

УДК 622.276; 622.279

## ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ СИСТЕМОЙ ПРОИЗВОЛЬНО РАСПОЛОЖЕННЫХ СКВАЖИН С УЧЕТОМ ПОЛЗУЧЕЙ ДЕФОРМАЦИИ ГОРНЫХ ПОРОД

Б.З.Казымов  
(Институт Геологии НАНА)

В статье предлагается численная модель решения задачи разработки системой произвольно расположенных скважин газового месторождения, горные породы которой деформируются с ползучестью. В примере равномерной сетки скважин расчетным путем установлено влияние ползучей деформации горных пород на забойные значения давления и пористости центральной скважины при различных значениях коэффициента сжимаемости пород пласта.

**Ключевые слова:** ползучая деформация, газовая залежь, давление, пористость, система скважин, коэффициент сжимаемости

**Адрес связи:** bildersony1@gmail.com

**DOI:** 10.5510/OGP20120300122

Многие разрабатываемые глубокозалегающие месторождения нефти и газа характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями и повышенными температурами, нефтегазосодержащие породы которых, находясь под огромным геостатическим давлением, в процессе разработки подвергаются сильной, часто неупругой деформации. Сложность геологического строения, трещиноватость, кавернозность и наличие в разрезе пластов глинизированных пород и солей, в таких месторождениях усиливают неупругую - релаксационную и ползучую деформацию горных пород.

Следует отметить, что настало время необходимости при проектировании и осуществлении разработки многих глубокозалегающих месторождений Азербайджана, Северного Кавказа, Средней Азии и особенно Прикаспийского региона, учитывать релаксационную и ползучую деформацию, и притом большей частью, нефтегазонасыщенных горных пород продуктивных пластов, а также по возможности пород, залегающих выше и ниже этих пластов. Известны многие лабораторные экспериментальные данные, свидетельствующие о неупругом, релаксационном и ползучем поведении горных пород - коллекторов нефти и газа [1-4]. Известны также сведения, хотя и в меньшей степени, о неупругом поведении горных пород месторождений в процессе их разработки. Имеются общие представления о фильтрации флюидов в пластах, характеризующихся различными реологическими режимами. При этом решен ограниченный круг задач, еще не дающих возможность количественно представить механизм влияния на процесс разработки залежей различных реологических свойств горных пород, производить расчеты процесса разработки месторождений с учетом, в первую очередь, релаксационного и ползучего поведения горных пород, вполне определенно и с достаточной точностью интерпретировать результаты исследований пластов и скважин в условиях реологических режимов, производить анализ разработки месторождений нефти и газа в указанных

выше условиях.

Первые исследования по фильтрации жидкости в пористой среде были проведены при условии недеформируемости горных пород, слагающих коллекторы нефти и газа, и несжимаемости жидкости, находящейся в порах указанных пород. Согласно этим предположениям, давление на забое скважины после ее остановки должно восстанавливаться мгновенно, т.к. в этом случае пористая среда в процессе фильтрации (вследствие снижения или повышения пластового давления) не деформируется, т.е. относительная деформация равна нулю и, что система является абсолютно жесткой. Однако, из данных исследования нефтяных и газовых скважин стало известно, что при любом изменении дебитов скважин пластовое давление как в газовых, так и в нефтяных пластах устанавливается не мгновенно, а постепенно за определенное время, что было объяснено сжимаемостью горных пород и насыщающих их флюидов.

В [3] приведены реологические модели для описания деформации горных пород и известные зависимости пористости и проницаемости горных пород от давления и времени в условиях их упругой и неупругой деформации, описываются выполненные различными авторами решения задач фильтрации нефти и газа в пластах с релаксацирующей и ползучей средой и методы интерпретации результатов исследования скважин с целью определения фильтрационно-емкостных, а также релаксационных и ползучих свойств. Описываются результаты исследований по моделированию разработки нефтяных, газовых и нефтегазовых месторождений с учетом релаксации и ползучести слагающих их горных пород, эксплуатируемых системой скважин при режимах истощения естественной пластовой энергии. Обсуждаются пути дальнейшего развития исследований, связанных с созданием методов расчета показателей разработки и определения фильтрационно-емкостных и реологических параметров залежей, горные породы которых деформи-

руются неупруго.

За последние годы в Институте Геологии НАНА интенсивно ведутся исследования, связанные с установлением влияния релаксационной и ползучей деформации горных пород на определение технологических показателей разработки месторождений нефти и газа, а также определение их фильтрационно-емкостных и реологических параметров и использование указанных параметров при подсчете углеводородных ресурсов и т.д.

В данной статье приводится результат одного такого исследования: приводится численное решение задачи разработки системой произвольно расположенных скважин в режиме истощения газовой залежи, горные породы которой деформируются с ползучестью. Одной из целей этого исследования являлось также установление влияния ползучей деформации горных пород на показатели разработки газовой залежи при различных значениях сжимаемости пород пласта. Задача решена в следующей постановке:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{p}{\mu_z(p)z(p)} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{p}{\mu_z(p)z(p)} \frac{\partial p}{\partial y} \right) = \frac{1}{k_0} \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{mp}{z(p)} \right) + \frac{p_{am}}{h \cdot \beta \cdot k_0} \sum_{v=1}^{N_1} q_v(t) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v)$$

$$m = m_0 \left[ 1 + \beta_c(p - p_0) + m_1 \int_0^t e^{-\gamma_m(t-\tau)} (p - p_0) d\tau \right]$$

$$p(x, y, 0) = p_0, \quad m(x, y, 0) = m_0$$

$$\left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_{x=0;L} = 0, \quad \left. \frac{\partial p}{\partial y} \right|_{y=0;H} = 0$$

где  $p = p(x, y, t)$ ,  $m = m(x, y, 0)$ ,  $0 \leq x \leq L$ ,  $0 \leq y \leq H$ ,  $t \geq 0$ ;

$p$  и  $m$  - соответственно, текущее пластовое давление (МПа) и текущая пористость;

$p_0$  и  $m_0$  - соответственно начальное пластовое давление (МПа) и начальная пористость;

$N_1$  - количество скважин;

$H$ ,  $L$  и  $h$  - соответственно ширина, длина и мощность залежи, имеющей полоосообразную форму, м;

$q_v$  - дебит  $v$ -й скважины, м<sup>3</sup>/с;

$k_0$  - абсолютная проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;

$z(p)$  - коэффициент сверхсжимаемости газа;

$\mu_z(p)$  - вязкость газа, МПа·с;

$\delta$  - функция Дирака;

$\beta$  - температурная поправка для газа;

$p_{am}$  - атмосферное давление, МПа;

$m_1$  - параметр объемной текучести ползучей среды, (МПа·с)<sup>-1</sup>;

$\gamma_m = \tau_m^{-1}$ ;

$\tau_m$  - время релаксации пористости ползучей среды, сек.

Приведенная для пористости закономерность описывает изменение пористости в условии ползучей деформации и является закономерностью, интегральная часть, которой имеет ядро типа Волтера. Однако, в практике возможны и другие случаи ядра ползучести [2,3].

Аппроксимируя исходные дифференциальные

уравнения, а также начальные и краевые условия в узловой области:

$$\omega = \{(x_p, y_p, t_k) : x_j = i \cdot \Delta x \ (i = 0, 1, \dots, N; N = L/\Delta x) \\ y_j = j \cdot \Delta y \ (j = 0, 1, \dots, M; M = L/\Delta y) \ t_k = k \cdot \tau, \ k = 0, 1, 2, \dots\}$$

с их соответствующими разностными аналогами, для определения давления и пористости в узлах сеточной области с индексами  $(i, j, k)$ , приходим к следующим итерационным выражениям [5,6]:

- для давления:

$$p_{i,j}^{k,r} = \frac{1}{a_{i,j}^{k,r}} (d_{i,j}^k + \delta_{i,j}^{k,r} \cdot p_{i,j-1}^{k-1} + c_{i,j}^{k,r} \cdot p_{i-1,j}^{k-1} + b_{i,j}^{k,r} \cdot p_{i+1,j}^{k-1} + e_{i,j}^{k,r} \cdot p_{i,j+1}^{k-1})$$

- для пористости:

$$m_{i,j}^k = m_{i,j}^{k-1} (1 - \gamma_m \tau) + m_0 \beta_c (p_{i,j}^{k,r-1} - p_{i,j}^{k-1}) + m_0 \tau (m_1 + \gamma_m \beta_c) (p_{i,j}^{k-1} - p_0) + \gamma_m \cdot \tau \cdot m_0$$

$$i = \overline{1, N-1}, \quad j = \overline{1, M-1}, \quad k = \overline{1, 2, \dots}, \quad r = \overline{1, 2, \dots}$$

$$p_{i,j}^0 = p_0, \quad m_{i,j}^0 = m_0, \quad p_{0,j}^{k,r} = p_{1,j}^{k,r}$$

$$p_{N,j}^{k,r} = p_{N-1,j}^{k,r}, \quad p_{i,0}^{k,r} = p_{i,1}^{k,r}, \quad p_{i,M}^{k,r} = p_{i,M-1}^{k,r}$$

где

$$a_{i,j}^{k,r} = \frac{m_{i,j}^{k-1}}{k_0 \cdot z(p_{i,j}^{k-1})} - \frac{p_{i,j}^{k-1} \cdot m_{i,j}^{k-1}}{k_0 \cdot p_0} \cdot \frac{z'(p_{i,j}^{k-1})}{k_0 \cdot z^2(p_{i,j}^{k-1})} + \frac{1}{(\Delta x)^2} [F_{i+1/2,j}^{k,r-1} + F_{i-1/2,j}^{k,r-1}] + \frac{1}{(\Delta y)^2} [F_{i,j+1/2}^{k,r-1} + F_{i,j-1/2}^{k,r-1}]$$

$$d_{i,j}^k = - \frac{p_{am}}{h \cdot \beta \cdot k_0} \sum_{v=1}^{N_1} q_v(t_{k-1}) \delta(x_i - x_v) \delta(y_j - y_v) - \frac{p_{i,j}^{k-1} (m_{i,j}^k - m_{i,j}^{k-1})}{\tau \cdot k_0 \cdot z(p_{i,j}^{k-1})} + \frac{p_{i,j}^{k-1}}{k_0 \cdot \tau} \left( \frac{m_{i,j}^{k-1}}{z(p_{i,j}^{k-1})} - \frac{p_{i,j}^{k-1} \cdot m_{i,j}^{k-1}}{p_0} \cdot \frac{z'(p_{i,j}^{k-1})}{z^2(p_{i,j}^{k-1})} \right)$$

$r$  - номер итерации для каждого временного слоя  $t_k$  ( $k = 0, 1, 2, \dots$ );  $\Delta x$ ,  $\Delta y$  и  $\tau$  - соответственно шаги интегрирования по переменным  $x$ ,  $y$  и  $t$ .

На основе полученных итерационных соотношений, для каждого  $k$ -го временного слоя, процесс итерации продолжается по достижении требуемой точности, т.е. по удовлетворению неравенства

$$|p_{i,j}^{k,r} - p_{i,j}^{k,r-1}| \leq \varepsilon$$

где  $\varepsilon$  - требуемая расчетная точность. При построении каждой итерации  $p_{i,j}^{k,r}$ ,  $r = 1, 2, \dots$  сперва принимаются, что  $p_{i\pm 1,j}^{k,0} = p_{i\pm 1,j}^{k-1}$ ,  $p_{i,j}^{k,0} = p_{i,j}^{k-1}$ ,  $p_{i,j\pm 1}^{k,0} = p_{i,j\pm 1}^{k-1}$  (при  $k = 1$ :  $p_{i,j}^0 = p_0$ ,  $m_{i,j}^0 = m_0$ ).

При этом, значения пористости в каждом временном слое, согласно приведенной итерации, определяются только использованием значений давления и пористости с предыдущего временного слоя.

При осуществлении такого процесса решения, в нелинейных коэффициентах вместо значений  $p_{i,j}^{k,r}$  берутся их значения из предыдущей итерации  $r-1$ , т.е. значения  $p_{i,j}^{k,r-1}$ . А требование удовлетворения для каждого временного слоя  $t_k$  неравенства

$$|p_{i,j}^{k,r} - p_{i,j}^{k,r-1}| \leq \varepsilon, \text{ обеспечивает уточнение этих коэф-}$$

фициентов для этих же временных слоев [7].

Заметим, что в узловых точках  $(x_p, y_p, t_k)$  найденные значения давления не будут соответствовать их действительным значениям. Для каждого значения

времени, используя эти значения, забойные значения давления могут быть рассчитаны с помощью соответствующей формулы для установившегося течения газа к скважине в элементарном цилиндрическом объеме с радиусом  $r_k = 0.2077\Delta x$  (при  $\Delta x = \Delta y$ ). При этом, значения давления, найденные в узловых точках  $x_v, y_v, t_k$  принимаются в качестве средневзвешенных давлений в этом элементарном объеме [7].

В качестве примера проведен расчет для варианта равномерной сетки скважин при следующих исходных данных:

$$p_0 = 40 \text{ МПа};$$

$$N_1 = 15; q_1 = q_2 = \dots = q_{15} = 4.63 \text{ м}^3/\text{сек};$$

$$m_0 = 0.2; L = 2000 \text{ м}; H = 1200 \text{ м};$$

$$h = 50 \text{ м}; \beta = 0.735;$$

$$z(p_0) = 1.0385; p_{ам} = 0.1 \text{ МПа};$$

$$\beta_c = 2.5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1};$$

$$\beta_c = 1.0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}; k_0 = 0.1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2;$$

$$m_1 = 3.4 \cdot 10^{-8} (\text{МПа} \cdot \text{сек})^{-1}; \gamma_m = 4.3 \cdot 10^{-6} \text{ сек}^{-1};$$

$$\mu_c(p) = 0.0054(p/p_0)^2 + 0.0114(p/p_0) + 0.0105, 10^{-9} \text{ МПа} \cdot \text{сек};$$

$$z(p) = -0.1845(p/p_0)^3 + 0.9458(p/p_0) - 0.72(p/p_0) + 0.9972.$$

В результате расчета были определены забойные и пластовые значения давления и пористости в залежи. Для наглядного показания влияния релаксационной деформации на значение забойных значений давления и пористости, на рисунках 1 и 2, а также в таблицах 1 и 2 приведена динамика их значений, относящаяся к центральной скважине в газовой залежи в случаях нелинейно-упругой и ползучей деформации горных пород при двух значениях коэффициента сжимаемости пород пласта:

$$\beta_c = 2.5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1} \text{ и } \beta_c = 1.0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}.$$

Как видно из рисунка 1, в случае ползучей

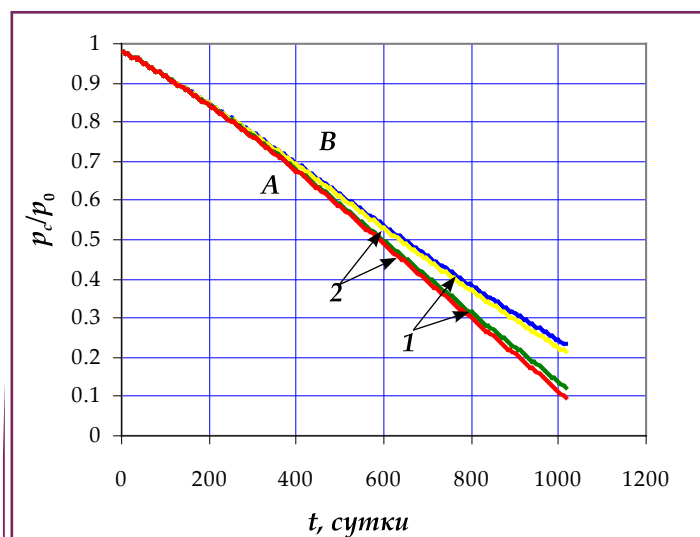


Рис.1. Динамики изменения забойных давлений в центральной скважине газовой залежи в случаях нелинейно-упругой (А) и ползучей (В) деформации горных пород при значениях  $\beta_c = 2.5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$  и  $\beta_c = 1.0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$

Таблица 1  
Значения забойных давлений во времени в центральной скважине газовой залежи в случаях нелинейно-упругой и ползучей деформации горных пород при соответствующих значениях  $\beta_c = 2.5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$  и  $\beta_c = 1.0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$

t, сутки	Ползучая деформация		Нелинейно-упругая деформация	
	$\beta_c = 2.5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$	$\beta_c = 1.0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$	$\beta_c = 2.5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$	$\beta_c = 1.0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$
1	2	3	4	5
200	0.8465	0.8459	0.8433	0.8427
300	0.7719	0.7704	0.7640	0.7625
400	0.6943	0.6914	0.6789	0.6759
500	0.6150	0.6103	0.5894	0.5843
600	0.5356	0.5287	0.4974	0.4896
700	0.4578	0.4483	0.4051	0.3943
800	0.3829	0.3705	0.3144	0.3003
900	0.3114	0.2960	0.2259	0.2080
1000	0.2435	0.2248	0.1367	0.1124
1015	0.2335	0.2144	0.1226	0.0962

деформации горных пород значение забойного давления значительно больше, чем соответствующее значение в случае нелинейно - упругой деформации горных пород. Причем, эта разница с истощением залежи еще больше проявляется. Причем, при достижении коэффициента газоотдачи численного значения 0.9 (соответствует времени разработки, равной 1015 суткам) эта относительная разница, если в случае  $\beta_c = 2.5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$ , составляет 90%, а в случае  $\beta_c = 1.0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$  доходит до 122.9 % (табл.1). А это, с другой стороны, показывает, что рост значения коэффициента сжимаемости пород пласта залежи, в некоторой степени, ослабляет влияние ползучей деформации на снижение забойного давления скважин газовой залежи.

Как в случае нелинейно-упругой деформации, так и при ползучей деформации горных пород, снижение забойного давления в центральной скважине газовой залежи происходит более быстрым темпом при меньших значениях коэффициента сжимаемости породы пласта (рис.1 и табл.1). Причем, снижение забойного давления в центральной скважине залежи в рассмотренных значениях коэффициента сжимаемости породы пласта большим темпом себя проявляет в случае нелинейно-упругой деформации горных пород залежи, как например, при достижении коэффициента газоотдачи численного значения 0.9, относительная разница значений во времени забойного давления центральной скважины газовой залежи в случае нелинейно-упругой деформации достигает к 27.42%-ов, а в случае ползучей деформации – к 8.9 % , т.е. в различных значениях коэффициента сжимаемости  $\beta_c$  ползучая деформация горных пород залежи, относительно нелинейно-упругой деформации горных пород, на снижение забойного давления скважин оказывает меньшее влияние.

Как видно из рисунка 2, в случае ползучей деформации горных пород значение пористости у забоя центральной скважины значительно меньше, чем соответствующее значение в случае нелинейно -

упругой деформации горных пород. Причем, эта разница с истощением залежи еще больше проявляется. Так как, если уменьшение пористости у стенки забоя скважины от своего первоначального значения для обоих случаев ( $\beta_c = 2.5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$  и  $\beta_c = 1.0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$ ) в случае ползучей деформации горных пород составляет в среднем 38%, а в случае нелинейно - упругой деформации это уменьшение составляет всего 8%. В это время, при достижении коэффициента газоотдачи численного значения 0.9 (соответствует времени разработки, равной 1015 суткам) эта относительная разница, если в случае  $\beta_c = 2.5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$  составляет 32.6%, а в случае  $\beta_c = 1.0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$  доходит до 33.4% (табл.2).

Как в случае нелинейно-упругой деформации, так и при ползучей деформации горных пород, снижение пористости у стенки забоя центральной скважины газовой залежи происходит более быстрым темпом при меньших значениях коэффициента сжимаемости породы пласта (рис.2 и табл.2). Причем, снижение пористости у стенки забоя центральной скважины залежи в рассмотренных значениях коэффициента сжимаемости породы пласта больше себя проявляет в случае ползучей деформации горных пород залежи, как например,

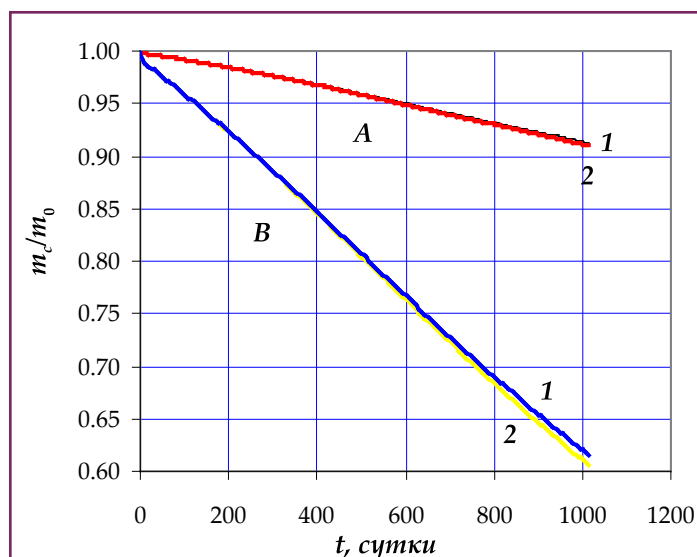


Рис.2. Динамики изменения значений пористости у стенки забоя центральной скважины газовой залежи в случаях нелинейно-упругой (А) и ползучей (В) деформации горных пород при значениях  $\beta_c = 2.5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$  и  $\beta_c = 1.0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$

Таблица 2  
Значения пористости во времени у стенки забоя центральной скважины газовой залежи в случаях нелинейно-упругой и ползучей деформации горных пород при соответствующих значениях  $\beta_c = 2.5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$  и  $\beta_c = 1.0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$

t, сутки	Ползучая деформация		Нелинейно-упругая деформация	
	$\beta_c = 2.5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$	$\beta_c = 1.0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$	$\beta_c = 2.5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$	$\beta_c = 1.0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$
200	0.9233	0.9230	0.9840	0.9842
300	0.8858	0.8851	0.9764	0.9762
400	0.8468	0.8454	0.9680	0.9676
600	0.7671	0.7636	0.9497	0.9489
700	0.7279	0.7231	0.9405	0.9394
800	0.6902	0.6840	0.9314	0.9300
900	0.6543	0.6466	0.9226	0.9208
1000	0.6201	0.6108	0.9137	0.9112
1015	0.6151	0.6055	0.9123	0.9096

при приближении коэффициента газоотдачи к численному значению 0.9, относительная разница значений во времени пористости у забоя центральной скважины газовой залежи в случае ползучей деформации достигает к 1.6%-ов, а в случае нелинейно-упругой деформации – к 0.23%, т.е. в различных значениях коэффициента сжимаемости  $\beta_c$  ползучая деформация горных пород залежи, относительно нелинейно-упругой деформации горных пород, на снижение пористости у стенки забоя скважин оказывает несколько большее влияние.

Результаты численных расчетов позволяют прийти к следующим выводам:

- 1) относительно нелинейно-упругая деформация, ползучая деформация горных пород на снижение забойного давления и пористости у забоя скважин в газовой залежи оказывает значительное влияние;
- 2) рост значения коэффициента сжимаемости пород пласта залежи, относительно нелинейно-упругой деформации, уменьшает влияние ползучей деформации горных пород на снижение забойного давления скважин газовой залежи;
- 3) рост значения коэффициента сжимаемости пород пласта залежи, относительно нелинейно-упругой деформации, повышает влияние ползучей деформации горных пород на снижение значений пористости у забоя скважин газовой залежи;

Эти теоретические результаты показывают достаточную значимость использования для практических целей полученного численного решения задачи разработки газовой залежи системой скважин, как в случае ползучей деформации, так и в случае нелинейно-упругой деформации горных пород (в первую очередь, при прогнозировании показателей разработки и пересчете запасов газа).

Автор благодарит член-корреспондента НАН Азербайджана, доктора технических наук, профессора А.М.Кулиева за его советы и рекомендации при оформлении настоящей статьи

*Литература*

1. И.М.Аметов, К.С.Басниев. Фильтрация жидкости и газа в ползучих средах //Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. -1981. -№4. -С.150-153.  
(*I.M.Ametov, K.S.Basniev. Flow of liquids and gases in creeping porous media // Fluid Dynamics. -1981. -Vol.16. -No.4. -P.613-617*)
2. Ж.С.Ержанов. Теория ползучести горных пород и ее приложения. Алма-ата: Наука, 1964.  
(*Zh.S.Yerzhanov. Teoriya polzuchesti gornih porod i eye prilozheniya. Alma-ata: Nauka, 1964.*)
3. А.М.Кулиев, Б.З.Казимов. Деформация горных пород и ее влияние на их фильтрационно-емкостные свойства и на процессы фильтрации и разработки месторождений нефти и газа. Баку: Элм, 2009.  
(*A.M.Kuliyev, B.Z.Kazimov. Deformatsiya gornyh porod i eye vliyanie na ih filtratsionno-yemkostniye svoystva i na protsessy filtratsii i razrabotki mestorojdeniy nefiti i gaza. Baku: Elm, 2009.*)
4. Ю.М.Молокович. Неравновесная фильтрация и ее применение в нефтепромысловой практике. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2006.  
(*Yu.M.Molokovich. Neravnovesnaya filtratsiya i eye primeneniye v neftepromyslovoy praktike. M.: TsentrLitNefteGaz, 2006.*)
5. Х.Азиз, Э.Сеттари. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра, 1982.  
(*Kh.Aziz, E.Settari. Mathematical simulation of reservoir systems. M.: Nedra, 1982*)
6. Г.Кричлоу. Современная разработка нефтяных месторождений - проблемы моделирования. М.: Недра, 1979.  
(*G.Krichlou. Sovremennaya razrabotka neftyanyh mestorojdeniy - problemy modelirovaniya. M.: Nedra, 1979.*)
7. С.Н.Закиров. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 1998.  
(*S.N.Zakirov. Razrabotka gazovyh, gazokondensatnyh i neftegazokondensatnyh mestorojdeniy. M.: Struna, 1998.*)

**Numerical modelling of development of the gas deposit by system  
of arbitrarily located wells taking into account creeping deformation of rocks**

**B.Z.Kazimov**  
(Institute Geology of ANAS)

**Abstract**

In this article the numerical model of the solution of a problem of development is offered for a system of arbitrarily located wells in a gas field where rocks are deformed with creep. In the given example for a uniform grid of wells the influence of creep deformation of the rocks on the bottom hole pressure and porosity of the central hole is calculated for different values of the rock compressibility.

**Süxurların sürüşgəcliyini nəzərə almaqla qaz yatağının ixtiyari yerləşən quyular sistemi ilə işlənilməsinin ədədi modelləşdirilməsi**

**B.Z.Kazımov**  
(AMEA Geologiya İnstitutu)

**Xülasə**

Məqalədə süxurları sürüşgəc deformasiyaya uğrayan qaz yatağının ixtiyari yerləşən quyular sistemi ilə işlənilməsi məsələsinin ədədi həll modeli təklif olunur. Hesablamalar yolu ilə müntəzəm quyular sistemi nümunəsində layın sıxılma əmsalının müxtəlif qiymətlərində süxurların sürüşgəc deformasiyasının təzyiqin və məsaməliyin mərkəzi quyuyu üzrə quyudibi qiymətlərinə təsiri müəyyən edilmişdir.