

УДК 622.276.013
ББК 33.36

Владимир Александрович Толпаев,
доктор физико-математических наук, профессор,
зав. лабораторией подземной гидродинамики,
ОАО «Северо-Кавказский научно-исследовательский
проектный институт природных газов»
(355035, Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 419)
e-mail: v.a.tolpaev@mail.ru

Светлана Анатольевна Гоголева,
научный сотрудник
лаборатории подземной гидродинамики,
ОАО «Северо-Кавказский научно-исследовательский
проектный институт природных газов»
(355035, Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 419)
e-mail: gogoleva.s.a@yandex.ru

Математические модели для обработки данных газогидродинамических исследований скважин

На примере обработки реальных данных газогидродинамических исследований анализируются преимущества и недостатки двучленного и степенного уравнений притока газа и даются рекомендации по их применению.

Ключевые слова: уравнение притока газа, газогидродинамические исследования скважин, дебит, технологический режим работы скважины.

Vladimir Aleksandrovich Tolpaev,
Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor,
North-Caucasus Scientific-Research and Design Institute of Natural Gases
(419 Lenin St., Stavropol, Russia, 355035)
e-mail: v.a.tolpaev@mail.ru

Svetlana Anatolievna Gogoleva,
Researcher,
North-Caucasus Research-Research and Design Institute of Natural Gases
(419 Lenin St., Stavropol, Russia, 355035)
e-mail: gogoleva.s.a@yandex.ru

Mathematical Models for Data Processing of Gas-Hydrodynamic Researches of Wells

On the example of processing of real data of gas-hydrodynamic researches advantages and shortcomings of the binomial and the sedate equations are analyzed and recommendations about their application are made.

Keywords: equation of inflow of gas, gas-hydrodynamic researches of wells, output, technological operating mode of a well.

Для прогнозирования дебитов газодобывающей скважины при установившемся режиме фильтрации с разными технологическими режимами её эксплуатации на практике применяют классическое уравнение притока газа [1]:

$$P_{н.л}^2 = P_3^2 + AQ + BQ^2. \quad (1)$$

В уравнении (1) P_{nl} и P_3 – соответственно пластовое и забойное давления, A и B – размерные, по физическому смыслу положительные, коэффициенты фильтрационных сопротивлений, зависящие от фильтрационных свойств призабойной зоны пласта, конструкции и технического состояния забоя скважины и состояния фильтра скважины. С помощью уравнения (1) удобно рассчитывать технологические режимы эксплуатации скважин, работающих с постоянным дебитом.

Для расчёта технологических режимов эксплуатации скважин с постоянным забойным или с постоянным устьевым давлением более удобной представляется форма уравнения притока, явно разрешённого относительно дебита скважины, т. е. форма вида $Q = F(\Delta P^2)$, где $\Delta P^2 = P_{nl}^2 - P_3^2$.

Вторую форму зависимости можно, конечно, получить, разрешив уравнение (1) относительно дебита

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B\Delta P^2}}{2B}. \quad (2)$$

Но такой подход неудобен. Главным образом по следующим двум причинам. Первая – в силу нарушения технологий проведения газогидродинамических исследований (ГГДИ) коэффициент B в уравнении (1) по результатам обработки данных ГГДИ нередко получается отрицательным, что не позволяет в подобных ситуациях применять (2) в расчётах прогнозных дебитов. Вторая – коэффициенты фильтрационных сопротивлений A и B рассчитываются по данным ГГДИ для зафиксированного пластового давления и узкого диапазона депрессий, что тоже затрудняет использование (2) в расчётах прогнозных дебитов при изменившемся пластовом давлении.

Более удобной для расчёта прогнозных дебитов, а также технологических режимов эксплуатации скважин с постоянным забойным или с постоянным устьевым давлением является представление явной зависимости дебита от разности квадратов давлений в степенном виде [2]:

$$Q = C (P_{nl}^2 - P_3^2)^\alpha, \quad (3)$$

где C – размерный коэффициент притока, а α – безразмерный показатель степени. Однако существенным недостатком этого уравнения является неопределённая размерность коэффициента притока C , зависящая от параметра α , и, как следствие, неопределённость физического смысла коэффициента C . Для устранения этого недостатка в уравнении (3) вынесем за знак скобки множитель $P_{nl}^{2\alpha}$, в результате чего получим равноценное уравнение:

$$Q = D \left(1 - \frac{P_3^2}{P_{nl}^2}\right)^\alpha. \quad (4)$$

В последнем уравнении множитель $D = CP_{nl}^{2\alpha}$ уже имеет определённую размерность – размерность дебита скважины, например *тыс. м³/сут.*

Для определения фильтрационных сопротивлений A и B , коэффициентов притока C , D и показателя степени α по данным ГГДИ необходимо линеаризовать уравнения (1), (3) и (4). После очевидных преобразований получаем следующие линеаризованные формы уравнений притока газа к скважине. Линеаризованное уравнение (1) примет вид:

$$\frac{P_{nl}^2 - P_3^2}{Q} = A + BQ, \quad (5)$$

уравнение (3) вид:

$$\ln Q = \ln C + \alpha \ln(P_{nl}^2 - P_3^2), \quad (6)$$

а уравнение (4) вид:

$$\ln Q = \ln D + \alpha \ln \left(1 - \frac{P_s^2}{P_{nl}^2} \right). \quad (7)$$

Далее для расчёта коэффициентов A, B, C, D и показателя степени α по данным ГГДИ в среде MS Excel находим уравнения прямых линий регрессии. Линейную регрессию для (5) строим в координатах $(Q; \Delta P^2/Q)$. Линейную регрессию для (6) – в координатах $(\ln \Delta P^2; \ln Q)$ и для (7) в координатах $(\ln(1 - P_s^2/P_{nl}^2); \ln Q)$.

Сравним результаты применения формул (1), (3) и (4) на примере нескольких скважин Ямбургского НГКМ.

На скважине №1143 21.10.08 были проведены ГГДИ, результаты которых представлены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты газодинамических испытаний скважины № 1143

Номер режима	Рпл, ата	Рзаб, ата	Qизм, тыс.м ³ /сут
1	39,19	33,3	1 59
2	39,19	31,66	195,6
3	39,19	30,36	219,5
4	39,19	28,71	254,3
5	39,19	27,18	282,9

Вычисление значений фильтрационных сопротивлений A и B , коэффициентов притока C, D и показателя степени α по формулам (4) и (5) дало следующие результаты, приведённые в табл. 2

Таблица 2

Результаты вычислений значений коэффициентов уравнений (1) и (3) для скважины № 1143

Классическое уравнение притока вида (1)		Степенное уравнение притока вида (3)		Степенное уравнение притока вида (4)	
$A, ата^2/(тыс.м^3/сут)$	$B, ата^2/(тыс.м^3/сут)^2$	C	α	$D, тыс. м^3/сут$	α
2,5346	0,0011	0,6042	0,9198	515,3491	0,9198

Результаты сравнения замеренных дебитов, вычисленных с использованием классического уравнения притока и с помощью степенных законов, представлены в табл. 3.

Таблица 3

Результаты сравнения замеренных дебитов и вычисленных с использованием уравнений (1), (3) и (4) для скважины № 1143

Номер режима	Классическое уравнение притока вида (1)		Степенные уравнения притока вида (3) и (4)	
	$Q_1, тыс. м^3/сут$	отклонение $\frac{Q_{изм}-Q_1}{Q_{изм}}$	$Q_{3,4}, тыс.м^3/сут$	отклонение $\frac{Q_{изм}-Q_{3,4}}{Q_{изм}}$
1	158,4	0,40 %	158,7	0,16 %
2	195,0	0,30 %	194,8	0,38 %
3	222,1	-1,18 %	221,8	-1,04 %
4	254,2	0,06 %	254,0	0,13 %
5	281,7	0,43 %	281,90	0,35 %

Примечание. Здесь и далее выделяются результаты с меньшей относительной ошибкой. Пользуясь «спортивной» терминологией, можно сказать, что «счёт 3:2» в пользу уравнений притока в виде (3) и (4).

Рассмотрим ещё один пример. На скважине №1074 02.06.05 были проведены ГГДИ, результаты которых представлены в табл. 4.

Таблица 4

Результаты газодинамических испытаний скважины №1074

Номер режима	$P_{nl}, ата$	$P_{заб}, ата$	$Q_{изм}, тыс. м^3/сут$
1	28,49	25,86	432
2	28,49	25,57	463
3	28,49	25,25	474

Вычисление значений фильтрационных сопротивлений A и B , коэффициентов притока C , D и показателя степени α по формулам (4) и (5) дало следующие результаты, приведённые в табл. 5.

Таблица 5

Результаты вычислений значений коэффициентов уравнений (1), (3) и (4) для скважины № 1074

Классическое уравнение притока вида (1)		Степенное уравнение притока вида (3)		Степенное уравнение притока вида (4)	
$A,$ $ата^2/(тыс.м^3/сут)$	$B,$ $ата^2/(тыс.м^3/сут)^2$	C	α	$D,$ $тыс. м^3/сут$	α
0,0043	0,0008	42,0994	0,4707	985,7505	0,4707

Результаты сравнения замеренных дебитов, вычисленных с использованием классического уравнения притока и с помощью степенных законов, представлены в табл. 6.

Таблица 6

Результаты сравнения замеренных дебитов и вычисленных с использованием уравнений (1) и (3) для скважины № 1074

Номер режима	Классическое уравнение притока вида (1)		Степенные уравнения притока вида (3) и (4)	
	$Q_1,$ $тыс. м^3/сут$	отклонение $\frac{Q_{изм}-Q_1}{Q_{изм}}$	$Q_{3,4},$ $тыс.м^3/сут$	отклонение $\frac{Q_{изм}-Q_{3,4}}{Q_{изм}}$
1	433,8	-0,42 %	435,3	-0,75 %
2	456,0	1,51 %	456,1	1,50 %
3	479,1	-1,07 %	477,6	-0,76 %

Примечание. Здесь «счёт 2:1» в пользу уравнений притока в виде (3) и (4).

Как видно из рассмотренных примеров, как в случае проведения испытаний на 5 режимах, так и в случае всего трёх режимов, результаты расчёта дебитов по уравнениям притока вида (1) и (3) практически совпадают, а уравнения (4) и (3) приводят к одинаковым по точности расчётам дебитов.

В целом использование уравнений притока газа к скважине вида (1) и (3) можно признать равноценным. Выбор уравнений (1) или (3) определяется только тем, какие технологические режимы эксплуатации скважины будут рассчитываться. Классическое двучленное уравнение притока позволяет легко рассчитывать технологические режимы эксплуатации скважин с заданным дебитом, а степенное уравнение – технологические режимы с постоянным забойным или устьевым давлением. Кроме того, применение степенного закона более удобно при вычислении прогнозных значений дебита, когда решается вопрос о выборе скважин для проведения на них геолого-технических мероприятий. Также следует отметить, что при применении степенного закона притока газа к скважине его рекомендуется использовать в виде уравнения (4), а не в виде (3), приведённом в [2]. Это позволяет получить тот же результат, но при этом избежать неопределённости в размерности коэффициента притока.

Примечание. Значение среднего квадратического отклонения для расчётов по уравнению (1) равно

$$\sigma_1 = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Q_{изм\ i} - Q_{1i})^2} = 3,78,$$

а для расчётов по уравнениям (3) и (4) равно

$$\sigma_{3,4} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Q_{изм\ i} - Q_{3,4i})^2} = 3,57,$$

что снова указывает на несколько большую точность расчётов дебитов по уравнениям (3) и (4), нежели по уравнению (1).

Список литературы

1. Басниев К. С., Дмитриев Н. М., Розенберг Г. Д. Нефтегазовая гидромеханика. Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2005.
2. Джеймс Ли, Генри Никенс, Майкл Уэллс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин. М.: Премиум Инжиниринг, 2008. 384 с.

References

1. Basniev K. S., Dmitriev N. M., Rozenberg G. D. Neftegazovaya gidromekhanika. Izhevsk: In-t komp'yuternykh issledovaniy, 2005.
2. Dzheims Li, Genri Nikens, Maikl Uells. Eksploatatsiya obvodnyayushchikh gazovykh skvazhin. Tekhnologicheskie resheniya po udalenyu zhidkosti ikh skvazhin. M.: Premium Inzhiniring, 2008. 384 s.

Статья поступила в редакцию 03.05.2014