ОЦЕНКА СЖИМАЕМОСТИ И ПРОНИЦАЕМОСТИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ИНЖЕКТ-ТЕСТОВ

<u>Шишляев В.В.</u>*, Пименов В.П.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1 *E-mail:* *shishlyaev@yandex.ru

Сложность количественного моделирования добычи метана из угольных пластов определяется, в частности, большой трещиноватой сжимаемостью угольного пласта и сильной зависимостью трещиноватой проницаемости от давления. Определение этих свойств для конкретных угольных пластов является необходимым этапом разработки оптимальной стратегии добычи метана из угольных пластов.

Одним из основных методов гидродинамического исследования угольных пластов является инжект-тест, который включает в себя период закачки рабочей жидкости в пласт на протяжении 5–12 часов с постоянным расходом, регистрацию кривой падения давления после закрытия скважины (20–30 часов) и количественную интерпретацию полученных результатов [1].

Перечисленные выше особенности угольных пластов не позволяют использовать стандартные способы интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин, которые предполагают малое влияние сжимаемости пласта и постоянное значение проницаемости [2, 3]. Данная работа посвящена разработке способа оценки сжимаемости и проницаемости угольных пластов с учетом раскрытия трещинных каналов при проведении ГДИС. Некоторые подходы по оценке сжимаемости угольных пластов по результатам пластоиспытаний рассмотрены в работе [4].

Уравнение для распределения давления в угольном пласте можно записать в виде:

$$b(P)\frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r \cdot (-\chi(P)) \cdot \frac{\partial P}{\partial r}\right) = 0,$$
(1)

где

$$b(P) = e^{c_f \cdot (P - P_0)}, \qquad \phi = \phi_0 \cdot b(P), \qquad k = k_0 \cdot b(P)^n,$$
 (2)

 P_0 - начальное давление, ϕ_0 и k_0 – пористость и проницаемость при начальном давлении, c_f [Па⁻¹] – трещиноватая сжимаемость пласта, *n* – безразмерный параметр, который обычно принимают равным 3, $\chi(P) = \frac{k(P)}{\mu \cdot \phi_0(\beta + c_f)}$ – пьезопроводность пласта, рассчитанная по начальному значению пористости, β ≈0,0005 МПа⁻¹ – сжимаемость воды. Типичными значениями трещиноватой сжимаемости угольного пласта являются $c_f = 0,04 \div 0,4$ МПа⁻¹ [5].

На рис. 1а приведены результаты расчета забойного давления для разных значений сжимаемости $c_f = 0,0005$; 0,005; 0,05; 0,1 и 0,3 МПа⁻¹ и следующих параметров: $P_0=50$ атм, продолжительность инжекции $t_i = 6$ час, удельный дебит закачки 0,56 м³/м/сут, $k_0=1$ мД, $\phi_0=0,01$; $\mu=0,001$ Па·с.

Из этого рисунка видно, что трещиноватая сжимаемость c_f сильно влияет на увеличение забойного давления в период нагнетания жидкости в пласт. Увеличение k_0 , очевидно, будет снижать забойное давление и можно предположить, что в результате численного решения уравнения (1) при различных значениях этих параметров можно получить хорошее согласие между результатами расчета и полевыми данными. Найденные таким образом значения c_f и k_0 и будут искомыми геолого-промысловыми параметрами угольного пласта.

Для того, чтобы доказать единственность решения этой задачи и определить начальное приближения для поиска оптимальных значений параметров c_f и k_0 , рассмотрим стадии восстановления давления и стадию нагнетания жидкости в пласт более подробно.

На рис. 16 приведены проницаемости $k = \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot m}$, рассчитанные по производным Бурде, $m = \frac{(t_i+t) \cdot t}{t_i} \cdot \frac{dP}{dt}$ для стадии восстановления давления (где t – время выстойки скважины после прекращения нагнетания). Из этого рисунка видно, что при малых сжимаемостях ($c_f < 0,005$ МПа⁻¹) производная Бурде дает истинное значение проницаемости пласта менее чем через 1 час после закрытия скважины для регистрации КПД. При сжимаемости равной, например, $c_f = 0,1$ МПа⁻¹ через 1 час после закрытия скважины оцененное значение проницаемости завышено приблизительно на 50 %, а при увеличении времени закрытия скважины до 17 часов, погрешность уменьшается до 10 %.



a – результаты расчета забойного давления, рассчитанные для различных значений сжимаемости;
 б – расчет проницаемости по производным Бурде для периода регистрации КПД

Большие значения сжимаемости ($c_f = 0,3 \text{ МПа}^{-1}$) характеризуются значительно бо́льшей ошибкой при малых временах и быстрым уменьшением оцененного значения проницаемости с увеличением времени регистрации КПД. Можно предположить, что и этом случае оцененная по Бурде проницаемость также будет приближаться к истинному значению, но для этого потребуются значительно большие времена регистрации КПД (50–100 час).

Рассмотрим теперь стадию увеличения забойного давления в период нагнетания жидкости. Применяя метод последовательной смены квазистационарных состояний [6] к расчету распределения давления во время инжекции в резервуаре, проницаемость которого зависит от давления (2), можно получить следующую формулу для динамики увеличения забойного давления:

$$P(t) = DP \cdot \ln\left[1 + \frac{\Delta P_0(t)}{DP}\right],\tag{3}$$

где $\Delta P_0(t) = \frac{q \cdot \mu}{2\pi \cdot k_0} \cdot \ln\left(\frac{R(t)}{r_w}\right), \qquad DP = \frac{1}{n \cdot c_f},$

 $R(t) = \sqrt{r_w^2 + c \cdot \chi_0 \cdot t}$ – радиус внешней границы области, в которой давление существенно отличается от начального давления резервуара. Было показано, что при с≈2 формула (3) хорошо согласуется с результатами численного решения задачи.

Результатом полевых испытаний является увеличение забойного давления на P_i после нагнетания жидкости с удельным дебитом q с течение времени t_i . Подставляя эти величины в формулу (3), находим соотношение (4) между сжимаемостью c_f и проницаемостью k_0 , которые обеспечивают данное увеличение забойного давления:

$$P_{i} = DP(c_{f}) \cdot \ln\left[1 + \frac{1}{DP(c_{f})} \cdot \frac{q \cdot \mu}{2\pi \cdot k_{0}} \cdot \ln\left(\frac{\sqrt{r_{w}^{2} + c \cdot \chi(k_{0}, c_{f}) \cdot t_{i}}}{r_{w}}\right)\right].$$
(4)

Зависимость $c_f = c_f(k_0)$ является монотонно убывающей функцией, то есть каждому значению проницаемости соответствует одно значение сжимаемости. Проницаемость k_{0b} , рассчитанная по производной Бурде (рис. 16) для наибольшего времени выстойки дает оценку сверху проницаемости резервуара $k_0 < k_{0b}$, следовательно, сжимаемость, оцененная по формуле (4), является оценкой снизу для сжимаемости: $c_f > c_f(k_{0b})$.

В качестве демонстрации разработанной методики на полевых данных ниже приведены результаты обработки кривых пластоиспытаний (инжект-тестов), выполненных на угольных пластах Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения. На рис. 2а приведены проницаемости, рассчитанные по производным Бурде, для угольных пластов, залегающих на разных глубинах залегания, вскрытых разведочными скважинами.



а – оценка проницаемости по производным Бурде;
 б – сопоставления забойных давлений и результатов численного расчета кривых испытания

Из рис. 2а видно, что проницаемость, рассчитанная для угольного пласта 89 (скв. 30) резко уменьшается со временем. Это свидетельствует о большой сжимаемости пласта и, по-видимому, истинное значение проницаемости значительно меньше 0,3 мД.

Оценки сверху для проницаемости исследуемых пластов и соответствующие оценки сжимаемости (по корреляции (4)) приведены в табл. 1 (столбцы 2, 4 и 6).

CKRIMACINOCTH yr Offdirdix nifac rob							
Параме	тр	Исследуемые пласты					
		пл. 89 (скв. 20)		пл. 89 (скв. 30)		пл. 89 (скв. 16)	
1		2	3	4	5	6	7
k₀, мД	Į	<0,4	0,2	<0,3	0,07	<0,14	0,09
$c_{\rm f}$ 1/MI	Та	>0.13	0.15	>0.17	0.32	>0.09	0.12

Таблица 1. Результаты предварительного и численного определения проницаемости и сжимаемости угольных пластов

Значения, приведенные в табл. 1 (столбцы 2, 4 и 6) были использованы в качестве начального приближения для определения проницаемости и сжимаемости пластов путем численного решения уравнения (1). Результаты подгонки измеренных забойных давлений (пунктирные линии) показаны на рис. 26 сплошными линиями, а соответствующие значения параметров приведены в табл. 1 (столбцы 3, 5, 7).

Выводы

1. Уравнение (1) для расчета давления и используемые в настоящей работе зависимости (2) трещиноватой пористости и проницаемости от давления позволили получить хорошее согласие результатов расчета с полевыми данными по забойному давлению и оценить проницаемость и сжимаемость угольных пластов.

2. Проведенный анализ показывает, что полученные значения cf и k0 являются единственным решением задачи аппроксимации измеренного забойного давления.

3. В случае угольных пластов трещиноватая сжимаемость сильно влияет на результаты моделирования и ее величину необходимо определять для каждого конкретного пласта.

4. Предложенный способ приближенной оценки проницаемости пласта из производной Бурде и его сжимаемости с использованием аналитической корреляции (4) может представлять самостоятельный интерес (без численного решения уравнения (1)) для инженерных приложений.

Литература

1. Однокопылов И.Г., Гнеушев В.В., Сизиков Д.А., Шишляев В.В. Автоматизация процесса нагнетания при гидродинамических исследованиях фильтрационных характеристик угольных пластов // Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 322, № 5. С. 50–54.

2. *Salmachi A., Dunlap E., Rajabi M.* et al. Investigation of permeability change in ultradeep coal seams using time-lapse pressure transient analysis: A pilot project in the Cooper Basin, Australia // AAPG Bulletin. 2019. Vol. 103, No. 1. P. 91–107. https://doi.org/10.1306/05111817277

3. *Stewart G.* Transient testing of CBM wells // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Australia, 18–20 October 2010. Paper SPE-133356-MS. https://doi.org/10.2118/133356-MS

4. *Taco G., Kamenar A., Edgoose J.* Measurement of in-situ coal cleat compressibility // Proceedings of the 2020 Coal Operators Conference, Mining Engineering. Wolongong: University of Wollongong, 2020. P. 9–22.

5. *Seidle J.* Fundamentals of coalbed methane reservoir engineering. Tulsa, OK: PennWell, 2011. 401 p.

6. *Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М.* Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 488 с.