

УДК 519.688:552.578.2.061.4

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН АДАПТИВНЫМ МЕТОДОМ ДЕТЕРМИНИРОВАННЫХ МОМЕНТОВ ДАВЛЕНИЙ

П.А. Кемерова, В.Л. Сергеев, А.С. Аниканов

Томский политехнический университет

E-mail: SergeevVL@ignd.tpu.ru

Рассматривается задача интерпретации результатов нестационарных гидродинамических исследований скважин в процессе их проведения на основе адаптивного метода детерминированных моментов давлений с учетом дополнительной априорной информации о пластовом давлении. Приводятся примеры обработки результатов исследований скважин однородных и трещиновато-пористых нефтяных пластов по кривой восстановления давления.

Ключевые слова:

Интерпретация, гидродинамические исследования скважин, априорная информация, нефтяные пласты.

Key words:

Interpretation, hydrodynamic analysis of oil wells, a-priori information, oil pools.

Введение

В связи с усложнением структуры газонефтяных залежей, освоением трудноизвлекаемых запасов, развитием методов повышения газонефтеотдачи возрос интерес к нестационарным гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС) на неустановившихся режимах фильтрации, являющихся одним из наиболее информативных методов определения коллекторских и геометрических параметров пластов месторождений углеводородов.

Отметим, что традиционные технологии интерпретации ГДИС, где обработка данных проводится по завершению исследований, содержат этапы [1]:

1. Анализ качества результатов промысловых ГДИС, кривых восстановления и падения забойного давления (КВД), кривых падения давления, кривых динамического уровня жидкости в стволе скважины и их производных в разных масштабах времени, определение типа пластовой системы и т. п.

2. Идентификация пластовой системы (качественная и количественная интерпретация), включающая задачи выбора модели, соответствующей типу пластовой системы, и определение оптимальных, в смысле, принятых показателей качества значений параметров модели.

3. Оценка достоверности полученных результатов, фильтрационно-емкостных параметров, энергетического состояния залежи и т. п.

Проблемным моментом технологий ГДИС, вызывающим значительные трудности, является идентификация пластовой системы, а именно, ее второй этап качественной интерпретации, заключающийся в выборе подходящей модели, соответствующей типу пластовой системы.

Для определения типа пластовой системы в нефтегазодобыче часто используют метод детерминированных моментов давлений (ДМД), основанный на вычислении интеграла вида [2]:

$$m_k = \int_0^T (P_{пл} - P_s(t)) t^k dt, k = 0, 1, 2, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ — текущее пластовое давление на контуре питания скважины; $P_s(t)$ — забойное давление скважины, полученное в процессе гидродинамических исследований, T — время, необходимое для восстановления забойного давления до пластового; t — текущее время.

Установлено и подтверждено на практике [2, 3], что безразмерный коэффициент

$$d = m_0 m_2 / m_1^2 \quad (2)$$

может быть использован в качестве диагностического критерия выбора различных моделей фильтрации нефти в пласте, а именно: $1,90 < d \leq 1,48$ соответствует однородно-пористому пласту, $d > 2,48$ — неоднородному пласту с ухудшенной проницаемостью призабойной зоны, $d < 1,90$ — трещиновато-пористому пласту или пласту с тектоническими нарушениями.

Установлена также связь между детерминированными моментами давления (1) и фильтрационными параметрами залежей. Так, например, для однородно-пористого нефтяного пласта имеют место соотношения [2, 3]

$$\sigma = \frac{4qm_1}{5\pi(m_0)^2}, \quad \chi = \frac{32R_k^2 m_1}{5m_0}, \quad (3)$$

где σ , χ , q — гидропроводность, пьезопроводность нефтяного пласта и, соответственно, дебит скважины перед ее остановкой; R_k — радиус контура питания скважин. Аналогичные зависимости получены и для других типов нефтяных пластов [3].

Однако, в современных методах адаптивной интерпретации ГДИС [4–6], где необходимо определять тип пласта в процессе проведения исследований, не дожидаясь их завершения, использование метода ДМД вызывает значительные трудности, связанные с определением в (1) пластового $P_{пл}$ и забойного давлений на недовосстановленном участке КВД $P_s(t)$, $t \in (tk, T)$, где промысловые данные отсутствуют (tk — продолжительность снятия КВД).

В данной работе предлагается и исследуется адаптивный метод ДМД, позволяющий определять

тип и параметры нефтяного пласта в процессе проведения гидродинамических исследований, прогнозировать пластовые и забойные давления на недвосстановленном участке КВД.

Адаптивный метод детерминированных моментов давлений

В основе адаптивного метода ДМД использована оценка $m_{n,k}^*$ ДМД (1), полученная к текущему моменту времени t_n с учетом экспертных оценок пластового давления вида:

$$\begin{aligned} m_{n,k}^* &= b_{n,k}^* + c_{n,k}^*, n = \overline{1, n_x}, \\ b_{n,k}^* &= P_{n,l,n}^* t_n^{n+1} / (k+1) - \sum_{i=1}^n P_z(t_n) t_i^k + P_z(t_n) t_n^k, \\ c_{n,k}^* &= \int_{t_n}^T (P_{n,l,n}^* - P_z^*(t, \alpha_n^*, \beta_n^*)) t^k dt, \end{aligned} \quad (4)$$

$P_{n,l,n}^* = f(T, \alpha_n^*, \beta_n^*)$ – оценка пластового давления, полученная на основе известной функции $f(\cdot)$, описывающей процесс восстановления забойного давления и заданной с точностью до вектора параметров $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$; n_x – необходимый объем данных забойного давления. Оценки параметров α_n^* модели $f(\cdot)$ и управляющего параметра β_n^* , представляющего значимость (вес) априорных сведений о пластовом давлении $\bar{P}_{nl}$, определяем с использованием метода интегрированных моделей [5, 6] путем решения оптимизационных задач вида:

$$\alpha_n^*(\beta_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(\alpha_n, \beta_n), \quad (5)$$

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta_n} J_0(\alpha_n^*(\beta_n)), n = \overline{1, n_x}, \quad (6)$$

где $\Phi(\alpha_n, \beta_n) = \Phi((\alpha_n), \beta_n, J_1(\alpha_n))$ – комбинированный показатель качества системы моделей забойного давления

$$\begin{cases} P_{z,n}^* = f_z(t_n, \alpha_n) + \xi_n, \\ \bar{P}_{nl,n} = f_z(T, \alpha_n) + \eta_n, n = \overline{1, n_x} \end{cases} \quad (7)$$

представляющий заданную функцию (функционал) Φ от частного показателя качества $J_0(\alpha_n)$ модели забойного давления $f_z(t_n, \alpha_n)$ и показателя качества $J_1(\alpha_n)$ модели априорной информации о пластовом давлении; ξ_n, η_n – случайные величины с нулевыми математическим ожиданиями и ограниченными дисперсиями. Запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$).

На основе (4), (5) по аналогии с (2), (3) оценки фильтрационных параметров однородно-пористого нефтяного пласта и диагностического коэффициента имеют вид:

$$\begin{aligned} \sigma_n^* &= \frac{4m_{n,1}^*}{5\pi(m_{n,0}^*)^2}, \quad \chi_n^* = \frac{32R_k^2 m_{n,1}^*}{5m_{n,0}^*}, \\ d_n^* &= \frac{m_{n,0}^* m_{n,2}^*}{(m_{n,1}^*)^2}, n = 1, 2, \dots, n_x. \end{aligned} \quad (8)$$

Решение о завершении исследований при получении необходимого объема данных забойного давления n_x может быть принято на основе визуального анализа графика зависимости оценок от времени (рис. 1–5), либо по формализованным критериям стабилизации оценок [6].

Рассмотренный адаптивный метод ДМД позволяет синтезировать достаточно широкий спектр алгоритмов интерпретации нестационарных ГДИС в зависимости от способа аппроксимации детерминированных моментов (1) (дискретной формы их представления и способа вычисления), вида моделей процесса восстановления давления $f_z(t_n, \alpha_n)$, показателей качества, а также от выбранных методов решения оптимизационных задач (5), (6). Проектирование и выбор конкретного алгоритма адаптивной интерпретации обусловлен целями ГДИС, наличием дополнительной априорной информации, знаниями и опытом исследователя. Например, при использовании комбинированного показателя качества в виде суммы частных квадратичных показателей качества

$$\begin{aligned} \Phi(\alpha_n, \beta_n) &= J_0(\alpha_n) + \beta_n J_1(\alpha_n) = \\ &= \|P_{z,n}^* - F\alpha_n\|_W^2 + \beta_n (\bar{P}_{nl} - F_a\alpha_n)^2 \end{aligned} \quad (9)$$

оптимизационная задача (5) при выборе модели забойного давления вида

$$f_z(t, \alpha_n) = \alpha_1 + \alpha_1 \ln(t) \quad (10)$$

сводится к решению системы линейных уравнений

$$(F^T F + \beta F_a^T F_a) \alpha_n(\beta) = (F^T W_1 P_{z,n}^* + \beta F_a^T \bar{P}_{nl}), \quad (11)$$

где запись $\|X\|_W^2$ означает квадратичную форму $X^T W X$; $F = (1, \ln(n), \dots, \ln(n_x))$ – матрица размерности $(n_x \times 2)$; $P_{z,n}^* = (P_{z,n}^*, n = \overline{1, n_x})$, $F_a = (1, \ln(T), \alpha_n(\beta)) = (\alpha_{1,n}(\beta), \alpha_{2,n}(\beta))$ – векторы; $W_1 = \text{diag}(w(n), n = \overline{1, n_x})$ – диагональная матрица, определяющая вес $w(n)$ забойного давления $P^*(t_n)$ в текущий момент времени t_n . Для получения системы линейных уравнений (11) достаточно взять частные производные по параметрам α_n от комбинированного функционала (9) и приравнять их к нулю.

Результаты интерпретации ГДИС

Результаты интерпретации нестационарных ГДИС по КВД скважин № 141 и 152 однородно и трещиновато-пористого нефтяных пластов месторождения Тюменской области приведены на рис. 1–3 и в таблице.

На рис. 1 приведены промысловые данные забойного давления – КВД и оценки пластового давления.

Оценки пластового давления вычислялись по формуле

$$P_{nl}^*(n) = P_z(t_0) + \alpha_{1,n}^*(\beta_n^*) + \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*) \ln(T), \quad (12)$$

где оценки параметров $\alpha_{1,n}^*(\beta_n)$, $\alpha_{2,n}^*(\beta_n)$, определялись путем решения системы линейных уравнений

(11), в которой для формирования матрицы W использована стратегия «скользящего интервала» [6], т. е. в обработке участвовали данные из интервала $[n_n + \Delta n + i]$, $1 \leq i \leq n_n - \Delta n$, $n_n = 0$, $\Delta n = 5$, что достигается соответствующим выбором весовых функций $w(n)$, $n = 1, n_n$. Здесь i – номер текущего интервала обработки; n_n , Δn – количество измерений забойного давления в начальном участке КВД $[t_0, t_n]$ и, соответственно, в интервале обработки; T – время восстановления забойного давления. Оценка управляющего параметра β_n^* получена путем решения оптимизационной задачи

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta_n} \|P_{zn}^* - F \alpha_n(\beta_n)\|^2 \quad (13)$$

методом золотого сечения.

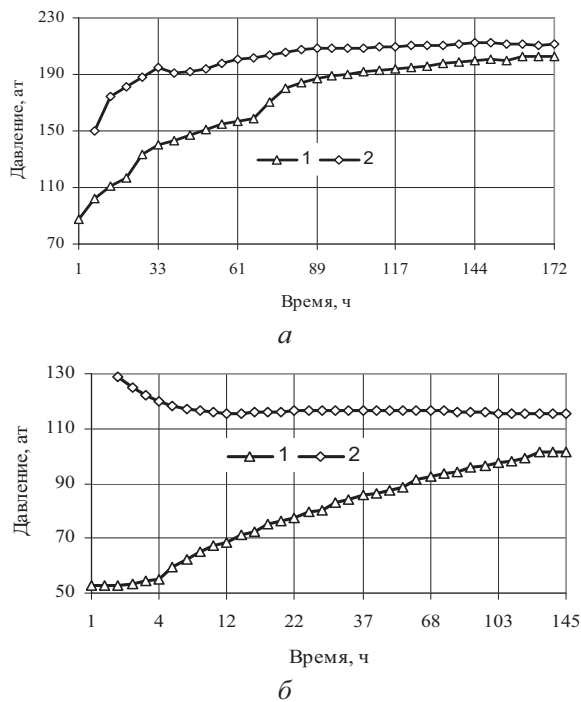


Рис. 1. Значения забойного давления (1), оценки пластового давления (2) скважины № 141 (а) и № 152 (б)

На рис. 2 приведены оценки диагностического коэффициента d , полученные адаптивным методом ДМД для скважин № 141 и 152.

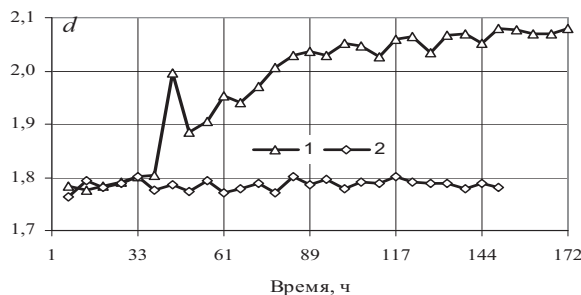


Рис. 2. Оценки диагностического коэффициента скважин № 141 (1) и № 152 (2)

На рис. 3 для скважин № 141 и 152 приведены оценки гидропроводности, полученные адаптивным методом ДМД по формуле (8) для однородного-пористого пласта и методом адаптивной идентификации с учетом априорной информации о пластовом давлении по формуле [6]

$$\sigma_n^* = q_0 / 4\pi \alpha_{2n}^* (\beta_n^*),$$

где параметры α_{2n}^* и β_n^* определялись по аналогии с (11)–(13) при дебите скважин до ее остановки, равном $q_0 = 1862 \text{ см}^3/\text{с}$ (для скважины № 141) и $q_0 = 178 \text{ см}^3/\text{с}$ (для скважины № 152). Для трещиновато-пористого нефтяного пласта расчет гидропроводности проводился с использованием соотношения [3]

$$\sigma_n^* = \frac{q_0 \sqrt{m_{n,0}^* m_{n,2}^* - (m_{n,1}^*)^2}}{1,44\pi (m_{n,0}^*)^2}.$$

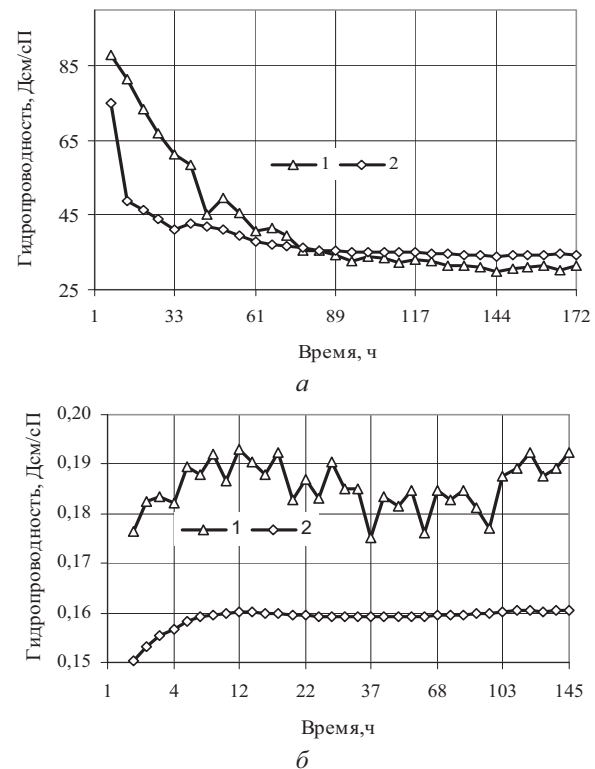


Рис. 3. Оценки гидропроводности пласта скважины адаптивным методом ДМД (1), методом адаптивной идентификации с учетом априорной информации (2) для скважины № 141 (а) и № 152 (б)

В качестве дополнительных априорных сведений использовались данные о гидропроводности $\bar{\sigma} = 20 \text{ Дсм/сП}$ и пластовом давлении $\bar{P}_{пл} = 200 \text{ ат}$ для скважины № 141 и $\bar{\sigma} = 0,1 \text{ Дсм/сП}$; $\bar{P}_{пл} = 100 \text{ ат}$ для скважины № 152; $T \approx 2 \cdot 10^6 \text{ с}$.

В таблице приведены результаты обработки КВД скважин по традиционным технологиям с использованием зарубежного программного комплекса «PanSystem», метода наилучшего совмещения [1], метода ДМД и адаптивных методов, позволяющих получать оценки пластового давления, ги-

дропроводности и диагностического коэффициента в процессе исследований.

Таблица. Результаты обработки КВД скважины № 141/152

Метод	Время исследования, ч	Пластовое давление, ат	Гидропроводность, Дсм/сП	Диагностический коэффициент
«PanSystem»	190,3/145,1	209,1/117,2	32,4/0,143	–
Наилучшего совмещения	190,3/145,3	211,3/116,1	34,2/0,163	–
Детерминированных моментов давлений	190,3/145,1	–	57,2/0,421	2,23/0,16
Адаптивный ДМД	75,6/20,2	–	34,1/0,195	2,01/1,78
Адаптивной идентификации с учетом априорной информации	74,5/15,4	210,4/115,5	35,3/0,164	–

Из таблицы видно, что оценки гидропроводности, полученные адаптивным методом ДМД, более точны по сравнению с приближениями, полученными традиционным методом ДМД, что подтверждается тремя разными способами интерпретации ГДИС, используемыми в нефтяных компаниях и сервисных организациях.

Метод адаптивной интерпретации ДМД позволяет значительно сократить время проведения гидродинамических исследований (см. рис. 1–3 и таблицу) и, следовательно, время простоя скважин. Так, для получения оценок пластового давления, гидропроводности и диагностического

коэффициента вместо 190 и 145 ч по традиционным технологиям достаточно исследовать скважину однородно-пористого пласта порядка 76 ч, а скважину трещиновато-пористого пласта порядка 20 ч.

Выводы

- Предложен адаптивный метод детерминированных моментов давлений для интерпретации нестационарных гидродинамических исследований скважин, позволяющий:
 - определять фильтрационные параметры, энергетическое состояние и тип нефтяных пластов в процессе гидродинамических исследований;
 - прогнозировать пластовые и забойные давления на недовосстановленном участке кривой восстановления давления;
 - учитывать дополнительную априорную информацию о пластовом давлении.
- На примере гидродинамических исследований скважин однородного и трещиновато-пористого пласта нефтяного месторождения Тюменской области показано, что адаптивный метод детерминированных моментов давлений позволяет более чем в два раза сократить время простоя скважин.
- Особенность адаптивного метода детерминированных моментов давлений заключается в его возможности диагностировать тип нефтяных пластов в процессе исследований, и, следовательно, выбирать соответствующие модели пластовой системы, что является необходимой технологией автоматизации этапа качественной интерпретации ГДИС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
- Басович И.Б., Капцанов Б.С. Выбор фильтрационных моделей по данным гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 3. – С. 44–47.
- Булгаков С.А., Ольховская Б.А. Повышение информативности исследования нефтяных скважин на основе метода ДМД // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 1. – С. 54–57.
- Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Современные технологии гидродинамических исследований скважин

и их возрастающая роль в разработке углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 1. – С. 52–55.

- Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во НТЛ, 2004. – 240 с.
- Сергеев В.Л., Аниканов А.С. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 5. – С. 50–52.

Поступила 29.08.2011 г.