

Броуновское движение взвешенных частиц и их внутренние свойства входят в (13) посредством их «прямого вклада», получаемого при подстановке соотношений (2), (10), (12) в уравнение (11) и через функцию распределения F (14), зависящую от этих факторов.

Отметим, что реологические уравнения состояния (13), в которых учтены только силы, обусловленные броуновским движением частиц, по форме совпадают с уравнениями состояния разбавленных суспензий жестких эллипсоидальных частиц [3]. Изменение внутренних свойств взвешенных частиц выражается в том, что вместо реологических постоянных уравнения состояния содержат реологические функции, а осреднение в этих уравнениях проводится не только по возможным угловым положениям взвешенной частицы, но и по ее возможным относительным размерам.

Поступила 8 IV 1975

ЛИТЕРАТУРА

1. Шмаков Ю. И., Бегоулев П. Б., Придатченко Ю. В. Структурно-континуальный подход в реологии дисперсных и полимерных систем.— В кн.: Тепло- и массоперенос. Т. 3. Минск, 1972.
2. Schmakov Y. I., Begoulev P. B. Structure-continual approach in rheology of disperse and polymer system.—«Rheol. Acta», 1974, vol. 13, N 3.
3. Шмаков Ю. И., Таран Е. Ю. Структурно-континуальный подход в реологии полимерных материалов.—«Инж.-физ. журн.», 1970, т. 18, № 6.
4. Ericksen J. L. Theory of anisotropic fluids —«Trans. Soc. Rheol.», 1960, vol. 4, p. 29.
5. Ericksen J. L. Orientation induced by flow —«Trans. Soc. Rheol.», 1962, vol. 6, p. 275.
6. Jeffery G. B. The motion of ellipsoidal particles immersed in a viscous fluid.—«Proc. Roy. Soc.», 1922, vol. A 102, N 715.
7. Ландау Л. Д., Лифшиц Е. М. Механика сплошных сред. М., Гостехиздат, 1954.
8. Hand G. L. A theory of dilute suspensions.—«Arch. Ration. Mech. and Analys.» 1961, vol. 7, N 1.
9. Придатченко Ю. В., Шмаков Ю. И. Реологические уравнения состояния слабых растворов полимеров с жесткими эллипсоидальными макромолекулами.— ПМТФ, 1972, № 2.
10. Покровский В. Н. Напряжения, вязкость и оптическая анизотропия движущейся суспензии жестких эллипсоидов.—«Усп. физ. наук», 1971, т. 103, вып. 4.

УДК 622.276.031 : 532 : 5

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ЦЕНТРАЛЬНО-СИММЕТРИЧНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ В ЗАМКНУТЫХ ГЕТЕРОГЕННЫХ СРЕДАХ

С. Н. Багир-заде, Г. П. Гусейнов, А. Г. Керимов

(Баку)

Работа является заключительным этапом изучения особенностей нестационарной фильтрации однородной жидкости к центральной скважине с полусферическим забоем в гетерогенных средах с двойной пористостью, состоящих из вложенных одна в другую полусферических областей с различными значениями параметров среды [1, 2].

Найдены точные решения задач о понижении пластового давления в зависимости от времени и расстояния, а также изменение во времени дебита скважины с полусферическим забоем, действующей соответственно при заданном рас-

ходе или же забойном давлении в замкнутых гетерогенных средах. На основе численных расчетов установлено влияние величин параметров гетерогенных сред на изменение их показателей процесса разработки.

1. Формулировка задачи. Анализ процесса разработки нефтяных месторождений с трещиновато-пористыми типами коллекторов, моделируемых как гетерогенные среды с двойной пористостью, показывает, что большинство эксплуатационных скважин вскрывает на очень незначительную глубину продуктивную мощность пластов. Поэтому чем больше мощность пласта и чем меньше глубина проникновения скважины в пласт, тем с большим соответствием поток жидкости в непосредственной близости к скважине будет примерно радиальным, т. е. центрально-симметричным.

В работах [1, 2] исследованы гидродинамические задачи нестационарной центрально-симметричной фильтрации однородной жидкости в трещиновато-пористых средах, когда область фильтрации является либо неограниченной по протяженности, либо внешний полусферический контур является поверхностью равного давления.

Предположим, что вокруг скважины радиуса R_c имеется полусферическая область $R_c \leq r \leq R_0$ с одной проницаемостью системы трещин, а за ее пределами $R_0 \leq r \leq R_1$ проницаемость трещин среды имеет другую величину. Внешний контур $r = R_1$ в отличие от работ [1, 2] непроницаемый. Требуется определить процесс понижения давления в произвольной точке вложенных одна в другую полусферических сред и дебит скважины с полусферическим забоем в процессе разработки. Задача сводится к интегрированию системы уравнений [3, 4].

$$(1.1) \quad \frac{\partial^2 \psi_i^{(2)}}{\partial \xi^2} + \frac{2}{\xi} \frac{\partial \psi_i^{(2)}}{\partial \xi} - \frac{1 - \omega}{k_i} \frac{\partial \psi_i^{(1)}}{\partial \tau} - \frac{\omega}{k_i} \frac{\partial \psi_i^{(2)}}{\partial \tau};$$

$$\frac{\partial \psi_i^{(1)}}{\partial \tau} + \Lambda \psi_i^{(1)} = \Lambda \psi_i^{(2)} \quad (i = 1, 2)$$

при нулевых начальных и следующих граничных условиях (верхний индекс 2 опускается):

$$(1.2) \quad \psi_1(\xi_0; \tau) = \psi_2(\xi_0; \tau); \quad \partial \psi_1(\xi_0; \tau) / \partial \xi = k_0 \partial \psi_2(\xi_0; \tau) / \partial \xi;$$

$$\partial \psi_2(\xi_1; \tau) / \partial \xi = 0; \quad \xi_0 = R_0 / R_c, \quad \xi_1 = R_1 / R_c.$$

Здесь введены обозначения

$$(1.3) \quad \psi_i^{(j)}(\xi; \tau) = \frac{2\pi k_1^{(2)} R_c}{\mu \bar{q}_0} [p_0 - p_i^{(j)}(\xi; \tau)]; \quad \xi = r / R_c;$$

$$\tau = k_1^{(2)} t \mu^{-1} R_c^{-2} (\beta_1 + \beta_2)^{-1}; \quad \Lambda = \lambda (1 - \omega)^{-1}; \quad \lambda = \alpha R_c^2 \frac{k_i^{(1)}}{k_i^{(2)}};$$

$$\omega = \beta_2 (\beta_1 + \beta_2)^{-1}; \quad k_i = \begin{cases} 1, & i = 1 \\ k_0 = k_2^{(2)} / k_1^{(2)}, & i = 2; \end{cases}$$

α — коэффициент, обуславливающий обмен жидкости между системами блоков и трещин среды; p_0 и $p(\xi; \tau)$ — начальное и текущее давления; k и μ — коэффициенты проницаемости пористой среды и динамической вязкости фильтрующейся жидкости; β_1 и β_2 — коэффициенты упругоэластичности пористых блоков и трещинной среды; R_c — радиус скважины; ω — параметр трещинной емкости; λ — параметр, характеризующий степень затрудненности обмена жидкости между системами блоков и трещин

гетерогенной среды; r и t — радиальная координата и время. Верхние индексы в функциях давления и параметров пласта относятся к системам блоков (1) и трещин (2) среды, а нижние — к вложенным одна в другую полусферическим областям пластовой системы.

Ниже приведены решения задач для различных режимов эксплуатации скважины (в зависимости от условий при $\xi = 1$).

2. Определение поля давления замкнутых трещиновато-пористых пластов при заданном дебите скважины. Условие на скважине записывается в виде

$$(2.1) \quad \lim_{\xi \rightarrow 1} [\xi^2 \partial \psi_1(\xi; \tau) / \partial \xi] = -q(\tau).$$

Решая систему (1.1) при условиях (1.2), (2.1) аналогично описанному в [2], получим формулу понижения давления

$$(2.2) \quad \psi_i(\xi; \tau) = f_i(\xi; \tau) + \frac{\omega}{\Lambda \xi} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\Phi(p_m; \tau)}{p_m^2 \delta(p_m)} \frac{U_i(\xi_1, \xi, p_m)}{W_1(\xi_0, \xi_1, p_m)} \quad (i = 1, 2),$$

$$U_1(\xi_1, \xi, x) = \left(\xi_1, x - \frac{\varepsilon_- k_0}{\xi_0 x} \right) \varepsilon_+ \cos(X_1 - \xi) x - \left(\frac{\varepsilon_+ \xi_1}{\xi_0} + \sqrt{k_0} \right) \varepsilon_- \sin(X_1 - \xi) x -$$

$$- \frac{\xi_1 + \xi_0 \sqrt{k_0}}{\xi_0} \varepsilon_- \varepsilon_+ \sqrt{k_0} \sin(X_2 + \xi) x + \left(\xi_1 x + \frac{\varepsilon_+ k_0}{\xi_0 x} \right) \varepsilon_- \cos(X_2 + \xi) x;$$

$$U_2(\xi_1, \xi, x) = \frac{\xi_1 x}{\sqrt{k_0}} \cos \frac{\xi_1 - \xi}{\sqrt{k_0}} x - \sin \frac{\xi_1 - \xi}{\sqrt{k_0}} x;$$

$$W_1(\xi_0, \xi_1, p_m) = \lim_{x \rightarrow -p_m^2} \frac{\partial}{\partial x} V_1(\xi_0, \xi_1, x);$$

$$V_1(\xi_0, \xi_1, x) = \left[\frac{\xi_0 - \sqrt{k_0}}{\xi_0 x} - \varepsilon_+ \sqrt{x} \left(\frac{\varepsilon_- \xi_1}{\xi_0} \sqrt{k_0} - \xi_1 + \sqrt{k_0} \right) \right] \text{ch}(X_1 - 1) \sqrt{x} +$$

$$+ \left[\varepsilon_+ \xi_1 x + \left(\frac{\sqrt{k_0} - \xi_1}{\xi_0} \varepsilon_- - 1 \right) \varepsilon_+ \sqrt{k_0} \right] \text{sh}(X_1 - 1) \sqrt{x} +$$

$$+ \left[\xi_1 \sqrt{x} - \left(\frac{\xi_1 \sqrt{x}}{\xi_0 \sqrt{k_0}} + \frac{1}{\xi_0 \sqrt{x}} - \sqrt{x} \right) \varepsilon_+ k_0 \right] \varepsilon_- \text{ch}(X_2 + 1) \sqrt{x} +$$

$$+ \left[\xi_1 x + \left(\frac{\xi_1}{\xi_0 x} + \frac{1}{\xi_0} - 1 \right) \varepsilon_+ k_0 \right] \varepsilon_- \text{sh}(X_2 + 1) \sqrt{x};$$

$$X_{1,2} = (\xi_1 - \xi_0) / \sqrt{k_0} \pm \xi_0, \quad \varepsilon_{\pm} = (1 \pm \sqrt{k_0}) / \sqrt{k_0}, \quad \delta(x) = [(\Lambda + x^2)^2 - 4\Lambda\omega x^2]^{1/2};$$

$$\Phi(x; \tau) = s_2(x) [s_1(x) + \Lambda] \exp[s_1(x)\tau] - s_1(x) [s_2(x) + \Lambda] \exp[s_2(x)\tau];$$

$$((Ac - BD) / \xi A^2 + (B / \xi A) \Omega(\Lambda; \tau)), \quad i = 1$$

$$f_i(\xi; \tau) = \begin{cases} \frac{\xi_0}{k_0^{3/2} \xi} \left[\frac{\xi}{A} \Omega(\Lambda; \tau) - \frac{\xi D}{A^2} + \frac{\xi + 2\xi_1}{k_0 \xi} (\xi_1 - \xi)^2 \right], & i = 2, \end{cases}$$

$$\Omega(\Lambda; \tau) = \tau + [(1 - \omega) / \Lambda] [1 - \omega(1 - \omega) \exp(-\Lambda\tau/\omega)], \quad B = \xi_0 \xi / k_0^{3/2};$$

$$A = \frac{\xi_0}{3k_0^{3/2}} [(\xi_1^2 + \xi_0^2 + \xi_0 \xi_1) (\xi_1 - \xi_0) + (1 + \xi_0 + \xi_0^2) (\xi_0 - 1)],$$

$$c = \frac{1}{3k_0^{3/2}} [(\xi_1^2 + \xi_0^2 + \xi_1 \xi_0) (\xi_1 - \xi_0) (\xi_1 - \xi) + (\xi_0 - \xi)^2 \xi_0 (\xi + 2\xi_0) +$$

$$+ \frac{\xi}{2k_0} (\xi_1 - \xi_0)^2 (\xi_0 - 2\xi_1)],$$

$$D = \frac{1}{30k_0} \left[\frac{\xi_0}{k_0^{3/2}} (\xi_1 - \xi_0)^3 (\xi_1^2 + \xi_0^2 + 3\xi_1\xi_0) + \xi_0 (\xi_0 - 1)^3 (\xi_0^2 + 3\xi_0 + 1) + \right. \\ \left. + \frac{5}{3\sqrt{k_0}} (\xi_1 - \xi_0) (\xi_0 - 1)^2 (\xi_0 + 2) (\xi_1^2 + \xi_0^2 + \xi_1\xi_0) + \right. \\ \left. + \frac{5}{3k_0^{3/2}} (\xi_1 - \xi_0)^2 (\xi_0 - 1) (\xi_0 + 2\xi_1) (\xi_0^2 + \xi_0 + 1) \right];$$

$$(2.3) \quad s_{1,2}(x) = (1/2\omega) [-(\Lambda + x^2)^2 \pm \delta(x)].$$

Значения $p_m^2 (m = 1, 2, \dots)$ являются корнями уравнения

$$(2.4) \quad V_1(\xi_0, \xi_1, p) = 0.$$

Полученное решение (2.2) описывает процесс понижения давления в произвольной точке составного по проницаемости системы трещин трещиновато-пористого пласта со скважиной с полусферическим забоем при постоянном отборе жидкости.

Для однородного по проницаемости системы трещин трещиновато-пористого пласта соответствующая формула понижения давления получается из вышеприведенной при $k_0 = 1$.

3. Определение дебита скважины, разрабатывающей замкнутый трещиновато-пористый пласт, при заданном забойном давлении. Предполагается, что на полусферической поверхности центральной скважины, разрабатывающей составной по проницаемости системы трещин трещиновато-пористый пласт, удерживается в течение всего процесса разработки постоянное давление, равное p_c . При этом нормированная функция понижения давления в системе трещин

$$\psi_i(\xi; \tau) = [p_0 - p_i(\xi; \tau)](p_0 - p_c)^{-1} \quad (i = 1, 2)$$

будет удовлетворять условиям (1.2) и условию

$$\lim_{\xi \rightarrow 1} \psi_1(\xi; \tau) = 1.$$

Следуя вышеизложенному приему, для дебита скважины

$$q(\tau) = -(\partial/\partial\xi) [\xi\psi_1(\xi; \tau)]_{\xi=1}$$

можно получить аналитическое выражение

$$(3.1) \quad q(\tau) = \frac{2\omega}{\Lambda} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\Phi(p_m; \tau)}{p_m^2 \delta(p_m)} \frac{W_3(\xi_0, \xi_1, p_m)}{W_2(\xi_0, \xi_1, p_m)},$$

где

$$W_2(\xi_0, \xi_1, x) = \left[\frac{\varepsilon - k_0}{\xi_0 x^2} + (X_1 - 1) \frac{\varepsilon - \xi_1 - \xi_0}{\xi_0} \sqrt{k_0} \right] \frac{\varepsilon_+}{x} \cos(X_1 - 1)x + \\ + \left(\frac{\varepsilon - k_0}{\xi_0 x^2} + \xi_1 \right) \varepsilon_+ (X_1 - 1) \sin(X_1 - 1)x - \left(\frac{\varepsilon - k_0}{\xi_0 x^2} - \xi_1 \right) \varepsilon_- (X_2 + 1) \times \\ \times \sin(X_2 + 1)x + \left[\xi_1 - \frac{\varepsilon + k_0}{\xi_0 x^2} + \left(\frac{\xi_1}{\xi_0} - \sqrt{k_0} \right) (X_2 + 1) \right] \frac{\varepsilon_-}{x} \cos(X_2 + 1)x;$$

$$\begin{aligned}
 W_3(\xi_0, \xi_1, x) = & \left[(V\bar{k}_0 + \xi_1 x^2) \varepsilon_+ + \frac{\xi_1 + \varepsilon_+ k_0}{\xi_0} \varepsilon_- \right] \sin(\bar{X}_1 - 1)x + \\
 & + \left[\frac{\xi_0 + \varepsilon_- \xi_1}{\xi_0} V\bar{k}_0 - \xi_1 + \frac{\varepsilon_- k_0}{\xi_0 x^2} \right] \varepsilon_+ x \cos(\bar{X}_1 - 1)x + \\
 & + \left(\varepsilon_+ k_0 + \xi_1 x^2 - \frac{\xi_1 + V\bar{k}_0}{\xi_0} \varepsilon_+ V\bar{k}_0 \right) \varepsilon_- \sin(X_2 + 1)x + \\
 & + \left[\left(\frac{\xi_1 x^2 - V\bar{k}_0}{\xi_0 x^2} - V\bar{k}_0 \right) \varepsilon_+ V\bar{k}_0 - \xi_1 \right] \varepsilon_- x \cos(X_2 + 1)x.
 \end{aligned}$$

Здесь p_m , ($m = 1, 2, \dots$) являются корнями уравнения

$$\begin{aligned}
 (3.2) \quad & (\xi_0 \xi_1 p^2 - \varepsilon_- k_0) \varepsilon_+ \cos(X_1 - 1)p - (\varepsilon_- \xi_1 + \varepsilon_+ \xi_0 V\bar{k}_0) p \sin(X_1 - 1)p + \\
 & + (\xi_0 \xi_1 p^2 + \varepsilon_+ k_0) \varepsilon_- \cos(X_2 + 1)p - (\xi_0 V\bar{k}_0 - \xi_1) \varepsilon_- p \sin(X_2 + 1)p = 0.
 \end{aligned}$$

Формула (3.1) описывает изменение во времени дебита скважины с полусферическим забоем в составном по проницаемости системы трещин

m	10 ⁴ p _m (2.4)	λ=0,005		λ=1	
		-10 ⁴ s ₁	-10 ² s ₂	-10 ⁴ s ₁	-10 ² s ₂
1	2045	54	209	1750	1298
2	6157	55	621	4057	1686
3	12508	55	1256	6038	2302
4	21126	55	2118	7458	3149
5	32244	56	3229	8427	4251
6	45703	56	4575	9083	5590
7	61581	56	6163	9538	7174

m	10 ⁴ p _m (3.2)	λ=0,005		λ=0,01	
		-10 ⁴ s ₁	-10 ² s ₂	-10 ⁴ s ₁	-10 ² s ₂
1	603	35	8	27	14
2	5017	52	256	107	262
3	12126	53	744	110	749
4	15637	54	1475	110	1480
5	19141	55	2450	110	2455
6	22900	55	3669	111	3674
7	25152	56	5013	111	5014
8	30123	56	6644	111	6655
9	33814	56	8313	111	8351
10	37226	56	10022	111	10110

Для проведения численных расчетов по полученным основным формулам решенных задач необходимо иметь численные значения $s_1(p_m)$ и $s_2(p_m)$, определяемые из уравнения (2.3), в зависимости от корней уравнений (2.4), (3.2). С этой целью составлена таблица для различных значений параметра λ при $k_0 = 1$, $\omega = 0,1$ и $\xi_1 = 10$. Из таблицы следует, что с ростом m значения $s_2(p_m)$ неограниченно возрастают, а для значений $s_1(p_m)$ становится справедливым соотношение

$$\lim_{m \rightarrow \infty} s_1(p_m) = -\Lambda.$$

замкнутом трещиновато-пористом пласте.

В предположении однородности проницаемости системы трещин пласта ($k_0 = 1$) указанная формула заметно упрощается, так как становится справедливым соотношение

$$\begin{aligned}
 (3.3) \quad & W_3(\xi_0, \xi_1, p_m) / W_2(\xi_0, \\
 & \xi_1, p_m)_{k_0=1} = [(1 + \xi_1 p_m^2) \times \\
 & \times \sin(\xi_1 - 1) p_m - p_m(\xi_1 - \\
 & - 1) \cos(\xi_1 - 1) p_m] \{ (1/p_m) \times \\
 & \times \cos(\xi_1 - 1) p_m - \xi_1(\xi_1 - \\
 & - 1) \sin(\xi_1 - 1) p_m \}^{-1}.
 \end{aligned}$$

Из (3.1) можно получить известное решение данной задачи для однородной гранулярной среды [15].

4. Обсуждение результатов вычислений.

С использованием данных таблицы произведены вычисления, результаты которых представлены сплошными кривыми на фиг. 1; штриховые кривые соответствуют гранулярной среде и построены по данным работы [15] при $\xi_1 = 3; 10$ (кривые 1' и 1 соответственно).
Графики изменения во времени

$$\tau_* \equiv \tau/\omega = k^{(2)}t/\mu R_c \beta_2$$

нормированных по (1.3) функций понижения забойных давлений $\psi(1, \tau_*)$ для гипотетических нефтяных месторождений с трещиновато-пористыми типами коллекторов построены при $\xi_1 = 3; 10$, $\omega = 0,1$ и значениях параметра $\lambda = 0,005; 1; 0,005$ и $0,01$ и представлены соответственно кривыми 2, 3, 3' и 2'. Огибающие этих кривых 4' и 4 соответствуют неограниченным по протяженности нефтяным пластам с гранулярным и трещиновато-пористым типами коллекторов.

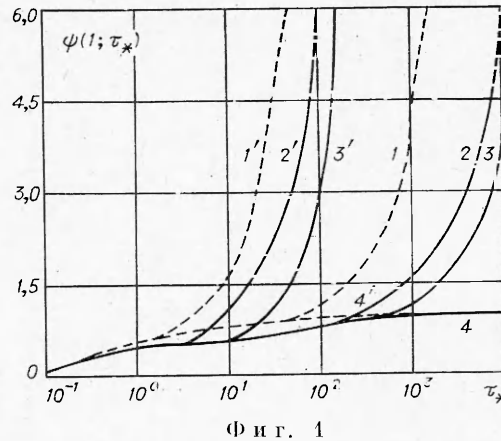
Проведенные расчеты и анализ формулы процесса понижения давления (при $k_0 = 1$) показывают, что с ростом безразмерного времени τ эта формула в трещиновато-пористой среде отличается от таковой в гранулярной среде на величину

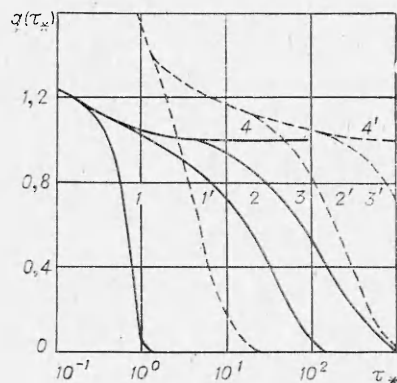
$$(1 - \omega)^2 \lambda^{-1} [(1/3)(\xi_1 - 1)^4 + 3\xi_1^2 + 2\xi_1(\xi_1 - 1)^2]^{-1}.$$

Однако с увеличением радиуса непроницаемой внешней границы пласта наблюдается стабилизация во времени понижения забойного давления скважины с полусферическим забоем, продуцирующим при постоянном дебите как в гранулярном, так и в трещиновато-пористом пластах. Это следует из сравнения кривых 1' — 3' и 1 — 3 с огибающими 4' и 4. Аналогичное обстоятельство не является характерным для других видов течения жидкости: линейных и плоскорадиальных [9—14].

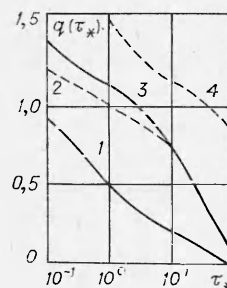
Результаты расчетов по определению дебита скважины с полусферическим забоем в однородных по проницаемости ($k_0 = 1$) замкнутых гранулярных и трещиновато-пористых пластах по формулам (3.1), (3.3) представлены на фиг. 2. Штриховые кривые соответствуют гранулярной ($\omega = 1, \lambda = \infty$), сплошные — трещиновато-пористой ($\omega = 0,1, \lambda = 0,01$) средам. Кривые 1, 1'; 2, 2', 3 и 3' соответствуют нефтяным месторождениям с непроницаемыми внешними границами $\xi_1 = 3; 10$ и 20 единицам безразмерного радиуса. Огибающие этих кривых 4' и 4 соответствуют неограниченным по протяженности пластам с гранулярными и трещиновато-пористыми типами коллекторов. Из сравнения кривых 1—4 и 1'—4' следует, что дебиты скважин в трещиновато-пористых средах при центрально-симметричной фильтрации не превосходят дебитов скважин в гранулярных средах при фиксированном времени их процесса разработки.

Это объясняется тем, что в трещиновато-пористых нефтяных пластах часть объема (в зависимости от величины параметра ω) содержит низкопроницаемые включения, которые способствуют уменьшению величины текущего дебита скважины с полусферическим забоем. В гранулярных же пластах весь объем обладает одинаковой проницаемостью, равной проницаемости системы трещин $k^{(2)}$ трещиновато-пористого пласта, и нет





Ф и г. 2



Ф и г. 3

низкопроницаемых включений ($\omega = 1$). На фиг. 3 приведены зависимости $q(\tau_*)$ при различных значениях параметров ω , λ (кривая 1 — $\omega = 0,1$, $\lambda = 0,005$; 2 — $\omega = 0,1$, $\lambda = 0,01$; 3 — $\omega = 0,5$, $\lambda = 0,005$; 4 — $\omega = 1$, $\lambda = \infty$), по которым можно провести количественный анализ изменения во времени текущего дебита скважины с полусферическим забоем в замкнутых трещиновато-пористых пластах и сравнить с таковым для гранулярной среды. Именно, судя по данным фиг. 3, можно предсказать дальнейшее поведение показателей процесса доразработки трещиновато-пористых нефтяных пластов с известными значениями параметров ω и λ .

Исходная система уравнений фильтрации (1.1), а также полученные решения позволяют сделать заключение, что в трещиновато-пористых пластах с приближением величины параметра трещинной емкости ω к единице и с ростом величины λ изменение во времени дебита скважины в трещиновато-пористых средах стремится приобрести характер изменения дебита скважины в гранулярной среде. Значения функций, входящих в расчетные формулы, взяты из [16—18].

Поступила 16 V 1975

ЛИТЕРАТУРА

1. Багир-заде С. Н., Гусейнов Г. П. Нестационарная фильтрация жидкости в трещиновато-пористом пласте к скважине с полусферическим забоем.— ПМТФ, 1973, № 6.
2. Багир-заде С. Н., Гусейнов Г. П., Керимов А. Г. Центральнo-симметричная фильтрация жидкости в трещиновато-пористых средах с полусферическим контуром питания.— ПМТФ, 1975, № 3.
3. Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П., Кочина Н. Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах.— ПММ, 1960, т. 25, вып. 5.
4. Warren J. E., Root P. J. The behaviors of naturally fractured reservoirs.— «Soc. Petrol. Engrs. J.», 1963, vol. 3, N 3.
5. Лаврентьев М. А., Шабат Б. В. Методы теории функций комплексного переменного. М., «Наука», 1973.
6. Van Everdingen A. F., Hurst W. The application the Laplace transformation to flow problems in reservoirs.— «J. Petrol. Technol.», 1949, N 12.
7. Медведский Р. И. О взаимоотношениях первой и второй фаз фильтрации в пористо-трещиноватом пласте.— ПМТФ, 1969, № 6.
8. Багир-заде С. Н., Насруллаев И. А. Нестационарная фильтрация жидкости к прямолинейной галерее в двухслойном трещиновато-пористом пласте.— «Изв. АН СССР. МЖГ», 1974, № 2.
9. Багир-заде С. Н., Гусейнов Г. П. Нестационарная фильтрация жидкости в трещиновато-пористом пласте.— ПМТФ, 1972, № 6.

10. Гусейнов Г. П., Багир-заде С. Н. Одномерное движение жидкости в трещиновато-пористой среде.—«Труды АзНИПИ нефть», 1972, вып. 24.
11. Гусейнов Г. П., Багир-заде С. Н. Приток жидкости к скважине, частично вскрывшей неоднородный трещиновато-пористый пласт, при неустановившемся режиме фильтрации.—«Азерб. нефт. хоз-во», 1971, № 8.
12. Гусейнов Г. П., Багир-заде С. Н., Керимов А. Г. Приток жидкости из трещиновато-пористого пласта к скважине с постоянным забойным давлением.— В кн.: Вопросы разработки нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. Баку, 1974.
13. Багир-заде С. Н. Приток однородной жидкости к галерее в трещиновато-пористом пласте.—«Азерб. нефт. хоз-во», 1972, № 7.
14. Багир-заде С. Н. Неустановившееся движение однородной жидкости к галерее в трещиновато-пористом пласте.—«Труды АзНИПИ нефть», 1973, вып. 28.
15. Chatas A. F. Unsteady spherical flow in petroleum reservoirs.—«Soc. Petrol. Engrs. J.», 1966, vol. 2, N 2.
16. Таблицы Барлоу. М., «Мир», 1965.
17. Сегал Б. И., Семендяев К. А. Пятизначные математические таблицы. М.—Л., Изд-во АН СССР, 1948.
18. Хайши К., Барк Л. Многозначные таблицы круговых, гиперболических и других функций. М., Изд-во АН СССР, 1965.

УДК 532.529

КОНВЕКТИВНАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ СРЕДЫ, СОДЕРЖАЩЕЙ ТЯЖЕЛУЮ ТВЕРДУЮ ПРИМЕСЬ

О. Н. Дементьев

(Пермь)

В данной работе рассматриваются две задачи конвективной устойчивости среды, содержащей оседающие тяжелые твердые частицы. Исследуется устойчивость стационарного конвективного течения среды с примесью между вертикальными плоскостями, нагретыми до разных температур, а также устойчивость подогреваемого снизу плоского слоя среды, содержащей примесь. Показано, что наличие оседающих твердых частиц оказывает существенное стабилизирующее влияние на конвективную устойчивость.

Устойчивость изотермических плоскопараллельных течений несжимаемого газа, несущего небольшое количество твердых частиц, исследовалась в работах [1—4]. Несущая среда и примесь рассматривались как взаимопроникающие и взаимодействующие друг с другом сплошные среды; взаимодействием между частицами пренебрегалось. Постановка задачи об устойчивости течения на основе этих представлений впервые была дана в [1], где рассматривалась устойчивость движения жидкости, содержащей примесь, в плоском вертикальном канале. Устойчивость конвективного движения среды, несущей твердую примесь, в слое между вертикальными плоскостями, нагретыми до разных температур, исследовалась в [5], где оседанием частиц, как и в [2—4], пренебрегалось.

В работе [6] рассматривалось влияние взвешенных твердых частиц на устойчивость равновесия горизонтального слоя газа, подогреваемого снизу. Пренебрегалось оседанием частиц и выталкивающей силой, действующей на частицы. Предполагалось существование теплового равновесия между частицами и газом, т. е. рассматривался простой предельный случай бесконечно малого температурного времени релаксации τ_T . При описанных предположениях эффект наличия частиц в слое сводится лишь