**МЕХАНИКА
ТВЕРДОГО ТЕЛА
№ 1 • 1999**

УДК 622.011.4

© 1999 г. **Н.Г. БУРАГО, А.Н. КОВШОВ**

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ДЕФОРМИРОВАНИЯ СЛОИСТОГО ГОРНОГО МАССИВА В ОКРЕСТНОСТИ СКВАЖИНЫ

В работе приведены результаты численного моделирования процесса деформирования слоистого горного массива в окрестности скважины, проходящей через продуктивный пласт. Как и в работе [1] принимается, что продуктивный пласт представляет собой слой пористой фильтрующей упругой среды типа песчаника. Сверху и снизу этого слоя расположены непроницаемые или малофильтрующие слои пластического материала. Основное внимание уделено определению напряженно-деформированного состояния в продуктивном пласте при наличии скважины. В частности определению области, в которой давление сжимающее пористый пласт уменьшается по сравнению с горным давлением. Численное решение строилось с помощью метода конечных элементов позволяющего рассматривать большие деформации. Результаты численного моделирования могут представлять интерес для анализа устойчивости начальной формы скважины, для анализа фильтрационных процессов в окрестности скважины, а также при проектировании гидроразрыва продуктивного пласта.

1. Постановка задачи следующая. Нефтеносный пласт представляет собой слой пористой фильтрующей упругой среды типа песчаника, расположенного на глубине H_0. Этот слой имеет толщину h_0. Над ним находится слой толщины h_1 неупругой горной породы типа глины. Сверху над слоем глины и ниже нефтеносного пласта находится горная порода. За счет большой глубины залегания, нефтеносный пласт оказывается под действием горного гидростатического давления $p = \rho g H_0$ (ρ – средняя плотность горной породы, g – ускорение силы тяжести).

Начальное напряженное состояние в слое глины и нефтеносном пласте будет однородным, но отличным от гидростатического и его определение есть отдельная задача. Будем считать, что начальное состояние известно.

При бурении скважины однородность начального состояния нарушается, особенно в окрестности скважины. Происходят деформации, которые приводят к установлению нового напряженно-деформированного состояния. Определение этого состояния представляет интерес для анализа устойчивости начальной формы скважины, для анализа фильтрационных процессов в окрестности скважины, а также для проектирования гидроразрыва нефтеносного пласта [1].

Будем считать, что поведение горной породы, окружающей пластический слой глины и нефтеносный пласт описывается моделью линейного упругого тела. Нефтеносный пласт также принимается упругим. Для описания неупругого поведения слоя глины используется модель упруговязкопластической среды с повреждаемостью, которая строится на основе представлений феноменологической теории дислокаций и развития микродефектов применительно к процессам вязкопластического деформирования материала [2]. В этой модели принимается условие пластической несжимаемости материала и упругий закон для шаровых частей тензора напряжений.

Определяющие соотношения имеют вид [2]:

$$\frac{d\varepsilon_{ij}'^{p}}{dt} = \frac{1}{2\beta}\frac{d\sigma_{ij}'}{dt} + f(\varepsilon_2^p)\Psi(T_2 - T_0)\frac{\sigma_{ij}'}{\tau}$$

$$\sigma_{kk} = 3K\varepsilon_{kk} \tag{1.1}$$

Штрихом сверху обозначены девиаторы соответствующих тензоров. Функции $f(\varepsilon_2^p)$ и $\Psi(T_2 - T_0)$ входят в соотношение

$$\dot{\varepsilon}_2^p = \frac{1}{\tau} f(\varepsilon_2^p)\Psi(T_2 - T_0) \tag{1.2}$$

которое обобщает дислокационные представления для трехмерного напряженно-деформированного состояния и записано в виде соотношения между вторыми инвариантами следующих тензоров: тензора скорости пластической деформации $\dot{\varepsilon}_{ij}^p$, тензора активных напряжений T_{ij} и тензора пластических деформаций ε_{ij}^p.

В частности, при надлежащем выборе функций $f(\varepsilon_2^p)$ и $\Psi(T_2 - T_0)$, входящих в соотношение (1.2), эта модель описывает релаксацию напряжений в материале в процессе образования микродефктов и, следовательно, описывает разупрочнение предварительно упрочняющегося материала. Релаксация напряжений происходит до некоторого значения отличного от нуля. Дальнейшее изменение напряжений будет описываться соотношениями идеально-пластического течения

$$d\sigma_{ij}' + H(\sigma_{mn}' d\varepsilon_{mn}'^{p})\frac{\sigma_{mn}' d\varepsilon_{mn}'^{p}}{I_2}\sigma_{ij}' = 2\alpha d\varepsilon_{ij}'^{p} \tag{1.3}$$

В этих уравнениях I_2 – второй инвариант девиатора напряжений, $H(z)$ – функция Хевисайда (подробнее см. [2]).

Далее примем, что границы раздела слоев представляют собой плоскости параллельные плоской дневной поверхности. Скважину примем в виде кругового цилиндра радиуса $r = R_1$ с осью перпендикулярной плоскостям раздела. В такой постановке необходимо определять напряженное состояние в неограниченных областях. Для построения численного решения необходимо ограничить расчетную область, которую выберем с учетом следующих соображений. В соответствии с предположениями рассмотренными в работе [1] представляется, что разгрузка нефтеносного пласта и близлежащей горной породы будет происходить за счет вязкопластического течения материала глинистого слоя в скважину. Поэтому наибольшие деформации будут локализоваться в окрестности скважины в неупругом слое. Это позволяет предположить, что нефтеносный пласт представляет собой упругий пористый фильтрующий слой, лежащий на гладком и жестком основании. Будем также считать, что при $r = R_2$ имеется гладкая жесткая стенка. Горная порода, лежащая выше слоя глины, принимается упругим слоем толщины h_2, на верхней границе которого заданы такие нагрузки, которые моделируют нагружение нефтеносного пласта горным давлением.

Введем цилиндрическую систему координат r, z, φ с осью направленной по оси скважины. В этой системе координат расчетная область имеет вид: $R_1 \leqslant r \leqslant R_2$, $0 \leqslant z \leqslant h_0 + h_1 + h_2$, $0 \leqslant \varphi \leqslant 2\pi$.

Будем считать начальные и граничные условия таковыми, что задачу можно рассматривать как осесимметричную. Примем следующие граничные условия:

при $z = 0$, $\quad u_z = \tau_{rz} = 0$;

при $z = H_0$, $\quad \sigma_z = -p_0$; $\quad \tau_{rz} = \tau_{z\varphi} = 0$ (1.4)

при $r = R_2$, $\quad u_r = \tau_{rz} = 0$;

при $r = R_1$, $\quad \sigma_r = f_1(z, t)$, $\quad \tau_{rz} = f_2(z, t)$ (1.5)

Функции f_1 и f_2 должны моделировать переход от начального напряженного состояния к условиям имеющим место на скважине, т.е. для $t > t_1$ $f_1 = f_2 = 0$, а при $t = 0$ должны обеспечивать выполнение начальных условий для напряжений в массиве без скважины, вычисленных при $r = R_1$. Конкретный вид функций, конечно, влияет на решение и это влияние должно быть проанализировано при численном моделировании. Второе условие (1.5) при $t > t_1$ следует из того, что при отсутствии перепада давления между скважиной и фильтрующим пористым продуктивным пластом, напряжения на стенке скважины равны нулю.

Начальное напряженное состояние не зависит от координат r, φ и в этом смысле однородно. Вычислим начальные напряжения, соответствующие выбранным граничным условиям и расчетной области. Для компонент вектора смещения и соответствующих деформаций получим:

$$u_r = 0, \quad u_\varphi = 0, \quad u_z \neq 0, \quad \varepsilon_{zz} = u_{zz}, \quad \varepsilon_{rr} = 0, \quad \varepsilon_{\varphi\varphi} = 0 \tag{1.6}$$

При небольших глубинах залегания все слои будут в упругом состоянии. Поэтому имеем

$$\sigma_r = \sigma_\varphi = \lambda\Delta, \quad \sigma_z = \lambda\Delta + 2\mu\varepsilon_{zz}, \quad \Delta = \varepsilon_{zz}$$

где λ, μ – коэффициенты Ламе. Будем предполагать выполнение условий непрерывности вектора усилий и вектора смещения на границах слоев. Напряжение σ_z одинаково во всех слоях и равно $\sigma_z = -p_0$. Для других напряжений получим

$$\sigma_r = \sigma_\varphi = -p_0 \frac{\lambda}{\lambda + 2\mu}, \quad \tau_{rz} = \tau_{r\varphi} = 0 \tag{1.7}$$

Однородность напряженного состояния и условия непрерывности на границах раздела позволяют определить смещения как функции от z, например, в нефтеносном пласте $u_z^0 = -p_0 z/(\lambda_0 + 2\mu_0)$.

При увеличении p_0 слой глины переходит в пластическое состояние и напряженно-деформированное состояние в нем можно вычислить, пользуясь уравнениями (1.1). Однако напряжения в слое могут быть вычислены без привлечения полной системы уравнений. Действительно, приняв условие пластичности Мизеса [3], для компонент девиатора тензора напряжений s_r, s_z, s_φ получим следующую систему уравнений:

$$s_r + s_z + s_\varphi = 0, \quad s_r - s_\varphi = 0,$$

$$s_r^2 + s_\varphi^2 + s_z^2 = 2k^2 \tag{1.8}$$

Откуда получаем $|s_z| = 2k/\sqrt{3}$, $|s_r| = k/\sqrt{3}$. Знаки s_z и s_r определим из их значений в упругом состоянии и условия непрерывности по нагрузке. Имеем

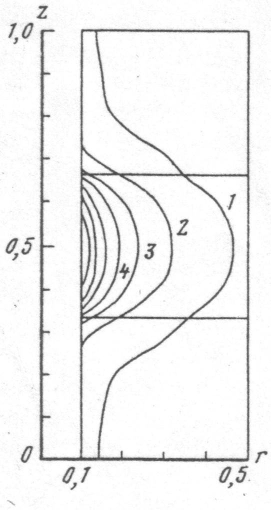
$$p_e = \frac{p_0}{3}\left(1 + \frac{2\lambda_0}{\lambda_0 + 2\mu_0}\right) > 0, \quad s_z < 0, \quad s_r > 0$$

Поэтому $s_z = -2k/\sqrt{3}$, $s_r = k/\sqrt{3}$ и окончательно получим

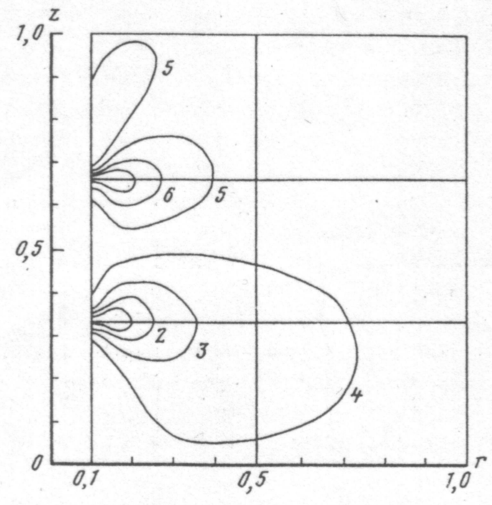
$$\sigma_z = -p_0, \quad \sigma_r = \sqrt{3}k - p_0, \quad \sigma_\varphi = \sqrt{3}k - p_0 \tag{1.9}$$

Выражения (1.9) дают значения начальных напряжений в слое глины. В породе и в нефтеносном пласте начальные напряжения и в этом случае определяются по (1.7).

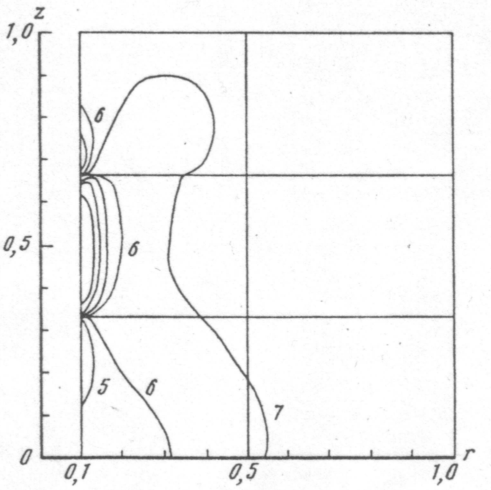
2. Параметрический анализ задачи был произведен численно с использованием пакета программ "Астра" [4]. При этом принималось, что давление приложенное к внешней границе верхнего слоя монотонно возрастает по времени от нуля до значения p_0. Решение соответствующей квазистатической задачи строилось методом установ-



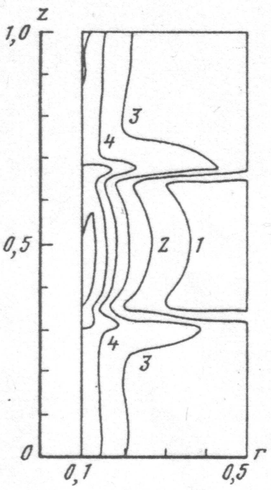
Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4

ления. Исследованы случаи, когда в результате больших деформаций, локализованных в неупругих слоях в окрестности скважины, скважина теряет цилиндрическую форму. На фигурах представлены результаты расчетов модельной задачи для некоторых значений параметров. Принималось, что продуктивный пласт представляет собой упругий пористый слой толщины h_0, лежащий на жестком и гладком основании. Расположенный над ним слой глины толщины h_1 принимался упругопластическим с постоянной текучести равной k. Слой горной породы, лежащий над слоем глины, принимался упругим слоем толщины h_2. Далее принималось $H_0 = 1$, $R_2 = 1$, $h_0 = h_1 = h_2 = H_0/3$, $R_1 = 0{,}1R_2$.

Верхний и нижний слой считались упругими с одинаковыми свойствами. Величины размерности напряжений отнесены к постоянной текучести k, которая принималась равной единице. Упругие свойства характеризовались значениями модуля Юнга E, коэффициентом Пуассона ν и плотностью ρ. Было принято: $E_0 = E_2 = 1000$, $\nu_0 = \nu_2 = 0{,}3$; $\rho_0 = \rho_2 = 1$, $E_1 = 500$, $\nu_1 = 0{,}49$, $\rho_1 = 1$.

Максимальное значение p_0 принималось равным $1{,}5k$. При такой нагрузке в упругопластическом слое глины пластические деформации развивались вблизи скважины. Как показывают расчеты, при увеличении p_0 пластическая область распространяется на большую часть этого слоя. На фигурах представлены изолинии некоторых величин. Горизонтальные прямые соответствуют плоским границам слоев. На фиг. 1 показаны изолинии радиального смещения. Цена изолиний определяется как $u_r = -0{,}42\cdot10^{-3} + (i-1)0{,}6\cdot10^{-4}$, где i – номер изолинии. Видно, что радиальные смещения сосредоточены в слое глины, который выдавливается в скважину. Эта фигура дает представление о деформации слоев и смещении стенки скважины. На фиг. 2 даны изолинии касательных напряжений. Цена изолиний определяется выражением $\tau_{rz} = -0{,}235 + (i-1)0{,}075$. Эта фигура показывает, что при наличии скважины в продуктивном пласте образуется сложное напряженное состояние, отличающееся от напряженного состояния при плоской деформации, которое рассматривалось в работе [1]. Это обстоятельство необходимо учитывать при рассмотрении вопроса о разрушении пласта, например, при гидроразрыве. По изолиниям сжимающего вертикального напряжения, поле которого представлено на фиг. 3 (цена изолиний соответствует $\sigma_z = -1{,}73 + (i-1)0{,}12$) можно судить об области, в которой вертикальные напряжения, сжимающие нефтеносный пласт, меньше аналогичных напряжений, обусловленных горным давлением в отсутствии скважины. Изолинии радиальных напряжений показаны на фиг. 4, при этом цена изолиний определяется выражением $\sigma_r = -1{,}24 + (i-1)0{,}18$.

Таким образом, результаты решения модельной задачи позволяют заключить, что численное моделирование может оказаться необходимым при создании методов увеличения продуктивности нефтеносных и газоносных пластов.

Авторы выражают признательность В.Н. Кукуджанову за постоянное внимание к работе.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект 98-05-64751а).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Христианович С.А., Желтов Ю.П.* О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта // Изв. АН СССР. ОНТ. 1955. № 5. С. 3–41.
2. *Кукуджанов В.Н.* Микромеханическая модель неупругой среды для описания локализации деформаций // Тр. IX конференции по прочности и пластичности. Т. 2. М.: ИПМ РАН, 1996. С. 118–124.
3. *Соколовский В.В.* Теория пластичности. М.: Высш. школа, 1969. 608 с.
4. *Бураго Н.Г., Кукуджанов В.Н.* Решение упругопластических задач методом конечных элементов. Пакет прикладных программ "АСТРА": Препринт № 326. М.: ИПМ РАН, 1988.

Москва

Поступила в редакцию 4.06.1998