РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК

СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

2018 № 4

УДК 532.685+539.3

ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПОЛЯ В ПРОДУКТИВНОМ ПЛАСТЕ В ОКРЕСТНОСТИ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ ЗАВИСИМОСТИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПОРОД ОТ ЭФФЕКТИВНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Л. А. Назарова, Л. А. Назаров

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, E-mail: naz@misd.ru,
Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия

Разработана нелинейная модель, описывающая геомеханические и гидродинамические поля в окрестности вертикальной скважины во флюидонасыщенном пласте в случае зависимости проницаемости k от эффективного напряжения σ_f по экспоненциальному закону. Получены аналитические решения для пороупругого и пороупругопластического режимов деформирования околоскважинного пространства, на основе которых проанализировано изменение давления и дебита при вариации параметров, характеризующих зависимость $k(\sigma_f)$. Установлено, что дебит экспоненциально уменьшается при возрастании горизонтальной составляющей внешнего поля напряжений; проницаемость в зоне необратимых деформаций, окружающей скважину, убывает с удалением от контура. Предложена схема фильтрационных испытаний нагруженных по боковой поверхности образцов с центральным отверстием, а также процедура интерпретации экспериментальных данных, позволяющая установить эмпирическую зависимость $k(\sigma_f)$.

Породный массив, пороупругое и пороупругопластическое деформирование, эффективное напряжение, проницаемость, скважина, эксперимент, образец с центральным отверстием.

DOI: 10.15372/FTPRPI20180402

Обоснование эффективных схем вскрытия и режимов разработки месторождений углеводородов, оценка добывных возможностей скважин и планирование объема добычи, интерпретация данных комплексного каротажа — вот далеко не полный перечень проблем, решение которых требует знания фильтрационно-емкостных свойств нефтяных и газовых пластов [1, 2]. К последним относят проницаемость k и пористость, принимаемые, как правило, кусочно-постоянными в рассматриваемом продуктивном интервале [3 – 6]. Между тем, как показывают лабораторные эксперименты с породами-коллекторами [7, 8] и углями [9], а также натурные исследования [10, 11], на величину k существенно влияет эффективное напряжение $\sigma_f = p + \sigma$ (p — давление флюида, σ — среднее напряжение в матрице). На упругой стадии деформирования зависимость $k(\sigma_f)$ хорошо аппроксимируется [9, 12] экспоненциальной функцией

Работа выполнена в рамках проекта ФНИ (№ гос. регистрации АААА-А17-117122090002-5).

$$k(\sigma_f) = k_0 \exp(\beta\sigma_f), \qquad (1)$$

где k_0 — проницаемость, определяемая по керну стандартными методами [13]; β — эмпирическая константа. На запредельной стадии (пластичность, разрушение) с увеличением эффективного напряжения проницаемость может как уменьшаться [7], так и расти [11].

При вскрытии пластов в окрестности скважины создается неоднородное напряженное состояние [14], а на больших глубинах могут возникать и зоны разрушения [15], что изменяет коллекторские свойства прискважинной зоны. Традиционный приближенный подход для учета этих явлений — введение в модель скин-фактора (локальной зоны, параметры которой определяются по кривой восстановления давления [16–18]), не всегда дает удовлетворительный результат [19]. Различные модели необратимого деформирования пород-коллекторов применительно к описанию технологических процессов при извлечении углеводородов рассмотрены в [20, 21].

В настоящей статье в рамках пороупругой и пороупругопластической моделей [22] получены аналитические решения прямой задачи о стационарном притоке флюида к скважине в деформируемой среде, проницаемость которой зависит от эффективного напряжения. На основе этого решения предложен метод определения эмпирических параметров в (1) по данным лабораторных экспериментов. Отметим, что асимптотическое решение аналогичной нестационарной задачи в пороупругой постановке получено в [23].

ПОСТАНОВКА КРАЕВОЙ ЗАДАЧИ

Расположенный на глубине H однородный флюидонасыщенный горизонтальный пласт мощностью h ($h \ll H$) вскрывается вертикальной скважиной (радиус r_0).

Геомеханическая модель. Пусть горизонтальные компоненты природного поля напряжений одинаковы, тогда модель обладает осевой симметрией, а напряженное состояние массива в окрестности скважины в цилиндрической системе координат (r — радиус, θ — полярный угол) описывается системой, включающей [22]:
уравнение равновесия

$$\sigma_{rr,r} + \frac{\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta}}{r} = 0, \qquad (2)$$

соотношения Коши

$$\varepsilon_{rr} = u_{,r}, \quad \varepsilon_{\theta\theta} = \frac{u}{r}, \qquad (3)$$

закон Гука при пороупругом деформировании

$$\begin{aligned} \sigma_{rr} &= (\lambda + 2\mu)\varepsilon_{rr} + \lambda\varepsilon_{\theta\theta} - p, \\ \sigma_{\theta\theta} &= \lambda\varepsilon_{rr} + (\lambda + 2\mu)\varepsilon_{\theta\theta} - p, \end{aligned} \qquad (4)$$

и критерий Кулона – Мора [24]

$$|\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta}| = |\sigma_{rr} + \sigma_{\theta\theta}| \operatorname{tg}\varphi + 2\tau_c \qquad (5)$$

в зонах разрушения. В (2) – (5) введены следующие обозначения: σ_{rr}, $\sigma_{\theta\theta}$ и ε_{rr}, $\varepsilon_{\theta\theta}$ — компоненты тензоров напряжений и деформаций; p — давление флюида; u — радиальное смещение; λ и μ — параметры Ламе; φ — угол внутреннего трения; τ_c — сцепление.

Гидродинамическая модель. Стационарный процесс движения флюида в окрестности скважины описывается [25, 26]:
уравнением неразрывности

$$(rv)_{,r}=0 \tag{6}$$

и линейным законом Дарси

$$v=-kp_{,r}/\eta\,, \tag{7}$$

где v и η — радиальная скорость и вязкость флюида; проницаемость среды k зависит от эффективного напряжения по (1).

Граничные условия. Задача (1)–(7) решается в кольце $D=\{r_0\le r\le r_1\}$, на внутренней и внешней границах которого сформулированы следующие краевые условия:

$$\sigma_{rr}(r_0)=-p_0\,,\ \sigma_{rr}(r_1)=-S\,, \tag{8}$$

$$p(r_0)=p_0\,,\ p(r_1)=p_1, \tag{9}$$

здесь $S=q\sigma_V$ (q — коэффициент бокового отпора, $\sigma_V=\rho gH$ — литостатическое давление, ρ — плотность вмещающих пород, g — ускорение свободного падения), сжимающие напряжения отрицательные, при добыче $p_0=p_a$ (p_a — атмосферное давление), при бурении $p_0=\rho_0 gH$ (ρ_0 — плотность бурового раствора), p_1 — давление на контуре питания скважины $r=r_1$.

ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПОЛЯ В ОКРЕСТНОСТИ СКВАЖИНЫ

Пороупругая модель. Общее решение системы (2)–(4), сводящейся к обыкновенному дифференциальному уравнению второго порядка, имеет вид

$$\begin{aligned}\sigma_{rr}(r)&=A-Br^{-2}-2\delta\,\Phi(r),\\ \sigma_{\theta\theta}(r)&=A+Br^{-2}+2\delta[\Phi(r)-p(r)],\end{aligned} \tag{10}$$

где $\delta=1-2\nu$ (ν — коэффициент Пуассона); $\Phi(r)=r^{-2}\int\limits_{r_0}^{r}p(\xi)\xi d\xi$. Константы A и B определяются из граничных условий (8):

$$A=c-p_0\,,\quad B=r_0^2c\,,\quad c=\frac{2\delta\,\Phi(r_1)-S+p_0}{1-r_0^2/r_1^2}\,,$$

причем, если $r_0<<r_1$, то $A=2\delta\,\Phi(r_1)-S$. Из (10) следует, что эффективное напряжение

$$\sigma_f=0.5(\sigma_{rr}+\sigma_{\theta\theta})+p=A+(1-\delta)p\,. \tag{11}$$

Система (1), (6) и (7), описывающая распределение давления в исследуемой области, сводится к уравнению

$$\frac{\partial}{\partial r}\left(re^{\beta\sigma_f}\,\frac{\partial p}{\partial r}\right)=0\,, \tag{12}$$

которое с учетом (11) допускает разделение переменных и имеет общее решение

$$e^{\alpha_e p}=A_e+B_e\ln r\,,$$

где $\alpha_e=2\nu\beta$.

Определив константы A_e и B_e из граничных условий (9), получим

$$p(r)=\frac{1}{\alpha_e}\ln\left[e^{\alpha_e p_0}+(e^{\alpha_e p_1}-e^{\alpha_e p_0})\frac{\ln(r/r_0)}{\ln(r_1/r_0)}\right], \tag{13}$$

тогда расход скважины

$$Q(\alpha_e) = F_e(\alpha_e) Q_0, \tag{14}$$

где $F_e(\alpha_e) = \exp(0.5\alpha_e A / \nu)(e^{\alpha_e p_1} - e^{\alpha_e p_0}) / [\alpha_e(p_1 - p_0)]$, $Q_0 = 2\pi H k_0 (p_1 - p_0) / [\eta \ln(r_1 / r_0)]$ — расход при $\alpha_e = 0$ (формула Дюпюи [26]). Как и следовало ожидать, $Q(\alpha_e) = 0$ при $p_0 = p_1$, $F_e(0) = 1$.

Таким образом, в рамках пороупругой модели (1) – (4) при стационарном режиме функционирования скважины расход экспоненциально убывает с ростом горизонтальных напряжений S во внешнем поле.

Пороупругопластическая модель. В настоящее время глубина эксплуатационных скважин достигает 3 – 4 км [27]. На таких горизонтах даже при использовании утяжеленных буровых растворов (ρ_0 =1500 – 1700 кг/м^3) кольцевое напряжение $\sigma_{\theta\theta}$ составляет 80 – 100 МПа [15], что превышает предел прочности на сжатие большинства пород-коллекторов [28]. Поэтому в окрестности скважины могут возникать зоны необратимых деформаций (разрушения) с измененными фильтрационными свойствами [7].

Пусть для некоторой комбинации значений φ, τ_c, p_0, p_1 и S выполнен критерий (5), тогда в D возникает зона разрушения $D_p = \{r_0 \le r \le r_*\}$, в области $D_e = D / D_p$ среда деформируется упруго. В D_p решение системы (2), (5) и $(8)_1$ находится в элементарных функциях:

$$\begin{aligned} \sigma_{rr}(r) &= R_1(r) - p_0, \\ \sigma_{\theta\theta}(r) &= R_1(r) - 2R_2(r) - p_0, \end{aligned} \tag{15}$$

где $R_1(r) = \tau_c[1 - (r / r_0)^{\Omega}] / m$, $R_2(r) = [\tau_c (r / r_0)^{\Omega}] / (1 - m)$, $m = \mathrm{tg}\phi$, $\Omega = 2m / (1 - m)$.

В упругой подобласти σ_{rr} и $\sigma_{\theta\theta}$ выражаются также формулами (10), но константы A и B определяются из условий непрерывности напряжений (10) и (15) на границе $r = r_*$, тогда в D_e

$$\begin{aligned} \sigma_{rr}(r) &= \sigma_e - \frac{B r_*^2}{r^2} - 2\delta\,\Phi(r), \\ \sigma_{\theta\theta}(r) &= \sigma_e + \frac{B r_*^2}{r^2} + 2\delta[\Phi(r) - p(r)], \end{aligned} \tag{16}$$

где $\sigma_e = \delta p(r_*) - R_2(r_*) + R_1(r_*) - p_0$, $B = \delta p(r_*) - R_2(r_*) - 2\delta\,\Phi(r_*)$.

Размер зоны разрушения. Скорость бурения может достигать 1 м/мин [29], поэтому можно считать, что при вскрытии флюидонасыщенного пласта небольшой мощности в окрестности скважины мгновенно возникает возмущенное поле напряжений и, если выполнен критерий прочности, — зона необратимых деформаций D_p. Для определения ее радиуса r_* положим $\delta = 0$ в $(16)_1$ и воспользуемся граничным условием $(8)_2$:

$$\left(\frac{r_*}{r_0}\right)^{\Omega} - m\left(\frac{r_*}{r_1}\right)^2 = (1 - m)\left(m\frac{S - p_0}{\tau_c} + 1\right). \tag{17}$$

В зоне D_p выполняется условие $r_* > r_0$, тогда при $r_* << r_1$ правая часть трансцендентного уравнения (17) должна превышать единицу. Отсюда можно оценить соответствующее горизонтальное напряжение во внешнем поле

$$S > p_0 + \frac{\tau_c}{1 - m} \tag{18}$$

и глубину, на которой при бурении возникает разрушение:

$$H > \frac{\tau_c}{g(1-m)(q\rho - \rho_0)}.$$

На рис. 1 показана зависимость r_* от безразмерной величины $s = (S - p_0)/\tau_c$ при различных значениях угла внутреннего трения φ.

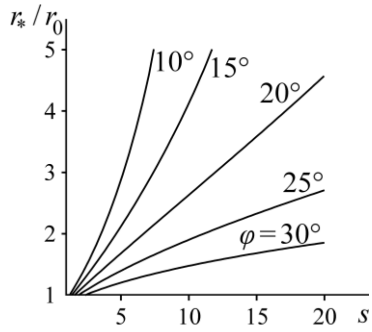

Рис. 1. Функция $r_*(s)$ при различных значениях φ

Теперь найдем распределение давления в области D, полагая, что коэффициент β в (1) в зонах упругого и неупругого деформирования различен:

$$\beta = \begin{cases} \alpha & r \in D_e, \\ \alpha_p & r \in D_p. \end{cases}$$

Согласно (16), среднее напряжение σ в подобласти D_e зависит от давления. Из (15) следует, что σ в D_p — известная функция от радиуса. Поэтому всюду в области D уравнение (12) допускает разделение переменных и имеет аналитическое решение:

$$p(r) = \begin{cases} \ln[A_p + B_p G_p(r)], & r \in D_p, \\ \ln[A_e + B_e G_e(r)], & r \in D_e, \end{cases}$$

$G_e(r) = \exp\dfrac{-0.5\alpha_e\sigma_e}{\nu}\ln\dfrac{r}{r_*}$, $G_p(r) = \displaystyle\int_{r_0}^{r}\exp[-\alpha_p\sigma_p(\xi)]\xi^{-1}d\xi$, $\sigma_p(r) = R_1(r) - R_2(r) - p_0$. Неизвестные константы A_e, B_e, A_p и B_p определяются из (9) и условий непрерывности давления и скорости фильтрации на границе D_e и D_p:

$$p(r_* - 0) = p(r_* + 0) = p_*, \qquad v(r_* - 0) = v(r_* + 0).$$

Опуская громоздкие промежуточные выкладки, приведем окончательный результат:

$$p(r) = \frac{1}{\alpha_p}\ln\left[e^{\alpha_p p_0} + (e^{\alpha_p p_*} - e^{\alpha_p p_0})\frac{G_p(r)}{G_p(r_*)}\right] \text{ при } r \in D_p; \tag{19}$$

$$p(r) = \frac{1}{\alpha_e}\ln\left[e^{\alpha_e p_*} + (e^{\alpha_e p_1} - e^{\alpha_e p_*})\frac{G_e(r)}{G_e(r_1)}\right] \text{ при } r \in D_e. \tag{20}$$

Значение давления p_* на границе $r = r_*$ находится из трансцендентного уравнения

$$\alpha_p G_p(r_*) e^{\alpha_e p_*} + \alpha_e G_e(r_1) e^{\alpha_p p_*} = \alpha_e G_e(r_1) e^{\alpha_p p_0} + \alpha_p G_p(r_*) e^{\alpha_e p_1}. \tag{21}$$

Параметрический анализ. Расчеты проводились при $r_0 = 0.1$ м, $r_1 = 200$ м, $\nu = 0.22$, $\tau_c = 5$ МПа, $\varphi = 12°$, $S = 30$ МПа, $p_0 = 0.1$ МПа, значения p_1, α_e и α_p варьировались. На рис. 2 показано распределение проницаемости k при $p_1 = 30$ МПа в окрестности скважины при различных α_p: увеличение α_p ведет к уменьшению k; проницаемость снижается от максимального значения на контуре до минимального на границе области разрушения.

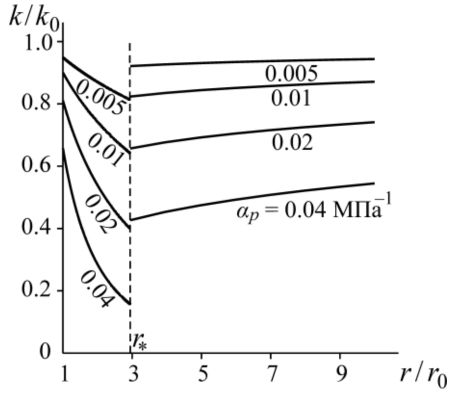

Рис. 2. Проницаемость прискважинной зоны при p_1=30 МПа, α_e =0.002 МПа$^{-1}$ и различных значениях α_p

На рис. 3 представлено распределение давления при $p_1 = 20$ МПа и различных α_e, α_p. Видно, что с ростом α_e проницаемость уменьшается и, следовательно, возрастает давление в околоскважинном пространстве (рис. 3*а*). Отметим, что при $\alpha_p = \alpha_e$ проницаемость непрерывна на границе $r = r_*$, поэтому давление — гладкая функция.

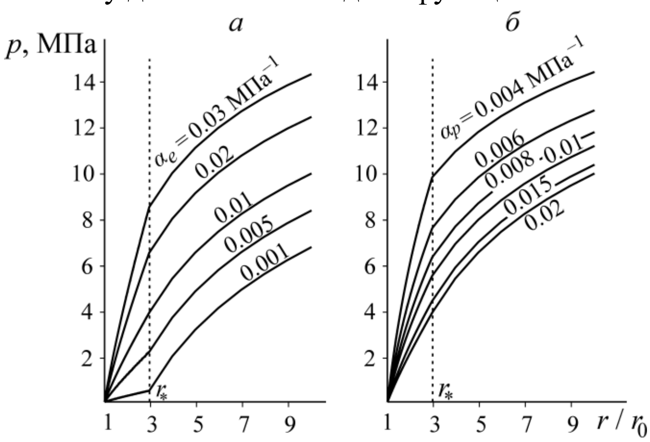

Рис. 3. Распределение давления в окрестности скважины при различных значениях параметров: $\alpha_p = 0.01$ МПа$^{-1}$ (*а*); $\alpha_e = 0.02$ МПа$^{-1}$ (*б*)

Расход скважины находится по (19):

$$Q(\alpha_p) = Q_p F_p(\alpha_p),$$

$$Q_p = 2\pi H \frac{k_0}{\eta} \frac{p_* - p_0}{\ln \dfrac{r_*}{r_0}}, \quad F_p(\alpha_p) = \frac{e^{\alpha_p p_*} - e^{\alpha_p p_0}}{\alpha_p (p_* - p_0)} \frac{\ln \dfrac{r_*}{r_0}}{G_p(r_*)}.$$

Зависимость относительного дебита скважины F_p от давления на контуре питания при $\alpha_e = 0.02$ МПа$^{-1}$, $S = 30$ МПа и различных значениях α_p приведена на рис. 4. Отметим ожидаемое уменьшение расхода с ростом α_p, а также нелинейное увеличение Q с возрастанием p_1.

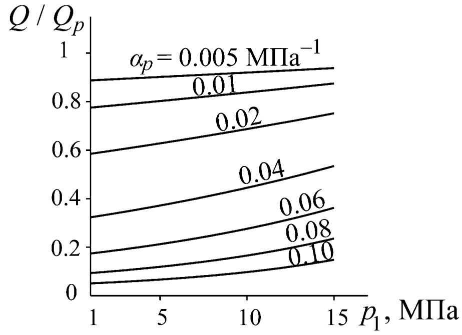

Рис. 4. Функция $F_p(p_1)$ при $\alpha_e = 0.02$ МПа$^{-1}$, $S = 30$ МПа

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭМПИРИЧЕСКОЙ ЗАВИСИМОСТИ ПРОНИЦАЕМОСТИ ОТ ЭФФЕКТИВНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМ ДАННЫМ

Фильтрационно-емкостные характеристики пород-коллекторов определяются, как правило, по результатам испытаний кернов [13]. Для установления зависимости проницаемости от напряжений схема экспериментов аналогична: стационарная фильтрация в осевом направлении образца, который подвергается гидростатическому (реже двухосному) сжатию [7, 9].

Для получения радиальной проницаемости существует два основных способа [1, 2, 30]: из имеющегося керна выбуривается образец ортогонально оси и испытывается по стандартной методике; в керне создается центральное осевое отверстие, в которое нагнетается флюид — реализуется радиальная фильтрация.

Каждый из способов имеет свои достоинства и недостатки, но в первом случае линейные размеры образца уменьшаются практически на порядок. Это крайне затрудняет проведение фильтрационных испытаний с нагружением (особенно на запредельной стадии) на стандартном оборудовании.

Рассмотрим вариант реализации второго способа для нахождения эмпирической константы β в (1) при пороупругом и пороупругопластическом деформировании. Не вдаваясь в технические особенности проведения испытаний, опишем только программу экспериментов и процедуру обработки результатов.

Программа испытаний.

1. Из полноразмерного керна изготавливаются несколько образцов, часть из них используется для определения коэффициента Пуассона ν и прочностных свойств (угол внутреннего трения φ и сцепление τ_c) по стандартным методикам [31 – 33]. По (18) оценивается предельное радиальное напряжение $S_L = \tau_c / (1 - \mathrm{tg}\varphi)$.

2. В цилиндрическом образце (радиус r_1, высота H) с изолированными торцами сверлится центральное отверстие (радиус r_0), в котором создается постоянное давление флюида p_0.

3. На боковой поверхности прикладывается ступенчато возрастающее сжимающее радиальное напряжение S_i ($i = 0,...,n$) так, что $S_n < S_L$. На каждом шаге i нагружения регистрируется расход W_i в стационарном режиме фильтрации.

4. Радиальное напряжение увеличивается до $S_* > S_L$, и на боковой поверхности замеряется установившийся расход W_*.

Интерпретация данных. Поля напряжений и давления в образце при проведении экспериментов описываются системой (1) – (8), поэтому будем использовать решения (при $r_0 << r_1$), полученные в рамках пороупругой и пороупругопластической моделей.

При $S < S_L$ расход на боковой поверхности образца вычисляется по (13):

$$Q_e(S) = 2\pi H \frac{k_0}{\eta} \frac{e^{\alpha_e p_0} - e^{\alpha_e p_1}}{\alpha_e \ln(r_1 / r_0)} \exp\left[\alpha_e \frac{2\delta\,\Phi(r_1) - S}{2\nu}\right],$$

откуда $Q_e(S) = Q_e(0)\exp(-\alpha_e S / 2\nu)$. Полагая в последнем соотношении $Q_e(0) = W_0$, величину α_e можно оценить методом наименьших квадратов:

$$\alpha_e = \frac{2\nu \sum_{i=1}^{n} S_i \ln(W_i / W_0)}{\sum_{i=1}^{n} S_i^2}.$$

При $S > S_L$ расход Q_p на поверхности $r = r_1$ находится по распределению давления в подобласти D_e (20):

$$Q_p(S, \alpha_e, \alpha_p) = Q_e(0) T(\alpha_e, \alpha_p) \exp\frac{-\alpha_e S}{2\nu}, \qquad T(S, \alpha_e, \alpha_p) = \frac{e^{\alpha_e p_*} - e^{\alpha_e p_1}}{e^{\alpha_e p_0} - e^{\alpha_e p_1}} \frac{\ln(r_1 / r_0)}{\ln(r_1 / r_*)},$$

где p_* и r_* неявно зависят от α_p и S (17), (21). Таким образом, при известном значении α_e эмпирический параметр α_p определяется из уравнения

$$T(S_*, \alpha_e, \alpha_p) = \frac{W_*}{W_0} \exp\frac{\alpha_e S_*}{2\nu}. \tag{22}$$

На рис. 5 показана однозначная разрешимость (22): прямая $\alpha_e = \text{const}$ имеет единственную точку пересечения с каждой из линий уровня функции T в сечении $S_* = \text{const}$.

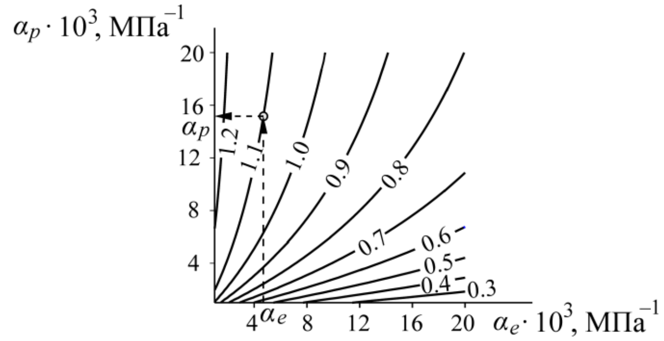

Рис. 5. Изолинии функции T при $S_* = 30$ МПа, $p_0 = 15$ МПа, $p_1 = 0.1$ МПа, $r_0 = 2.5$ мм, $r_1 = 25$ мм

Отметим, что в рамках рассмотренных пороупругой и пороупругопластической моделей при определении α_e и α_p не используются значения вязкости флюида η и проницаемости k_0.

ВЫВОДЫ

В окрестности глубоких скважин, вскрывающих продуктивные пласты, формируются области концентрации напряжений, уровень которых может превысить предельный. Это обусловливает возникновение зон необратимых деформаций с иными фильтрационными характеристиками. В рамках пороупругой и пороупругопластической моделей найдены аналитические решения, описывающие распределение стационарных геомеханических и гидродинамических полей в околоскважинном пространства при условии зависимости проницаемости k от эффективного напряжения σ_f.

По критерию Кулона – Мора оценены размеры зоны разрушений в зависимости от прочностных свойств, а также глубина их возникновения. На основе численного анализа установлены закономерности изменения дебита скважины, проницаемости и давления при вариации горизонтальной составляющей S внешнего поля напряжений и параметров, характеризующих зависимость $k(\sigma_f)$ в упругой и разрушенной зонах. В частности, установлено, что дебит скважины возрастает при уменьшении S, увеличении контурного давления. Разработана схема фильтрационных испытаний цилиндрических образцов с центральной скважиной и с использованием полученных решений – процедура обработки экспериментальных данных, позволяющие найти параметры зависимости $k(\sigma_f)$.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Fjaer E., Holt R. M., Horsrud P. et al.** Petroleum related rock mechanics, Elsevier, 2nd edition, Elsevier, 2008. — 492 p.
2. **Dake L. P.** The practice of reservoir engineering (revised edition), Elsevier, 2001. — 546 p.
3. **Дахнов В. Н.** Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. — М.: Недра, 1985. — 310 с.
4. **Lyons W., Plisga G., Lorenz M.** Standard handbook of petroleum and natural gas engineering (3rd edition), Gulf Professional Publishing, 2015. — 1822 p.
5. **Назарова Л. А., Назаров Л. А., Эпов М. И., Ельцов И. Н.** Эволюция геомеханических и электрогидродинамических полей в массиве горных пород при бурении глубоких скважин // ФТПРПИ. — 2013. — № 5. — С. 37 – 49.
6. **Ельцов И. Н., Назарова Л. А., Назаров Л. А., Нестерова Г. В., Соболев А. Ю., Эпов М. И.** Скважинная геоэлектрика нефтегазовых пластов, разбуриваемых на репрессии давления в неравнокомпонентном поле напряжений // Геология и геофизика. — 2014. — Т. 55. — № 5 – 6. — С. 978 – 990.
7. **Holt R. M.** Permeability reduction induced by a nonhydrostatic stress field, SPE Formation Evaluation, 1990, N 12. — P. 444 – 448.
8. **Ghabezloo S., Sulem J., Guedon S., Martineau F.** Effective stress law for the permeability of a limestone, Int. J. of Rock Mechanics and Mining Science, 2009, Vol. 46. — P. 297 – 306.
9. **Espinoza D. N., Vandamme M., Pereira J.-M. et al.** Measurement and modeling of adsorptive–poromechanical properties of bituminous coal cores exposed to CO_2: Adsorption, swelling strains, swelling stresses and impact on fracture permeability, Int. J. of Coal Geology, 2014, Vol. 134 – 135. — P. 80 – 95.
10. **Schutjens P. M. T. M., Hanssen T. H., Hettema M. H. H. et al.** Compaction-induced porosity/permeability reduction in sandstone reservoirs: Data and model for elasticity-dominated deformation, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2004, Vol. 7(3). — P. 202 – 216.
11. **Zhu W., Montesi L., Wong T.-F.** Characterizing the permeability-porosity relationship during compactive cataclastic flow / 42nd U.S. Rock Mechanics Symposium, USRMS, San Francisco: ARMA, 2008.

12. **Connell L.D., Lu M., Pan Z.** An analytical coal permeability model for tri-axial strain and stress conditions, Int. J. of Coal Geology, 2010, Vol. 84. — P.103 – 114.
13. **ГОСТ 26450.2–85.** Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. — М.: Изд-во стандартов, 1985.
14. **Zoback M. D.** Reservoir Geomechanics, Cambridge University Press, 2010. — 461 p.
15. **Ельцов И. Н., Назаров Л. А., Назарова Л. А., Нестерова Г. В., Эпов М. И.** Интерпретация геофизических измерений в скважинах с учетом гидродинамических и геомеханических процессов в зоне проникновения // Докл. АН. — 2012. — Т. 445. — № 6. — С. 671 – 674.
16. **Мищенко И. Т.** Скважинная добыча нефти. — М: Нефть и газ, 2003. — 816 с.
17. **Хисамов Р. С., Сулейманов Э. И., Фархуллин Р. Г. и др.** Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. — М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2000. — 228 с.
18. **Муфазалов Р. Ш.** Скин-фактор: Фундаментальные зависимости и взаимосвязь гидродинамических параметров зонально-неоднородного пласта и скважины // ROGTEC. — 2015. — С. 76 – 90.
19. **Медведев А. И., Боганик В. Н.** Как определить скин-фактор // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2004. — № 5. — С. 42 – 45.
20. **Пеньковский В. И., Корсакова Н. К.** Феноменологический подход к проблеме моделирования гидравлического разрыва пласта // ПМТФ. — 2015. — Т. 56. — № 5. — С. 139 – 148.
21. **Николаевский В. Н.** Собрание трудов. Геомеханика. Т. 1: Разрушение и дилатансия. Нефть и газ. Серия Современные нефтегазовые технологии. — М.; Ижевск: Изд-во “ИКИ”, 2010. — 640 с.
22. **Coussy O.** Mechanics and physics of porous solids, John Wiley & Son Ltd, 2010. — 281 p.
23. **Шелухин В. В., Ельцов И. Н.** Динамика прискважинной зоны во время бурения пороупругого пласта // Геофиз. журн. — 2012. — Т. 34. — № 4. — С. 265 – 272.
24. **Jaeger J. C., Cook N. G. W., and Zimmerman R.** Fundamentals of rock mechanics, Wiley, 2007. — 488 p.
25. **Harindra J. F.** Handbook of environmental fluid dynamics, Vol. one: Overview and Fundamentals, CRC Press, 2012. — 624 p.
26. **Кочин Н. Е., Кибель И. А., Розе Н. В.** Теоретическая гидромеханика. — Ч. 1. — М.: Физматгиз, 1963. — 583 с.
27. **Калинин А. Г.** Бурение нефтяных и газовых скважин. — М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. — 846 с.
28. **Дортман Н. Б.** Физические свойства горных пород и полезных ископаемых. — М.: Недра, 1984. — 455 с.
29. http://permneft-portal.ru/newspaper/articles/rekord-v-prokhodke (дата обращения 10 июня 2018 г.)
30. **Bradley H. B., ed.** Petroleum engineering handbook: Richardson, TX, Society of Petroleum Engineers, 1987. — 1824 p.
31. **ГОСТ 21153.2-84.** Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном сжатии. — М.: Изд-во стандартов, 1984.
32. **ГОСТ 21153.3-85.** Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном растяжении. — М.: Изд-во стандартов, 1985.
33. **ГОСТ 28985-91.** Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии. — М.: Изд-во стандартов, 1991.

Поступила в редакцию 11/VI 2018