

УДК 532.546

© 2000 г. А.В. ДЖЕМЕСЮК, Н.Н. МИХАЙЛОВ

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ В ЗАВОДНЕННЫХ ПЛАСТАХ

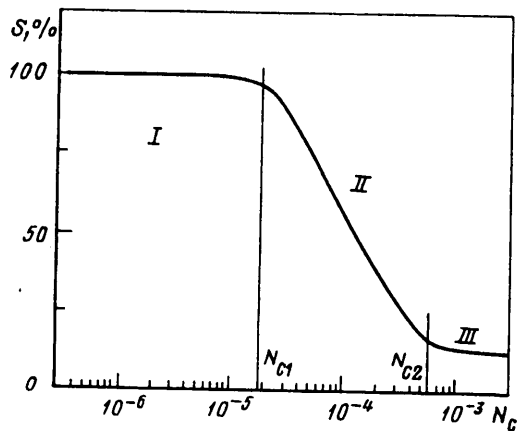
Предложены модели распределения остаточной нефтенасыщенности для случаев линейного, радиально-симметричного и течения общего вида. Модель стационарной фильтрации вытесняющей жидкости позволяет, рассматривая пористую среду с капиллярно-защемленной нефтью как среду с проницаемостью, зависящей от условий вытеснения, находить равновесные распределения остаточной нефтенасыщенности, соответствующие заданным режимам фильтрации. При этом исключается из рассмотрения динамика движения мобилизуемых глобул остаточной нефти. Результаты моделирования указывают на существенно неоднородное в общем случае распределение остаточной нефтенасыщенности, возникающей после воздействия на промытую зону методами повышения нефтеотдачи.

Долгое время в подземной гидромеханике преобладала точка зрения, что остаточная нефтенасыщенность промытых участков пласта определяется структурой порового пространства и поверхностными свойствами скелета и является таким же свойством коллектора, как, например, пористость или проницаемость. В полном противоречии с этими представлениями находятся результаты экспериментов по вытеснению нефти из образцов. Они проводятся с 20–30-х годов и неизменно показывают, что величина остаточной нефтенасыщенности зависит от таких условий вытеснения, как градиент давления, межфазное натяжение, вязкость вытесняющей жидкости. Тем не менее эти две концепции вполне уживались в рамках традиционной технологии нефтедобычи. Это можно объяснить тем, что в условиях обычного заводнения в силу порогового характера действия приведенных факторов практически во всем пласте остаточная нефтенасыщенность не зависит от условий вытеснения.

Однако при применении методов повышения нефтеотдачи, таких, как закачка активных примесей, горячей воды и пара, на больших участках или в виде обработки отдельных скважин, первая точка зрения перестает работать и становится источником ошибочных представлений о процессах вытеснения в пласте и причиной принятия ошибочных решений.

1. Зависимость остаточной нефтенасыщенности от гидродинамических параметров вытеснения. В процессе вытеснения нефти водой при снижении нефтенасыщенности ниже определенного значения нефть разбивается на отдельные капли-глобулы, удерживаемые в пористой среде капиллярными силами [1, 2]. При заданных условиях вытеснения нефтенасыщенность ниже этой величины не снижается, это значение считается остаточным. Для количественного выражения соотношения гидродинамических и капиллярных сил используем капиллярное число вида $N_C = k_0 \Delta p / (\sigma L)$, где k_0 – абсолютная проницаемость, Δp – перепад давления на длине образца L , σ – межфазное натяжение на границе вода/нефть.

Обобщение экспериментальных исследований [2] указывает на качественно единый тип зависимости остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа в гидрофильных пористых средах и позволяет определять режимы образования остаточной нефти (фиг. 1). Первый режим характеризуется постоянным значением остаточной нефтенасыщенности s_{or} при $N_C < 10^{-5}$. Эта величина остаточной нефте-



Фиг. 1. Типичная зависимость остаточной нефтенасыщенности $S = s_{or} / s_{or0}$ от капиллярного числа N_C для гидрофильного песчаника; режимы вытеснения: I – капиллярный, II – капиллярно-напорный, III – автомодельный

насыщенности, называемая начальной остаточной нефтенасыщенностью s_{or0} , характерна при обычном заводнении для большей части пласта. Режим вытеснения при малом капиллярном числе, когда капиллярные силы превышают напорные, назовем капиллярным. При достижении капиллярным числом критического значения N_{C1} гидродинамический напор на крупные глобулы становится больше капиллярных сил и крупные глобулы начинают дробиться, при этом часть мелких глобул становится подвижной. С ростом капиллярного числа их становится все больше, остаточная нефтенасыщенность уменьшается. Такой режим вытеснения остаточной нефти назовем капиллярно-напорным.

Наконец, при достижении другого критического значения N_{C2} вся капиллярно-защемленная нефть вымывается из пористой среды, достигается автомодельность по параметру N_C , а режим вытеснения целесообразно назвать автомодельным.

Обработка экспериментальных данных показывает, что дополнительная к остаточной нефтенасыщенности величина водонасыщенности полностью промытой зоны s_{wfd} ($s_{wfd} = 1 - s_{or}$, $s_{or} \leq s_{or0}$) на участке активного вытеснения капиллярно-защемленной остаточной нефти хорошо описывается степенной функцией. Оценка коэффициентов модели по экспериментальным данным показывает, что для наиболее распространенного типа пород-коллекторов – гидрофильных песчаников – коэффициенты модели лежат в достаточно узком диапазоне [1, 2], а насыщенность определяется выражением

$$s_{wfd} = \begin{cases} s_{w0}, & N_C < N_{C1} \\ s_{wr} + CN_C^\delta, & N_{C1} < N_C < N_{C2} \\ s_{wm}, & N_C > N_{C2} \end{cases} \quad (1.1)$$

где s_{wm} – максимальная водонасыщенность, соответствующая автомодельному режиму; s_{wr} – остаточная водонасыщенность, C и δ – эмпирические коэффициенты, специфичные для данной структуры порового пространства.

Исходя из этого, закон фильтрации для вытесняющей жидкости в полностью промытой зоне можно представить в виде

$$w_w = -\frac{k_0}{\mu_w} f_w(s_{wfd}) \text{ grad } p \quad (1.2)$$

где s_{wfd} определяется из (1.1).

Возникает вопрос о правомерности подобной формулировки закона Дарси в связи с тем, что еще Эфрос [3] указывал на зависимость фазовых проницаемостей от капиллярного числа. Однако дальнейшие исследования (из последних работ можно назвать [4], другие ссылки см. в [2]) показали, что зависимость функции фазовой проницаемости для воды от капиллярного числа хотя и существует, но довольно слабая и ею можно пренебречь.

Используя закон фильтрации (1.2) и уравнение неразрывности для вытесняющей фазы, можно построить модели распределения остаточной нефтенасыщенности для различных иерархических уровней нефтяного пласта: образца, околоскважинной зоны, межскважинного пространства, в которых определяется равновесное распределение остаточной нефтенасыщенности, соответствующее условиям вытеснения в данной точке. Такой подход как для случая вытеснения сплошной нефтяной фазы, так и в случае довытеснения остаточной нефти позволяет устранить из рассмотрения динамику движения дисперсной фазы, на особенности движения которой указано в [5].

Применяемые в теории двухфазной фильтрации модели Баклея – Леверетта и Раппопорта – Лиса не учитывают наличия капиллярно-напорного режима, фактически подразумевая остаточную нефтенасыщенность промытой зоны свойством пористой среды. Попытки вывести остаточную нефтенасыщенность промытой зоны из уравнения Раппопорта – Лиса приводят [2] к противоречию и не могут быть использованы для описания дисперсной фазы. Известные работы по моделированию вытеснения нефти активными примесями, базирующиеся на уравнении Баклея – Леверетта, также фактически не учитывают наличия капиллярно-напорного режима и исключают зависимость остаточной нефтенасыщенности от градиента давления.

В чем-то подобный предлагаемому подход отыскания равновесного распределения целиков вязкопластичной нефти был предложен в [6], однако там рассматривалось равновесие двух сплошных фаз при наличии у нефтяной фазы аномальных физических свойств. В данной работе рассматривается равновесное распределение дисперсной нефтяной фазы, соответствующее заданным условиям вытеснения. В соответствии с этим используется иной закон фильтрации, значительно более сложный, не позволяющий найти аналитическое решение для области фильтрации общего вида.

Распределение остаточной нефтенасыщенности при линейном течении в пласте совпадает со случаем вытеснения остаточной нефти из образца и задается выражением

$$s_{or}(N_C) = 1 - s_{wfd} = \begin{cases} 1 - s_{w0}, & N_C < N_{C1} \\ 1 - s_{wr} - CN_C^\delta, & N_{C1} < N_C < N_{C2} \\ 1 - s_{wm}, & N_C > N_{C2} \end{cases} \quad (1.3)$$

2. Распределение остаточной нефтенасыщенности при радиально-симметричном течении. Для вывода формулы остаточной нефтенасыщенности при радиально-симметричном течении, которым обычно моделируются фильтрационные потоки в околоскважинной области, будем считать пласт однородным и имеющим равную толщину. Рассмотрим случай стационарной фильтрации воды в промытом нефтяном пласте в околоскважинной зоне. Тогда в силу равенства расходов через любое цилиндрическое сечение, соосное скважине, скорость фильтрации будет $w_w = v r_w / r$, где v – скорость фильтрации на стенке скважины, r_w – радиус скважины, r – расстояние в радиальной системе координат. Используя это выражение и $N_C = k_0 \Delta p / (\sigma L)$, получим для капиллярно-напорного режима

$$s_{or} = 1 - s_{wr} - C(N_C r_w / r)^\delta$$

Околоскважинная зона характеризуется значительно большей (на один–два порядка) скоростью фильтрации, чем удаленные части пласта. Поэтому возможны ситуации, когда в околоскважинной зоне будет превышено первое критическое значение

капиллярного числа N_{C1} и произойдет доотмыв какой-то части остаточной нефти. В этом случае возникает зональная неоднородность, связанная с различной фазовой проницаемостью для воды на различных расстояниях от скважины.

Рассмотрим два цилиндрических сечения зонально-неоднородного пласта (проницаемость его $k = k(r)$), соосных скважине. Очевидно, что в кольцевой зоне $[r, r + dr]$ справедлив обычный закон Дарси

$$w_w(r) = \frac{k(r) dp}{\mu_w dr} = \frac{k_0 f_w(r) dp}{\mu_w dr} \quad (2.1)$$

В кольцевой зоне, ограниченной радиусом контура r_c и радиусом скважины r_w , в отсутствие источников и стоков справедливо условие сохранения массы несжимаемой жидкости: $\text{div } w = 0$. В той части пласта, где действует капиллярно-напорный режим вытеснения, функция фазовой проницаемости для воды зависит от капиллярного числа $k(N_C) = k_0 f_w(S_{wfd}) = k_0 A N_C^\alpha$. Используя эти соотношения, получаем уравнение для распределения давления

$$\frac{d}{dr} \left(r \left(\frac{dp}{dr} \right)^{1+\alpha} \right) = 0 \quad (2.2)$$

При капиллярном и автомодельном режимах вытеснения распределение давления при стационарном течении описывается уравнением (2.2) при $\alpha = 0$ [8].

Рассмотрим краевые условия задачи. Для простоты будем считать, что автомодельный режим не достигается. Пусть в области $r_w < r < r_{dz}$ реализуется капиллярно-напорный режим вытеснения. Тогда условия сопряжения в месте сшивки решений уравнений (2.2) при $\alpha \neq 0$ и $\alpha = 0$ следуют из равенства давлений и расходов и задача будет иметь вид

$$\frac{d}{dr} \left(r \left(\frac{dp}{dr} \right)^{1+\alpha} \right) = 0, \quad r_w < r < r_{dz}; \quad p = p_w, \quad r = r_w, \quad p = p_{dz}, \quad r = r_{dz} \quad (2.3)$$

$$\frac{d}{dr} \left(r \frac{dp}{dr} \right) = 0, \quad r_{dz} < r < r_c, \quad p = p_{dz}, \quad r = r_{dz}, \quad p = p_c, \quad r = r_c \quad (2.4)$$

Решения краевой задачи (2.3) и (2.4) даются формулами [8]

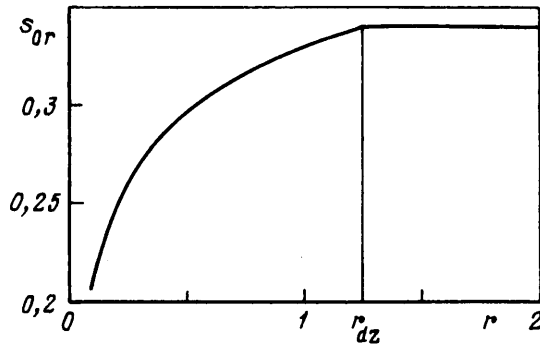
$$p(r) = p_w + \frac{r_c^{\alpha/(1+\alpha)} - r_w^{\alpha/(1+\alpha)}}{r_{dz}^{\alpha/(1+\alpha)} - r_w^{\alpha/(1+\alpha)}} (p_{dz} - p_w)$$

$$p(r) = p_w + (p_{dz} - p_w) \frac{\ln(r/r_{dz})}{\ln(r_c/r_{dz})}$$

В полученных двух решениях имеем два неизвестных p_{dz} и r_{dz} , которые могут быть найдены из условия равенства скоростей. Найдя величину r_{dz} , можно определить величину давления в точке склейки обоих решений p_{dz} . Теперь, зная распределение давления в области, можно найти распределение градиента давления и распределение остаточной нефтенасыщенности в околоскважинной зоне

$$s_{or} = \left\{ 1 - s_{wr} - C \left(\frac{k_0}{\sigma} \frac{p_{dz} - p_w}{r_{dz}^{\alpha/(1+\alpha)} - r_w^{\alpha/(1+\alpha)}} \frac{\alpha/(1+\alpha)}{r^{1/(1+\alpha)}} \right)^\delta \right\}, \quad r_w, \quad r < r_{dz} \quad (2.5)$$

$$s_{or}(0), \quad r > r_{dz}$$



Фиг. 2. Распределение остаточной нефтенасыщенности при плоском радиально-симметричном течении (по осям отложено расстояние в м)

Для демонстрации полученного решения используем данные Чатзиса и Морроу [7]

$$k_0 = 0,854 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2; \quad s_{or0} = 0,34; \quad \mu_w = 0,94 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с};$$

$$\sigma = 34,8 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м}; \quad f_{w0} = 0,202; \quad s_{wr} = 0,3$$

$$f_w(s_w) = 2,358 (s_w - s_{wr})^{2,405}$$

$$s_w - s_{wr} = 1,88 N_C^{0,174} \left(N_C = \frac{k_0}{\sigma} \frac{dp}{dr} \right) \quad (2.6)$$

Исключив $(s_w - s_{wr})$, получим $f_w(N_C) = 10,8 N_C^{0,418}$. Кроме того, зададим

$$r_w = 0,1 \text{ м}; \quad r_c = 100 \text{ м}; \quad p_w = 20 \text{ МПа}; \quad p_c = 30 \text{ МПа}$$

Результаты, представленные на фиг. 2, показывают, что в случае достижения в какой-то части околоскважинной зоны капиллярно-напорного режима в ней происходит существование неравномерное удаление остаточной нефти. Этот эффект представляет интерес не столько с точки зрения извлечения остаточной нефти из этой области, сколько потому, что при этом резко изменяется гидравлическое сопротивление всей системы пласт – околоскважинная зона – скважина.

3. Исследование распределения остаточной нефти в межскважинном пространстве.

Для отыскания распределения остаточной нефтенасыщенности в общем случае требуется знать градиент давления в водной фазе в каждой точке рассматриваемой области.

Рассмотрим задачу о распределении остаточной нефтенасыщенности в полностью промытом нефтяном пласте на примере элемента пятиточечной схемы расстановки скважин (фиг. 3). Скорость фильтрации вытесняющей жидкости в произвольной точке промытого пласта определяется из (1.2).

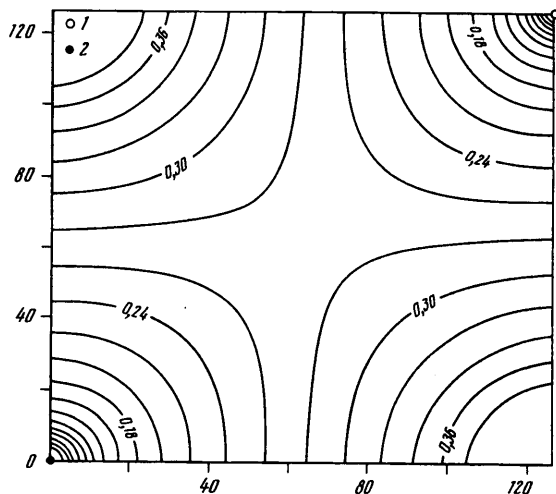
При стационарной фильтрации несжимаемой жидкости, в данном случае воды, в любом элементе пористой среды справедливо уравнение неразрывности, которое с учетом (1.2) запишется в виде

$$\operatorname{div} \left(\frac{k(N_C, x, y)}{\mu_w} \operatorname{grad} p \right) = 0, \quad k(N_C, x, y) = k_0(x, y) f_w(s_{wfd}(N_C))$$

где $k_0(x, y)$ – абсолютная проницаемость коллектора в точке (x, y) ; $f_w(s_{wfd})$ – фазовая проницаемость для воды в промытом пласте, определяемая (1.2); $N_C = k_0 |\operatorname{grad} p(x, y)| / \sigma$. Функцию фазовой проницаемости для воды f_w аппроксимируем степенной функцией

$$f_w(s_{wfd}) = B(s_{wfd} - s_{wr})^\beta \quad (3.1)$$

где s_{wfd} определяется по формуле (1.1).



Фиг. 3. Распределение остаточной нефтенасыщенности в элементе 5-точечной схемы расстановки скважин после доотмыва остаточной нефти (начальная остаточная нефтенасыщенность пласта $s_{or0} = 0,4$); по осям отложено расстояние в м; 1, 2 – скважины; изолинии проведены с шагом 0,02

Примем абсолютную проницаемость пласта постоянной ($k_0(x, y) = k_0 = \text{const}$) и исследуем влияние фазовой проницаемости $f_w(s_{wfd})$ на процесс фильтрации в пласте. Уравнение для двухмерного случая принимает вид

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\pi r_w h k_0}{\mu_w} f_w(N_C) \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\pi r_w h k_0}{\mu_w} f_w(N_C) \frac{\partial p}{\partial y} \right) = 0 \quad (3.2)$$

где $f_w(N_C)$ выражается через (3.1) и (1.1).

Решение (3.2) ищем в квадратной области, соответствующей элементу симметрии пятиточечной схемы расстановки скважин. В точках с координатами (0,0) и (l,l) задаются нагнетательная и добывающая скважины. На границах этой области действует условие непротекания, на скважинах задается давление

$$\frac{\partial p}{\partial n} = 0 \quad \{x=0, 0 < y < l\}, \quad \{x=l, 0 < y < l\}, \quad \{y=0, 0 < x < l\}, \quad \{y=l, 0 < x < l\}$$

$$p(0,0) = p_{w1}, \quad p(l,l) = p_{w2}$$

Для решения задачи использовался модифицированный метод переменных направлений. В качестве исходных данных были использованы данные [7]. Результат моделирования представлен на фиг. 3. Из него можно заключить, что для течения общего вида характерно, так же как и для радиально-симметричного течения, неравномерное распределение остаточной нефтенасыщенности.

Заключение. В случае достижения капиллярно-напорного режима вытеснения процесс вытеснения нефти происходит более неравномерно, чем при обычном заводнении, как в околоскважинной зоне, так и в межскважинном пространстве. Можно говорить о появлении наряду с вязкостной дополнительной неоднородности (геометрической), возникающей в совершенно однородном пласте при применении методов повышения нефтеотдачи. В межскважинном пространстве она имеет вид канала, соединяющего нагнетательную и добывающую скважины и имеющего более высокую гидропроводность. Наличие такой неоднородности делает проблематичным

непосредственный перенос результатов экспериментальных исследований, получаемых для линейных течений, на нефтяные залежи или их участки, где нельзя пренебречь обнаруженными эффектами, связанными с двухмерностью фильтрационных потоков. Следовательно, эффекты неравномерного извлечения остаточной нефти необходимо учитывать при моделировании процессов извлечения нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Михайлов Н.Н., Джемесюк А.В., Кольчицкая Т.Н., Семенова Н.А. Изучение остаточного нефтенасыщения разрабатываемых пластов. М.: ВНИИОЭНГ, 1990. 59 с.
2. Михайлов Н.Н., Кольчицкая Т.Н., Джемесюк А.В., Семенова Н.А. Физико-геологические проблемы остаточной нефтенасыщенности. М.: Наука, 1993. 173 с.
3. Эфрос Д.А. Исследования фильтрации неоднородных систем. Л.: Гостопиздат, 1963. 351 с.
4. Кузнецов А.М. Научно-методические основы исследования влияния свойств пород-коллекторов на эффективность извлечения углеводородов из недр: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. М., 1998.
5. Курбанов А.К. Об уравнениях движения двухфазных жидкостей в пористой среде // Теория и практика добычи нефти. М.: Недра, 1968. С. 281–286.
6. Ентов В.М., Панков В.Н., Панько С.В. Математическая теория целиков остаточной вязкопластичной нефти. Томск: Изд-во Томск. ун-та, 1989. 193 с.
7. Chatzis I., Morrow N.R. Correlation of Capillary Number Relationships for Sandstones // SPE Journal, 1984. V. 24. № 5. P. 555–562.
8. Басишев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993. 415 с.

Москва

Поступила в редакцию
3.И.1998