

УДК 533 : 517

Исследование вертикальных газовых скважин на нестационарных режимах

В.Р. Гадильшина¹, Д.В. Казунин², М.Х. Хайруллин¹, М.Н. Шамсиев¹

¹ Институт механики и машиностроения КазНЦ РАН

² ЗАО "Транзас Морские Технологии"

Аннотация. Предлагается вычислительный алгоритм интерпретации результатов нестационарных газогидродинамических исследований вертикальных скважин с учетом влияния объема ствола.

Abstract. Computational algorithm for the interpretation of transient gas-hydrodynamic studies of vertical wells with the influence of wellbore storage effect has been proposed.

Ключевые слова: кривая восстановления давления, объем ствола скважины, фильтрационные параметры пласта, регуляризация
Key words: buildup curve, wellbore storage effect, formation properties, regularization

1. Введение

Создание и развитие методов определения коллекторских свойств нефтегазоносных пластов является одной из важнейших задач подземной газогидродинамики, поскольку эффективность проектов разработки и анализ процесса эксплуатации месторождений находятся в прямой зависимости от степени изученности пласта. Одними из основных методов исследования скважин и пластов являются нестационарные газогидродинамические методы. Методы интерпретации результатов нестационарных газогидродинамических исследований газовых скважин и пластов, как правило, основываются на решении линеаризованного уравнения нестационарной изотермической фильтрации, коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа считаются постоянными (Гриценко и др., 1995; Кортаев, 1996).

В данной работе предлагается метод интерпретации результатов нестационарных газогидродинамических исследований газовых скважин, основанный на решении нелинейного уравнения нестационарной изотермической фильтрации реального газа с учетом влияния объема ствола скважины. Задачи, связанные с интерпретацией геолого-промысловой информации, приводят к некорректным по Адамару математическим задачам (Хайруллин и др., 2006).

Математическая постановка многих обратных задач состоит в следующем: по дополнительной информации о решении рассматриваемой задачи требуется определить неизвестную функцию, которая либо является коэффициентом дифференциального уравнения, либо входит в краевые или начальные условия (Алифанов и др., 1988). Отличительной чертой обратных задач подземной газогидродинамики, связанных с исследованием математических моделей реальных нефтегазоносных пластов, является то, что характер дополнительной информации определяется возможностями промыслового эксперимента. Другим фактором, который необходимо учитывать при решении обратных задач такого типа, является наличие погрешностей в промысловых данных.

2. Постановка задачи

Фильтрационно-емкостные параметры пласта σ , mH и p_0 ищутся из минимизации функционала невязки (Басниев и др., 2001; Хайруллин и др., 2006):

$$F(\alpha) = \int_0^T [\phi(t) - p(r_c, t)]^2 dt, \quad (1)$$

где $\phi(t)$ – наблюдаемые значения давления, $p(r_c, t)$ – вычисленные значения давления на забое скважины, когда процесс нестационарной фильтрации реального газа описывается уравнением:

$$mH \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{z} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\sigma \frac{p}{z} r \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad r \in (r_c, R_k), \quad t > 0, \quad (2)$$

с начальными

$$p(r, 0) = p_0(r), \quad r \in [r_c, R_k], \quad (3)$$

и граничными условиями

$$2\pi\sigma \frac{pT_{cm}}{p_{am}T_0z} \left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r=r_c} = Q + C_{скв} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{z} \right), t > 0, \quad (4)$$

$$p(R_k, t) = p_0, \quad (5)$$

где $\sigma = kH/\mu$ – проводимость пласта; k – проницаемость пласта; μ – вязкость газа; H – толщина пласта; m – пористость пласта; $C_{скв}$ – коэффициент влияния ствола скважины; T_0, T_{cm} – пластовая и стандартная температура; p_0 – пластовое давление; r_c – радиус ствола скважины; R_k – радиус контура питания; Q – дебит скважины; $\alpha = (\sigma, mH, p_0)$, $0 < \alpha_i^0 \leq \alpha_i \leq \beta_i^0$ ($\alpha_i^0, \beta_i^0 = const$).

Для вычисления сверхсжимаемости газа z используется формула Гуревича-Латонова (Бондарев и др., 1988):

$$z(p, T_0) = (0.17376 \ln(T_0/T_c) + 0.73)^{p/p_c} + 0.1p/p_c,$$

где $T_c = 190.5$ К, $p_c = 4.58$ МПа.

После закрытия скважины продолжается поступление газа в ствол. Приток газа после остановки скважины характеризуется коэффициентом влияния ствола скважины:

$$C_{скв} = (V_{скв} T_{cm}) / (p_{am} T_0),$$

где $V_{скв}$ – объем ствола скважины. В методах интерпретации кривых восстановления давления (КВД) с учетом притока для вычисления количества газа, поступившего в ствол скважины после ее остановки, используются средние значения температуры, коэффициента сверхсжимаемости по стволу и изменения устьевого, забойного давления по времени (Гриценко и др., 1995).

Система уравнений (2-5) решается численно при помощи метода конечных разностей (Самарский, 1977). Область фильтрации покрывается неравномерной сеткой, сгущающейся к скважине. Построение такой сетки проводится с помощью преобразования координат $\xi = \ln r$ (Азиз, Семтару, 1982).

Итерационный процесс для минимизации функционала-невязки (1) строится на основе метода Левенберга-Марквардта (Демиденко, 1989):

$$\alpha^{j+1} = \alpha^j - (H^j + \nu E)^{-1} \nabla F^j, \quad (6)$$

где H – приближенная матрица вторых производных; $H = A^T A$, A – матрица чувствительности; ν – параметр регуляризации; E – единичная матрица; ∇F – градиент функционала-невязки.

3. Результаты расчетов

На рис. 1, 2 приводятся кривые восстановления давления (КВД) и производные давления в билогарифмических координатах с учетом и без учета притока. Как правило, кривая производной давления для нефтяных скважин без учета притока параллельна оси абсцисс, что является диагностическим признаком радиального притока к скважине в однородном пласте (Bourdet et al., 1983). Для газовых скважин с низкими дебитами кривая логарифмической производной давления (рис. 1, кривая ■) также практически параллельна оси абсцисс. С увеличением дебита кривая производной давления отклоняется от оси абсцисс. При наличии притока газа после остановки скважины начальные участки КВД и ее производной отклоняются от прямолинейного участка. Это является диагностическим признаком наличия притока газа в скважину после ее остановки. Для нефтяных скважин тангенс угла наклона начального участка КВД и ее логарифмической производной равен единице (Bourdet et al., 1983). Отклонение конечного участка кривой логарифмической производной КВД характеризуется влиянием границы пласта.

Сходимость и устойчивость итерационного процесса (2) относительно погрешности исходной информации исследовались на модельных примерах. Для исследования устойчивости в модельную КВД случайным образом вводились погрешности в пределах 0.1 МПа. На рис. 3 приводится сходимость итерационного процесса (2) с возмущенными исходными данными (рис. 4, кривая ●), где α_{abs} – истинные параметры; α_{cal} – вычисленные параметры. Итерационный процесс считается окончанным при достижении одной из заданных точностей (10^{-6} – по функционалу, 10^{-6} – по градиенту, 10^{-6} – по аргументу) или при выполнении заданного числа итераций ($N_{iter} = 40$). Вычисленная КВД приводится на рис. 4 (кривая —). Из полученных результатов следует, что итерационный процесс сходится за 15-20 итераций, и малым изменениям исходной информации соответствуют малые изменения в решениях обратной задачи (1), т.е. предложенный метод устойчив относительно погрешностей исходной информации.

На рис. 5, 6 и в таблице приводятся результаты обработки реальных кривых изменения давления.

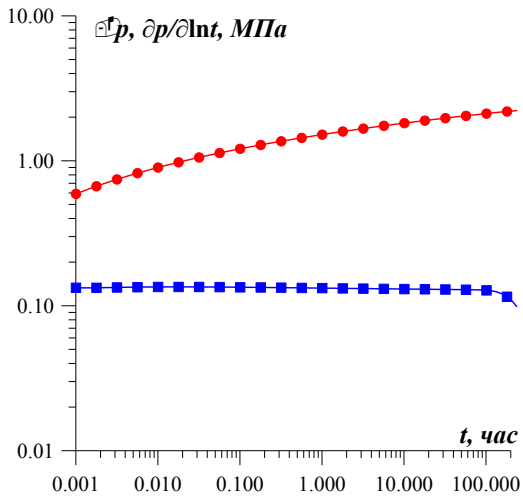


Рис. 1. КВД (●) и ее производная (■) без учета притока

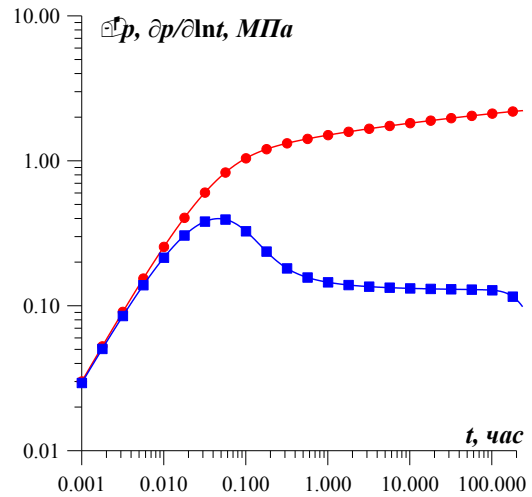


Рис. 2. КВД (●) и ее производная (■) с учетом притока

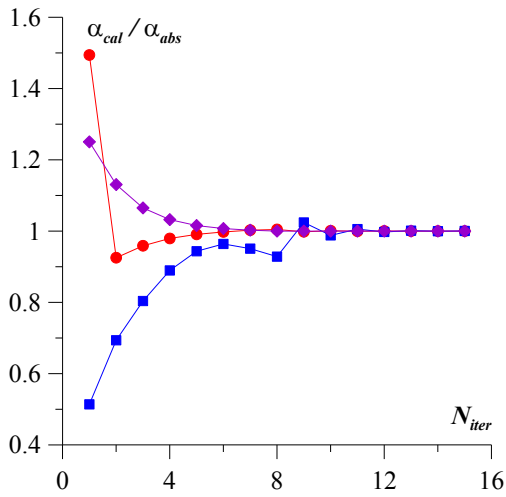


Рис. 3. Сходимость итерационного процесса.
● – σ , ■ – mH , ◆ – p_0

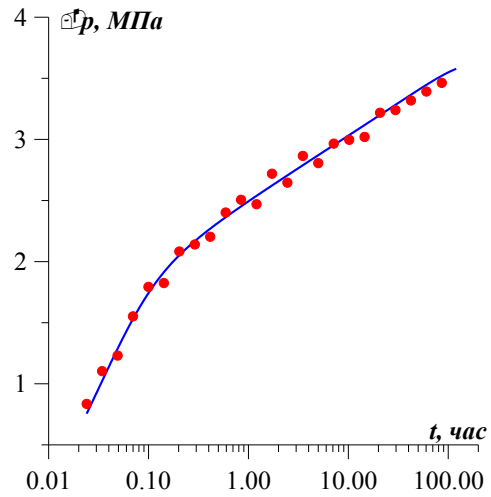


Рис. 4. КВД. ● – истинная,
— – вычисленная кривые

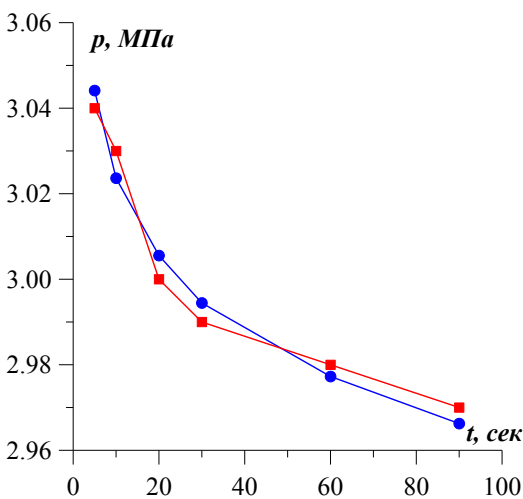


Рис. 5. Скв. Д-74. ■ – наблюдаемая,
● – вычисленная кривые

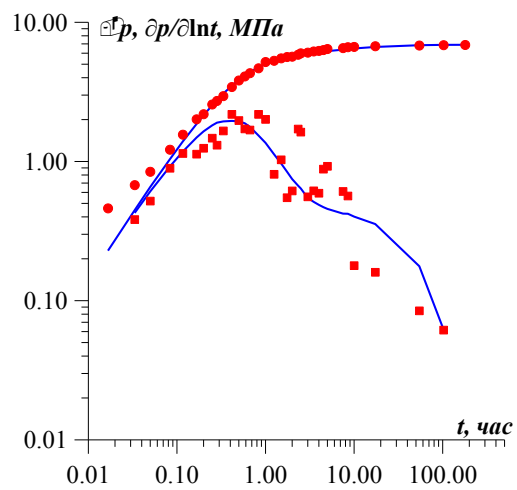


Рис. 6. Наблюдаемая КВД (●), ее производная (■),
вычисленные кривые (—)

Таблица. Скв. Д-74. Оценка проницаемости различными методами

По методике Ю.П. Коротаева (Коротаев, 1996), мкм ²	По методике А.Л. Хейна (Коротаев, 1996), мкм ²	По методике (Басниев и др., 2001), мкм ²	По предложенной методике, мкм ²
0.15	0.1	0.09	0.11

Исходные данные по скв. Д-74 (Коротаев, 1996): дебит скважины – 240.8 тыс. м³/сут; толщина пласта – 40 м; вязкость газа – 0.016 мПа сек; продолжительность измерений – 90 сек; количество измерений – 7. Кривая стабилизации давления приведена на рис. 4 (кривая ■). Результаты интерпретации этой кривой предложенным методом приводятся в таблице и на рис. 5 (кривая ●). В таблице для сравнения приводятся оценки коэффициента проницаемости, полученные другими методами.

Исходные данные по кривой восстановления давления (Гриценко и др., 1995): дебит скважины – 103 тыс. м³/сут; продолжительность измерений – 646200 сек; количество измерений – 34; пластовая температура – 281 К; пластовое давление 14.32 МПа; глубина залегания – 1450 м. Наблюдаемая кривая восстановления давления (кривая ●) и ее производная (кривая ■) приведены на рис. 6. Начальные участки этих кривых характеризуют наличие притока газа после остановки скважины. Вычисленная кривая восстановления давления и ее производная приводятся на рис. 6 (кривые —). При этом получены следующие оценки параметров: проводимость $\sigma = 1.62$ мкм²/мПа·с; параметр $mH = 0.123$ м; пластовое давление $p_0 = 14.35$ МПа. Оценка проводимости по классическому методу 1.97 мкм²/мПа·с (Гриценко и др., 1995).

4. Заключение

Предложенный метод позволяет интерпретировать результаты газогидродинамических исследований скважин с учетом реальных свойств газа и влияния объема ствола, что повышает достоверность и точность оцениваемых параметров пласта.

Литература

- Bourdet D., Ayoub J.A., Whittle T.M., Pirard Y.M., Kniazeff V. Interpreting well tests in fractured reservoirs. *World Oil*, p.77-87, 1983.
- Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М., Недра, 407 с., 1982.
- Алифанов О.М., Артюхин Е.А., Румянцев С.В. Экстремальные методы решения некорректных задач. М., Наука, 286 с., 1988.
- Басниев К.С., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Садовников Р.В., Гайнетдинов Р.Р. Интерпретация результатов газогидродинамических исследований вертикальных скважин на основе теории некорректных задач. *Газовая промышленность*, № 3, с.41-42, 2001.
- Бондарев Э.А., Васильев В.И., Воеводин А.Ф., Павлов Н.Н., Шадрин А.П. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа. М., Наука, 270 с., 1988.
- Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М., Наука, 523 с., 1995.
- Демиденко Е.З. Оптимизация и регрессия. М., Наука, 296 с., 1989.
- Коротаев Ю.П. Избранные труды. Т. 1. М., Недра, 301 с., 1996.
- Самарский А.А. Теория разностных схем. М., Наука, 611 с., 1977.
- Хайруллин М.Х., Хисамов Р.С., Шамсиев М.Н., Фархуллин Р.Г. Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации. Москва – Ижевск, НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика"; Институт компьютерных исследований, 172 с., 2006.