

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

© А.М.Кулиев, Р.М.Эфендиев, Б.З.Казымов, 2014

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С УЧЕТОМ ПОЛЗУЧЕСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

А.М.Кулиев, Р.М.Эфендиев, Б.З.Казымов

*Институт геологии и геофизики НАН Азербайджана,
Az1143, Баку, просп. Г.Джавида, 119*

В статье с использованием уравнения материального баланса, связи между пористостью и давлением в пластах с ползучей средой, а также формулы для расчета дебита скважины с учетом реальных свойств газа предложена методика определения показателей разработки газового месторождения в режиме истощения при различных технологических условиях. На основе предложенного метода для заданного отбора газа из месторождения определены изменения во времени дебитов и потребного количества скважин, пластовых и забойных давлений, а также пористости продуктивного пласта. В результате проведенных для гипотетической залежи расчетов установлено, что в газовых месторождениях ползучая деформация горных пород по сравнению с нелинейно-упругой деформацией замедляет снижение пластового давления, а также приводит к изменению пористости в больших пределах и к уменьшению потребного количества скважин для обеспечения заданной динамики добычи газа.

Изучение изменения основных показателей разработки газовых месторождений при естественных режимах разработки представляет большой практический интерес для познания механизмов газоотдачи и влияния различных геолого-физических факторов на эффективность процесса добычи газа. Известно, что показатели разработки газовых месторождений могут определяться путем интегрирования дифференциального уравнения нестационарной фильтрации газа в залежах с различными коллекторами при соответствующих граничных условиях.

Дифференциальное уравнение, описывающее процесс неустановившейся двумерной фильтрации реального газа в неоднородной по коллекторским свойствам деформируемой пористой среде, записывается в виде (Закиров, 1998):

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k(x, y, P)h(x, y)}{\mu(P)z(P)} \frac{\partial P^2}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{k(x, y, P)h(x, y)}{\mu(P)z(P)} \frac{\partial P^2}{\partial y} \right] =$$

$$= 2h(x, y) \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{P \cdot \alpha(x, y, P)m(x, y, P)}{z(P)} \right], \quad (1)$$

где k, α, m, h — соответственно коэффициенты проницаемости, газонасыщенности, пористости

и эффективная толщина пласта; P — давление пласта в точке (x, y) в момент t ; μ, z — соответственно коэффициенты динамической вязкости и сверхсжимаемости газа при давлении P .

Так как уравнение (1) представляет собой нелинейное уравнение в частных производных, то оно не имеет точных аналитических решений. Интегрирование его возможно в случае применения тех или иных методов линеаризации или на основе численных алгоритмов с использованием ЭВМ.

При линеаризации нелинейное уравнение (1) упрощается, что позволяет находить его аналитическое решение для разных краевых условий. Ясно, что решения линейного уравнения будут приближенными относительно исходного нелинейного уравнения, погрешности таких решений можно оценить путем сравнения приближенного решения с решением на ЭВМ исходного уравнения. Тогда устанавливаются области применимости соответствующих аналитических решений.

Результаты применения ЭВМ при решении прикладных задач прогнозирования, регулирования и оптимизации процесса разработки газовых месторождений обобщены в работе (Закиров и др., 1984).

С применением известного метода последовательной смены стационарных состояний (ПССС) в работе (Закиров, 1998) решен ряд задач по определению показателей разработки газового месторождения при газовом режиме. Теоретическое обоснование применимости метода ПССС к проектированию разработки месторождений с недеформируемой средой дано в работе (Лапук, 1948). Определение показателей разработки газового месторождения при газовом режиме на основе метода смены стационарных состояний базируется на использовании уравнения притока газа к средней скважине. Такая скважина характеризуется усредненным удельным объемом дренирования, средневзвешенное пластовое давление в котором практически равно давлению на границе этого удельного объема.

Следует отметить, что при решении вышеуказанных и ряда задач по определению показателей разработки в основном предполагалось, что в процессе разработки коллектор пласта не деформируется или наблюдается упругая деформация, при которой при восстановлении давления скелет пласта достигает первоначальной структуры.

Опыт разработки газовых месторождений, приуроченных к большим глубинам, указывает на необходимость учета в прогнозных расчетах необратимой деформации продуктивных коллекторов. Известно, что разработка месторождений природных газов при газовом режиме сопровождается падением пластового давления, а это приводит к деформации пласта. Проведенные ранее экспериментальные и теоретические исследования свидетельствуют, что при снижении пластового давления наблюдается отклонение деформации горных пород от классического упругого закона. На основе этих исследований была установлена важность учета проявления релаксационного и ползучего механизмов деформации горных пород при снижении пластового давления (Желтов, 1986; Мирзаджанзаде и др., 1987; Молокович, Осипов, 1987; Реппенийт, 1975).

Вопросы определения основных показателей разработки газовых месторождений с учетом релаксации горных пород в процессе разработки рассмотрены в работе (Кулиев и др., 2009).

В настоящей работе предлагается методика определения показателей разработки газовых месторождений с ползучей пористой средой.

Известно, что к показателям разработки газовых месторождений относится множество параметров. В данной же работе приводится ме-

тодика определения динамики изменения дебитов скважин и потребного количества скважин на разработку, а также изменения во времени пластового, забойного давления и пористости продуктивного пласта.

Предполагается, что заданы зависимость изменения во времени отбора газа $Q = Q(t)$ из месторождения и величина запасов газа $\Omega_{зан}$ месторождения с ползучей средой, эксплуатируемой равномерной сеткой скважин. Требуется определить изменения во времени среднего пластового давления, дебита и забойного давления скважин, потребного количества скважин, а также коэффициента пористости пласта.

Определение искомых показателей разработки газового месторождения с ползучей средой возможно совместным решением следующих уравнений: уравнения материального баланса для газовой залежи с ползучей средой; уравнения технологического режима эксплуатации скважин; уравнения связи потребного количества скважин с отбором газа из месторождений и дебитом скважин; уравнения притока газа к скважине, а также зависимости изменения пористости от давления в залежи с ползучей средой.

После линеаризации дифференциального уравнения (1) применительно к радиальной установившейся фильтрации в работе (Абасов и др., 1972) для дебита скважины при заданной депрессии получено следующее решение:

$$q_e = A \left(\frac{\bar{P}_k}{\bar{\mu}_e(P_k)z(P_k)} + \frac{\bar{P}_c}{\bar{\mu}_e(P_c)z(P_c)} \right) (\bar{P}_k - \bar{P}_c), \quad (2)$$

где

$$A = \frac{\pi k h \beta P_0^2}{\mu_{e0} z_0 P_{am} \left(\ln \frac{r_k}{r_c} - \frac{1}{2} \right)}; \quad \bar{P}_k = \frac{P_k}{P_0}; \quad \bar{P}_c = \frac{P_c}{P_0};$$

$$\bar{\mu}_e = \frac{\mu_e}{\mu_{e0}}; \quad \bar{z}_e = \frac{z}{z_0}.$$

P_k и P_c – соответственно давления на границе удельного объема дренирования и на забое скважин; P_0 – начальное пластовое давление; k – проницаемость пласта; h – толщина пласта; β – температурная поправка для газа; μ_e – вязкость газа в пластовых условиях; μ_{e0} – вязкость

газа при начальном пластовом давлении; z и z_0 – соответственно коэффициенты сверхсжимаемости при текущем и начальном пластовом давлении; $P_{ат}$ – атмосферное давление; r_k и r_c – соответственно радиусы области дренирования и скважины.

Учитывая, что давление при радиальной фильтрации газа к скважине на границе удельного объема дренирования радиусом r_k в каждый момент времени равно среднепластовому давлению $\bar{P}$, то в формуле (2) при определении дебита скважины вместо P_k может учитываться равенство $P_k(t) = \bar{P}(t)$.

Достоверность такого равенства доказана многочисленными работами (Лапук, 1948; Закиров, 1998), и установлено, что при расстоянии между скважинами от 600 метров до 4400 метров среднее давление в удельном объеме дренирования при стационарной фильтрации отличается от контурного на 0,5%. В работе (Лапук, 1948) показано, что при расстоянии между скважинами до 1000 метров при почти свободном дебите газовой скважины среднее давление отличается от контурного не более чем на 3%, что объясняется значительной крутизной депрессионной воронки давления.

Изменение во времени средневзвешенного пластового давления $\bar{P}$ в залежи с ползучей средой может быть определено совместным решением дифференциального уравнения материального баланса

$$\bar{q}(t) = -\frac{d}{dt} \left(\frac{\bar{m}\bar{P}}{\bar{z}} \right) \quad (3)$$

и применением закона изменения пористости от давления в ползучих средах (Кулиев и др., 2000):

$$\bar{m} = 1 + \bar{\beta}_n \left[(\bar{P} - 1) + \bar{m}_1 \int_0^t \exp(-\gamma_m(t - \tau)) (\bar{P} - 1) d\tau \right], \quad (4)$$

где

$$\bar{P} = \frac{P}{P_0}; \quad \bar{m} = \frac{m}{m_0}; \quad \bar{z} = \frac{z(\bar{P})}{z_0}; \quad \bar{q}(t) = \frac{q(t)}{\Omega_{зан}};$$

$$\bar{m}_1 = \frac{m_1}{\beta_n}; \quad \gamma_m = \frac{1}{\tau_m}; \quad \bar{\beta}_n = \beta_n \cdot P_0$$

$q(t)$ – количество добываемого из залежи газа в единицу времени в момент t ; m и m_0 – соответственно текущее и начальное значения пористости; τ_m – время релаксации пористости пласта; m_1 – параметр ползучести; β_n – коэффициент сжимаемости пород пласта.

Исходя из уравнений (3) и (4), для определения средневзвешенного пластового давления ($\bar{P}$) и пористости ($\bar{m}$) имеем следующую систему дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{d\bar{P}}{dt} = f_{\bar{P}}(\bar{m}, \bar{P}) \\ \frac{d\bar{m}}{dt} = f_{\bar{m}}(\bar{m}, \bar{P}) \end{cases}, \quad (5)$$

где

$$f_{\bar{P}} = -\frac{\bar{\beta}_n(\bar{m}_1 + \gamma_m)\bar{z}(\bar{P})\bar{P}(\bar{P} - 1) + \gamma_m(1 - \bar{m})\bar{z}(\bar{P})\bar{P} + \bar{q}(t)\bar{z}^2(\bar{P})}{\bar{m}\bar{z}(\bar{P}) + \bar{\beta}_n\bar{z}(\bar{P})\bar{P} - \bar{m}\bar{P}\bar{z}'(\bar{P})}$$

$$f_{\bar{m}} = \bar{\beta}_n \{ f_{\bar{P}} + (\bar{m}_1 + \gamma_m)(\bar{P} - 1) \} + \gamma_m(1 - \bar{m}).$$

В случае нелинейно-упругой среды значения $f_{\bar{P}}$ и $f_{\bar{m}}$ соответственно будут иметь следующий вид:

$$f_{\bar{P}} = -\frac{\bar{z}^2(\bar{P})\bar{q}(t)}{\bar{z}(\bar{P})\bar{m} + \bar{\beta}_n\bar{z}(\bar{P})\bar{m}\bar{P} - \bar{m}\bar{P}\bar{z}'(\bar{P})}, \quad f_{\bar{m}} = \bar{\beta}_n\bar{m}f_{\bar{P}}. \quad (6)$$

Если при эксплуатации скважин допустимая депрессия (ΔP) на пласт во всех скважинах одинакова, тогда можно записывать:

$$P_k(t) - P_c(t) = \Delta P. \quad (7)$$

С учетом допущения равенства давления на контуре удельного объема скважин со среднепластовым при известной депрессии на пласт забойное давление в скважине определяется следующей формулой:

$$P_c(t) = P(t) - \Delta P. \quad (8)$$

Определяя по формуле (2) дебит средней скважины $q_c(t)$ и зная динамику отбора газа из месторождения $q(t)$ по нижеследующей формуле:

$$n(t) = \frac{q(t)}{q_c(t)}, \quad (9)$$

можно определить изменение во времени потребного числа скважин $n(t)$ на разработку газового месторождения при газовом режиме.

При этом динамика отбора газа из залежи принята в следующем виде:

$$\bar{q}(t) = (t/t_1^2) \exp(-t/t_1),$$

где $\bar{q}(t) = q(t)/\Omega_{\text{зан}}$ и t_1 – время достижения максимального отбора газа.

Таким образом, при заданном изменяющемся во времени отборе газа из месторождения с ползучей средой полученные формулы позволяют определять изменения во времени забойного, среднепластового давлений, пористости, а также количество и дебиты скважин.

С целью установления влияния ползучести горных пород на вышеуказанные показатели разработки газового месторождения при газовом режиме произведены расчеты со следующими исходными данными:

$$\begin{aligned} P_0 &= 50 \text{ МПа}; \Omega_{\text{зан}} = 133 \text{ млрд. м}^3; \\ \beta_n &= 2,5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}; \\ h &= 25 \text{ м}; m_0 = 0,2; k = 0,03 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2; \\ r_k &= 1500 \text{ м}; r_c = 0,1 \text{ м}; z_0 = 1,18; \beta = 0,8; \\ m_1 &= 3,4 \cdot 10^{-8} \text{ и } 10,2 \cdot 10^{-8} \text{ (МПа} \cdot \text{сек)}^{-1}; \\ \gamma_m &= 4,3 \cdot 10^{-6} \text{ сек}^{-1} \\ \mu_c &= 0,0054 \bar{P}^2 + 0,0114 \bar{P} + 0,0105; \\ z &= -0,10145 \bar{P}^3 + 1,0698 \bar{P}^2 - 0,7884 \bar{P} + 1; \\ t_1 &= 5 \text{ и } 7 \text{ лет, } \Delta \bar{P} = 0,1 \text{ и } 0,2. \end{aligned}$$

Результаты прогнозных расчетов представлены на рис.1-6. Для наглядного представления влияния ползучести горных пород на показатели разработки на этих рисунках также показаны те же показатели для залежи с нелинейно-деформируемой средой.

Динамика отбора газа из месторождения для разных t_1 представлена на рис.1. При иллюстрации результатов расчетов рассматривается вариант с $t_1 = 5$ лет.

На рис 2 представлены зависимости, показывающие изменение средневзвешенного пластового давления (контурное давление) в залежах с ползучей и нелинейно-упругой средой при заданном законе изменения отбора газа из залежи. Из представленных кривых видно, что ползучий характер коллектора замедляет снижение пластового давления. Причем с изменением ве-

щественного состава пористой среды это различие более ощутимо. Так, если в залежах с более рыхлой породой (т.е. $m_1 = 10,2 \cdot 10^{-8} \text{ (МПа} \cdot \text{сек)}^{-1}$) это различие составляет около 9,0%, то для более твердых пород ($m_1 = 3,4 \cdot 10^{-8} \text{ (МПа} \cdot \text{сек)}^{-1}$) это различие составляет 2,0%. Из рис. 2 также видно, что в начальном периоде разработки давления в залежах с ползучей и нелинейно-упругой средой (в нашем примере это составляет до 1 года) почти совпадают. Это связано с тем, что в начальном периоде разработки из-за небольшого отбора газа из залежи пластовое давление снижается незначительно, породы пласта деформируются не так сильно и ведут себя как нелинейно-упругая среда. Следует отметить, что срок разработки залежей с ползучей породой несколько больше, чем в залежах с ползучей средой с цементированными породами.

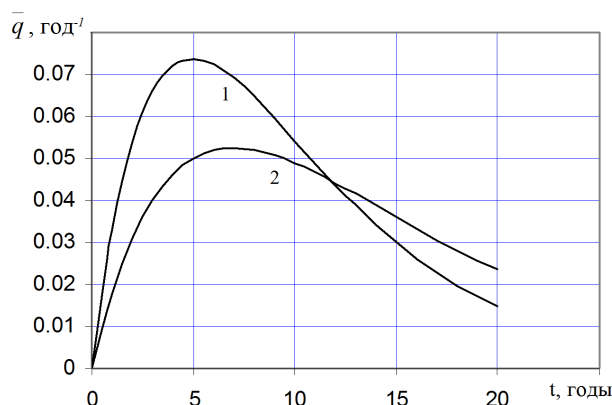


Рис. 1. Зависимости отбора газа от времени
1 – при $t_1 = 5$ лет; 2 – при $t_1 = 7$ лет

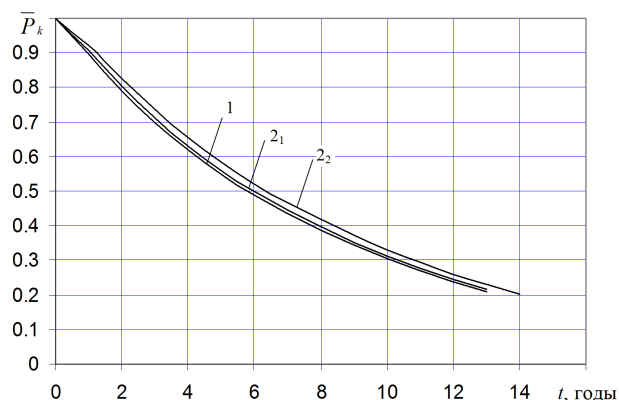


Рис. 2. Изменения среднепластового давления во времени
1 – нелинейно-упругая среда;
2₁ – ползучая среда: $m_1 = 3,4 \cdot 10^{-8} \text{ (МПа} \cdot \text{сек)}^{-1}$;
2₂ – ползучая среда: $m_1 = 10,2 \cdot 10^{-8} \text{ (МПа} \cdot \text{сек)}^{-1}$

На рис.3 показано изменение во времени забойного давления, вычисленное с использованием формулы (8), для различных технологических режимов эксплуатации скважин в залежах с ползучей и нелинейно-упругой средой. Из рис. 3 видно, что значения забойного давления в скважинах, эксплуатирующих газовые залежи с ползучей средой, независимо от вещественного состава коллекторов всегда меньше, чем в залежах с нелинейно-упругой средой, и такой характер изменения забойного давления сохраняется почти до конца разработки залежи, т.е. до достижения среднепластового давления в 5 МПа.

Вследствие того, что в начальном периоде разработки из-за незначительного отбора газа в залежах, как в ползучей, так и нелинейно-упругой среде, значения среднепластового давления почти одинаковы, то, естественно, при заданном постоянном перепаде давления значения забойного давления в скважинах, эксплуатирующих залежи как с ползучей, так и с нелинейно-упругой средой, также одинаковы.

Из рис.3 также видно, что с увеличением депрессии на пласт (кривые II) забойное давление в скважинах независимо от характера пористой среды снижается быстрее, чем при малых депрессиях (кривые I). Причем при больших депрессиях на пласт срок разработки залежей как с ползучей, так и с нелинейно упругой средой меньше, чем при малых депрессиях.

На рис. 4 показаны изменения пористости в залежах с ползучей и нелинейно-упругой средой в процессе разработки. Из представленных кривых видно, что пористость в залежах с ползучей средой в процессе разработки уменьшается больше, чем в залежах с нелинейно-упругой средой. Причем заметное уменьшение пористости происходит в залежах с рыхлыми – несцементированными коллекторами. В этих коллекторах пористость может снижаться до 20% от первоначального значения, а в залежах с нелинейно-упругой средой пористость за тот же период разработки снижается почти в два раза меньше. Поэтому при пересчете запасов этот фактор необходимо учитывать.

Изменения дебита скважин в залежах с ползучей средой с различными коллекторами и нелинейно-упругой средой показаны на рис. 5. Как и следовало ожидать, независимо от характера пористой среды дебит скважин при больших перепадах давления выше, чем при малых перепадах давления. Причем в начальном периоде разработки дебиты скважин в залежах с ползучей и нелинейно-упругой средой как при

малых, так и при больших депрессиях почти не отличаются друг от друга. Это, видимо, связано с тем, что в начальном периоде разработки из залежи добывается небольшое количество газа, вследствие чего давление в пласте снижается незначительно и породы пласта несильно деформируются – они ведут себя как упругие.

Следует отметить, что характеры изменения во времени дебита скважин в залежах с ползучей и нелинейно-упругой средой при малых и больших перепадах давления в начальном периоде разработки, как было отмечено выше, почти совпадают, и имеют тенденцию к незначительному увеличению, а затем наблюдается их расхождение и резкое снижение.

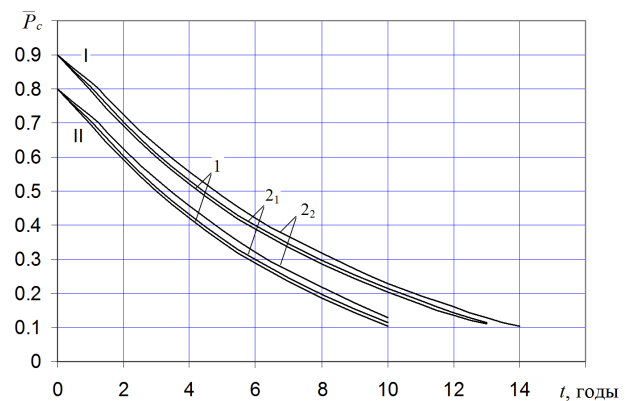


Рис. 3. Изменения забойного давления во времени
1 – нелинейно-упругая среда;
2₁ – ползучая среда: $m_1 = 3,4 \cdot 10^{-8}$ (МПа·сек)⁻¹;
2₂ – ползучая среда: $m_1 = 10,2 \cdot 10^{-8}$ (МПа·сек)⁻¹;
I – $\Delta \bar{P} = 0,1$; II – $\Delta \bar{P} = 0,2$

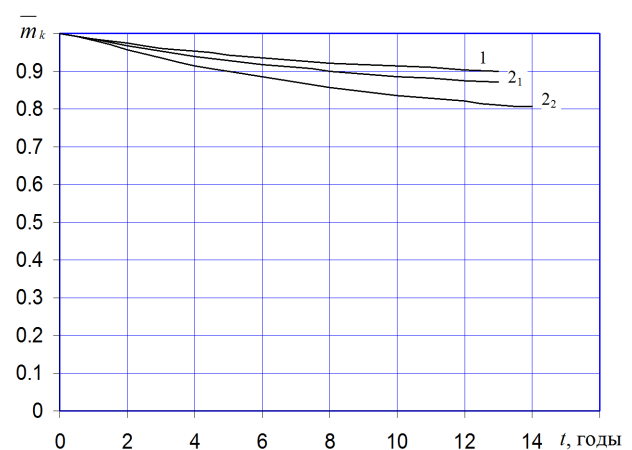


Рис. 4. Изменения пористости во времени
1 – нелинейно-упругая среда;
2₁ – ползучая среда: $m_1 = 3,4 \cdot 10^{-8}$ (МПа·сек)⁻¹;
2₂ – ползучая среда: $m_1 = 10,2 \cdot 10^{-8}$ (МПа·сек)⁻¹



Рис. 5. Изменения дебита одной скважины во времени
 1 – нелинейно-упругая среда;
 2₁ – ползучая среда: $m_1 = 3,4 \cdot 10^{-8}$ (МПа·сек)⁻¹;
 2₂ – ползучая среда: $m_1 = 10,2 \cdot 10^{-8}$ (МПа·сек)⁻¹;
 I – $\Delta \bar{P} = 0,1$; II – $\Delta \bar{P} = 0,2$

Причем это расхождение еще более явно наблюдается в случае залежей с рыхлыми (несцементированными, $10,2 \cdot 10^{-8}$ (МПа·сек)⁻¹) породами. Такой характер изменения соблюдается и до конца разработки.

При малых депрессиях дебит скважин так же, как при больших депрессиях в начальной стадии разработки незначительно увеличивается, а затем наблюдается его плавное снижение. При этом расхождение между дебитами скважин, эксплуатирующих залежи с ползучей и нелинейно-упругой средой, незначительно и сохраняется до конца разработки.

Характер изменения во времени потребного количества скважин при заданной динамике отбора газа из залежи с ползучей и нелинейно-упругой средой проиллюстрирован на рис. 6. Из рисунка видно, что независимо от технологического режима эксплуатации потребное количество скважин при одних и тех же отборах газа в залежах с ползучей средой меньше, чем в залежах с нелинейно-упругой средой. Однако такой характер изменения количества скважин характерен для поздней стадии разработки. В начальном периоде разработки различие между количествами скважин в залежах с ползучей и нелинейно-упругой средой незначительно, они почти совпадают. Это связано с тем, что в начальном периоде разработки дебиты скважин в залежах с ползучей и нелинейно-упругой средой почти одинаковы (см. рис. 5).

Из рис.6 видно, что независимо от характера пористой среды с увеличением депрессии на пласт, как и следовало ожидать, при одном и

том же отборе газа потребное количество и срок разработки месторождения значительно сокращаются. В рассматриваемом примере с увеличением депрессии в два раза количество скважин уменьшается в 1,5 раза, а срок разработки – почти на 4 года. Из представленных кривых видно, что независимо от характера пористой среды, а также технологического режима эксплуатации потребное количество скважин для обеспечения заданного темпа отбора газа непрерывно растет. Причем если в начальном периоде разработки увеличение количества происходит очень резко, то затем темп увеличения количества скважин замедляется и к концу разработки стабилизируется. Такой характер изменения потребного количества скважин связан с характером изменения дебита скважин (рис.5) и динамики добычи газа из залежи (рис.1). Из-за того, что в начальном периоде разработки добыча газа резко увеличивается (рис.1), то для обеспечения заданного темпа добычи газа потребуется большее количество скважин. После этого (в нашем случае, после 5 лет), несмотря на то, что наблюдается снижение темпа добычи газа, одновременно происходит и снижение дебита газа одной скважины. Поэтому происходит незначительное увеличение потребного количества скважин, и к концу разработки наблюдается стабилизация этого увеличения.

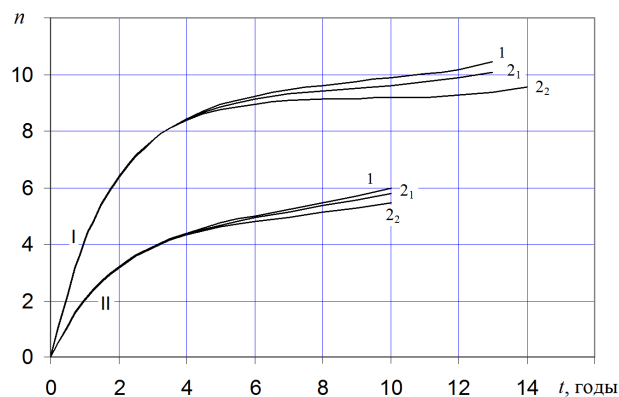


Рис. 6. Изменения потребного количества скважин во времени
 1 – нелинейно-упругая среда; 2₁ – ползучая среда:
 $m_1 = 3,4 \cdot 10^{-8}$ (МПа·сек)⁻¹;
 2₂ – ползучая среда: $m_1 = 10,2 \cdot 10^{-8}$ (МПа·сек)⁻¹;
 I – $\Delta \bar{P} = 0,1$; II – $\Delta \bar{P} = 0,2$

Следует отметить, что различие между количеством скважин для залежей с нелинейно-упругой и ползучей средой со сцементированными

ми коллекторами более заметно, чем для залежей с рыхлыми нецементированными коллекторами.

Таким образом, результаты проведенных исследований и расчетов показывают целесообразность учета ползучей деформации горных пород при определении показателей разработки газового месторождения при газовом режиме, таких как дебиты скважин и количество скважин, необходимое для обеспечения заданной динамики добычи газа из месторождения.

ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., КАЛАНТАРОВ, А.Н., КУЛИЕВ, А.М., МАМИЕВ, Г.С. 1972. Некоторые задачи фильтрации реального газа. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 12, 23-25.
- ЖЕЛТОВ, Ю.П. 1986. Разработка нефтяных месторождений. Недра. Москва. 832с.
- ЗАКИРОВ, С.Н. 1998. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтеконденсатных месторождений. Струна. Москва. 628с.
- ЗАКИРОВ, С.Н., ВАСИЛЬЕВ, В.Н., ГУТНИКОВ, А.Н., КОРШУНОВА, Л.Г., КОЛБИКОВ, С.В. 1984. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений. Недра. Москва. 295с.
- КУЛИЕВ, А.М., ДУНЯМАЛЫЕВ, М.А., ЭФЕНДИЕВ, Р.М., КАЗЫМОВ, Б.З. 2000. Моделирование разработки глубоководных залегающих месторождений с учетом ползучести горных пород. *Известия НАН Азерб. Науки о Земле*, 2, 18-21.
- КУЛИЕВ, А.М., БАБАНЛЫ, В.Ю., ЭФЕНДИЕВ, Р.М., КАЗЫМОВ, Б.З. 2009. Влияние реологических свойств горных пород на показатели разработки газового месторождения при газовом режиме. В трудах международной конференции: *Актуальные проблемы прикладной математики и информационных технологий*, Ал-Хорезми, 18-21 сентября, 238-242.
- ЛАПУК, Б.Б. 1948. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. Гостоптехиздат. Москва. 295с.
- МИРЗАДЖАНЗАДЕ, А.Х., АМЕТОВ, И.М., БАСНИЕВ, К.С., ГРИЦЕНКО, А.И., ЗАЙЦЕВ, Ю.В., РАССОХИН, Г.В., ШАТАЛОВ, А.Т. 1987. Технология добычи природных газов. Недра. Москва. 414с.
- МОЛОКОВИЧ, Ю. М., ОСИПОВ, П.П. 1987. Основы теории релаксационной фильтрации. Изд. Казанск. Гос. Универс. Казань. 118с.
- РЕППЕНЕЙТ, К.В. 1975. Деформируемость массивов трещиноватых горных пород. Недра. Москва. 223с.

Рецензент: д.т.н. С.Н.Закиров