

Таким образом, развит приближенный метод описания реальных пористых тел, не требующий априорных модельных представлений. Численный расчет по изложенной схеме с известной из эксперимента функцией производится на ЭЦВМ.

Поступила 3 VIII 1972

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Debye P., Bueche A. M. Scattering by an inhomogeneous solid. J. Appl. Phys., 1949, vol. 20, No. 6.
2. Prager S. Viscous flow through porous media. Phys. Fluids, 1961, vol. 4, No. 12, p. 1477.
3. Шейдеггер А. Э. Физика течения жидкостей через пористые среды. М. Гостехиздат, 1960.

УДК 532.546

### ВЛИЯНИЕ МИКРОСТРОЕНИЯ ПОРИСТЫХ СРЕД НА ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ФАЗОВЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ

В. А. ИВАНОВ

(Гурьев)

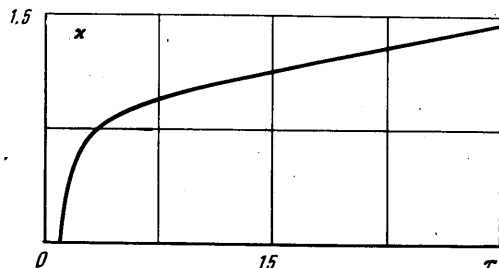
В работе обсуждаются корреляции между характеристиками пористой среды и кривыми капиллярного давления и фазовых проницаемостей.

Пористая среда является нерегулярной системой, в силу чего число свойств, которые можно использовать для описания ее внутреннего строения, велико [1]. В практике исследования пористых сред ограничиваются обычно простыми характеристиками, которые, не претендуя на точное описание геометрии порового пространства, дают конструктивную информацию о проницаемости.

К числу таких характеристик относится пористость  $m$ , характерный внутренний размер системы  $\delta$ , а также параметры, учитывающие распределение пор или зерен по размерам. Последние можно получить, например, по кривым капиллярного давления.

В работе [2] показано, что зависимость капиллярного давления  $P_k$  от насыщенности  $S$  можно представить серией гипербол вида

$$(1) \quad \frac{P_k}{P_0} = \exp \left[ -\kappa \left( \ln \frac{1-S}{1-S_0} \right)^{-1} \right]$$



Фиг. 1

Здесь  $P_0$  — давления начала вытеснения,  $S_0$  — насыщенность при  $P_k \rightarrow \infty$ .

Показатель степени гиперболы  $\kappa$  интерпретируется как обобщенная характеристика внутренней геометрии пористой среды.

Используя модель идеального грунта, можно показать, что связь проницаемости с указанными характеристиками микростроения пористой среды имеет вид [2]

$$(2) \quad k = 0.25(\delta^+)^2 \frac{1}{\tau} \sqrt{2\kappa} K_1(2\sqrt{2\kappa}) m$$

Здесь  $\delta^+$  — максимальный радиус пор,  $K_1(2\sqrt{2\kappa})$  — функция Макдональда,  $\tau$  — переводный коэффициент от модели к реальной пористой среде — коэффициент «извилистости» поровых каналов.

Обработка свыше 300 кривых капиллярного давления, полученных при вытеснении воды воздухом из нефтесодержащих песчаных пород-коллекторов, а также из насыпных пористых сред (молотое стекло, песок различных фракций), позволила установить, что коэффициент извилистости функционально связан с  $\kappa$  (фиг. 1). Это указывает на возможность достаточного универсального описания связи между проницаемостью и пористостью введением лишь двух характеристик микроструктуры — максимального радиуса пор и структурного коэффициента  $\kappa$ , которые определяются непосредственно по кривым капиллярного давления.

Поскольку распределение неоднородной жидкости в пористой среде контролируется капиллярными силами, исследование относительных фазовых проницаемостей при фильтрации двухфазного потока также возможно с использованием кривых капиллярного давления.

Относительные проницаемости при этом можно рассчитать по уравнениям

$$(3) \quad k_1^* = A \int_0^{S^*} \frac{dS^*}{P_k^2(S^*)} \bigg/ \int_0^1 \frac{dS^*}{P_k^2(S^*)}, \quad k_2^* = A_1 \int_{S^*}^1 \frac{dS^*}{P_k^2(S^*)} \bigg/ \int_0^1 \frac{dS^*}{P_k^2(S^*)}$$

Интегрируя (3) с учетом (1), получим

$$(4) \quad k_1^* = A \left( 1 - \frac{B}{2\sqrt{2\kappa} K_1 (2\sqrt{2\kappa})} \right), \quad k_2^* = \frac{A_1 B}{2\sqrt{2\kappa} K_1 (2\sqrt{2\kappa})}$$

$$(5) \quad B = (1-S^*) + Ei[-\ln(1-S^*)] \sum_{k=1}^{\infty} \frac{(2\kappa)^k}{k!(k-1)!} + (1-S^*) \times$$

$$\times \sum_{k=2}^{\infty} (-1)^k \frac{(2\kappa)^k}{k![-\ln(1-S^*)]^{k-1}} \sum_{n=0}^{k-2} \frac{(-1)^n [-\ln(1-S^*)]^n}{(k-1)(k-2)\dots(k-1-n)}$$

$$(6) \quad S^* = \frac{S-S_{01}}{1-S_{01}-S_{02}} = \frac{S-S_{01}}{1-S_0}, \quad k_1^* = \frac{\bar{k}_1}{(\bar{k}_1)_0}, \quad k_2^* = \frac{\bar{k}_2}{(\bar{k}_2)_0}, \quad P_k^* = \frac{P_k}{P_0}$$

Здесь  $S^*$ ,  $k_1^*$ ,  $k_2^*$ ,  $P_k(S^*)$  — нормированные значения насыщенности, относительных проницаемостей смачивающей и несмачивающей фаз и капиллярного давления соответственно;  $S_{01}$ ,  $S_{02}$ ,  $\bar{k}_1$ ,  $\bar{k}_2$  — остаточные насыщенности и относительные фазовые проницаемости смачивающей и несмачивающей фаз.

Если  $S=S_{01}$ , то  $\bar{k}_1=0$ ,  $\bar{k}_2=(\bar{k}_2)_0$   
если  $S=1-S_{02}$ , то  $\bar{k}_1=(\bar{k}_1)_0$ ,  $\bar{k}_2=0$ .

Переход к нормированным координатам (6) позволяет проводить сопоставления экспериментальных данных, полученных при использовании различных в структурном отношении пористых сред, поскольку всюду исследуется идентичная область насыщенности от  $S_{01}$  до  $(1-S_{02})$ , в которой обе фазы подвижны. При этом устраняется влияние внешних условий опытов: градиента давления, поверхностного натяжения, температуры и т. п.

В уравнениях (3) и (4) величины  $A$  и  $A_1$  представляют собой коэффициенты извилистости при частичном насыщении пористой среды соответственно смачивающей и несмачивающей фазами.

Определение их основано на замерах электросопротивления пород [4]

$$(7) \quad A = (S^*)^{2n-2}, \quad A_2 = (1-S^*)^{2n-2}$$

Для большого класса пористых сред показатель степени  $n$  в (7) близок к 2.

Уравнения (4)–(7) связывают относительные проницаемости введением лишь одной характеристики микростроения пористых сред.

Результаты расчетов на ЭВМ зависимостей относительных проницаемостей от насыщенности при различных значениях структурного коэффициента  $\kappa$  приведены на фиг. 2 (кривым 1–5 соответствуют значения  $\kappa=2, 1, 0, 5, 0, 3, 0$ ).

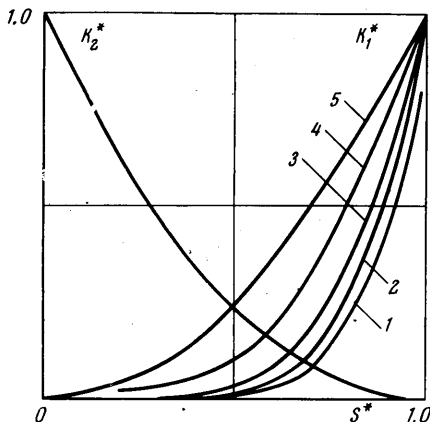
Принципиально важным результатом этих расчетов является вывод о независимости течения несмачивающей фазы (нефть, газ) от структуры порового пространства. Микростроение пористых сред основное влияние оказывает на нормированную относительную проницаемость смачивающей фазы (вода).

С физической точки зрения полученный вывод, видимо, связан с тем, что смачивающая фаза имеет лучший физико-химический контакт с пористой средой и занимает в ней все недоступные для несмачивающей фазы участки порового пространства, благодаря чему распределение воды носит сложный характер. Пространство, в котором движется несмачивающая фаза, становится «гладким», и основной ее поток проходит по спрямленным путям, конфигурация которых обусловлена новой, вторичной структурой, образованной после распределения остаточной воды в пористой среде.

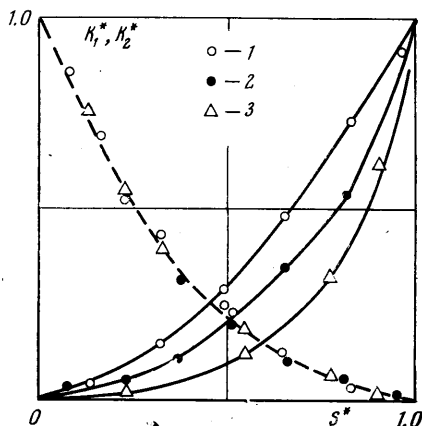
В слабопроницаемых средах, где основной объем порового пространства занят связанной водой, вследствие чего вторичная структура приобретает простой вид, при фильтрации вязкой несмачиваемой жидкости ее фазовая проницаемость в области

остаточной водонасыщенности может превысить абсолютную. Этим, в частности, можно объяснить результаты работ [5, 6].

Реконструкция в координатах (6) широко известных в отечественной и зарубежной литературе опытов [7-9] по фильтрации смесей жидкостей в пористой среде является достаточно убедительным экспериментальным подтверждением вывода о преимущественном влиянии структуры порового пространства на фильтрацию лишь смачивающей фазы (фиг. 3). На фигуре точкам 1 соответствует несцементированный песок [8], 2 — несцементированный песок [7], 3 — сцементированный песчаник [9].



Фиг. 2



Фиг. 3

Здесь интересно отметить, что нормированная относительная проницаемость несмачиваемой фазы практически совпадает с расчетами по уравнениям (4) — (7). Во всяком случае имеющийся на фиг. 3 разброс точек значительно меньше фактически наблюдаемого в экспериментах.

Автор благодарит В. М. Ентова за обсуждение приведенных материалов.

Поступила 20 V 1974

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ентов В. М. Физические основы теории движения жидкостей в пористой среде. В кн. «Развитие исследований по теории фильтрации в СССР». М., «Наука», 1969.
2. Thomeer J. H. M. Introduction of a pore geometrical factor defined by capillary pressure curve. J. Petrol. Technol., 1960, vol. 12, No. 3.
3. Храмова В. Г. К оценке структуры порового пространства коллекторов нефти и газа. Вестн. АН КазССР, 1969, № 12.
4. Wyllie M. R. I., Spangler M. B., Application of electrical resistivity measurements to problem of fluid flow in porous media. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1952, vol. 36, No. 2.
5. Odeh A. S. Effect of viscosity ratio on relative permeability. J. Petrol. Technol., 1959, vol. 11, No. 12.
6. Евгеньев Л. Я. О фазовых проницаемостях при фильтрации двухфазных систем через пористую среду. Докл. АН СССР, 1965, т. 162, № 2.
7. Wyckoff R. D., Botset H. G. Flow of gas-liquid mixtures through unconsolidated sands. Physics, 1936, vol. 7, No. 9.
8. Leverett M. C. Flow of oil-water mixtures through unconsolidated sands. Trans. AIME, 1939, vol. 132.
9. Эфрос Д. А. Исследования фильтрации неоднородных систем. Л., Гостоптехиздат, 1963.