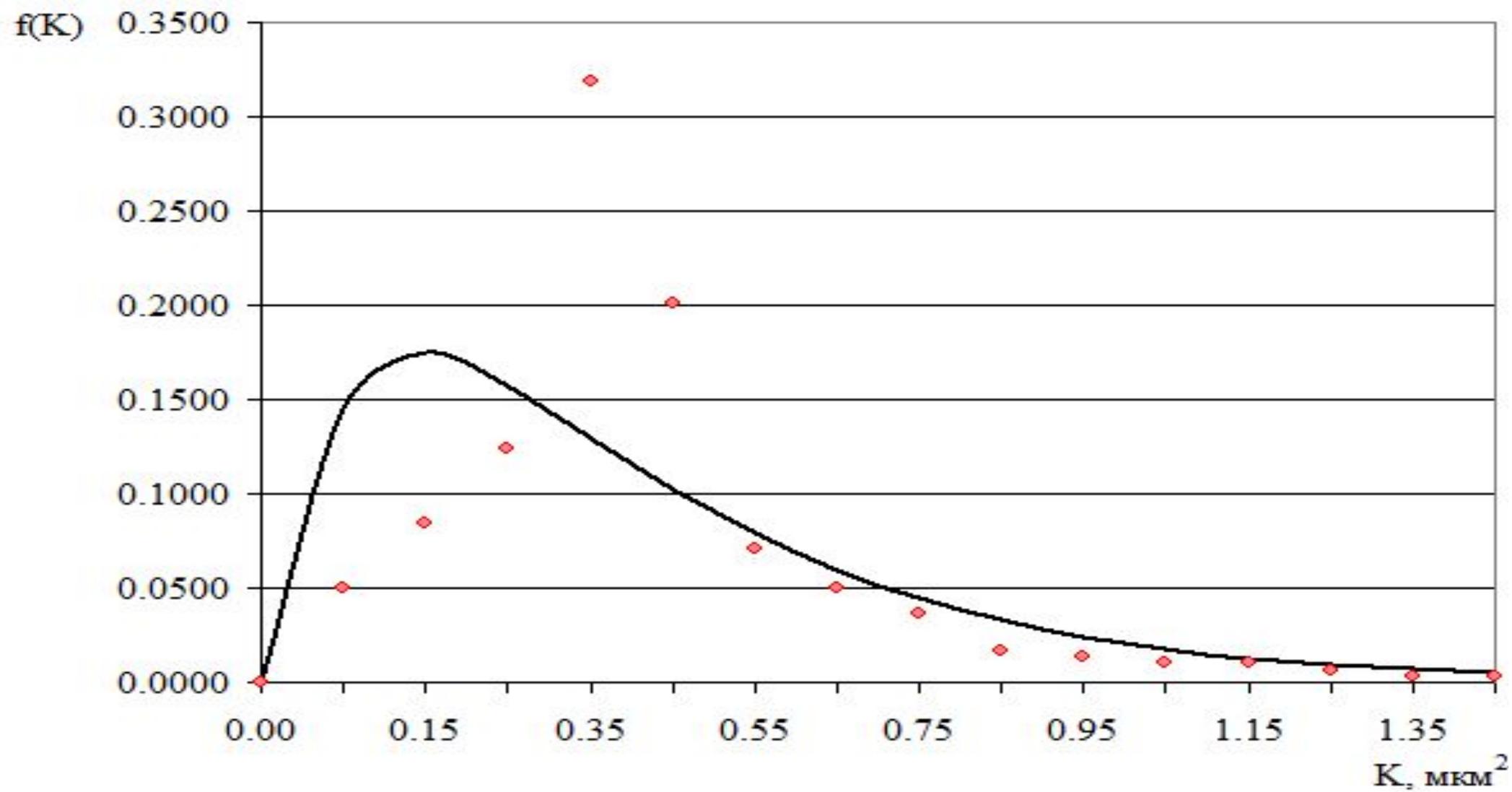
Интервал изменения проницаемости, мкм ²	Число определений, n_i	$n_i + \sum_{i=1}^m n_{i-1}$	$F_{cm}(K)$	$F_m(K)$	$f_{cm}(K)$	$f_m(K)$
0,0-0,1	15	15	0,0503	0,1881	0,0503	0,1450
0,1-0,2	25	40	0,1342	0,3340	0,0839	0,1749
0,2-0,3	37	77	0,2584	0,4349	0,1242	0,1572
0,3-0,4	95	172	0,5772	0,5182	0,3188	0,1295
0,4-0,5	60	232	0,7785	0,5837	0,2013	0,1023
0,5-0,6	21	253	0,8490	0,6367	0,0705	0,0787
0,6-0,7	15	268	0,8993	0,6814	0,0503	0,0596
0,7-0,8	11	279	0,9362	0,7219	0,0369	0,0446
0,8-0,9	5	284	0,9530	0,7530	0,0168	0,0330
0,9-1,0	4	288	0,9664	0,7812	0,0134	0,0243
1,0-1,1	3	291	0,9765	0,8067	0,0101	0,0178
1,1-1,2	3	294	0,9866	0,8276	0,0101	0,0130
1,2-1,3	2	296	0,9933	0,8466	0,0067	0,0094
1,3-1,4	1	297	0,9966	0,8620	0,0034	0,0068
1,4-1,5	1	298	1,0000	0,8762	0,0034	0,0049

Оценка степени соответствия
статистического закона
распределения
теоретическому проводится с
помощью критерия согласия
А.Н. Колмогорова

$$P(C) > 0,5$$

следовательно, теоретический
закон распределения подобран
верно.

Дифференциальная (а) и интегральная (б) функции
распределения проницаемости



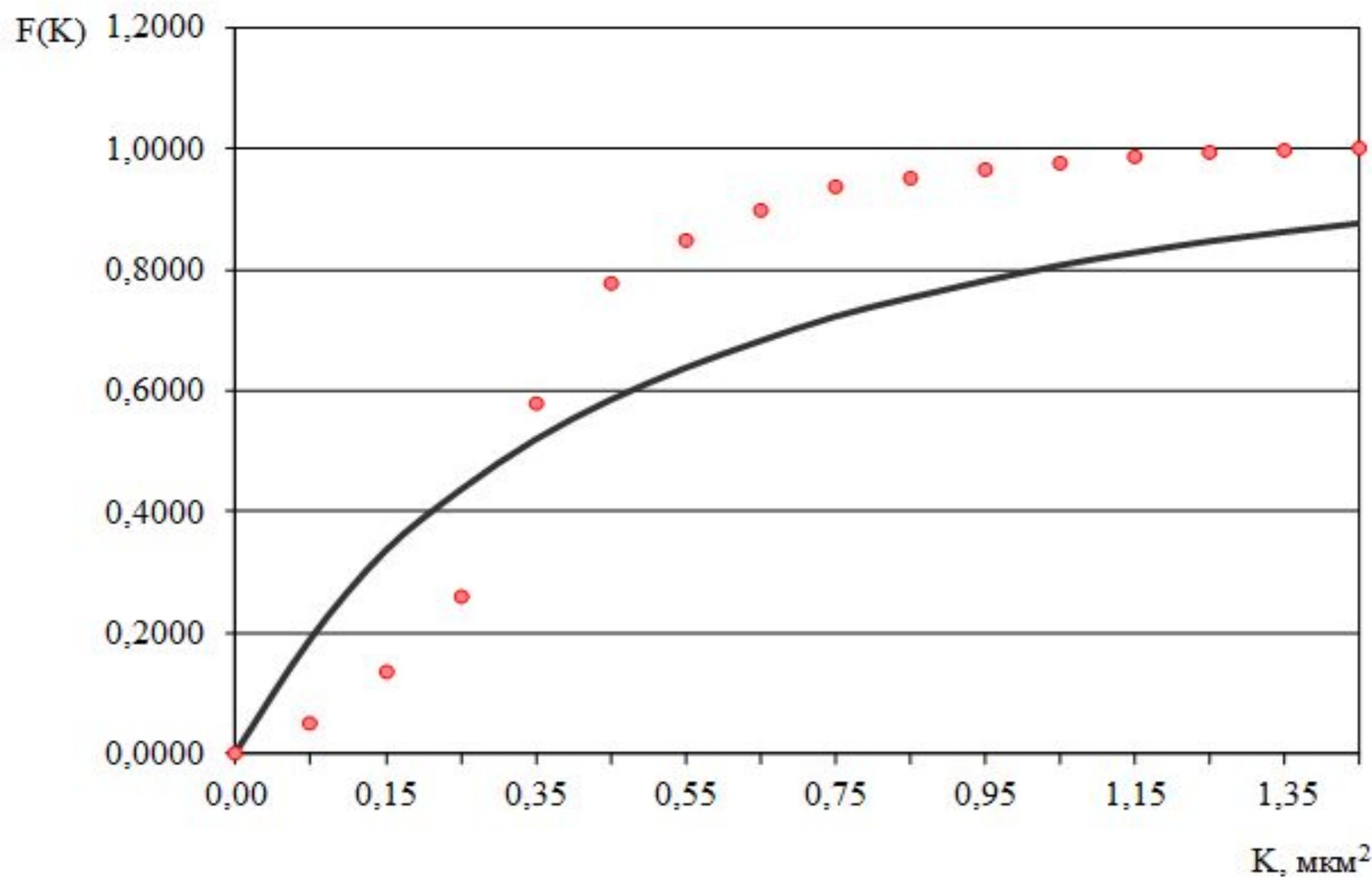


Рисунок 2 – Расчетная гидродинамическая схема

1 – нагнетательные скважины;
2 – добывающие скважины;

Радиус контура питания по условию удален от внешнего контура нефтеносности на 1200 м, следовательно,

$$R_k = R_g + 1200 = 3938,4 + 1200 = 5138,4 \text{ м.} \quad (24)$$

Расстояние между скважинами первого ряда

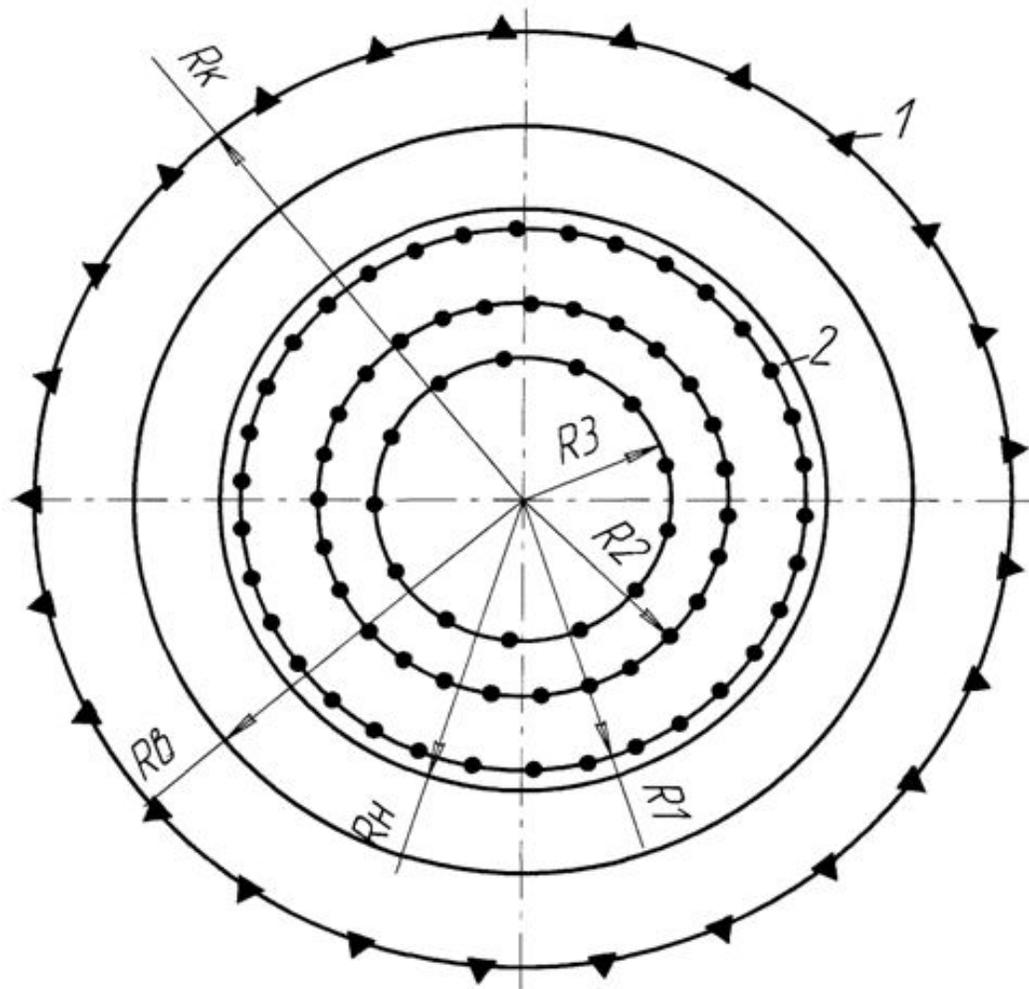
$$2\sigma_1 = \frac{2\pi R_1}{n_1} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 2850,89}{24} = 745,98 \text{ м.} \quad (25)$$

Расстояние между скважинами второго ряда

$$2\sigma_2 = \frac{2\pi R_2}{n_2} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 1485,18}{16} = 582,93 \text{ м.} \quad (26)$$

Расстояние между скважинами стягивающего ряда

$$2\sigma_3 = \frac{2\pi R_3}{n_3} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 1200}{4} = 1884 \text{ м.} \quad (27)$$



Масштаб 1:750

Расчет необходимости поддержания пластового давления и параметров системы заводнения

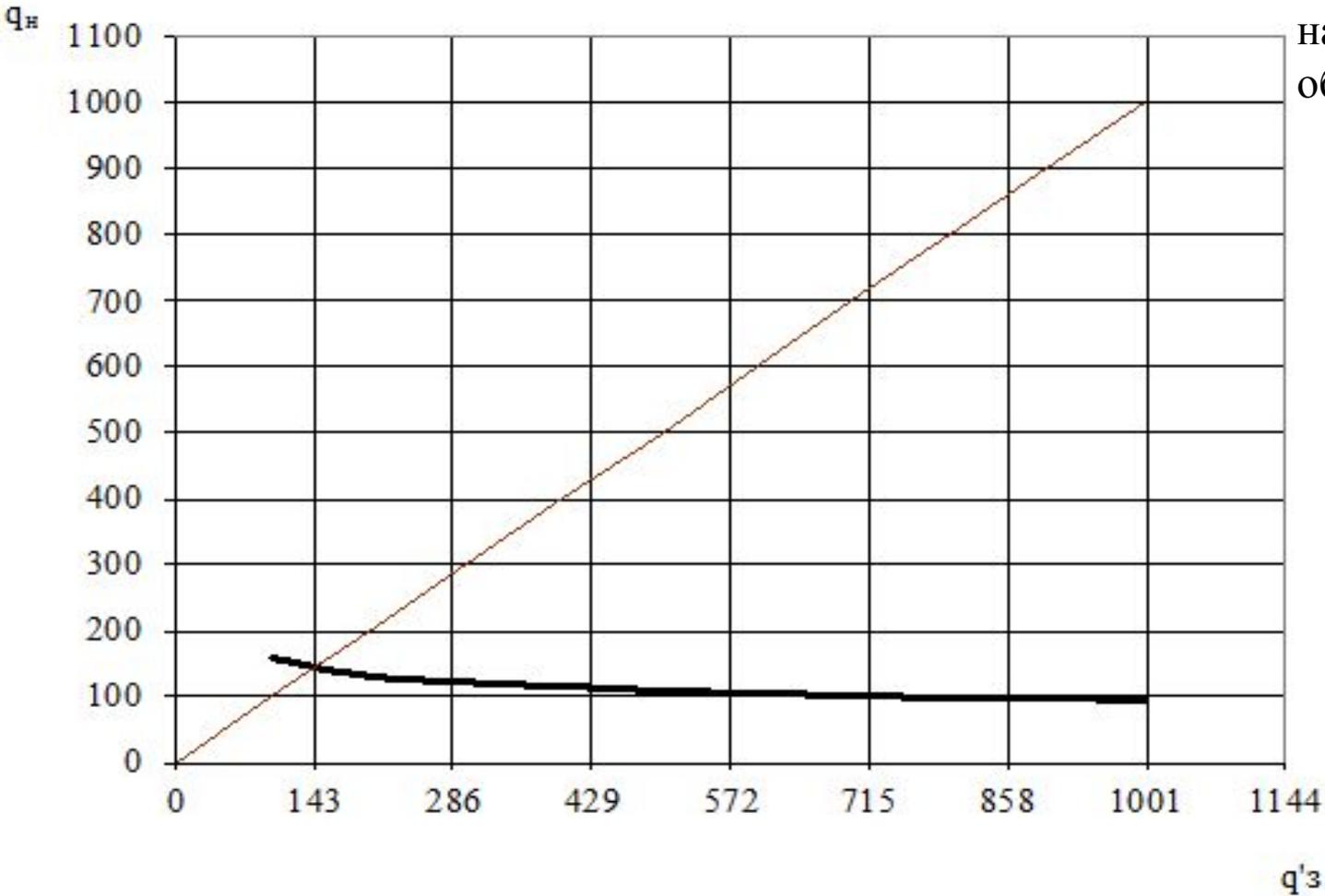


Рисунок 4 – Зависимость приемистости нагнетательных скважин (q_n) от суточного объема закачки воды (q'_z)

Таблица 5

$q'_z, \text{м}^3/\text{сут}$	100	200	400	600	800	1000
$q_n, \text{м}^3/\text{сут}$	158,96	131,8	112,57	103,72	98,24	94,37

Расчет необходимости поддержания пластового давления и параметров системы заводнения

$$P_y = \sqrt{\frac{85000 \cdot 0,84}{15 \cdot 31536 \cdot 10^3 \cdot 6,7 \cdot 0,04 \cdot 2,38 \cdot 10^{-8}}} \cdot 0,01 - 18 + 17 + 0,4 = 1,012 \text{ МПа};$$

Рассчитывается забойное давление в нагнетательной скважине

$$P_s = P_y + P_{cm} - P_{mp}, \quad (59)$$

$$P_s = 1,012 + 18 - 0,4 = 18,612 \text{ МПа}.$$

Приемистость нагнетательной скважины определяется по формуле

$$q_n = \frac{2 \cdot 23,6 \cdot \tilde{K} \cdot \tilde{h} \cdot (P_s - P_n)}{\mu_s \cdot \zeta \cdot \lg \left(\frac{\sigma_n \cdot q'_s}{r_c \cdot q_s \cdot \pi} \right)}, \quad (60)$$

где q_s – необходимый суточный объем закачки воды

$$q_s = \frac{Q_{зак}}{365} = \frac{1340990}{365} = 3673,94 \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (61)$$

Далее для значений q'_s , приведенных в таблице 5 определяются значения q_n [6].

$$q_n = \frac{2 \cdot 23,6 \cdot 0,4144 \cdot 12,37 \cdot (18,612 - 17)}{1,02 \cdot 1,4 \cdot \lg \left(\frac{500 \cdot 100}{0,14 \cdot 3673,94 \cdot 3,14} \right)} = \text{м}^3/\text{сут}.$$

Определяется падение давления на контуре питания через три года:

$$\Delta P = \frac{528656,045 + 756995,7 + 1117491}{31536 \cdot 10^3} \cdot 8 \cdot Ei \left[\frac{4938,4^2}{4 \cdot 0,1204 \cdot 31536 \cdot 10^3 \cdot 3} \right] \cdot 10^3 = 5,2 \text{ МПа},$$

где $31536 \cdot 10^3$ – количество секунд в году.

За три года эксплуатации давление на контуре питания упадет на 7,32 МПа, следовательно, необходимо поддержание пластового давления.

Определяется годовой объем закачки

$$Q_{зак} = Q_{зал}^{3Г} + \frac{Q_{зал}^{3Г} \cdot Q_{уе}}{100}; \quad (56)$$

$$Q_{зак} = 1117492 + \frac{117492 \cdot 20}{100} = 1340990 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Определяется коэффициент приемистости нагнетательных скважин

$$K_{np} = \frac{23,6 \cdot \tilde{K} \cdot \tilde{h}}{\mu_s \cdot \zeta \cdot \lg \left(\frac{\sigma_n}{\pi \cdot r_c} \right)}, \quad (57)$$

где σ_n – принимается равным 500 метров (согласно [4]).

$$K_{np} = \frac{23,6 \cdot 0,4144 \cdot 12,37}{1,02 \cdot 1,4 \cdot \lg \left(\frac{500}{3,14 \cdot 0,14} \right)} = 2,38 \cdot 10^{-8} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}).$$

Определяется давление на устье нагнетательной скважины

Расчёт процесса обводнения методом М. М. Сатарова

Результаты расчёта сводятся в таблицу 6, после чего строится зависимость доли нефти в добываемой жидкости от безразмерного времени (рисунок 5).

Рисунок 5 – Зависимость доли нефти добываемой жидкости от безразмерного времени

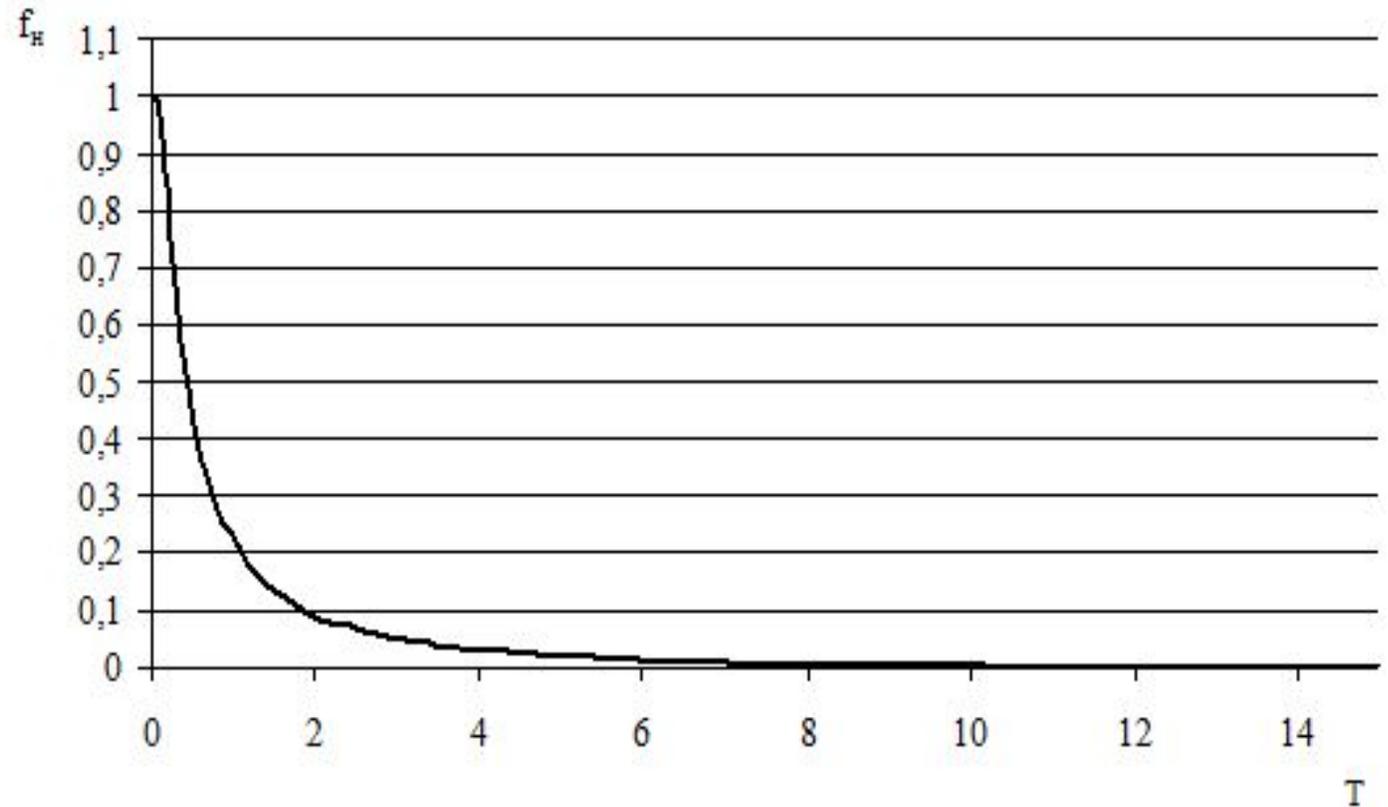


Таблица 6
Значения расчётных параметров

$\frac{K_m}{K_0}$	$\varphi\left(\frac{K_m}{K_0}\right)$	\tilde{K}_n	\tilde{K}_e	f_n	τ
0,0	0,0000	0,0000	0,41445	0,0000	∞
0,2	0,0062	0,00257	0,41188	0,001868	16,17948
0,4	0,0218	0,009035	0,405415	0,006641	8,001013
0,6	0,0534	0,022132	0,392318	0,016642	5,214192
0,8	0,0984	0,040782	0,373668	0,031704	3,782675
0,9	0,1240	0,051392	0,363058	0,040736	3,297667
1,0	0,1507	0,062458	0,351992	0,050542	2,907158
1,2	0,2095	0,086827	0,327623	0,073651	2,311156
1,4	0,2677	0,110948	0,303502	0,09883	1,886416
1,6	0,3299	0,136727	0,277723	0,128688	1,562173
1,8	0,3919	0,162423	0,252027	0,162016	1,310238
2,0	0,4503	0,186627	0,227823	0,197272	1,112784
2,2	0,5068	0,210043	0,204407	0,235633	0,953195
2,4	0,5589	0,231636	0,182814	0,275424	0,824376
2,6	0,6082	0,252068	0,162382	0,317731	0,717825
2,8	0,6533	0,27076	0,14369	0,361145	0,629908
3,0	0,6940	0,287628	0,126822	0,404901	0,55705
3,5	0,7796	0,323105	0,091345	0,514837	0,421831
4,0	0,8440	0,349796	0,064654	0,618768	0,332475
4,5	0,8909	0,369234	0,045216	0,710126	0,271823
5,0	0,9249	0,383325	0,031125	0,786993	0,229171
6,0	0,9651	0,399986	0,014464	0,892427	0,175733
7,0	0,9844	0,407985	0,006465	0,949826	0,144356
8,0	0,9932	0,411632	0,002818	0,977687	0,123809
9,0	0,9971	0,413248	0,001202	0,990398	0,109066
10,0	0,9981	0,413663	0,000787	0,993695	0,097932

Рисунок 6 – Изменение доли нефти во времени по
первому ряду (1) и второму (2) скважин

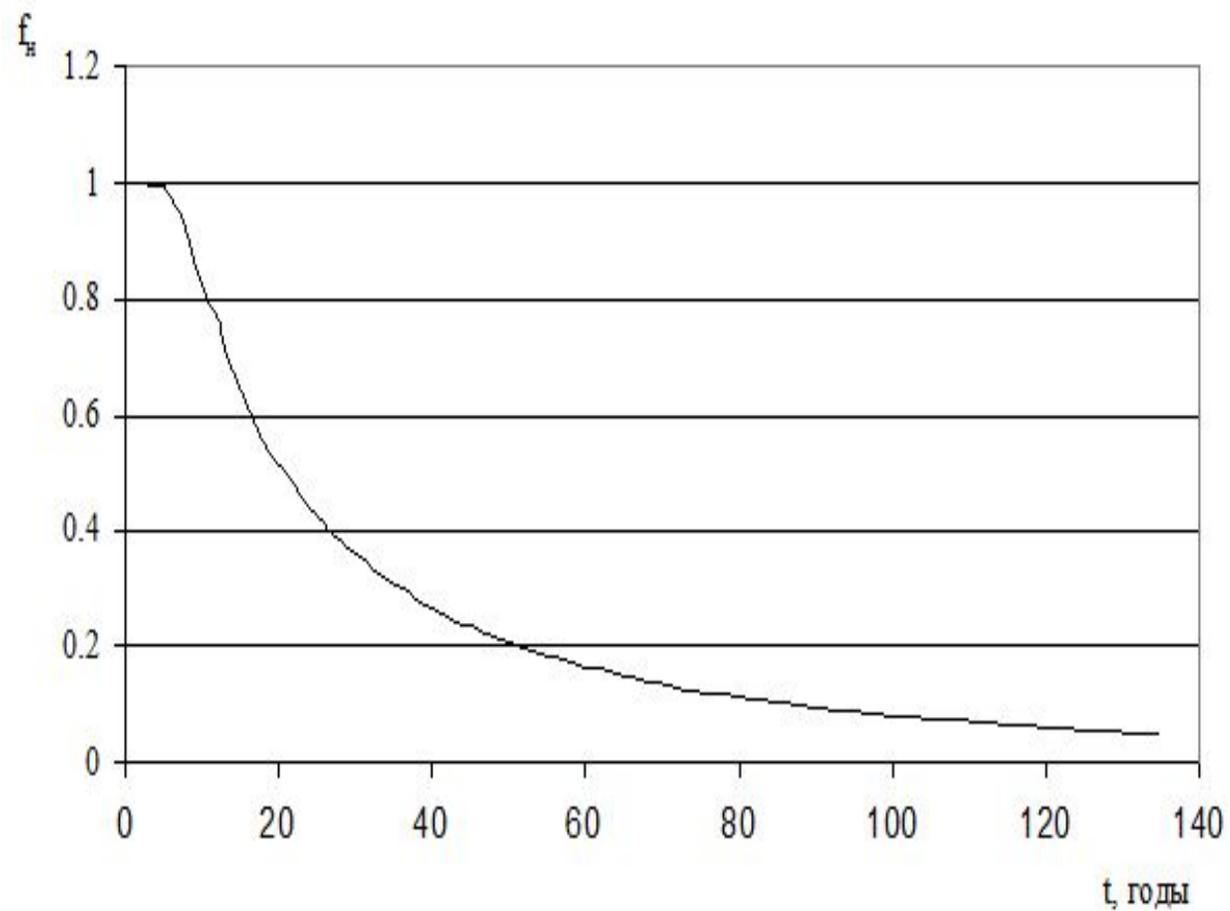
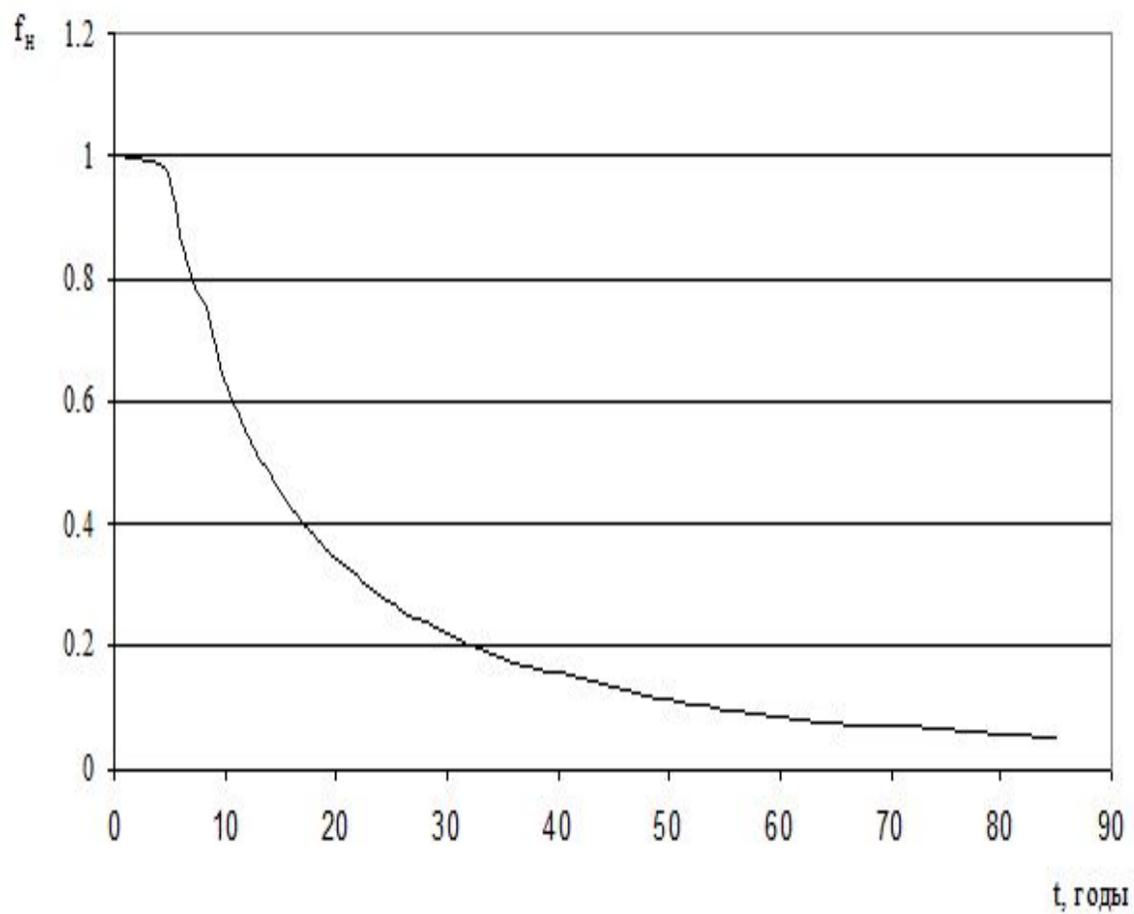


Рисунок 7 – Изменение доли нефти во времени по залежи в целом

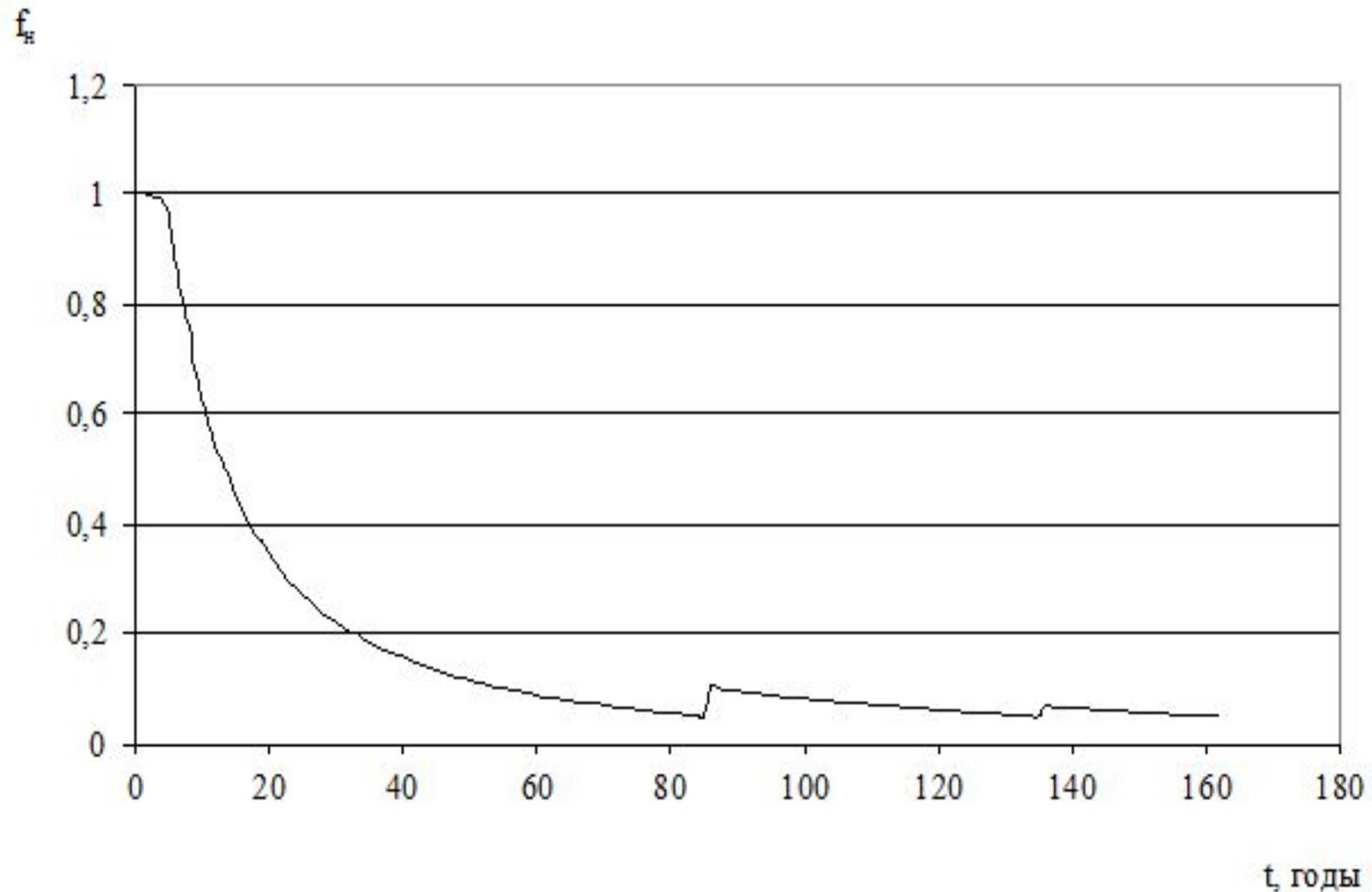
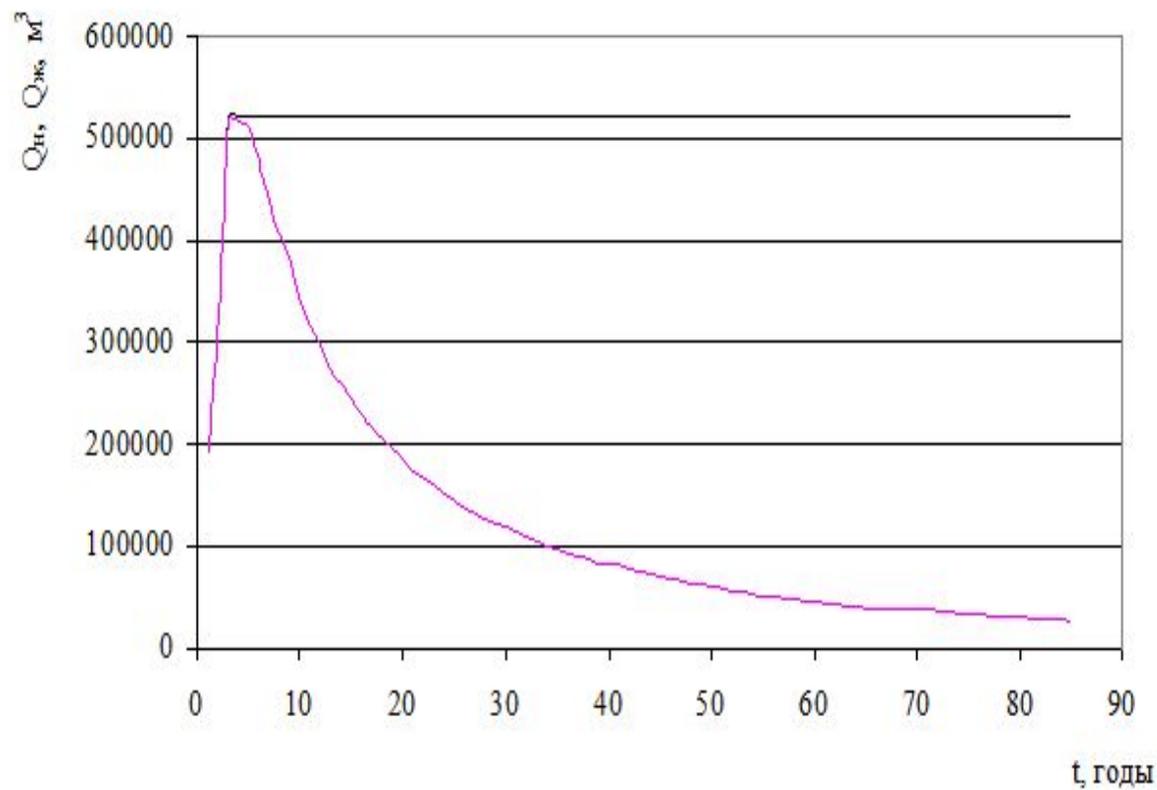


Рисунок 8 – Изменение $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{н}}$ во времени по первому ряду (1) и второму ряду (2) скважин

1



2

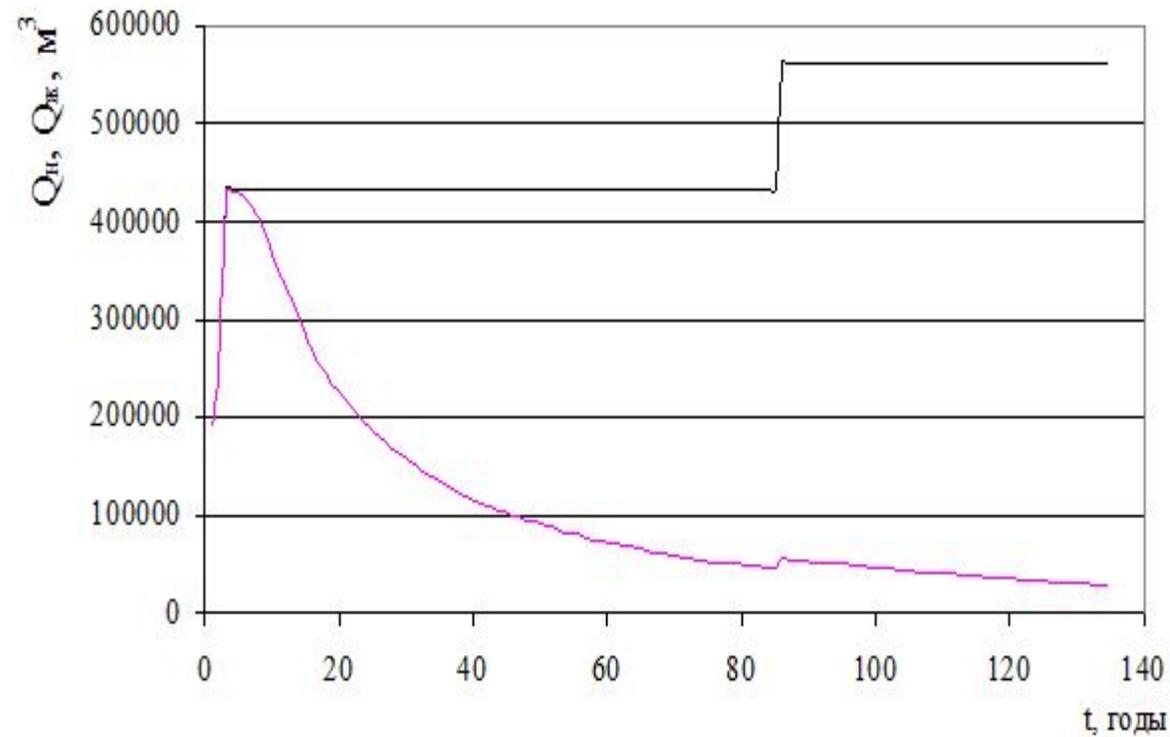
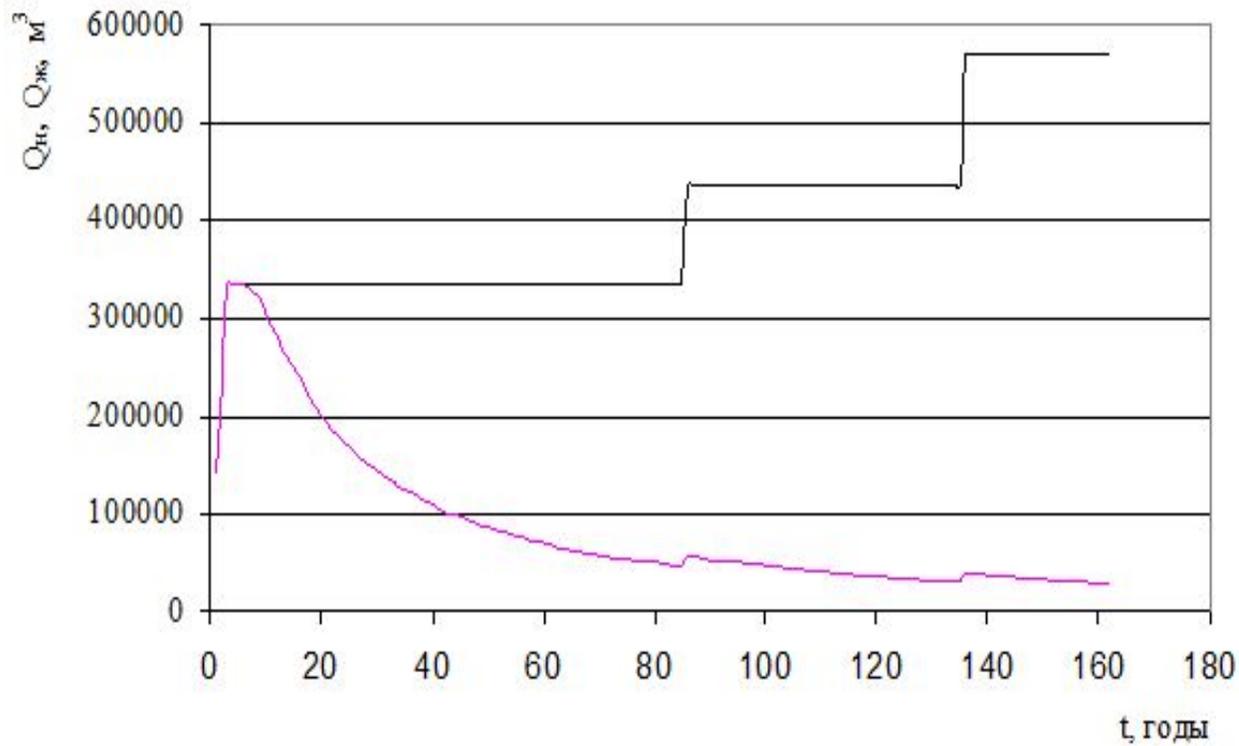
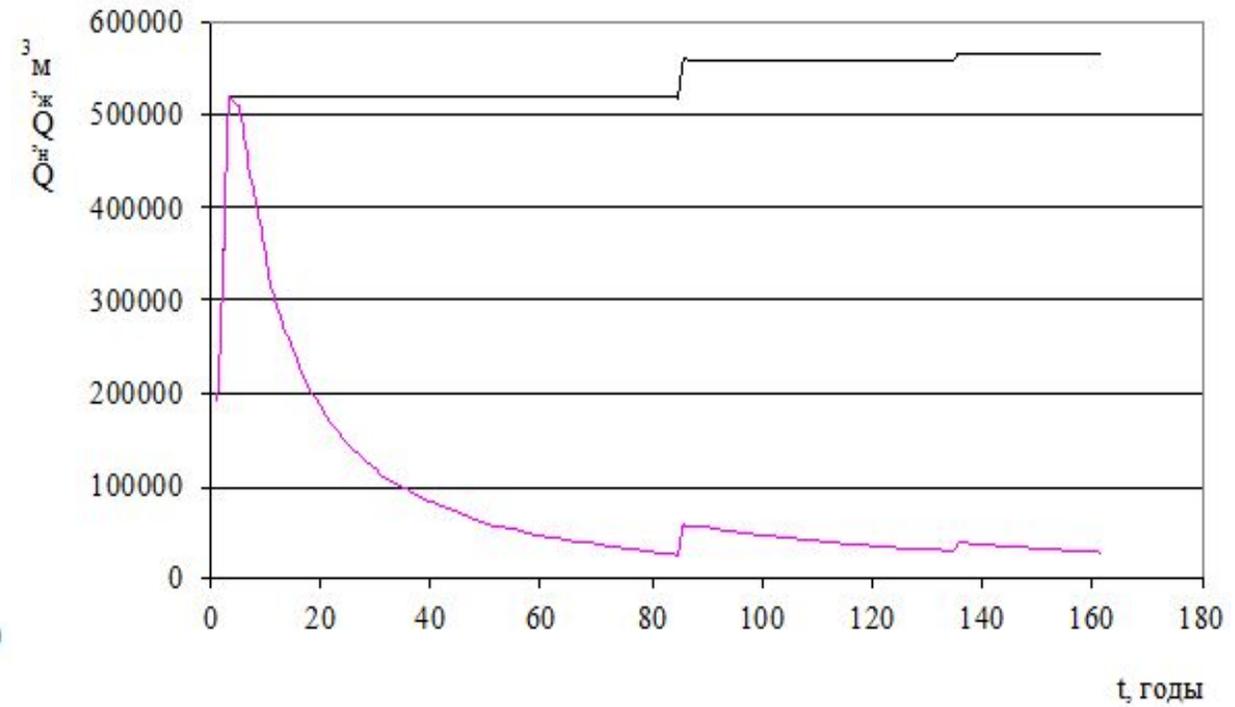


Рисунок 9 – Изменение $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{н}}$ во времени по третьему ряду (1) и по залежи в целом (2)

1



2



Оценка конечной нефтеотдачи и водного фактора

Общий объем добычи нефти за весь период разработки [6]

$$\sum Q_n = 10993551 + 14975729 + 14393365 = 40362645 \text{ м}^3;$$

Общий объем добытой воды

$$\sum Q_w = 32786863 + 49370150 + 51060371 = 133217385 \text{ м}^3;$$

Геологические запасы

$$V_{\text{геол}} = V_e \cdot m \cdot \beta;$$

$$V_{\text{геол}} = 460 \cdot 10^6 \cdot 0,22 \cdot 0,84 = 88704000 \text{ м}^3;$$

Коэффициент нефтеотдачи

$$\frac{\sum Q_n}{V_{\text{геол}}} = \frac{40362645}{88704000} = 0,455;$$

Водный фактор

$$B = \frac{\sum Q_w}{\sum Q_n} = \frac{133217385}{40362645} = 3,301;$$

**Благодарю за
внимание!!!**