

Math-Net.Ru

Общероссийский математический портал

О. В. Локотунин, Е. В. Локотунина, Показатели
разработки слоистого гамма-неоднородного эле-
мента заводнения нефтяной залежи,
Исслед. по информ., 2007, выпуск 12, 141–148

<https://www.mathnet.ru/ipi194>

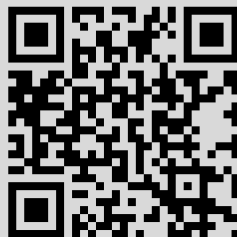
Использование Общероссийского математического портала Math-Net.Ru подразумевает, что вы прочитали и согласны с пользовательским соглашением

<https://www.mathnet.ru/rus/agreement>

Параметры загрузки:

IP: 18.97.9.173

27 апреля 2025 г., 10:43:31



ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ СЛОИСТОГО ГАММА - НЕОДНОРОДНОГО ЭЛЕМЕНТА ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

О. В. Локотунин, Е. В. Локотунина

В данной работе на основе подхода, представленного в [1-4], построены формулы расчета модифицированных относительных фазовых проницаемостей (МОФП) и показателей разработки элемента заводнения нефтяной залежи при гамма-распределении абсолютной проницаемости k по толщине слоисто-неоднородного пласта.

Пусть по геофизическим и промысловым данным на скважинах участка нефтяной площади получены аналитические зависимости от параметра k плотности и функции гамма-распределения абсолютной проницаемости $0 \leq k \leq \infty$ с послойной неоднородностью пласта [5]

$$f(k) = (k/\bar{k})^a e^{-k/\bar{k}} / \Gamma(a+1), \quad F(k) = \int_0^k f(k) dk. \quad (1)$$

Выражениям (1) соответствует коэффициент вариации абсолютной проницаемости V - показатель послойной неоднородности пласта, который удовлетворяет соотношению $V^2 = 1/a$. Здесь $a > 0$ - параметр формы кривой гамма-распределения, $\bar{k} > 0$ - средняя проницаемость - параметр масштаба, $\Gamma(x)$ - стандартное обозначение гамма-функции.

Введем усеченный закон гамма-распределения абсолютной проницаемости с плотностями вероятности

$$f_1(k) = f(k) / \int_{k_*}^{\infty} f(k) dk, \quad f_2(k) = f(k) / \int_0^{k_*} f(k) dk. \quad (2)$$

С учетом (1), (2) построены МОФП для воды $k_1(w)$ и нефти $k_2(w)$ [6]. Здесь k_* и $u = k_*/\bar{k}$ - размерный и безразмерный пределы усечения проницаемости, определяемые уравнением

$$F(u) = 1 - w, \quad w = (s - c_1) / (1 - c_2 - c_1), \quad (3)$$

$c_1 \leq s \leq 1 - c_2$ - водонасыщенность, $0 \leq w \leq 1$ - нормированная водонасыщенность, c_1 - насыщенность связанной водой, c_2 - остаточная нефтенасыщенность.

Рассмотрим следующие технологические показатели разработки: w_V , τ_V - водонасыщенность на добывающей галерее, количество прокачан-

ных поровых объёмов воды при заданном уровне обводненности добываемой продукции (ОДП) v , определяемые соотношениями

$$f_*(w_V) = v, \quad \tau_V = 1/f'_*(w_V), \quad (4)$$

где $f_*(w)$, $f'_*(w)$ – функция распределения потоков воды и нефти и ее производная; $\theta_V = \eta_V/A_V$ – относительная нефтеотдача пласта к максимально возможной A_V при используемом способе разработки элемента заводнения нефтяной залежи. Тогда имеем следующие формулы расчета МОФП и показателей разработки.

1. Пласт однородный ($a \rightarrow \infty$, $V^2 = 0$):

$$k_1(w) = \varepsilon_1 \cdot w, \quad k_2(w) = \varepsilon_2(1-w), \quad (5)$$

$$w_0 = \mu/(\mu + \omega), \quad \tau_0 = \mu[(1+\omega)/(\mu + \omega)]^2, \quad (6)$$

$$\theta_0 = w_0 + \tau_0 \cdot \omega/(1+\omega), \quad \omega = (1-v)/v, \quad (7)$$

где $\mu = \bar{\mu}/\bar{\varepsilon}$, $\bar{\mu} = \mu_1/\mu_2$ – отношение вязкостей воды и нефти, $\bar{\varepsilon} = \varepsilon_1/\varepsilon_2$ – отношение значений МОФП в предельных точках изменения водонасыщенности. Параметры – комплексы μ , ω рассматриваются в области $0 < \mu \leq 1$, $0 < \omega < 1$, соответствующей развитой ($0.7 \leq v \leq 0.9$) и поздней ($0.95 \leq v \leq 0.99$) стадии обводнения пласта.

2. Пласт гамма-неоднородный ($a > 0$, $V^2 = 1/a$). В этом случае

$$\theta_V = w_V + \tau_V \cdot \omega/(1+\omega), \quad \Delta\theta = \theta_0 - \theta_V. \quad (8)$$

2.1. При значениях $a = 2.0$, $V^2 = 0.5$ имеем

$$k_1(w) = \varepsilon_1[1 + V^2 \cdot g(u)] \cdot w, \quad k_2(w) = \varepsilon_2[1 - (1 + V^2 g(u)) \cdot w], \quad (9)$$

где $g(u) = u^2/(1+u)$.

Из (3),(4), (9) получим систему уравнений относительно неизвестных предела усечения абсолютной проницаемости $u = u(w)$ и водонасыщенности на добывающей галерее в водный период добычи нефти $w = w_V(u)$:

$$u = -\ln[w/(1+u)], \quad w = w_0/[1 + V^2 \cdot g(u)], \quad (10)$$

которая решается методом итерации. Для ускорения сходимости итерационного процесса в качестве начального приближения принято грубое решение системы (10) $w = w_0$, $u = [2 \cdot (-\ln w)]^{1/2}$. Далее находим

$$\tau_V = \tau_0/[1 + V^2 \cdot (u-a)] = 2\tau_0/u, \quad (11)$$

$$\Delta\tau = \tau_0 - \tau_V = \tau_0 \cdot (1 - 2/u), \quad u \neq 0. \quad (12)$$

2.1.1. При условиях $a = 2.0$, $V^2 = 0.5$, $\tau_V = \tau_0$ задача расчета рассматриваемых показателей разработки гамма-неоднородного пласта решена в аналитически замкнутой форме. В этом случае получены следующие точные формулы для значений параметра $\mu = \mu_*$:

$$\mu_* = \omega \cdot w_0/(1 - w_0) = 2.092877 \cdot \omega, \quad (13)$$

$$w_0 = (1 + 2a)e^{-a} = 0.676676, w_V = w_0 - R = 0.4060, R = ae^{-a} = 0.27067, \quad (14)$$

$$\tau_V = \tau_0 = w_0(1 - w_0)(1 + \omega) / \omega = 0.43757 + 0.218785(\omega + 1/\omega), \quad (15)$$

$$\theta_0 = w_0[1 + (1 - w_0)(1 + \omega)] = 0.895462 + 0.218786\omega, \quad (16)$$

$$\theta_V = \theta_0 - R = 0.64792 + 0.218786\omega, \quad (17)$$

$$\Delta\theta = w_0 - w_V = \theta_0 - \theta_V = R = 0.270670. \quad (18)$$

Анализ зависимостей (13)-(18) показывает, что с ростом обводнения добывающей галереи на развитой и поздней ($0.70 \leq v \leq 0.99$) стадиях разработки однородного ($V = 0$) и гамма-неоднородного ($V^2 = 0.5$) пласта нефтеотдача является линейной функцией параметра ω . На заданном интервале изменения ОДП разница в нефтеотдачах является постоянной величиной и составляет $\Delta\theta = 0.2707$. При $\omega \rightarrow 0$ количество прокачанных поровых объемов воды $\tau_V = \tau_0$ неограниченно растет как $O(1/\omega)$, а нефтеотдача слабо линейно убывает. Результаты расчета показателей разработки по формулам (3)-(18) приведены в таблице 1.

Табл. 1

| v | 0.70 | 0.75 | 0.80 | 0.85 | 0.90 | 0.95 | 0.98 | 0.99 |
|-------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|
| ω | 3/7 | 1/3 | 1/4 | 3/17 | 1/9 | 1/19 | 1/49 | 1/99 |
| μ | 0.8969 | 0.6976 | 0.5232 | 0.3693 | 0.2325 | 0.1102 | 0.0427 | 0.0211 |
| $\tau_V = \tau_0$ | 1.0418 | 1.1668 | 1.3674 | 1.7160 | 2.4309 | 4.6060 | 11.1625 | 22.0995 |
| θ_0 | 0.9894 | 0.9684 | 0.9502 | 0.9341 | 0.9198 | 0.9070 | 0.8999 | 0.8977 |
| θ_V | 0.7187 | 0.6977 | 0.6795 | 0.6634 | 0.6491 | 0.6363 | 0.6292 | 0.6270 |

2.2. Случай $a = 1.0$, $V^2 = 1.0$ соответствует экспоненциальному распределению абсолютной проницаемости по толщине слоисто-неоднородного пласта [6]. Выражения для расчета МОФП при экспоненциальном распределении параметра k (МОФП-е) имеют вид

$$k_1(w) = \varepsilon_1 \cdot w(1 + V \cdot u), \quad k_2(w) = \varepsilon_2 [1 - w(1 + V \cdot u)], \quad u = u(w) = -\ln(w). \quad (19)$$

Из (3), (4), (19) получим систему уравнений относительно неизвестных $u = u(w)$, $w = w(u)$ вида

$$u = -\ln(w), \quad w = w_0 / (1 + u), \quad (20)$$

где $w = w_0$ можно взять в качестве начального приближения для решения системы (20) методом итераций. Далее находим

$$\tau_V = \tau_0 \cdot w_V / (w_0 - w_V). \quad (21)$$

2.2.1. При условиях $a = 1.0$, $V^2 = 1.0$, $\tau_V = \tau_0$ задача расчета указанных показателей разработки гамма-неоднородного пласта решена в аналитически замкнутой форме. Для параметра $\mu = \mu_*$ с учетом (19)-(21) получены следующие точные формулы

$$\mu_* = \omega \cdot w_0 / (1 - w_0) = 2.784422 \cdot \omega, \quad (22)$$

$$w_0 = 2w_V = 0.735759, \quad w_V = 1/e = 0.367879, \quad (23)$$

$$\tau_V = \tau_0 = w_0(1 - w_0)(1 + \omega)^2 / \omega = 0.388835 + 0.194418(\omega + 1/\omega), \quad (24)$$

$$\theta_0 = w_0[1 + (1 - w_0)(1 + \omega)] = 0.930177 + 0.194418\omega, \quad (25)$$

$$\theta_V = \theta_0 - 1/e = 0.562298 + 0.194418\omega, \quad \Delta\theta = 1/e = 0.367879. \quad (26)$$

Из (22)-(26) следует, что для однородного и гамма-неоднородного пластов в заданном диапазоне изменения ОДП водонасыщенности являются постоянными величинами и соответственно равны $w_0 = 0.735759$, $w_V = 0.367879$. При этом с ростом показателя неоднородности пласта от $V^2 = 0.5$, как в п. 2.1, до $V^2 = 1.0$, как в данном случае, разница в нефтеотдаче увеличилась с 0.2707 до 0.3679. Качественное изменение других сравниваемых показателей разработки совпадает. Результаты расчетов по формулам (22)-(26) приведены в таблице 2.

Табл. 2

| ν | 0.75 | 0.80 | 0.85 | 0.90 | 0.95 | 0.98 | 0.99 |
|-------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ω | 1/3 | 1/4 | 3/17 | 1/9 | 1/19 | 1/49 | 1/99 |
| μ_* | 0.92814 | 0.69611 | 0.49137 | 0.30938 | 0.14655 | 0.05682 | 0.02812 |
| $\tau_V = \tau_0$ | 1.03690 | 1.21511 | 1.52485 | 2.16020 | 4.09301 | 9.91929 | 19.6382 |
| θ_0 | 0.99498 | 0.97878 | 0.96449 | 0.95178 | 0.94041 | 0.93414 | 0.93214 |
| θ_V | 0.62710 | 0.61090 | 0.59661 | 0.58390 | 0.57253 | 0.56626 | 0.56426 |

2.2.2. При условиях $\alpha = 1.0$, $V^2 = 1.0$, $\tau_V \neq \tau_0$ задача расчета показателей разработки гамма-неоднородного пласта формулируется как задача на поиск экстремума функций τ_0 , τ_V , $\Delta\theta = \theta_0 - \theta_V$ относительно параметра μ . Численным методом со сглаживанием полученных данных способом наименьших квадратов, построены зависимости для определения параметра μ_* , дающего максимум указанным функциям.

а) При $\mu_* = \omega$ достигается максимум функции τ_0 . В этом случае формулы для расчета показателей разработки принимают вид

$$w_0 = 0.5, \quad w_V = 0.18668, \quad \tau_0 = 0.5 + 0.25(\omega + 1/\omega), \quad (27)$$

$$\tau_V = 0.29792 + 0.14896(\omega + 1/\omega), \quad \Delta\tau = 0.20208 + 0.10104(\omega + 1/\omega), \quad (28)$$

$$\theta_0 = 0.75 + 0.25\omega, \quad \theta_V = 0.335642 + 0.148958\omega, \quad (29)$$

$$\Delta\theta = \theta_0 - \theta_V = 0.414358 + 0.101042\omega. \quad (30)$$

Результаты расчетов по формулам (27)-(30) приведены в таблице 3.

Табл. 3

| ν | 0.70 | 0.75 | 0.80 | 0.85 | 0.90 | 0.95 | 0.98 | 0.99 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| μ_* | 0.4286 | 0.3333 | 0.2500 | 0.1765 | 0.1111 | 0.0526 | 0.0204 | 0.0101 |
| τ_0 | 1.1905 | 1.3333 | 1.5625 | 1.9608 | 2.7778 | 5.2632 | 12.755 | 25.252 |
| τ_V | 0.7093 | 0.7944 | 0.9310 | 1.1683 | 1.6551 | 3.1360 | 7.6000 | 15.046 |
| θ_0 | 0.8571 | 0.8333 | 0.8125 | 0.7941 | 0.7778 | 0.7632 | 0.7551 | 0.7525 |
| θ_V | 0.3995 | 0.3853 | 0.3729 | 0.3619 | 0.3522 | 0.3435 | 0.3387 | 0.3371 |
| $\Delta\tau$ | 0.4812 | 0.5389 | 0.6315 | 0.7925 | 1.1227 | 2.1272 | 5.1552 | 10.2062 |

| | | | | | | | | |
|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| $\Delta\theta$ | 0.4577 | 0.4480 | 0.4396 | 0.4322 | 0.4256 | 0.4197 | 0.4164 | 0.4154 |
|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|

б) При $\mu_* = 3.27611\omega$ достигается максимум функции τ_V . В этом случае формулы для расчета показателей разработки принимают вид

$$w_0 = 0.76614, w_V = 0.39960, \tau_0 = 0.35834 + 0.17917(\omega + 1/\omega), \quad (31)$$

$$\tau_V = 0.3906 + 0.1953(\omega + 1/\omega), \Delta\tau = -0.0323 - 0.0162(\omega + 1/\omega), \quad (32)$$

$$\theta_0 = 0.9453 + 0.1792\omega, \theta_V = 0.5949 + 0.1953\omega, \Delta\theta = 0.3504 - 0.0162\omega. \quad (33)$$

Результаты расчетов по формулам (31)–(33) приведены в таблице 4.

Табл. 4

| | | | | | | | |
|----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| ν | 0.75 | 0.80 | 0.85 | 0.90 | 0.95 | 0.98 | 0.99 |
| μ_* | 1.09204 | 0.81903 | 0.57814 | 0.36401 | 0.17243 | 0.06686 | 0.03309 |
| τ_0 | 0.9556 | 1.1198 | 1.4052 | 1.9908 | 3.7720 | 9.1412 | 18.0978 |
| τ_V | 1.0418 | 1.2208 | 1.5320 | 2.1703 | 4.1122 | 9.9658 | 19.7303 |
| $\Delta\tau$ | -0.0862 | -0.1010 | -0.1268 | -0.1796 | -0.3402 | -0.8246 | -1.6325 |
| θ_0 | 1.0000 | 0.9901 | 0.9769 | 0.9652 | 0.9547 | 0.9490 | 0.9471 |
| θ_V | 0.6600 | 0.6438 | 0.6294 | 0.6166 | 0.6052 | 0.5989 | 0.5969 |
| $\Delta\theta$ | 0.3450 | 0.3463 | 0.3475 | 0.3486 | 0.3495 | 0.3500 | 0.3502 |

с) При $\mu_* = 1.032538\omega$ достигается максимум функции $\Delta\theta = \theta_0 - \theta_V$. В этом случае формулы для расчета показателей разработки принимают вид

$$w_0 = 0.5080, w_V = 0.1915, \tau_0 = 0.4999 + 0.2499(\omega + 1/\omega), \quad (34)$$

$$\tau_V = 0.3024 + 0.1512(\omega + 1/\omega), \Delta\tau = 0.1975 + 0.0987(\omega + 1/\omega), \quad (35)$$

$$\theta_0 = 0.7579 + 0.2499\omega, \theta_V = 0.3427 + 0.1512\omega, \Delta\theta = 0.4152 + 0.0987\omega. \quad (36)$$

Результаты расчетов по формулам (34)–(36) приведены в таблице 5.

Табл. 5

| | | | | | | | | |
|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| ν | 0.70 | 0.75 | 0.80 | 0.85 | 0.90 | 0.95 | 0.98 | 0.99 |
| μ_* | 0.4425 | 0.3442 | 0.2581 | 0.1822 | 0.1147 | 0.0543 | 0.0211 | 0.0104 |
| τ_0 | 1.1902 | 1.3330 | 1.5621 | 1.9603 | 2.7771 | 5.2618 | 12.752 | 25.246 |
| τ_V | 0.7201 | 0.8065 | 0.9451 | 1.1860 | 1.6801 | 3.1834 | 7.7149 | 15.274 |
| $\Delta\tau$ | 0.4701 | 0.5265 | 0.6170 | 0.7743 | 1.0969 | 2.0784 | 5.0370 | 9.9722 |
| θ_0 | 0.8651 | 0.8413 | 0.8204 | 0.8020 | 0.7857 | 0.7711 | 0.7630 | 0.7605 |
| θ_V | 0.4075 | 0.3931 | 0.3805 | 0.3694 | 0.3595 | 0.3507 | 0.3458 | 0.3442 |
| $\Delta\theta$ | 0.4575 | 0.4481 | 0.4399 | 0.4327 | 0.4262 | 0.4204 | 0.4173 | 0.4162 |

2.2.3. Рассмотрим частный случай относительных фазовых проницаемостей степенного типа (ОФП-с) [3] для неизвестного закона распределения абсолютной проницаемости k в слоисто-неоднородном пласте, которые описываются зависимостями

$$k_1(w) = \varepsilon_1 [1 - (1 - w)^b], \quad k_2(w) = \varepsilon_2 (1 - w)^b. \quad (37)$$

Соотношениям (37) соответствуют формулы для расчета показателей разработки

$$w_c = 1 - (1 - w_0)^{1/b}, \quad \tau_c = \tau_0(1 - w_0)^{(1/b)-1}, \quad \theta_c = w_c + \tau_c \cdot \omega / (1 + \omega). \quad (38)$$

Результаты расчетов параметра кривизны $b = b(\mu, \nu)$ ОФП-с вида (37), показателей разработки (38) в сравнении с МОФП-е (19) и показателями τ_e, θ_e из (20), (21) по критерию близости коэффициентов нефтеотдачи $|\theta_c - \theta_e| < 0.001$ приведены в таблицах 6-9.

В таблице 6 представлена зависимость $b = b(\mu, \nu)$ кривизны ОФП-с, при которой с приемлемой для практики точностью воспроизведены данные нефтеотдачи, вычисленные на основе МОФП-е, и сведены в таблицы 7-9. При этом количество прокачанных поровых объемов воды занижено и относительная погрешность $1 - \tau_c / \tau_e$ изменяется в пределах от 0.064 до 0.156. Таким образом, регуляризованные ОФП-с с данными из таблицы 6 удовлетворительно приближают МОФП-е и применимы для расчета показателей разработки гамма-неоднородного пласта с $V = 1.0$ по простым аналитическим формулам (38).

$$b = b(\mu, \nu)$$

Табл. 6

| μ | 0.001 | 0.005 | 0.010 | 0.050 | 0.100 | 0.250 | 0.500 | 1.000 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| ν | | | | | | | | |
| 0.99 | 4.740 | 3.424 | 3.034 | 2.520 | 2.411 | 2.319 | 2.272 | 2.239 |
| 0.98 | 5.439 | 3.933 | 3.428 | 2.687 | 2.520 | 2.383 | 2.318 | 2.272 |
| 0.95 | 6.432 | 4.771 | 4.138 | 3.047 | 2.761 | 2.521 | 2.409 | 2.334 |
| 0.90 | 7.276 | 5.512 | 4.811 | 3.467 | 3.063 | 2.696 | 2.521 | 2.406 |
| 0.85 | 7.778 | 5.996 | 5.259 | 3.789 | 3.309 | 2.848 | 2.619 | 2.467 |
| 0.80 | 8.157 | 6.362 | 5.608 | 4.058 | 3.524 | 2.989 | 2.711 | 2.523 |
| 0.75 | 8.451 | 6.664 | 5.897 | 4.295 | 3.720 | 3.123 | 2.801 | 2.578 |
| 0.70 | 8.693 | 6.906 | 6.156 | 4.511 | 3.904 | 3.253 | 2.891 | 2.635 |

$$\nu = 0.95$$

Табл. 7

| μ | b | τ_e | τ_c | $1 - \tau_c / \tau_e$ | θ_e | θ_c |
|-------|-------|----------|----------|-----------------------|------------|------------|
| 0.001 | 6.432 | 0.0651 | 0.0609 | 0.0645 | 0.0060 | 0.0060 |
| 0.005 | 4.771 | 0.4101 | 0.3756 | 0.0841 | 0.0376 | 0.0376 |
| 0.010 | 4.138 | 0.8582 | 0.7789 | 0.0924 | 0.0801 | 0.0801 |
| 0.050 | 3.047 | 3.0585 | 2.7036 | 0.1160 | 0.3321 | 0.3320 |
| 0.100 | 2.761 | 3.8965 | 3.3972 | 0.1281 | 0.4899 | 0.4898 |
| 0.250 | 2.521 | 4.0243 | 3.4469 | 0.1435 | 0.6728 | 0.6727 |
| 0.500 | 2.409 | 3.5124 | 2.9792 | 0.1518 | 0.7722 | 0.7722 |
| 1.000 | 2.334 | 2.8142 | 2.3741 | 0.1564 | 0.8416 | 0.8416 |

$$\nu = 0.98$$

Табл. 8

| μ | b | τ_e | τ_c | $1 - \tau_c / \tau_e$ | θ_e | θ_c |
|-------|-------|----------|----------|-----------------------|------------|------------|
| 0.001 | 5.439 | 0.4707 | 0.4343 | 0.0773 | 0.0174 | 0.0174 |
| 0.005 | 3.933 | 2.6739 | 2.4145 | 0.0970 | 0.1025 | 0.1025 |

| | | | | | | |
|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 0.010 | 3.428 | 4.8773 | 4.3570 | 0.1067 | 0.1969 | 0.1969 |
| 0.050 | 2.687 | 9.8178 | 8.5049 | 0.1337 | 0.5395 | 0.5394 |
| 0.100 | 2.520 | 9.7174 | 8.3147 | 0.1443 | 0.6719 | 0.6718 |
| 0.250 | 2.383 | 7.9099 | 6.6929 | 0.1538 | 0.7958 | 0.7957 |
| 0.500 | 2.318 | 6.1981 | 5.2296 | 0.1562 | 0.8573 | 0.8573 |
| 1.000 | 2.272 | 4.6570 | 3.9335 | 0.1554 | 0.8999 | 0.8999 |

$\nu = 0.99$

Табл. 9

| μ | b | τ_e | τ_c | $1 - \tau_c / \tau_e$ | θ_e | θ_c |
|-------|-------|----------|----------|-----------------------|------------|------------|
| 0.001 | 4.740 | 2.0593 | 1.8818 | 0.0862 | 0.0385 | 0.0385 |
| 0.005 | 3.424 | 9.7310 | 8.6854 | 0.1074 | 0.1977 | 0.1977 |
| 0.010 | 3.034 | 14.9740 | 13.2017 | 0.1184 | 0.3349 | 0.3349 |
| 0.050 | 2.520 | 19.2151 | 16.4325 | 0.1448 | 0.6716 | 0.6716 |
| 0.100 | 2.411 | 16.6641 | 14.1282 | 0.1522 | 0.7701 | 0.7700 |
| 0.250 | 2.319 | 12.2221 | 10.3159 | 0.1560 | 0.8568 | 0.8568 |
| 0.500 | 2.272 | 9.1829 | 7.7550 | 0.1555 | 0.8996 | 0.8996 |
| 1.000 | 2.239 | 6.7307 | 5.7107 | 0.1515 | 0.9292 | 0.9292 |

2.3. При значениях параметров $a = 0.5$, $V^2 = 2.0$ имеем

$$k_1(w) = \varepsilon_1 w [1 + V^2 g(u) / w], \quad k_2(w) = \varepsilon_2 w [1 - V^2 g(u) / (1 - w)], \quad (39)$$

где $u = u(w)$, $g(u) = (u/\pi)^{1/2} e^{-u}$. Из (3), (4), (39) получим систему уравнений относительно $u = u(w)$, $w = w_V(u)$

$$u = u + w - \operatorname{erfc}(u^{1/2}), \quad w = w_0 - V^2 u^{1/2} e^{-u} / (\pi^{1/2}), \quad (40)$$

которая с заданной степенью точности $\varepsilon = 10^{-7}$ реализуется методом итерации. Здесь $\operatorname{erfc}(x) = 2 / (\pi^{1/2}) \int_x^\infty e^{-t^2} dt$. Для ускорения сходимости итерационного процесса в качестве начального приближения принято грубое решение системы (40)

$$u = (1/1.26) \{-\ln[w(2-w)]\}, \quad w = w_0. \quad (41)$$

Далее находим

$$\tau_V = \tau_0 / R, \quad \Delta\tau = \tau_0(1 - 1/R), \quad R = 1 + V^2(u - a)e^{-u}. \quad (42)$$

2.3.1. При условиях $a = 0.5$, $V^2 = 2.0$, $\tau_V = \tau_0$ задача расчета заданных показателей гамма-неоднородного пласта решена в аналитически замкнутой форме. В этом случае получены следующие точные формулы для значений параметра $\mu = \mu_*$:

$$\mu_* = \omega \cdot w_0(1 - w_0) = 4.031086\omega, \quad (43)$$

$$w_0 = R + \operatorname{erfc}(a^{1/2}) = 0.80125, \quad w_V = w_0 - R = 0.31731, \quad R = (\pi \cdot a \cdot e)^{-1/2}, \quad (44)$$

$$\tau_V = \tau_0 = 0.31849 + 0.15925(\omega + 1/\omega), \theta_0 = 0.9605 + 0.1592\omega, \quad (45)$$

$$\theta_V = 0.4766 + 0.1592\omega, \Delta\theta = \theta_0 - \theta_V = R = 0.483941. \quad (46)$$

Результаты расчета показателей разработки по формулам (39)-(46) приведены в таблице 10.

Табл. 10

| ν | 0.85 | 0.90 | 0.95 | 0.98 | 0.99 |
|-------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| μ_* | 0.71137 | 0.44790 | 0.21216 | 0.08227 | 0.04072 |
| $\tau_V = \tau_0$ | 1.24900 | 1.7694 | 3.35257 | 8.12485 | 16.0856 |
| θ_0 | 0.98860 | 0.97819 | 0.96888 | 0.96375 | 0.96211 |
| θ_V | 0.50466 | 0.49425 | 0.48494 | 0.47981 | 0.47817 |
| $\Delta\theta$ | 0.48394 | 0.48394 | 0.48394 | 0.48394 | 0.48394 |

Таким образом, из полученных результатов следует, что для исследования процесса вытеснения нефти водой из однородного и гамма-неоднородного пластов построены точные и приближённые формулы расчета МОФП и показателей разработки. Показано, что на поздних стадиях разработки количество прокачанных поровых объёмов воды неограниченно растёт. Коэффициент нефтеотдачи и разница в нефтеотдаче, слабо линейно изменяясь, достигают при $\omega \rightarrow 0$ своих конечных значений. В частном случае при $\tau_V = \tau_0$ существуют такие значения параметра μ , при которых на развитой и поздней стадиях разработки разница в нефтеотдаче существенна и постоянна для рассмотренных значений показателя неоднородности V слоистого пласта.

Литература

1. Локотунин В.А., Локотунин О.В. Расчет нефтенасыщенности в скважинах залежи по геофизическим и промысловым данным // Исследования по информатике. Вып. 4. – Казань: Отечество, 2002. – С. 99-104.
2. Локотунин В.А., Локотунина Е.В. Зависимость нефтеотдачи в элементе заводнения залежи от послойной неоднородности пласта // Исследования по информатике. Вып. 6. – Казань: Отечество, 2003. – С. 105-110.
3. Локотунин В.А., Локотунина Е.В., Локотунин О.В. Исследование показателей разработки слоистого элемента нефтяной залежи // Исследования по информатике. Вып. 8. – Казань: Отечество, 2004. – С. 109-114.
4. Локотунин О.В., Локотунина Е.В. Оценка влияния на нефтеотдачу различных типов послойной неоднородности пласта // Исследования по информатике. Вып. 10. – Казань: Отечество, 2006. – С. 89-94.
5. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986.
6. Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. Геология и имитация разработки залежей нефти. – М.: Недра, 1996.