

УДК 532.546

© 2006 г. М. В. ЗАЙЦЕВ, Н. Н. МИХАЙЛОВ

## ВЛИЯНИЕ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ НА ФИЛЬТРАЦИЮ В ОКРЕСТНОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Предложены модели распределения остаточной нефтенасыщенности и моделей ее влияния на фильтрацию в нагнетательных скважинах. Пороговый характер зависимости остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа обуславливает изменение режимов фильтрации в окрестности нагнетательной скважины. Рассмотрены случаи чистого, загрязненного и сжимаемого пласта. Получены зависимости основных параметров задачи от условий вытеснения и состояния пласта. Получены формулы для распределения давления и приемистости скважин. Показана актуальность подобного моделирования для промысловых расчетов.

*Ключевые слова:* остаточная нефтенасыщенность, фильтрация, околоскважинная зона, приемистость скважин.

Фильтрация в окрестности нагнетательной скважины определяет приемистость скважины, важнейшую характеристику используемой системы разработки. В соответствии с общепринятыми гидродинамическими моделями для оценки приемистости используются формулы, аналогичные по структуре формуле Дюпюи [1,2]. Длительная промывка нефтеносного пласта обуславливает формирование остаточной нефтенасыщенности в окрестности нагнетательной скважины.

Традиционно остаточное нефтенасыщение считалось фиксированной величиной, зависящей от коллекторских свойств пласта. Соответственно фазовая проницаемость для воды  $k_f$  при наличии остаточной нефти определялась соотношением  $k_f = k_0 f_v(s)$ , где  $k_0$  – абсолютная проницаемость,  $s$  – водонасыщение промытой зоны,  $f_v(s)$  – относительная фазовая проницаемость в промытой зоне,  $s = 1 - s_{or}$  ( $s_{or}$  – значение остаточной нефтенасыщенности). Анализ состояния остаточной нефти в промытых пластах показал, что в гидрофильных пластах остаточная нефтенасыщенность зависит от гидродинамических условий вытеснения [3].

**1. Общие уравнения.** В процессе вытеснения нефти водой при снижении нефтенасыщенности ниже определенного значения нефть разбивается на отдельные капли-глобулы, удерживаемые в пористой среде капиллярными силами. При заданных условиях вытеснения нефтенасыщенность ниже этой величины не снижается, это значение считается остаточным. Остаточная нефтенасыщенность зависит от соотношения между гидродинамическими и капиллярными силами, которое характеризуется капиллярным числом  $N_c = k_f \Delta p / (\sigma L)$ , где  $k_f$  – фазовая проницаемость для воды,  $\Delta p$  – перепад давления на длине образца  $L$ ,  $\sigma$  – межфазное натяжение на границе вода–нефть.

Обобщение экспериментальных исследований позволяет определять режимы образования остаточной нефти. Первый (капиллярный режим) характеризуется постоянным значением остаточной нефтенасыщенности при малых значениях капиллярного числа. При достижении капиллярным числом критического значения  $N_{c1}$ , гидродинамический напор на крупные глобулы становится больше капиллярных сил, и они начинают дробиться, при этом часть мелких глобул становится подвижной. При этом остаточная нефтенасыщенность уменьшается (капиллярно-напорный режим). При достижении критического значения  $N_{c2}$  вся капиллярно заземленная нефть вымывается из пори-

стой среды (автомодельный режим). В широком диапазоне изменения проницаемости (от 40.8 до 2190 мД) величина  $N_{c1}$  составляет  $2.7 \cdot 10^{-5}$ – $4.9 \cdot 10^{-5}$  [4].

В зависимости от режимов фильтрации остаточная нефтенасыщенность  $s_{or}$  определяется соотношением

$$s_{or} = \begin{cases} s_{or}^{\max}, & N_c < N_{c1} \\ 1 - s_{wr} - CN_c^\delta, & N_{c1} < N_c \leq N_{c2} \\ s_{or}^{\min}, & N_c > N_{c2} \end{cases} \quad (1.1)$$

где  $C$  – коэффициент, определяемый коллекторскими свойствами пласта,  $\delta$  – коэффициент, определяемый структурой порового пространства,  $s_{wr}$  – коэффициент остаточной водонасыщенности пласта.

Кроме остаточной нефтенасыщенности в окрестности нагнетательной скважины меняются и значения абсолютной проницаемости. Изменение абсолютной проницаемости пласта  $k_0$  зависит от загрязнения околоскважинной зоны и деформации пласта при нагнетании. Зависимость проницаемости в околоскважинной зоне пласта от этих эффектов может быть представлена в виде [5]

$$k(r, p) = k_0 A(r) f(p) \quad (1.2)$$

где  $A(r)$  и  $f(p)$  – функции, описывающие влияние засорения и деформации соответственно. Обобщая это представление на случай промытого пласта для фазовой проницаемости по воде  $k_f$ , получаем

$$k_f = k(r, p) f_v(s), \quad f_v(s) = D(s - s_{wr})^\beta \quad (1.3)$$

где  $s$  – водонасыщение промытой зоны,  $f_v(s)$  – функция относительной фазовой проницаемости для нагнетаемой воды в окрестности скважины,  $D$  и  $\beta$  – константы.

Выражение для водонасыщения в полностью промытой зоне  $s$  в зависимости от  $N_c$  может быть получено из (1.1) с учетом того, что  $s = 1 - s_{or}$ .

Граничные значения  $N_{c1}$  и  $N_{c2}$  достигаются на некоторых фиксированных расстояниях от стенки скважины, обозначим соответствующие им радиусы через  $r_1$  и  $r_2$ . Тогда зависимость относительной фазовой проницаемости от радиуса будет иметь вид

$$f_v(r) = \begin{cases} f_2, & r \in D_1 \\ B \left( \frac{k_f dp}{\sigma dr} \right)^\gamma, & \gamma = \beta\delta, \quad B = CD, \quad r \in D_2 \\ f_1, & r \in D_3 \end{cases} \quad (1.4)$$

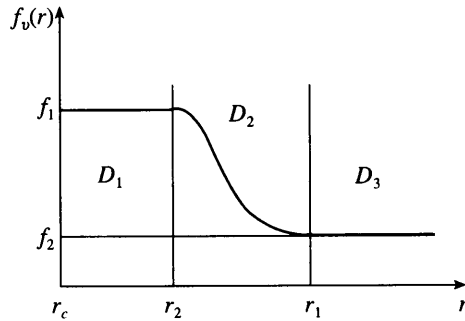
$$D_1 = \{r_c \leq r \leq r_2\}, \quad D_2 = \{r_2 < r < r_1\}, \quad D_3 = \{r_1 \leq r \leq r_k\}$$

Схематически эта зависимость дана на фиг. 1. В [4] получены значения констант, определяющих зависимости (1.1) и (1.4) для конкретного образца.

Из уравнения неразрывности с учетом закона Дарси получим систему для решения задачи.

$$\frac{d}{dr} \left[ r \left( A(r) f(p) \frac{dp}{dr} \right)^{1/(1-\gamma)} \right] = 0 \quad (1.5)$$

Для областей  $D_1$  и  $D_3$  (1.5) сводится к уравнению, полученному в [5].



Фиг. 1. Режимы вытеснения остаточной нефти. Области  $D_1, D_2, D_3$ : автомодельный, капиллярно-напорный, капиллярный режимы образования остаточной нефти

Зона капиллярного режима находится на расстоянии порядка нескольких десятков метров от скважины [6]. В то же время радиус околоскважинной зоны составляет самое большее несколько метров, поэтому будем считать, что  $r_{вз} < r_1$ , т.е. в третьей зоне  $A \equiv 1$ .  
 Зададим условия на скважине и контуре

$$p(r = r_c) = p_c, \quad p(r = r_k) = p_k \tag{1.6}$$

а также обозначим давление при  $r = r_i$  через  $p_i$ . На границах зон имеем

$$\frac{k_f(p, r) dp}{\sigma} \frac{dr}{dr}(r = r_i) = N_{ci} \Rightarrow \frac{dp}{dr}(r = r_i) = \frac{N_{c2}\sigma}{k_f(p, r)} = G_i \tag{1.7}$$

Из равенства давлений и скоростей фильтрации в месте сшивки решений получим условия на границах

$$\frac{dp}{dr}(r = r_i^-) = \frac{dp}{dr}(r = r_i^+) = G_i \tag{1.8}$$

Для решения задачи введем функции

$$\Psi(r) = \int_{r_c}^r \frac{dr}{rA(r)}, \quad \Psi_\gamma(r) = \int_{r_2}^r \frac{dr}{r^{(1-\gamma)}A(r)}, \quad \Phi(p) = \int_{p_c}^p f(p) dp \tag{1.9}$$

Тогда, интегрируя систему и удовлетворяя граничные условия, получим соотношения для определения распределения давления в соответствующих областях

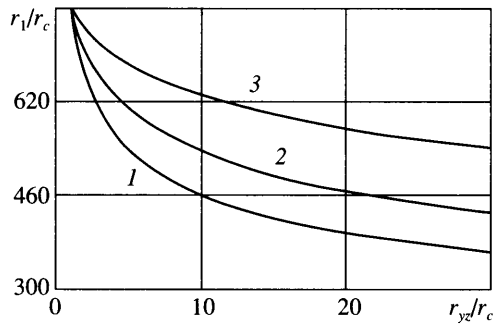
$$\Phi(p) = C_1 \Psi(r), \quad r \in D_1 \tag{1.10}$$

$$\Phi(p) - \Phi(p_2) = C_2 \Psi_\gamma(r), \quad r \in D_2 \tag{1.11}$$

$$\Phi(p) - \Phi(p_1) = C_3 \ln\left(\frac{r}{r_1}\right), \quad r \in D_3 \tag{1.12}$$

$$C_1 = \frac{\Phi(p_2)}{\Psi(r_2)}, \quad C_2 = \frac{\Phi(p_1) - \Phi(p_2)}{\Psi_\gamma(r_1)}, \quad C_3 = \frac{\Phi(p_k) - \Phi(p_1)}{\ln(r_k/r_1)}$$

Из условий на границах зон получим систему для определения  $r_1, p_1, r_2, p_2$ . Из (1.8) следуют условия для границы зон разных режимов:



Фиг. 2. Зависимость размера зоны автомодельного режима от радиуса возмущенной зоны для квадратичной, линейной, корневой функций загрязнения  $A$  (кривые 1–3)

$$r_2^\gamma \frac{\Phi(p_1) - \Phi(p_2)}{\Psi_\gamma(r_1)} = \frac{\Phi(p_2)}{\Psi(r_2)} = G_2 r_2 A(r_2) f(p_2) \quad (1.13)$$

$$r_1^\gamma \frac{\Phi(p_1) - \Phi(p_2)}{\Psi_\gamma(r_1)} = \frac{\Phi(p_k) - \Phi(p_1)}{\ln(r_k/r_1)} = G_1 r_1 f(p_1) \quad (1.14)$$

Для приемистости имеем выражение

$$Q = \left[ \frac{2\pi r_c h k_f(r, p) dp}{\mu} \frac{dr}{dr} \right] (r = r_c) \quad (1.15)$$

где градиент давления определяется системой (1.10)–(1.12).

Так как задача содержит большое число параметров (перепад давления, радиус скважины и контура, константы, определяющие зависимость (1.4), а также функции загрязнения и сжимаемости), влияние каждого из них на решение целесообразно рассматривать в конкретных случаях.

**2. Несжимаемый пласт ( $f(p) \equiv 1$ ).** Система (1.10)–(1.12) может быть приведена к следующему виду:

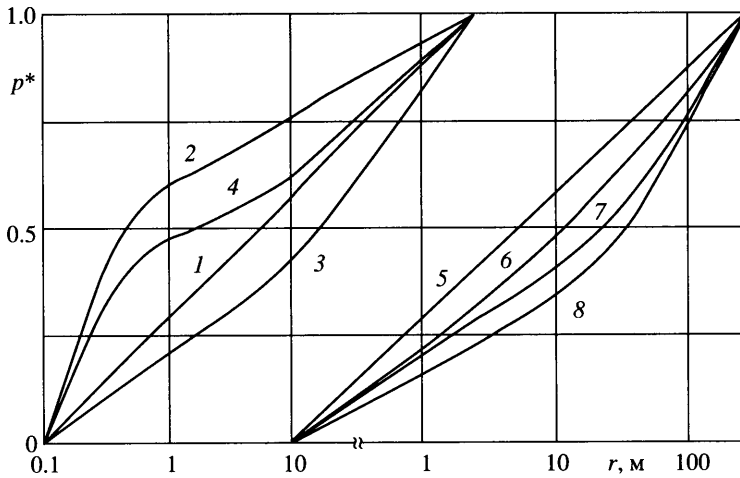
$$r_1 = \left( \frac{G_2}{G_1} A(r_2) \right)^{\gamma/(1-\gamma)} r_2, \quad p_1 = p_k - G_1 r_1 \ln \frac{r_k}{r_1} \quad (2.1)$$

$$p_2 = p_c + G_2 r_2 A(r_2) \Psi(r_2), \quad r_2^\gamma = \Psi_\gamma(r_1) \frac{G_2 r_2 A(r_2)}{p_1(r_1, r_2) - p_2(r_1, r_2)} \quad (2.2)$$

Анализ экспериментальных данных [7] показывает, что отношение  $G_2$  к  $G_1$  – величина постоянная, поэтому  $r_1$  зависит только от  $r_2$ . Давление  $p_1$  выражается через  $r_1$ , а значит, из предыдущего соотношения – и через  $r_2$ . При  $f(p) \equiv 1$ ,  $G_2$  не зависит от давления, а значит, давление  $p_2$  зависит только от радиуса  $r_2$ . Таким образом, в случае несжимаемого пласта решение системы сводится к решению одного уравнения.

Исследуем влияние вида функции загрязнения  $A$ , а также радиуса загрязненной зоны  $r_{uz}$  на размер зоны капиллярно-напорного режима. Радиус  $r_1$  уменьшается с увеличением  $r_{uz}$ , при этом его величина, в зависимости от функции  $A$ , может различаться в несколько раз (фиг. 2).

Интересно сравнить распределение давления по радиусу и приемистость скважины в четырех основных случаях: 1) чистый пласт без доотмыва остаточной нефти:  $A(r) = 1$ ,



Фиг. 3. Распределение давления по радиусу;  $p^* = (p - p_c)/(p_k - p_c)$ ;  $f(p) = 1, \gamma = 0, A = 1$  (1, 5),  $A \neq 1$  (2);  $\gamma \neq 0, A = 1$  (3, 7),  $A \neq 1$  (4);  $A = 1, \gamma = 0, f(p) \neq 1$  (6);  $\gamma \neq 0, f(p) \neq 1$  (8)

$\gamma = 0$ ; 2) загрязненный пласт без доотмыва остаточной нефти:  $A(r) \neq 1, \gamma = 0$ ; 3) чистый промытый нефтенасыщенный пласт:  $A(r) = 1, \gamma \neq 0$ ; 4) загрязненный промытый нефтенасыщенный пласт:  $A(r) \neq 1, \gamma \neq 0$ . Кроме того, необходимо сравнить приемистость для различных состояний околоскважинной зоны.

Из графиков (фиг. 3) видно, что доотмыв остаточной нефти уменьшает потери давления в околоскважинной зоне как для случая незагрязненного пласта (кривые 1 и 3), так и для случая околоскважинной зоны с ухудшенными коллекторскими свойствами (кривые 2, 4). Для изучения влияния доотмыва остаточной нефти на приемистость рассмотрим величину

$$\frac{Q}{Q_0} = f_2 \frac{p_2 - p_c \Psi(r_k)}{p_k - p_c \Psi(r_2)}, \quad Q_0 = \frac{2r_c \pi h k_0 p_k - p_c}{\mu \Psi(r_k)} \quad (2.3)$$

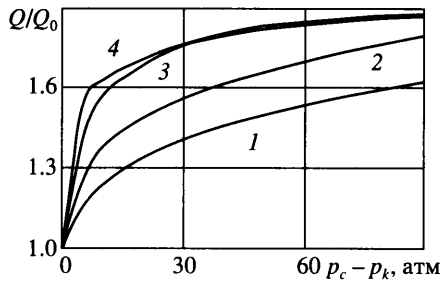
Здесь  $Q_0$  – приемистость скважины для случая постоянной относительной фазовой проницаемости ( $\gamma = 0$ ),  $p_2$  и  $r_2$  находятся из уравнений (2.1), (2.2).

Зависимость приемистости от давления носит нелинейный характер, и эта нелинейность увеличивается с ростом  $\gamma$  (фиг. 4). В то же время с ростом перепада давления эта зависимость приближается к линейной.

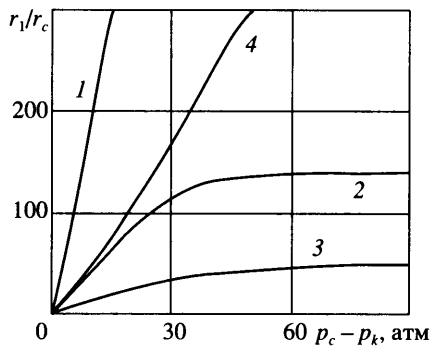
Сравнение кривых 3 и 4 показывает, что различие между величинами  $Q/Q_0$  для чистого и загрязненного пластов не превышает 10%, поэтому влияние доотмыва и загрязнения на производительность скважины можно рассматривать отдельно. Таким образом, задача разделяется на два частных случая, что облегчает ее решение.

**3. Сжимаемый пласт ( $f(p) \neq 1$ ).** В отличие от случая несжимаемого пласта упрощение системы (1.13)–(1.14) возможно лишь для конкретных функций сжимаемости, например экспоненциальной. Следующие графики построены для экспоненциальной зависимости проницаемости от давления  $k/k_0 = \exp(-a_p(p_k - p))$ , где  $a_p$  – коэффициент сжимаемости.

Величина  $\gamma$  оказывает большое влияние на размеры зон, при этом меньшие  $\gamma$  соответствуют большему радиусу зоны капиллярно-напорного режима (фиг. 5). Для перепада давления больше 40 атм, размеры зон для сжимаемого и несжимаемого пластов могут различаться в 2 раза (для других исходных данных это различие может быть и больше). При этом зависимость радиуса  $r_1$  от перепада давления носит нелинейный характер



Фиг. 4. Зависимость приемистости от перепада давления для несжимаемого пласта;  $A \equiv 1$ ;  $\gamma = 0.4; 0.5; 0.6$  (кривые 1–3);  $A \neq 1$ ,  $\gamma = 0.6$  (кривая 4).



Фиг. 5. Зависимость размера зоны капиллярно-напорного режима от перепада давления;  $a_p = 0$ ;  $\gamma = 0.4; 0.5; 0.6$  (кривые 1–3);  $\gamma = 0.5$ ,  $a_p = 0.05 \text{ МПа}^{-1}$  (кривая 4)

для сжимаемого пласта, а для несжимаемого близка к линейной. Кроме того, сжимаемость уменьшает потери давления в околоскважинной зоне (фиг. 3). Из этого следует необходимость учета сжимаемости при проведении расчетов в подобных задачах.

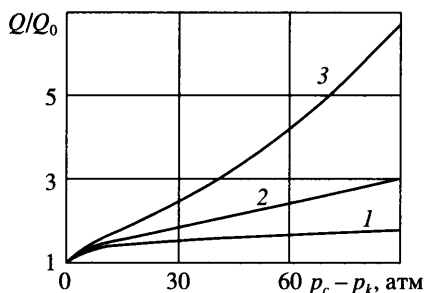
Для анализа влияния сжимаемости на приемистость сравним приемистость при различных коэффициентах  $a_p$ , в том числе и при  $a_p = 0$ . Будем рассматривать безразмерную величину  $Q/Q_0$ , где  $Q_0$  – дебит скважины в несжимаемом пласте без доотмыва остаточной нефти.

$$\frac{Q}{Q_0} = f_2 \frac{\Phi(p_2) \ln(r_k/r_c)}{p_k - p_c \ln(r_2/r_c)}$$

Для достаточно большого перепада давления, даже при небольших значениях  $a_p$ , сжимаемость приводит к изменению приемистости в несколько раз (фиг. 6).

**Заключение.** Для порогового характера зависимости остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа в общем виде получены формулы для распределения давления и приемистости. Они позволяют решить задачу для любого вида зависимостей проницаемости от радиуса и давления и относительной фазовой проницаемости от капиллярного числа.

Разработанные гидродинамические модели показали, что размеры зон различных режимов образования остаточной нефти сильно зависят от состояния околоскважинной



Фиг. 6. Зависимость приемистости от перепада давления для сжимаемого пласта;  $a_p = 0; 0.02; 0.05$  (кривые 1–3);  $\gamma = 0.5$

зоны и для различных функций, моделирующих изменение проницаемости, они могут различаться в несколько раз. Зависимость приемистости от перепада давления носит нелинейный характер. Установлено, что влияние доотмыва остаточной нефти и загрязнения околоскважинных зон на приемистость можно рассматривать отдельно.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат, 1963. 396 с.
2. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993. 415 с.
3. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра, 1992. 269 с.
4. Chatzis I., Morrow N.R. Correlation of Capillary Number Relationship for Sandstones // SPEJ. October 1984. P. 555–562.
5. Зайцев М.В., Михайлов Н.Н. Влияние околоскважинной зоны на продуктивность скважины // Нефт. хоз-во. 2004. № 1. С. 64–66.
6. Михайлов Н.Н., Варламов Д.П., Кленков К.А. Моделирование влияния систем расстановки скважин на остаточное нефтенасыщение заводненных пластов // Бурение и нефть. 2004. № 1. С. 13–15.
7. Джемсюк А.В., Михайлов Н.Н. Гидродинамические модели распределения остаточной нефти в заводненных пластах // Изв. РАН. МЖГ. 2000. № 3. С. 98–104.

Москва

Поступила в редакцию  
16.IX.2005