

## МЕТОД ДИАГНОСТИКИ РАДИАЛЬНОГО ПРИТОКА ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

К.С. Гаврилов, В.Л. Сергеев

Томский политехнический университет

E-mail: SergeevVL@ignd.tpu.ru

Рассматривается проблема определения времени начала радиального притока при обработке данных гидродинамических исследований скважины по кривой восстановления давления, и предлагается метод ее решения, основанный на технологии адаптивной интерпретации с учетом априорной информации. Приводятся примеры интерпретации кривой восстановления давления однородно-пористых нефтяных пластов с диагностикой радиального притока.

**Ключевые слова:**

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

**Key words:**

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

**Введение**

В настоящее время для определения времени начала радиального притока при интерпретации нестационарных гидродинамических исследований скважины на неустановившихся режимах фильтрации методом наилучшего совмещения и методом касательной используются качественные и количественные критерии.

Качественный критерий заключается в анализе диагностического графика в двойных логарифмических координатах, приведенных для примера на рис. 1, 2 для кривой восстановления давления скважин № 335, 362 месторождения Тюменской области однородно-пористого нефтяного пласта. На рис. 1 достаточно четко виден прямолинейный участок и время начала радиального притока  $t_p$ , что позволяет корректно использовать методы интерпретации для определения фильтрационных параметров нефтяного пласта. На рис. 2 наблюдается иная картина, показывающая, что четко выделить начало радиального притока и прямолинейный участок кривой восстановления давления (КВД) не представляется возможным, и возникает необходимость использования количественных критериев.

Наиболее известные количественные критерии определения времени начала радиального притока основаны на зависимости [1]

$$t_p = C\mu / (2\pi hk) \cdot (60 + 3,5S) \quad (1)$$

и эмпирическом приближении, предложенном в [2] для бесконечного пласта

$$t_p = C\mu / (hk) \cdot F(S) = \begin{cases} 9973(S + 10), & S \geq 0, \\ 26497(S + 4,3), & S < 0, \end{cases} \quad (2)$$

где  $k$ ,  $h$  – проницаемость и эффективная толщина нефтяного пласта,  $\mu$ ,  $S$  – вязкость нефти, скин-фактор и коэффициент влияния ствола скважины, соответственно.

Известны и другие модификации критериев (1), (2) в условиях системы разработки, когда пространство вокруг скважины может быть ограниче-

но другими добывающими и нагнетательными скважинами [3].

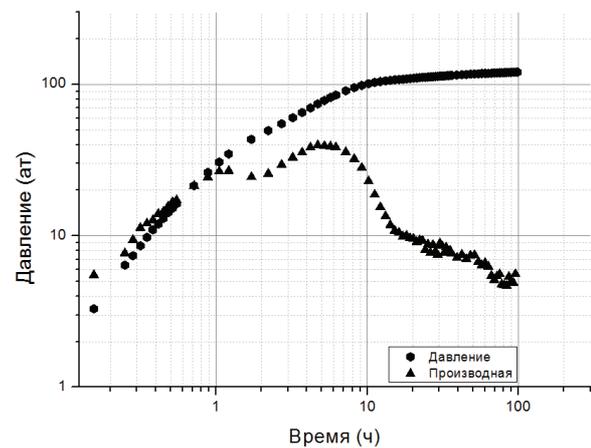


Рис. 1. Кривая восстановления давления и ее производная скважины 335

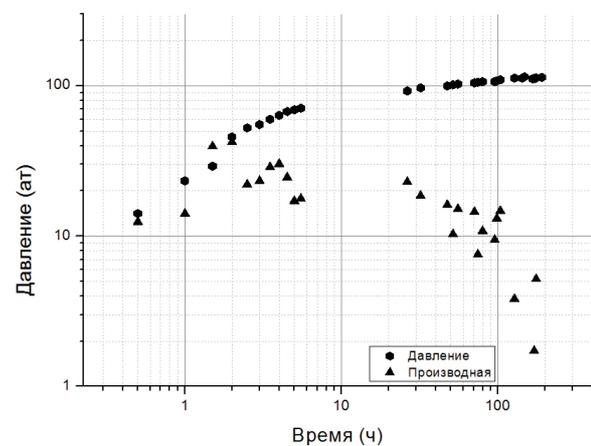


Рис. 2. Кривая восстановления давления и ее производная скважины 362

Проблемным моментом использования количественных критериев (1), (2) оценки времени начала радиального притока является присутствие там фильтрационных параметров пласта (пьезопровод-

ность, проницаемость, скин-фактор и коэффициент влияния ствола скважины), которые нам изначально неизвестны и подлежат определению. Образуется некоторый замкнутый круг, для определения фильтрационных параметров пласта нужно знать время начала радиального притока, а аналитические зависимости (1), (2) для его расчета содержат неизвестные нам параметры пласта.

Для решения указанных выше качественных и количественных проблем определения времени начала радиального притока в работе предлагается и исследуется метод, основанный на адаптивной интерпретации КВД, позволяющий проводить диагностику радиального притока в процессе гидродинамических исследований с одновременной оценкой фильтрационных параметров пласта.

### Метод диагностики радиального притока

Основу предлагаемого метода диагностики радиального притока представляет критерий вида

$$\Delta t_p^* = \arg \min_{\Delta t} J(P_{t,\tau}^* - P_{t,\tau}(\alpha_i^*), \Delta t = [t + \tau] \in [t, t_k], \quad (3)$$

где запись  $\arg \min_x f(x)$  означает точку минимума  $x^*$  функции  $f(x)$  ( $f(x^*) = \min_x f(x)$ );  $J, P_{t,\tau}^*, P_{t,\tau}(\alpha_i^*(\beta_i^*))$  – показатель качества, фактические значения забойного давления и значения, вычисленные на основе модели забойного давления для радиального притока на интервале обработки  $\Delta t$  длительностью  $\tau$ ;  $t_0, t_k$  – моменты времени начала и завершения гидродинамических исследований;  $\alpha_i^*(\beta_i^*)$  – текущие оценки параметров модели забойного давления и управляющих параметров  $\beta_i^*$ , полученные в момент  $t$  на основе метода адаптивной интерпретации с учетом априорной информации [4]

$$\alpha_i^*(\beta_i^*) = \arg \min_{\alpha_i} \Phi(\alpha_i, \beta_i), \quad (4)$$

$$\beta_i^* = \arg \min_{\beta_i} J_0(\alpha_i^*(\beta_i^*)), \quad (5)$$

$\Phi(\alpha_n, \beta_n)$  – комбинированный показатель качества интегрированной системы моделей КВД

$$\begin{cases} P_{z,t}^* = f_3(t, \alpha, q_t) + o_t, \\ \bar{Z}_t = f_a(\alpha_n, q_t) + \eta_t, t \in [t_0, t_k - \tau] \end{cases} \quad (6)$$

на текущем интервале обработки  $t + \tau$ ;  $P_{z,t}^*, f_3(\alpha, q_t)$  – векторы фактических забойных давлений и забойных давлений, вычисленных на основе модели КВД  $f_3(t, \alpha, q)$ , заданной с точностью до вектора параметров  $\alpha_i = (\alpha_{i1}, \alpha_{i2}, \dots, \alpha_{im})$  и дебита притока продукции в стволе скважины после ее остановки  $q_t$ ;  $\bar{Z}_t, f_a(\alpha_n, q_t)$  – векторы фактических значений экспертных параметров пласта и скважины и векторы, полученные на основе моделей  $f_a(\alpha, q_t)$ ;  $J_0(\alpha_i^*(\beta_i^*))$  – показатель качества модели КВД.

Момент начала радиального притока по выражению (3), условно названный критерием адекватности модели, определяем по формуле

$$t_r^* = \Delta t_r^* - \tau, \quad (7)$$

где  $t_p$  – время начала текущего интервала обработки, на котором показатель качества  $J_t$  в (3) принимает наименьшее значение.

Следует отметить, что при использовании в качестве модели КВД однородно-пористого нефтяного пласта зависимости

$$\Delta P_3(t) = \alpha_1 + \alpha_2 \ln(t), \alpha_1 = \frac{\chi_{kp}}{4\pi\sigma}, \alpha_2 = \frac{1}{4\pi\sigma} \quad (8)$$

$\Delta P_3(t) = P_3(t) - P_3(t_0)$  возможна и другая форма диагностического критерия (3) для определения времени начала радиального притока вида

$$\frac{\partial \alpha_{1t}^*(\beta_{1t}^*)}{\partial t} \cong 0, \frac{\partial \alpha_{2t}^*(\beta_{2t}^*)}{\partial t} \cong 0, t \in [t_0, t_k - \tau]. \quad (9)$$

За момент времени начало радиального притока принимается  $t = t_r^*$ , при котором производные оценок параметра модели КВД принимают нулевые (либо близкие к нулевым) значения. Обоснованность использования критерия (9) подтверждается фактом стабилизации оценок фильтрационных параметров нефтяного пласта полученных методом адаптивной интерпретации при выходе на радиальный режим течения [5] (рис. 5, 6).

Следует также отметить, что адаптивные оценки времени начала радиального притока, полученные в процессе проведения исследований по критериям адекватности модели (3) и стабилизации оценок (9), зависят от выбранного метода идентификации на заданных интервалах обработки и вида модели КВД.

### Результаты диагностики радиального притока

Результаты исследований определения времени начала радиального притока и интерпретации КВД скважин 362 и 335 нефтяного пласта месторождения Тюменской области приведены на рис. 3–6 и в таблице. На рис. 3, 4 приведены промысловые данные забойного давления  $P_{z,t}^*$  (ат), и дебита притока продукции в скважине  $q_t^* q_n^*$  (м<sup>3</sup>/сут).

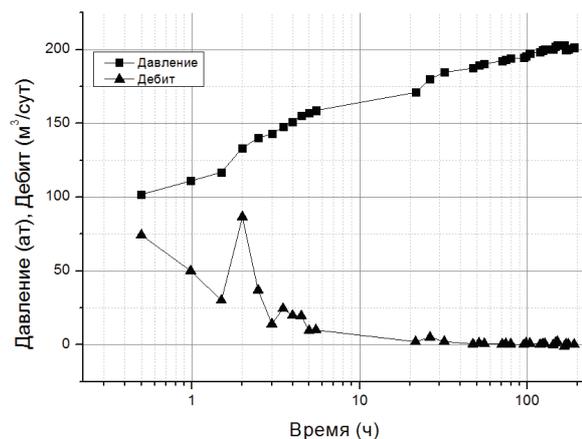


Рис. 3. Значения забойного давления и дебита притока скважины 335

В качестве модели КВД использовалось уравнение (8) и зависимость  $P_3(t)$ , позволяющая учиты-

вать приток продукции в скважину после ее остан-  
новки [4]:

$$P_3(t, \alpha, \hat{q}) = P(t_0) + \alpha_1 \int_{t_0}^t \frac{(q_0 - \hat{q}(\tau))}{t - \tau} \exp\left(-\frac{\alpha_2}{(t - \tau)}\right) \cdot d\tau, \quad (10)$$

$$\alpha_1 = 1 / 4\pi\sigma, \quad \alpha_2 = 1 / \chi_{kp},$$

где  $q_0$  – дебит скважины до ее останковки;  $\hat{q}(\tau)$  – оценка дебита притока продукции в скважину после ее останковки в момент времени  $\tau$ , полученная на основе промысловых данных, приведенных на рис. 1, 2;  $P_3(t_0)$  – забойное давление в момент останковки скважины  $t_0$ ;  $\sigma$ ,  $\chi_{kp} = 4\chi / r_{np}^2$  – гидропроводность нефтяного пласта и комплексный параметр;  $r_{np}$ ,  $\chi$  – приведенный радиус скважины и преезопроводность пласта. В качестве дополнительных априорных сведений в интегрированной системе модели КВД (6) использовались экспертные оценки гидропроводности пласта  $\bar{\sigma} = 50$  Дсм/сП для скважины 362 и  $\bar{\sigma} = 1$  Дсм/сП – для скважины 335.

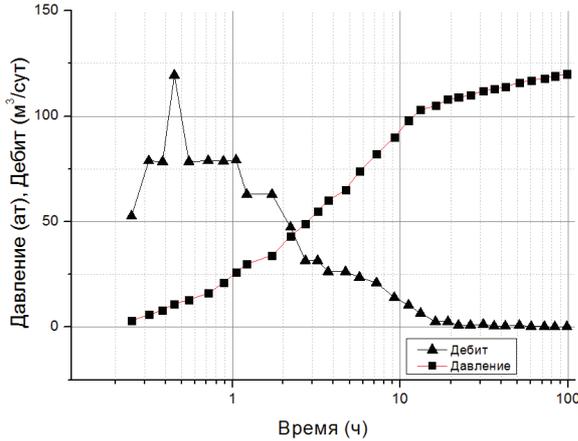


Рис. 4. Значения забойного давления и дебита притока скважины 362

Комбинированный показатель качества  $\Phi$  нелинейной интегрированной системы моделей КВД с учетом априорной информации о гидропроводности пласта и модели забойного давления с учетом дебита притока скважинной продукции после ее останковки (10)

$$\begin{cases} P_{3,t}^* = P_{3,t}(\alpha_t, \hat{q}_t) + \xi_t, \\ \bar{\alpha}_{1,t} = \alpha_t + \eta_t, t \in [t_0, t_k - \tau], \end{cases} \quad (11)$$

был выбран в виде суммы частных квадратичных показателей качества

$$\Phi_t = (J_{0,t} = \|P_{3,t}^* - P_{3,t}(\alpha_t, \hat{q}_t)\|_{W_t}^2) + \beta_t (\bar{\alpha}_{1,t} - \alpha_{1t})^2. \quad (12)$$

Для расчета оценок гидропроводности пласта  $\sigma_t^*$ , комплексного параметра  $\chi_{kp,t}^*$

$$\sigma_t^* = 1 / 4\pi\alpha_{1,t}^*(\beta_t^*), \quad \chi_{kp,t}^* = 1 / \alpha_{2,t}^*(\beta_t^*) \quad (13)$$

и вычисления оптимальных оценок (4) параметров интегрированной системы моделей КВД (11)  $\alpha_t^*(\beta_t)$  и оптимальных оценок управляющего параметра  $\beta_t^*$

(5) использовались методы оптимизации Гаусса–Ньютона [6] и золотого сечения [7]. Здесь запись  $\|X\|_W^2$  означает квадратичную форму  $X^T W X$ , а диагональная матрица  $W_t = \text{diag}(w(t), t = \overline{1, n_k})$  весовых функций  $w(t)$  определяет вес забойных давлений  $P_{3,t}^*$  в текущий момент времени на участке обработки  $t + \tau$ .

Оценки гидропроводности и комплексного параметра (13) получены с использованием стратегии «скользящего интервала»  $[i, \Delta n + i]$ ,  $1 \leq i \leq n_k - \Delta n$ , ( $\Delta n = 5$ ), где  $i$  – номер текущего интервала обработки;  $\Delta n$  – количество измерений забойного в интервале обработки, что достигается соответствующим выбором значений весовых функций  $w(t)$  в матрице  $W_t$ .

Комбинированный показатель качества  $\Phi$  линейной интегрированной системы моделей КВД с учетом априорной информации о гидропроводности пласта и модели забойного давления без учета априорной информации о дебите притока

$$\begin{cases} P_{3,t}^* = F_t \alpha_t + \xi_t, \\ \bar{\alpha}_{2,t} = \alpha_{2,t} + \eta_t, t \in [t_0, t_k - \tau], \end{cases} \quad (14)$$

так же, как функционал (11), был выбран в виде суммы частных квадратичных показателей качества

$$\Phi_t = (J_{0,t} = \|P_{3,t}^* - F_t \alpha_t\|_{W_t}^2) + \beta_t (\bar{\alpha}_{1,t} - \alpha_{1t})^2.$$

В данном случае задача определения оптимальных оценок (4) параметров интегрированной системы моделей КВД (14)  $\alpha_t^*(\beta_t)$  сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений [8]

$$(F_t^T W_t F_t + \beta_t I) \cdot \alpha_t(\beta_t) = (F_t^T P_{3,t}^* + \beta_t \bar{\alpha}_{2,t}), \quad (15)$$

Оценки гидропроводности и комплексного параметра, полученные на основе (15), равны

$$\sigma_t^* = \frac{q_0}{4\pi\alpha_{2,t}^*(\beta_t^*)},$$

$$k_t^* = \exp(\alpha_{1,t}^*(\beta_t^*) / \alpha_{2,t}^*(\beta_t^*)) / 2,25, \quad (16)$$

где управляющий параметр  $\beta_t^*$  определялся как в (13).

На рис. 5, 6 приведены оценки гидропроводности нефтяного пласта, полученные методом наилучшего совмещения (МНС), который следует из (13), (15) при  $\beta_t = 0$ , адаптивным методом интегрированных моделей без учета притока скважинной продукции (АИ\_1) (15) и с учетом притока скважинной продукции после ее останковки (АИ\_2) (13).

В таблице приведены результаты сравнительного анализа оценок гидропроводности и комплексного параметра (13), (16) времени начала радиального притока (1), (2), (7), полученные при интерпретации скважин 335 и 362 с использованием зарубежных программных комплексов Sapig, адаптивных методов наилучшего совмещения, интегрированных моделей без учета и с учетом притока скважинной продукции.

Из рис. 5, 6 и таблицы видно, что предлагаемый метод диагностики (9) дает возможность более раннего обнаружения и выделения радиального притока с оценкой фильтрационных параметров пла-

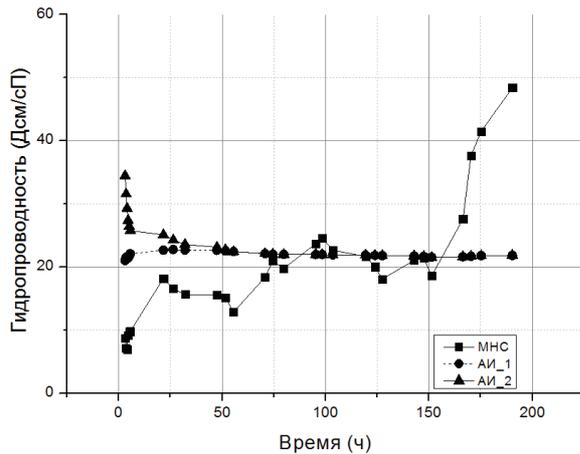


Рис. 5. Оценки гидропроводности пласта скважины 362. Методы: 1) МНС; 2) АИ\_1; 3) АИ\_2

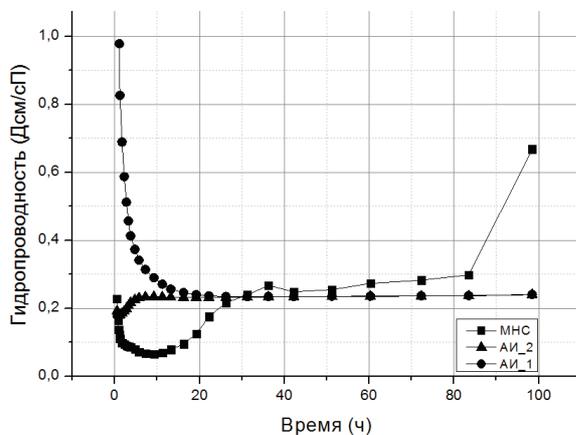


Рис. 6. Оценки гидропроводности пласта скважины 335. Методы: 1) МНС; 2) АИ\_1; 3) АИ\_2

ста по сравнению с традиционными методами (1), (2). При достижении радиального притока наступает стабилизация оценок (рис. 5, 6), что говорит о возможности обработки коротких недовосстановленных КВД в ситуациях, где по каким-либо причинам невозможно выделить участок радиального притока. Использование метода интегрированных моделей с учетом экспертных оценок позволяет получить более устойчивые и точные оценки гидропроводности нефтяного пласта (рис. 5, 6, кри-

вые АИ\_1, АИ\_2) по сравнению с оценками, полученными методом наилучшего совмещения (кривая МНС).

Таблица. Результаты диагностики и интерпретации скважин 335 и 362

Скважины	Методы	Оценки гидропроводности пласта, Дсм/сП	Оценки комплексного параметра, с <sup>-1</sup>	Оценки времени начала радиально-го притока по (1), ч	Оценки времени начала радиально-го притока по (2), ч	Оценки времени начала радиально-го притока по (1) и АИМ_2, ч
335	Saphir	0,23	0,71	9,07	9,42	-
	МНС	0,21	1,43	-	-	42,45
	АИ_1	0,26	0,68	-	-	16,27
	АИ_2	0,22	0,67	-	-	4,34
362	Saphir	22,14	0,113	37,48	29,7	-
	МНС	18,12	0,016	-	-	130,65
	АИ_1	23,2	0,103	-	-	32,14
	АИ_2	23,01	0,108	-	-	5,56

### Выводы

1. Предложен адаптивный метод диагностики радиального притока при интерпретации нестационарных гидродинамических исследований скважин по кривой восстановления давления, который позволяет определять время начала радиального притока в процессе проведения гидродинамических исследований скважин с одновременной оценкой фильтрационных параметров пласта.
2. На примере обработки данных гидродинамических исследований скважины однородно-пористого нефтяного пласта показано, что метод адаптивной диагностики радиального притока дает возможность его раннего обнаружения, что позволяет обрабатывать короткие недовосстановленные кривые забойного давления.
3. Учет экспертной оценки гидропроводности нефтяного пласта и продолжающегося притока продукции в скважине после ее остановки позволяет повысить качество алгоритмов интерпретации в условиях неопределенности выбора участка радиального притока, значительно сократить простой скважин.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Home R.N. Modern Well Test Analysis: A Computer Aided Approach. – Palo Alto, CA: Petroway, Inc., 2000. – 257 p.
2. Лайцанский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.: Наука, 1987. – 840 с.
3. Санников В.А., Курочкин В.И., Метт А.А. Анализ корректности применения метода касательной при интерпретации кривой восстановления давления // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 4. – С. 82–85.
4. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
5. Гаврилов К.С., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт–скважина» методом интегрированных моделей //

Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 5. – С. 72–75.

6. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
7. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.
8. Кемерова П.П., Сергеев В.Л., Аниканов А.С. Адаптивная идентификация и интерпретация нестационарных гидродинамических исследований с учетом притока продукции в скважине // Известия Томского политехнического университета. – 2011 – Т. 319. – № 5. – С. 43–46.

Поступила 25.01.2013 г.