

REFERENCES

- Gnedenko B.V., Kovalenko I.N. *Vvedenie v teoriyu massovogo obsluzhivaniya* [Introduction into queuing theory]. Moscow, Kom-Kniga Publ., 2007. 336 p.
- Koenig D., Shtoyan D. *Metody teorii massovogo obsluzhivaniya* [Queuing theory methods]. Moscow, Radio i svyaz Publ., 1981. 128 p.
- Goshtoni G. Sravnenie vychislennykh i modelirovannykh rezultatov dlya puchkov soedinitelnykh liniy pri nalichii povtornykh popytok ustanovleniya svyazi [Comparison of calculated and simulated results for connecting line bunches at repeated attempts to establish communication]. *VIII ITC Materials*. Sydney, 1977, no. 1, pp. 1–16.
- Falin G.I. Templeton J.G.C. *Retrial queues*. London, Chapman & Hall, 1997. 328 p.
- Falin G.I. Asymptotic investigation of fully available switching systems with high repetition intensity of blocked calls. *Moscow University Mathematics Bulletin*, 1984, vol. 39, no. 6, pp. 72–77.
- Falin G.I. A Survey of Retrial Queues. *Queuing Systems*, 1990, vol. 7, pp. 127–167
- Artalejo J.R., Gomez-Coral A. *Retrial queuing systems: and computational approach*. Berlin, Springer, 2008. 267 p.
- Artalejo J.R., Joshua V.C., Krashnamoorthy A. *An M/G/1 retrial queue with orbital search by the server*. *Advances in Stochastic Modeling*. New Jersey, Notable publications, 2002. pp. 41–54.
- Nazarov A.A., Sudyko E.A. Metod asimptoticheskikh seminvariantov dlya issledovaniya matematicheskoy modeli seti sluchaynogo dostupa [Method of asymptotic seven-invariants for research of mathematical model of a network of casual access]. *Problemy peredachi informatsii*, 2010, no. 1, pp. 94–111.
- Nazarov A.A., Moiseyev S.P. *Metody asimptoticheskogo analiza v teorii massovogo obsluzhivaniya* [Methods of asymptotic analysis in the queuing theory]. Tomsk, NTL Publ. house, 2006. 112 p.
- Borovkov A.A. *Asimptoticheskie metody v teorii massovogo obsluzhivaniya* [Asymptotic methods in queuing theory]. Moscow, Nauka Publ., 1980. 381 p.

УДК 519.688:622.276.5.001.42

АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ДИАГНОСТИКОЙ ПОТОКОВ

Е.В. Романова, В.Л. Сергеев

Томский политехнический университет
E-mail: Romanova88EV@mail.ru; SergeevVL@ignd.tpu.ru

Актуальность работы обусловлена необходимостью диагностики потоков при адаптивной интерпретации нестационарных гидродинамических исследований горизонтальных скважин с использованием аналитических моделей кривой восстановления давления.

Цель работы: разработка метода адаптивной интерпретации кривой восстановления давления, позволяющего диагностировать потоки в процессе проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин с одновременной оценкой фильтрационных параметров пласта.

Методы исследования: использованы теоретические и практические разработки в области гидродинамических исследований скважин, системного анализа, идентификации систем с учетом дополнительной априорной информации, оптимизации функций и линейной алгебры. Решение задач диагностики потоков, идентификации и интерпретации кривой восстановления давления проводилось на основе промысловых данных забойного давления на скважине с учетом экспертных оценок фильтрационных параметров пласта с использованием компьютерной программы *Saphir*.

Результаты: разработан адаптивный метод интерпретации кривой восстановления давления с диагностикой радиального и линейного потоков с одновременной оценкой фильтрационных параметров нефтяного пласта в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин. На примере обработки результатов гидродинамических исследований по кривой восстановления давления двух горизонтальных скважин однородно-пористого нефтяного пласта показано, что метод адаптивной интерпретации позволяет повысить надежность определения времени начала радиального и линейного потоков.

Ключевые слова:

Интерпретация, диагностика, гидродинамические исследования, анализ нефтяных скважин, априорная информация, горизонтальные скважины, нефтяные пласты.

Введение

Известно, что интерпретация кривой восстановления давления (КВД) вертикальных скважин существенно отличается от интерпретации горизонтальных скважин, где сложный пространственный поток частиц жидкости сведен в определенные моменты времени к плоским фильтрационным потокам, представленным соответствующими уравнениями [1–3]. Так, например, радиальный поток горизонтальной скважины представлен уравнением забойного давления $P_3(t)$ вида

$$\Delta P_3(t) = P_3(t) - P_3(t_0) = \frac{C_s q \mu B}{k_{xy} L} \ln \left(\frac{2,25 k_{xy} t}{m \mu r_{np}^2} \right), \quad (1)$$

а время его начала t_r определяется по формуле

$$t_r = 1800 d^2 m \mu C / k_z, \quad (2)$$

где $P_3(t_0)$ – забойное давление в момент остановки скважины; $k_r = \sqrt{k_z k_y}$ – радиальная проницаемость; k_z, k_y – вертикальные и горизонтальные проницаемости; q – дебит скважины перед ее остановкой, μB – вязкость и объемный коэффициент нефти со-

ответственно; m – пористость; $r_{пр}$ – приведенный радиус скважины; L – длина горизонтальной части ствола скважины; d – расстояние от горизонтального ствола скважины до ближайшей границы нефтяного пласта; C – общая сжимаемость системы нефти и скелета породы; C_s – константа, зависящая от используемой системы единиц, например, в системе СИ $C_s=9,205$.

Линейный поток горизонтальной скважины представлен уравнением

$$\Delta P_3 = \frac{C_s q B}{\sqrt{\pi L h}} \sqrt{\frac{\mu t}{m k_y}} + \frac{q \mu}{4 \pi k_y L} S \quad (3)$$

с временем его начала

$$t_l = 160 L^2 m \mu C / k_y, \quad (4)$$

где k_y – горизонтальная проницаемость; S – скин-фактор скважины при линейной геометрии потока.

Следует отметить, что на практике при исследовании скважин по КВД используются преимущественно эти два потока для сокращения времени простоя скважин.

Особенность интерпретации горизонтальных скважин с использованием аналитических моделей КВД заключается в выделении на КВД типа потока и решении обратной задачи идентификации по определению фильтрационных параметров пласта и скважины с использованием моделей (1), (3).

Рассмотрим два часто используемых способа выделения потоков. Первый, аналитический способ, заключается в определении времени начала потока по приведенным в (2) и (4) формулам. Второй, часто используемый на практике графо-аналитический способ, основан на качественном критерии анализа производной от забойного давления $P'_3(t) = dP_3(t)/dt$ в координатах $\lg P'_3(t) - \lg(t)$ [1, 4, 5].

Для пояснения проблемы выделения потоков с использованием производной от забойного давления на рис. 1, 2 приведены значения забойных давлений и их производные в координатах $\lg P'_3(t) - \lg(t)$ для горизонтальных скважин однородно-пористого пласта нефтяного месторождения Тюменской области.

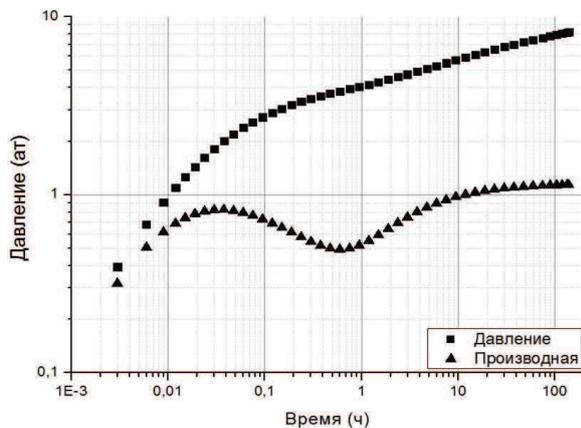


Рис. 1. Кривая восстановления давления и ее производная горизонтальной скважины № 2031

На рис. 1 для скважины № 2031 достаточно четко виден прямолинейный участок, представляющий радиальный поток, начало и конец горизонтального участка, определяющий линейный поток с наклоном производной забойного давления порядка 45 градусов, что позволяет корректно применить известные методы интерпретации с использованием моделей забойного давления (1), (3) [1–3]. На рис. 2 для скважины № 1434 наблюдается иная ситуация, показывающая, что четко выделить радиальный и линейный потоков не представляется возможным, и возникает необходимость использования количественных критериев.

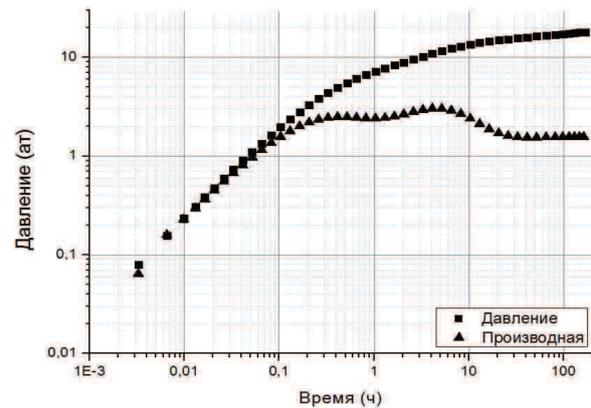


Рис. 2. Кривая восстановления давления и ее производная горизонтальной скважины № 1434

Однако проблемным моментом при использовании аналитической оценки времени начала потоков является присутствие в соответствующих формулах (2), (4) фильтрационных параметров пласта, вертикальной и горизонтальной проницаемости k_v , k_y , которые нам изначально неизвестны и подлежат определению.

Для решения указанных выше задач определения времени начала потоков в работе предлагается и исследуется метод адаптивной интерпретации КВД, позволяющий диагностировать потоки в процессе проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин с одновременной оценкой фильтрационных параметров пласта.

Диагностика потоков по методу адаптивной интерпретации

Основу метода диагностики потоков представляет критерий вида

$$\Delta t^* = \arg \min_{\Delta t} J(P_{t,3}^* - P_3(\alpha_t^*(\beta_t^*))), \quad (5)$$

$$\Delta t = [t + \tau] \in [t_0, t_n],$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); J – показатель качества заданный в виде известной функции (либо функционала) от фактических значений забойного $P_{t,3}^*$ и значений забойного давления, вычисленных на основе модели $P_3(\alpha_t^*(\beta_t^*))$ на текущем интервале обработки КВД Δt длительностью τ , t_0 , t_n – время начала и завершения исследований; Δt^* – интервал

обработки КВД, на котором показатель J принимает наименьшее значение.

Оценки параметров модели забойного давления $\alpha_i^*(\beta_i^*)$ – потоков (1), (3), получены в (5) в момент времени $t^* = \Delta t^* - \tau$ на основе метода адаптивной интерпретации КВД путем решения оптимизационных задач [6]

$$\alpha_i^*(\beta_i) = \arg \min_{\alpha_i} \Phi(\alpha_i, \beta_i), \quad (6)$$

$$\beta_i^* = \arg \min_{\beta_i} J_0(\alpha_i^*, \beta_i), \quad (7)$$

где $\Phi(\alpha_n, \beta_n)$ – комбинированный показатель качества интегрированной системы моделей КВД вида [7]

$$\begin{cases} P_{3,t}^* = F_0 \alpha_i + \xi_t, \\ \bar{Z}_t = F_a \alpha_i + \eta_t, t \in [t_0, t_n - \tau] \end{cases} \quad (8)$$

на текущем интервале обработки Δt , $P_{3,t}^*$, $F_0 \alpha_i$ – векторы фактических забойных давлений и забойных давлений, вычисленных на основе модели КВД (1), (3), заданной с точностью до параметров $\alpha_i = (\alpha_{1t}, \alpha_{2t})$; \bar{Z}_t , $F_a \alpha_i$ – векторы экспертных оценок параметров пласта \bar{Z}_t и полученные на основе модели $F_a \alpha_i$; $\beta_i^* = (\beta_{1t}^*, \beta_{2t}^*, \beta_{mt}^*)$ – оценка вектора управляющих параметров определяющих значимость (вес) экспертных оценок $\bar{Z}_t = (\bar{z}_{1t}, \bar{z}_{2t}, \bar{z}_{mt})$; F_0 , F_a – матрицы. Например, для модели забойного давления радиального потока (1)

$$\begin{aligned} \Delta P_s(t) = \alpha_1 + \alpha_2 \ln(t), \quad \alpha_1 = \frac{C_s q \mu B}{k_{xy} L} \ln \left(\frac{2,25 k_{xy}}{m \mu r_{np}^2} \right), \\ \alpha_2 = \frac{C_s q \mu B}{k_{xy} L} \end{aligned} \quad (9)$$

и модели экспертных оценок вида

$$\begin{aligned} \bar{z}_{1t} = \bar{\alpha}_{1t} = \alpha_{1t} + \eta_{1t}, \quad \bar{z}_{2t} = \bar{\alpha}_{2t} = \alpha_{2t} + \eta_{2t}, \\ \bar{\alpha}_{1t} = \frac{C_s q \mu B}{k_{xy} L} \ln \left(\frac{2,25 k_{xy}}{m \mu r_{np}^2} \right), \quad \bar{\alpha}_{2t} = \frac{C_s q \mu B}{k_{xy} L} \end{aligned} \quad (10)$$

матрица F_0 размерности $(2 \times nk)$ и матрица F_a размерности (2×2) имеют вид

$$F_0 = \begin{pmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ x_1 & x_2 & \dots & x_{nk} \end{pmatrix}_{2, nk}, \quad F_a = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{pmatrix}_{2,2},$$

где nk – число измерений забойного давления в текущем интервале обработки $\Delta t = t + \tau$ (5); $x_i = \ln(t_i)$, $i = 1, nk$; k_{xy} , r_{np}^2 – экспертные оценки радиальной проницаемости и приведенного радиуса скважины.

Момент начала радиального потока согласно (5) определяем по формуле

$$t_r^* = \Delta t_r^* - \tau, \quad (11)$$

где t_r^* – время начала текущего интервала обработки, на котором показатель качества J (3) принимает наименьшее значение.

Следует отметить, что возможна и другая форма диагностического критерия (5) для определения времени начала радиального потока вида

$$t_r^* = \arg \min_t \left| \frac{\partial \alpha_{2t}^*(\beta_i^*)}{\partial t} \right|, t \in [t_0, t_n - \tau]. \quad (12)$$

За момент времени начало потока принимается $t = t_r^*$, при котором абсолютная величина производной оценки параметра модели КВД $\alpha_{2t}^*(\beta_i^*)$ принимает минимальное значение. Обоснованность использования критерия (12) подтверждается фактом стабилизации оценок КВД, полученных методом адаптивной интерпретации при выходе на соответствующий режим течения [6] (рис. 4, линия 3). Оценка радиальной проницаемости $k_{xy,t}^*$ согласно (9) и (12) определяется по формуле

$$k_{xy,t}^* = \frac{C_s q \mu B}{\alpha_{2t}^*(\beta_i^*) L}, \quad \text{при } t = t_r^*. \quad (13)$$

Аналогично (13) в силу линейности по параметрам уравнений забойного давления (3) имеет место оценка горизонтальной проницаемости вида

$$k_{y,t}^* = \frac{(C_s q B)^2 \mu}{(Lh)^2 \pi m \alpha_{2t}^*(\beta_i^*)}, \quad \text{при } t = t_r^*, \quad (14)$$

где t_r^* определяется по формуле (12).

Часто на КВД горизонтальных скважин наблюдается ранний и поздний радиальный потоки, представленные одним уравнением забойного давления (1) и слабо проявляющиеся на диагностическом графике (рис. 2). В этой связи целесообразным является использование диагностического критерия

$$t^* = \arg \max_t \left| \frac{\partial^2 \alpha_{2t}^*(\beta_i^*)}{\partial t^2} \right|, t \in [t_0, t_n - \tau]. \quad (15)$$

Здесь за момент времени начало потока t^* принимает то значение времени исследований, при котором абсолютная величина второй производной оценки параметра КВД $\alpha_{2t}^*(\beta_i^*)$ принимает максимальное значение, что фактически приводит к резкому «всплеску» абсолютной величины второй производной оценки $\alpha_{2t}^*(\beta_i^*)$ (рис. 6, 8, линия 3).

Результаты интерпретации КВД с диагностикой потоков

Результаты интерпретации КВД и диагностики потоков горизонтальных скважин № 1434 и 2031 нефтяного пласта месторождения Тюменской области приведены на рис. 3–6 и в табл. 1, 2. В качестве моделей КВД использовалось уравнение (1) и (3). Комбинированный показатель качества Φ , интегрированной системы моделей КВД

$$\begin{cases} \Delta P_{3,t}^* = F_t \alpha_i + \xi_t, \\ \bar{\alpha}_{2,t} = \alpha_{2t} + \eta_t, t \in [t_0, t_k - \tau] \end{cases} \quad (16)$$

был выбран в виде суммы частных квадратичных показателей качества

$$\Phi_t = (J_{0,t} = \|\Delta P_{3,t}^* - F_t \alpha_t\|_{W_t}^2) + \beta_t (\bar{\alpha}_{2,t} - \alpha_{2,t})^2, \quad (17)$$

где экспертная оценка $\bar{\alpha}_{2,t}$ для радиального притока определялась из (10), а для линейного потока выбиралась равной

$$\bar{\alpha}_{2,t} = \frac{C_s q B}{\sqrt{\pi} L h} \sqrt{\frac{\mu}{m k_y}}.$$

Оценки радиальной $k_{zy,t}^*$ и горизонтальной $k_{y,t}^*$ проницаемости рассчитывались по формулам

$$k_{zy,t}^* = \frac{C_s q \mu B}{\alpha_{2,t}^* (\beta_t^*) L}, \quad \text{при } t = t_r^*,$$

$$k_{y,t}^* = \frac{(C_s q B)^2 \mu}{(Lh)^2 \pi m \alpha_{2,t}^* (\beta_t^*)}, \quad \text{при } t = t_l^*, \quad (18)$$

где приближение параметра $\alpha_{2,t}^* (\beta_t)$ моделей КВД (1) и (3) определялось из решения системы линейных алгебраических уравнений методом Гаусса [8]

$$(F_t^T W_t F_t + \beta_t I) \cdot \alpha_t (\beta_t) = (F_t^T W_t + \beta_t \bar{\alpha}_{2,t}), \quad (19)$$

в которой матрица F_t формировалась согласно (10) для радиального потока и при $x_i = \sqrt{t_i}$ для линейного потока; $W_t = \text{diag}(w(t), t=1, n_k)$ – диагональная матрица весовых функций $w(t)$ – определяет вес забойных давлений $\Delta P_{3,t}^*$ в текущий момент времени t на участке обработки $\Delta t = t + \tau$ с числом точек забойного давления $\Delta P_{3,i}^*$, $i=1, n_k$ ($n_k=5$).

Оценки управляющего параметра определялись путем решения оптимизационной задачи (7) с использованием квадратичного показателя качества

$$J = \|\Delta P_{3,t}^* - F_t \alpha_t^* (\beta_t)\|^2$$

методом золотого сечения [9].

На рис. 3 приведены фактические (линия 1) и восстановленные значения забойного давления (линии 2–4) на основе адаптивного метода наилучшего совмещения (АМНС), который следует из (19) при $\beta_t=0$, адаптивного метода наилучшего совмещения с регуляризацией (АМНСР), следующего из (18) при $\bar{\alpha}_{2,t}=0$, и адаптивного метода интегрированных моделей (АМИМ) (19). Экспертные оценки радиальной и горизонтальной проницаемости для скважины № 1434 в начальный момент времени $t=t_0$ выбирались равными $\bar{k}_{xy} = \bar{k}_y = 100$ мД, а для скважины № 2031 $\bar{k}_{xy} = \bar{k}_y = 1000$ мД с последующим их уточнением

$$\bar{k}_{zy,t} = \frac{C_s q \mu B}{\alpha_{2,t}^* (\beta_t^*) L}, \quad \text{при } t > t_0,$$

$$\bar{k}_{y,t} = \frac{(C_s q B)^2 \mu}{(Lh)^2 \pi m \alpha_{2,t}^* (\beta_t^*)}, \quad \text{при } t > t_0.$$

Из рис. 1 видно, что модель КВД, полученная АМИМ, более точно воспроизводит фактические значения забойного давления по сравнению с моделями, полученными АМНС и АМНСР.

На рис. 4–6 приведены оценки радиальной проницаемости (18) ее первой и второй производ-

ных, полученные АМНС, АМНСР и АМИМ соответственно.

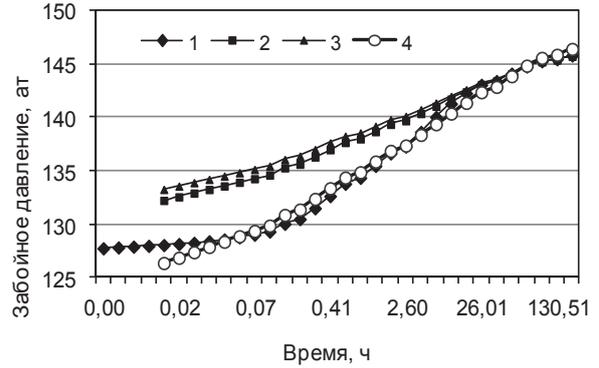


Рис. 3. Фактические (линия 1) и восстановленные значения забойного давления скважины № 1434

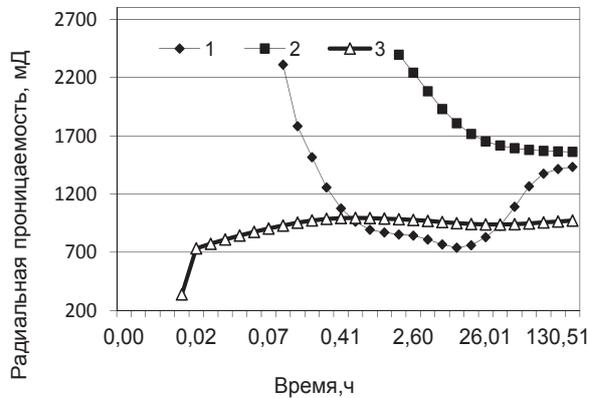


Рис. 4. Оценки радиальной проницаемости скважины № 1434. 1) АМНС; 2) АМНСР; 3) АМИМ

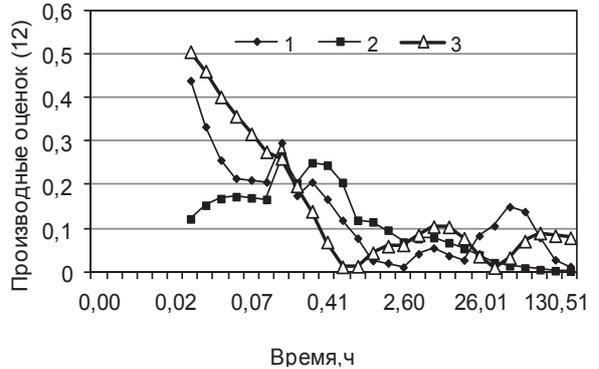


Рис. 5. Производные оценок радиальной проницаемости скважины № 1434 по критерию (12). 1) АМНС; 2) АМНСР; 3) АМИМ

Из рис. 4 видно, что начиная с определенного момента времени наступает стабилизация оценок радиальной проницаемости и возникает вопрос об определении времени начала радиального притока для выбора подходящей оценки. Ответ на этот вопрос получен с использованием критериев (12) и (15), где первые и вторые производные радиальной проницаемости, изображенные на рис. 5 и 6 соответственно, дважды принимают минимальные и максимальные значения и фактически определяют момент времени начала раннего и позднего ра-

диальных потоков. Конкретные оптимальные значения времени начала этих притоков приведены в табл. 2.

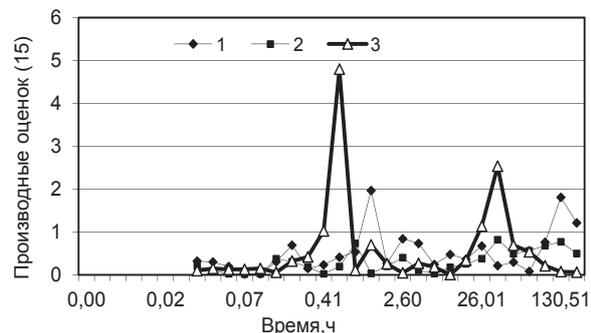


Рис. 6. Вторые производные оценок радиальной проницаемости скважины № 1434 по критерию (15). 1) AMHC; 2) AMHC; 3) AMIM

Следует отметить, что выделить ранний и поздний радиальные потоки по критериям (12) и (15) для скважины № 1434 при использовании AMHC и AMHC не представлялось возможным.

На рис. 7, 8 для скважины № 2031 приведены абсолютные значения оценок первой (12) и второй (15) производных параметра $\alpha_{2i}(\beta_i)$ модели КВД (1), полученные AMHC, AMHC и AMIM соответственно.

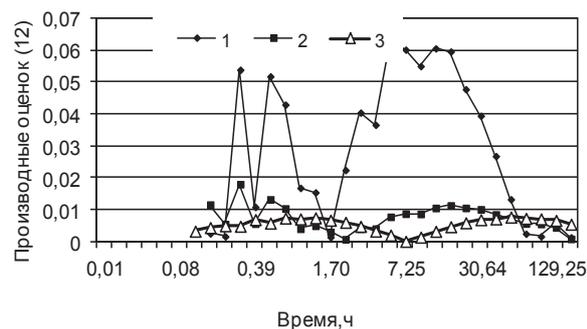


Рис. 7. Производные оценок радиальной проницаемости скважины № 2031 по критерию (12). 1) AMHC; 2) AMHC; 3) AMIM

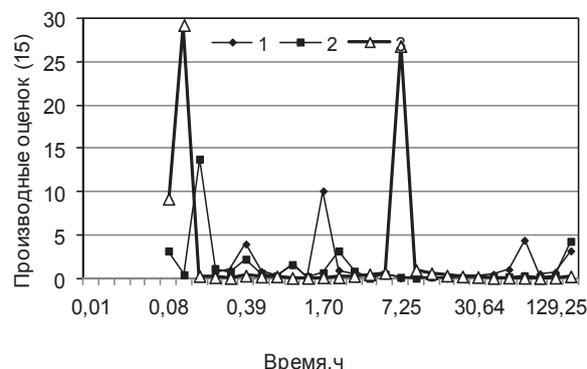


Рис. 8. Вторые производные оценок радиальной проницаемости скважины № 2031 по критерию (15). 1) AMHC; 2) AMHC; 3) AMIM

Из рис. 7, 8 видно, что AMIM с использованием критериев (12) и (15) позволяет диагностировать время начала раннего и позднего радиального

потоков. Конкретные оптимальные значения времени начала этих потоков приведены в табл. 2.

В табл. 1, 2 приведены результаты сравнительного анализа оценок радиальной и горизонтально проницаемостей и времени начала потоков, полученные при интерпретации горизонтальных скважин № 2031 и 1434 с использованием зарубежного программного комплекса Saphir, аналитического метода по формулам (2), (4) и AMHC, AMHC и AMIM.

Из табл. 1 видно, что оценки проницаемости нефтяного пласта при интерпретации КВД скважин № 2031 с использованием AMIM с диагностикой потоков по критериям (12) и (15) согласуются с оценками, полученными с использованием программного комплекса Saphir. Для скважины № 1434 оценки проницаемости, полученные AMIM, больше согласуются с AMHC и AMIM.

Преимущество AMIM заключается в том, что он дает возможность определять время начала потоков в случае, когда использование аналитического (по формулам (2), (4)) и графоаналитического методов (рис. 2) вызывает значительные трудности.

Таблица 1. Результаты интерпретации скважин № 2031 и 1434

Номер скважины	Метод интерпретации	Оценки проницаемости, мД		
		Ранней радиальной	Поздней радиальной	Линейной
2031	Saphir	-	3130	3742
	AMHC	3161	3767	3341
	AMHC	2984	3087	3098
	AMIM	2849	3065	2803
1434	Saphir	-	214	110
	AMHC	842	1414	-
	AMHC	-	1594	-
	AMIM	995	937	237

Таблица 2. Результаты диагностики радиального и линейного потоков скважин № 2031 и 1434

Номер скважины	Метод диагностики потоков	Время начала потоков, ч		
		Раннего радиального	Позднего радиального	Линейного
2031	Аналитический	-	1,5	3,17
	AMHC	0,21	1,7	2,28
	AMHC	0,21	2,28	3,05
	AMIM	0,11	7,25	9,58
1434	Аналитический	-	0,75	1,89
	AMHC	2,60	130,51	-
	AMHC	-	51,90	-
	AMIM	0,65	32,75	51,90

Выводы

1. Предложен адаптивный метод диагностики радиального и линейного потоков с одновременной оценкой фильтрационных параметров нефтяного пласта в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин по кривой восстановления забойного давления.
2. На примере интерпретации кривой восстановления давления двух горизонтальных сква-

жин однородно-пористого нефтяного пласта показано, что метод адаптивной интерпретации с диагностикой потоков дает возможность определять время начала радиального и линейного потоков в условиях, когда выделения потоков аналитическим способом и методом анализа

производной забойного давления вызывает значительные трудности.

- Учет и корректировка экспертных оценок проницаемости нефтяного пласта позволяет повысить надежность определения времени начала радиального и линейного потоков горизонтальных скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
- Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.
- Joshi S.D. Horizontal well technology. – Oklahoma: PenWell publ. comp., 1991. – 381 p.
- Butler J.M. Horizontal wells for the recovery of oil, gas and bitumen. – Westmount: Petroleum Society Monograph, 1997. – 224 p.
- Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation // SPE. – 1984. – № 12777. – 293–302 p.

- 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.
- Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
- Воеводин В.В. Вычислительные методы линейной алгебры. – М.: Наука, 1977. – 304 с.
- Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.

Поступила 03.06.2013 г.

UDC 519.688:622.276.5.001.42

ADAPTIVE INTERPRETATION OF PRESSURE RECOVERY CURVE OF HORIZONTAL WELLS WITH DIAGNOSTIC FLOW

E.V. Romanova, V.L. Sergeev

Tomsk Polytechnic University

Relevance of the work is connected with the need for flow diagnostic at adaptive interpretation of unsteady hydrodynamic studies of horizontal wells using analytical models of pressure recovery curve.

The main aim of the study: to develop a method of adaptive interpretation of the pressure recovery curve which allows diagnosing streams at hydrodynamic studies of horizontal wells with simultaneous evaluation of reservoir filtration characteristics.

The methods used in the study: the theoretical and practical developments in the field of well testing, system analysis, system identification in light of additional prior information, optimization of functions and linear algebra were used. Solution of the problems of flow diagnosing, pressure recovery curve identification and interpretation has carried out on the basis of production data of downhole pressure in the well with the filter expert estimates of formation parameters using a computer program Saphir.

The results. The authors have developed the adaptive method for interpreting the pressure recovery curve with the diagnosis of radial and linear flow with simultaneous assessment of filtration parameters of the oil reservoir at hydrodynamic researches of horizontal wells. By the example of processing the results of flow testing by the pressure recovery curve of two horizontal wells of uniform-porous oil reservoir it was shown that the adaptive method allows increasing the reliability of determining the time of radial and linear flow starts.

Key words:

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

REFERENCES

- Shagiev R.G. *Issledovanie skvazhin po KVD* [Well surveying by pressure build-up]. Moscow, Nauka, 1998. 304 p.
- Iktisanov V.A. *Opredelenie filtratsionnykh parametrov plastov i reologicheskikh svoystv dispersnykh sistem pri razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy* [Determination of reservoir filtration parameters and dispersed system rheological properties when developing oil fields]. Moscow, BNII OENG Publ., 2001. 212 p.
- Joshi S.D. *Horizontal well technology*. Oklahoma, PenWell Publ.comp., 1991. 381 p.
- Butler J.M. *Horizontal wells for the recovery of oil, gas and bitumen*. Westmount, Petroleum Society Monograph, 1997. 224 p.
- Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation. *SPE*, 1984, no. 12777, 293–302 p.

- Gavrilov K.S., Sergeev V.L. Adaptivnaya interpretatsiya nestatsionarnykh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhyn v sisteme «plast–skvazhyna» metodom integrirovannykh modeley [Adaptive interpretation of transient well test in the «layer–well» method of integrated models]. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 321, no. 5, pp. 72–75.
- Sergeev V.L. *Integrirovannyye sistemy identifikatsii* [Integrated Systems of Identification]. Tomsk, TPU Publ. House, 2011. 198 p.
- Voevodin V.V. *Vychislitelnye metody lineynoy algebrы* [Computational methods of linear algebra]. Moscow, Nauka, 1977. 304 p.
- Pantelev A.V., Letova T.A. *Metody optimizatsii v primerakh i zadachakh* [Optimization methods in the examples and problems]. Moscow, Vyshaya shkola, 2002. 544 p.