

УДК 519.688:622.276

АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ИДЕНТИФИКАЦИЕЙ ПСЕВДОРАДИАЛЬНОГО ПОТОКА

Сергеев Виктор Леонидович¹,

SergeevVL@ignd.tpu.ru

Донг Ван Хоанг¹,

hoang.tpu@gmail.com

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность работы обусловлена необходимостью создания систем оперативной обработки результатов нестационарных гидродинамических исследований горизонтальных скважин нефтяных пластов.

Целью исследования является разработка моделей и алгоритмов адаптивной идентификации и интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин по кривой восстановления давления при отсутствии псевдорadiaльного потока.

Методы исследования. Используются теоретические и практические разработки в области нестационарных гидродинамических исследований скважин, системного анализа, идентификации систем с учетом дополнительной априорной информации, методов оптимизации функций и линейной алгебры. Для решения задачи диагностики линейного потока использованы оценки радиальной проницаемости и ее производной. Для решения задачи идентификации псевдорadiaльного потока использовано интегральное уравнение Вольтерра 1-го рода с переменными параметрами, являющимися неизвестными однозначными функциями времени. Решение задач проводилось на основе промысловых данных гидродинамических исследований горизонтальных скважин нефтяных месторождений по кривой восстановления давления.

Результаты. Разработаны модели и алгоритмы адаптивной идентификации и интерпретации кривой восстановления давления в процессе проведения гидродинамических исследований с решением задач диагностики и идентификации псевдорadiaльного потока. На примере обработки результатов гидродинамических исследований четырех горизонтальных скважин нефтяного месторождения показано, что разработанные модели и алгоритмы позволяют определять горизонтальную, вертикальную и латеральную проницаемости, скин-фактор и эффективную длину горизонтального ствола в процессе проведения исследований на завершающей стадии линейного режима течения в режиме реального времени.

Ключевые слова:

Интерпретация, идентификация, адаптация, гидродинамические исследования скважин, кривые восстановления давления, горизонтальные скважины, нефтяные пласты, диагностика потоков.

Введение

В настоящее время в связи с вовлечением в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, характеризующихся низкими фильтрационными свойствами продуктивных пластов, а также с широким внедрением стационарных информационно-измерительных систем, позволяющих осуществлять мониторинг гидродинамических параметров нефтяных и газовых пластов в режиме реального времени, требуются новые методы оперативной обработки результатов гидродинамических исследований (ГДИ) горизонтальных скважин [1].

Следует отметить, что традиционный графоаналитический метод интерпретации результатов ГДИ горизонтальных скважин с выделением потоков, основанный на анализе кривой восстановления давления и ее производной, вызывает значительные трудности в системах оперативной обработки результатов ГДИС без участия квалифицированного интерпретатора. Значительные трудности возникают и при интерпретации кривой восстановления давления (КВД) горизонтальных скважин в случае отсутствия псевдорadiaльного потока [2, 3].

Результативность ГДИ горизонтальных скважин при диагностике и определении параметров

нефтяных пластов существенно зависит от достоверности выделения псевдорadiaльного потока. Наиболее распространенным традиционным способом выделения потоков, реализованным в ряде отечественных и зарубежных программ интерпретации ГДИС, является графоаналитический метод анализа производной от забойного давления. Например, для раннего радиального и псевдорadiaльного потоков тангенс угла наклона касательной производной от забойного давления $\Delta p_r' = dp_r / dl g(t)$ в билогарифмических координатах $lg(\Delta p_r') - lg(t)$ равен нулю, а для линейного потока – 0,5. Однако при низкой проницаемости пласта псевдорadiaльный поток часто не виден на диагностическом $log-log$ графике, либо его получение связано со значительными затратами [4–9].

Для решения отмеченных выше проблем в [10, 11] предложены методы диагностики потоков, основанные на оценке радиальной проницаемости и ее производной, с использованием технологии адаптивной интерпретации КВД в процессе проведения ГДИ. Показано, что в области раннего и псевдорadiaльного потоков оценка радиальной проницаемости принимает минимальные значения, а ее производная равна нулю. В области линейного потока (в средней его части) производная радиальной проницаемости принимает макси-

мальные значения. В отличие от производной забойного давления, где границы области радиального и линейного потока часто «размыты», оценка радиальной проницаемости устойчива с четкими границами диагностируемых потоков.

Следует отметить, что для решения задачи интерпретации ГДИ вертикальных скважин в условиях отсутствия радиального режима течения предложены методы, основанные на решении задачи деконволюции, позволяющие восстанавливать КВД и её производную с учетом влияния ствола скважины [5, 12–18]. Однако их использование в системах оперативной обработки результатов ГДИ горизонтальных скважин вызывает значительные трудности, связанные с рядом таких проблем, как выделение потоков, определение фильтрационных параметров пластов в режиме реального времени без участия квалифицированного интерпретатора.

В данной работе рассматривается задача адаптивной интерпретации нестационарных гидродинамических исследований горизонтальных скважин нефтяных пластов в условиях отсутствия псевдоразрадиального потока и приведен метод ее решения, основанный на модели КВД в виде интегрального уравнения Вольтерра 1-го рода с переменными, зависящими от времени параметрами. Решение задачи адаптивной идентификации КВД проводится в условиях неопределенности модели «искажающей» функции, что позволяет определять латеральную проницаемость пласта уже на стадии линейного потока.

Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации КВД

В основе метода адаптивной интерпретации КВД с идентификацией псевдоразрадиального потока использовано интегральное уравнение Вольтерра 1-го рода:

$$P_3(t) = P_3(t_{nl}) + \int_{t_{nl}}^{t_{nk}} q(t-\tau)f(\tau)d\tau, \quad (1)$$

где t_{nl} – время начала линейного потока; $q(t-\tau)$ – «искажающая» функция, вызванная наличием горизонтального потока и, возможно, влиянием

ствола скважины; $f(\tau) = \frac{dP_{np}}{dt}$ – производная забойного давления псевдоразрадиального потока.

В уравнении (1) для определения времени начала линейного потока t_{nl} применяется метод оперативной диагностики с использованием оценки радиальной проницаемости $k_{r,n}^*$ и ее производной, полученных по методу адаптивной интерпретации КВД в процессе проведения гидродинамических исследований [10, 11].

В основе алгоритмов адаптивной интерпретации результатов гидродинамических исследований по кривой восстановления давления с идентификацией псевдоразрадиального потока использована

интегрированная система моделей забойного давления с переменными параметрами с учетом дополнительной априорной информации:

$$\begin{cases} P_{3,n}^* = P_{3,n} + \xi_n = \\ P_3(t_{nl}) + \int_{t_{nl}}^{t_{nk}} q(\alpha_n, t_n - \tau)f(b_n, \tau)d\tau + \xi_n, \\ n = \overline{nl, nk}; \\ \bar{v}_{j,n} = v_{j,n} + \eta_{j,n} = f_{a,j}(t_n, \alpha_n, b_n) + \eta_{j,n}, j = \overline{1, m}, \end{cases} \quad (2)$$

где $P_{3,n}^*$, $P_{3,n}$ – фактические и вычисленные на основе модели значения забойного давления, полученные в моменты времени $t_n \in [t_{nl}, t_{nk}]$; t_{nl} – время начала исследований; t_{nk} – время завершения исследования; $q(\alpha_n, t_n)$ – «искажающая» функция, вызванная наличием горизонтального потока и, возможно, влиянием ствола скважины; $\bar{v}_{j,n}$, $v_{j,n}$ – известные и вычисленные на основе модели $f_{a,j}(t_n, \alpha_n, b_n)$ дополнительные априорные данные; α_n , b_n – неизвестные параметры модели «искажающей» функции и производной забойного давления; ξ_n , $\eta_{j,n}$ – случайные величины, представляющие погрешности измерений забойного давления скважины, ошибки дополнительных данных.

Примером модели (2) является интегрированная система моделей забойного давления неограниченного нефтяного пласта с учетом дополнительной априорной информации и экспертных оценок о радиальной проницаемости $k_{r,n}$ и пластовом давлении $\bar{p}_{пл}$ вида

$$\begin{cases} P_{3,n}^* = P_{3,n} + \xi_n = P(t_0) + \\ + \alpha_{1n} \int_{t_{nl}}^{t_{nk}} \frac{(1 - q(\alpha_{3n}, t_n))}{t_n - \tau} \exp\left(-\frac{\alpha_{2n}}{(t_n - \tau)}\right) d\tau + \xi_n, \\ n = \overline{nl, nk}; \\ \bar{k}_{r,n} = k_{r,n} + \eta_{1,n}, \quad \bar{p}_{i\bar{e}} = P_{3n+\tau} + \eta_{2n+\tau}, \quad \tau > t_k, \end{cases} \quad (3)$$

где $q(\alpha_{3n}, t_n) \rightarrow 0$ при $t_n \rightarrow \infty$. $\alpha_{1n} = \frac{C_s q_0 \mu B}{4\pi k_{r,n} h}$; $\alpha_{2n} = \frac{\phi \mu r_{i0,n}^2}{4k_{r,n}}$;

$k_{r,n}$ – проницаемость псевдоразрадиального потока; q_0 – дебит скважины в момент ее остановки при t_0 , см³/с; ϕ – пористость, доля; μ – вязкость нефти, сПз; B – объемный коэффициент нефти, м³/м³; $r_{np,n}$ – приведенный радиус скважины, см; h – толщина пласта, см; C_s – константа, зависящая от используемой системы единиц; ξ_n , η_n – случайные неконтролируемые факторы, представляющие различного рода погрешности измерений забойных давлений, ошибки экспертных оценок, неточности модели КВД и т. п.

Особенность (3) заключается в том, что переменные параметры α_{3n} «искажающей» функции $q(\alpha_{3n}, t_n)$ являются неизвестными однозначными функциями времени и подлежат определению наряду с параметрами $\alpha_{1,n}$, $\alpha_{2,n}$ и временем завершения исследований t_{nk} .

При $q(\alpha_{3n}, t_n)=1$ модель (3) совпадает с интегрированной моделью забойного давления, представленной в работе [6]. Более простой моделью нефтяного пласта с учетом влияния ствола скважины является система уравнений (3), где

$$P_{3,n} = P_3(t_{nl}) + q(\alpha_{3n}, t_n) \left(\frac{C_s q_0 \mu B}{4\pi k_{r,n} h} \ln \left(\frac{2,25 k_{r,n}}{\phi \mu r_{пр}^2 t_n} \right) \right). \quad (4)$$

Для интегрированной системы модели забойного давления (3), согласно методу адаптивной интерпретации с учетом дополнительной априорной информации [10, 11, 19–22], оптимальные оценки параметров $\alpha_{j,n}^*$ (β_n^* , h_n^*), $j=1,3$, вектор управляющих параметров β_n^* и параметра забывания h_n^* определяются путем решения оптимизационных задач [23]:

$$\alpha_n^*(\beta_n, h_n) = \arg \min_{\alpha_n} (J_0(\alpha_n, h_n) + J_a(\alpha_n, \beta_n)), \quad (5)$$

$$\beta_n^*, h_n^* = \arg \min_{\beta_n, h_n} J_0(\alpha_n^*(\beta_n, h_n)), \quad (6)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума

x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$);

$$J_0(\alpha_n) = \sum_{i=1}^n \omega(h_n) \psi_0(\Delta P_{\zeta}^*(t_i) - \alpha_{1n} - \alpha_{2n} \ln(t_i)),$$

$$J_a(\alpha_n^*, \hat{\alpha}_n) = \sum_{j=1}^2 \hat{\alpha}_{j,n} \psi_{a,j}(\bar{\alpha}_{j,n} - a_{j,n})$$

– эмпирические показатели качества модели КВД (2); $\beta_n = (\beta_{j,n}, j=1,3)$ – вектор управляющих параметров, определяющих значимость (вес) дополнительных априорных сведений $\bar{\alpha}_{j,n}$; $\psi_0, \psi_{a,j}$ – известные функции потерь; $w((t_n - t_i)/h_n)$ – весовые функции с параметром забывания h_n для организации процесса адаптивной идентификации и интерпретации ($w(x_1) < w(x_2), x_1 < x_2$); $\Delta P_{\zeta}^*(t_i) = P_3^*(t_i) - P_3^*(t_0)$.

Результаты интерпретации КВД с идентификацией псевдораздиального потока

Результаты интерпретации КВД с идентификацией псевдораздиального потока четырех горизонтальных скважин нефтяного Верхнечонского месторождения приведены на рис. 1–5 и в табл. 2. На рис. 1, для примера, приведены фактические и восстановленные значения забойного давления скважины № 1, полученные с использованием модели (3) с решением оптимизационных задач (5), (6) методом деформированного многогранника [23].

На рис. 2, 3 приведены оценки производной КВД, используемые для диагностики потоков в традиционных графо-аналитических методах интерпретации ГДИС, и оценки производной раннего радиального потока, используемые для выделения потоков в методе адаптивной интерпретации. На рис. 4 с начала линейного потока приведены оценки латеральной

проницаемости $k_{r,n}^* = \frac{C_s q_0 \mu B}{4\pi \alpha_{1,n}^*(\beta_n^*, h_n^*) h} \quad (3-6)$.

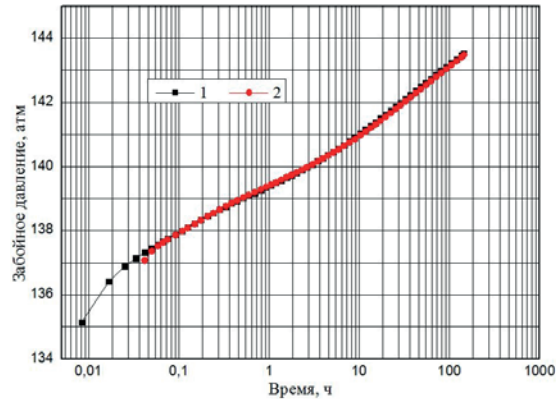


Рис. 1. Фактические (линия 1) и восстановленные (линия 2) значения КВД

Fig. 1. Initial (line 1) and recovery bottom-hole pressure values (line 2)

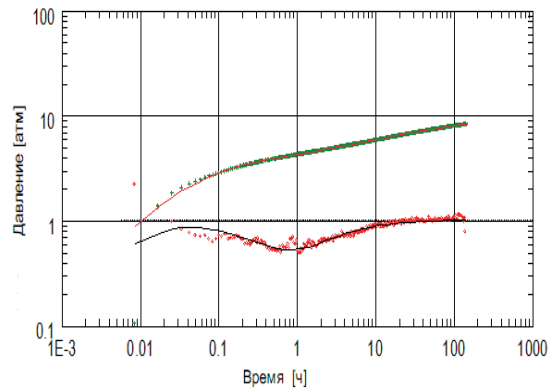


Рис. 2. Кривая восстановления давления (линия 1) и ее производная (линия 2) в билгарифмических координатах

Fig. 2. Pressure buildup curve (line 1) and pressure derivative (line 2) in logarithmic coordinates

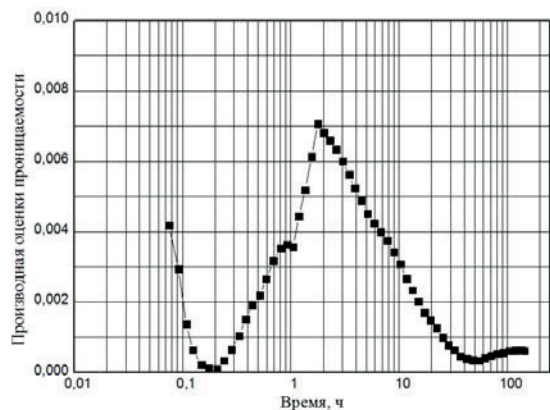


Рис. 3. Производная оценки проницаемости раннего радиального потока

Fig. 3. Derivative of permeability of early-time radial flow

Из рис. 2, 3 видно, что стадия линейного потока начинается после первого часа гидродинамических исследований скважины и завершается после 10 часов испытаний. Стадия псевдораздиального потока начинается после 30–50 часов исследований. Из рис. 4 видно, что стабилизация оценок

проницаемости наступает на завершающей стадии линейного потока.

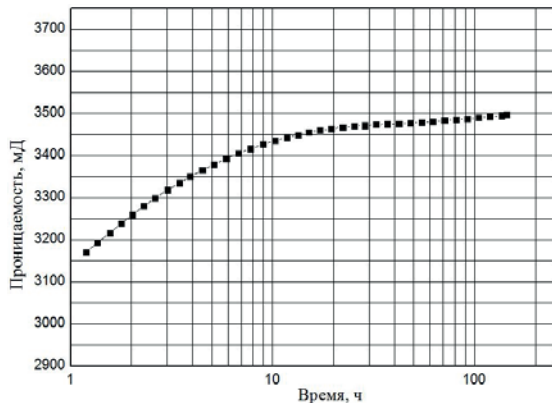


Рис. 4. Оценки проницаемости псевдорadiaльного потока

Fig. 4. Estimates of pseudoradiaial flow permeability

В табл. 1 приведены используемые при интерпретации исходные данные и дополнительные априорные сведения для скважины № 1.

Таблица 1. Исходные данные и дополнительные априорные сведения по скважине № 1

Table 1. Initial and additional a priori data on well № 1

| Исходные данные и экспертные оценки параметров пласта и скважины 1 (в системе единиц СИ) Initial data and expert estimates of reservoir and well parameters (International System of Units (SI)) | |
|---|-----------------------|
| Динамическая вязкость нефти, сП Dynamic viscosity of oil, cP | 3,92 |
| Коэффициент сжимаемости нефти, атм ⁻¹ Oil compressibility factor, atm ⁻¹ | 1,78·10 ⁻⁴ |
| Радиус скважины, м Well radius, m | 0,108 |
| Атмосферное давление, ат Atmosphere pressure, at | 1,033 |
| Температура при нормальных условия (+20 °С) °K Temperature, standard conditions (+20 °С) °K | 293 |
| Коэффициент сжимаемости системы, атм ⁻¹ System compressibility factor, atm ⁻¹ | 4,32·10 ⁻⁴ |
| Пористость Porosity | 0,13 |
| Дебит скважины до остановки, м ³ /сут Well rate before shut-in, m ³ /day | 176 |
| Экспертная оценка радиальной проницаемости Expert of radial flow permeability | - |

В табл. 2 приведены оценки параметров пласта и скважины, полученные к моменту времени их стабилизации с использованием программы Saphir, методом адаптивной интерпретации с идентификацией псевдорadiaльного потока (АМИ), адаптивными методами наилучшего совмещения (АМНС) и интегрированных моделей (АМИМ) (без решения задачи идентификации псевдорadiaльного потока при $q(\alpha_{3n}, t_n)=0$ (3)).

Из рис. 4 и табл. 2 видно, что метод адаптивной интерпретации с решением задачи идентификации псевдорadiaльного потока позволяет без потери точности обрабатывать короткие недовосстано-

вленные КВД на завершающей стадии линейного потока (в пределах 10 часов исследований), что существенно сокращает время простоя скважин. Так, для пяти приведенных в табл. 2 скважин необходимое время исследований при использовании программного комплекса Saphir составляет 151 час. Для метода АМИ достаточно 33 часов гидродинамических исследований.

Таблица 2. Результаты интерпретации ГДИ горизонтальных скважин

Table 2. PBC interpretation results for horizontal wells

| Скважина Well | Метод интерпретации Interpretation method | Время стабилизации оценок, ч Stabilization time of estimates, hour | Проницаемость раннего радиального потока, мД Permeability of early radial flow, mD | Проницаемость псевдорadiaльного потока, мД Permeability of pseudoradiaial flow, mD | Пластовое давление, атм Reservoir pressure, atm | Эффективная длина горизонтального ствола, м Effective wellbore length, m | Механический скин-фактор Mechanical skin | Интегральный скин-фактор Total skin |
|------------------|--|---|---|---|--|---|---|--|
| 1 | Saphir | 31,69 | 52,9 | 3420 | 145,3 | 399 | 0,46 | -5,27 |
| | АМИ | 7,78 | 48,9 | 3423 | 144,9 | 397 | -0,63 | -4,45 |
| | АМИМ | 13,34 | 48,8 | 3416 | 144,8 | 397 | -0,63 | -4,5 |
| | АМНС | 28,54 | 49,53 | 3594 | 144,6 | 411 | -0,59 | -4,35 |
| 2 | Saphir | 30 | 46,9 | 420 | 149,3 | 162 | 0,117 | -5,54 |
| | АМИ | 7,4 | 50,7 | 417 | 148,6 | 164 | 0,49 | -5,45 |
| | АМИМ | 15,21 | 52,3 | 420 | 148,3 | 164 | 0,45 | -5,49 |
| | АМНС | 26,88 | 59,8 | 426 | 148,1 | 181 | 0,56 | -5,48 |
| 3 | Saphir | 50,36 | 48,3 | 889 | 139,5 | 368 | 0,649 | -5,95 |
| | АМИ | 8,35 | 52,9 | 885 | 140,6 | 365 | 1,0 | -5,73 |
| | АМИМ | 15,98 | 54,7 | 902 | 140,2 | 365 | 0,93 | -5,81 |
| | АМНС | 48,98 | 35,5 | 917 | 140,1 | 371 | 0,95 | -5,81 |
| 4 | Saphir | 39,1 | 48,5 | 545 | 147 | 225 | -0,064 | -5,84 |
| | АМД | 9,7 | 37,8 | 544 | 148,8 | 232 | 0,56 | -5,71 |
| | АМИМ | 19,33 | 36,5 | 549 | 148,3 | 232 | 0,53 | -5,76 |
| | АМНС | 35,21 | 21,9 | 568 | 147,9 | 240 | -0,59 | -5,73 |

Выводы

1. Предложен метод адаптивной интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин нефтяных пластов по кривой восстановления давления с идентификацией псевдорadiaльного потока.
2. На примере обработки данных гидродинамических исследований четырех горизонтальных скважин нефтяного месторождения показано, что метод адаптивной интерпретации с использованием уравнения Вольтерра 1-го рода с переменными, зависящими от времени параметрами позволяет обрабатывать короткие недовосстановленные кривые восстановления давле-

ния на завершающей стадии литейного потока, что существенно сокращает время простоя скважин.

3. Предложенные модели и алгоритмы адаптивной интерпретации могут быть использованы в

системах оперативной обработки данных нестационарных гидродинамических исследований интеллектуальных горизонтальных скважин в режиме реального времени, без участия квалифицированного интерпретатора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти / В.Г. Мартынов, А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, Д.Н. Гуляев, В.М. Кричевский, В.В. Кокурина, С.И. Мельников // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 106–109.
2. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых скважин. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.
3. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Oklahoma: PenWell Publ. comp., 1991. – 381 p.
4. Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Фархуллин Р.Г. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 228 с.
5. Kuchuk F.J., Onur M., Hollaender F. Pressure transient formation and well testing: Convolution, Deconvolution and Nonlinear Estimation. – Amsterdam: Elsevier, Developments in Petroleum Science, 2010. – 389 p.
6. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation // Society of Petroleum Engineers. – 1984. – № 12777. – P. 293–302.
7. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.
8. Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации / М.Х. Хайруллин, Р.С. Хисамов, М.Н. Шамшиев, Р.Г. Фархуллин. – М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 172 с.
9. Гидродинамический и геофизический мониторинг разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, Д.Н. Гуляев, С.И. Мельников, И.С. Каешков, Н.А. Морозовский // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 68–72.
10. Sergeev V.L., Dong Van Hoang. Adaptive identification and interpretation of pressure transient tests of horizontal wells: Challenges and perspectives // Proc. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – V. 43. – № 1. – P. 1–6.
11. Романова Е.В., Сергеев В.Л. Адаптивная идентификация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 5. – С. 20–25.
12. Kuchuk F.J., Carter R.G., Atestaran L. Deconvolution of wellbore pressure and flow rate // Society of Petroleum Engineers. – 1990. – № 16394. – P. 53–59.
13. Kuchuk F.J. Well testing and interpretation for horizontal wells // Journal of Petroleum Technology. – January 1995. – V. 47. – № 1 – P. 36–41.
14. Levitan M.M. Practical application of pressure-rate deconvolution to analysis of real well test // Society of Petroleum Engineers. – 2003. – № 8429. – P. 1–12.
15. Von Schroeter T., Hollaender F., Gringarten A. Deconvolution of well test data analysis as a nonlinear total least squares problem // Society of Petroleum Engineers. – 2001. – № 71574. – P. 1–12.
16. An investigation of recent deconvolution methods for well-test data analysis / M. Onur, M. Cinar, D. Ilk, P.P. Valko, T.A. Blasingame, P.S. Hegeman // Society of Petroleum Engineers. – 2008. – № 102575. – P. 226–247.
17. Explicit deconvolution of wellbore storage distorted well test data / O. Bahabani, D. Ilk, N. Hosseinour-Zonoozi, T.A. Blasingame // Society of Petroleum Engineers. – 2006. – № 103216. – P. 1–10.
18. Васин В.В., Скорик Г.Г. Решение задачи деконволюции в общей постановке // Труды Института математики и механики УрО РАН. – 2016. – Т. 22. – № 2. – С. 79–90.
19. Сергеев В.Л., Ву К.Д. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 9. – С. 70–77.
20. Сергеев В.Л., Ву К.Д. К оптимизации адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Доклады ТУСУРа. – 2016, март. – № 1 (39). – С. 98–102.
21. 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.
22. Polishchuk V.I., Sergeev V.L. Adaptive identification method of a signal from stray field magnetic sensor for turbogenerator diagnostics // Journal of Siberian Federal University. Mathematics & Physics. – 2015. – V. 8 (2). – P. 201–207.
23. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – СПб.: Изд-во «Лань», 2015. – 512 с.

Поступила 22.08.2017 г.

Информация об авторах

Сергеев В.Л., доктор технических наук, профессор кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений Института природных ресурсов Томского политехнического университета.

Донг Ван Хоанг, аспирант кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений Института природных ресурсов Томского политехнического университета.

UDC 519.688:622.276

ADAPTIVE INTERPRETATION OF PRESSURE TRANSIENT TESTS OF HORIZONTAL WELLS WITH PSEUDORADIAL FLOW IDENTIFICATION

Viktor L. Sergeev¹,
SergeevVL@ignd.tpu.ru

Dong Van Hoang¹,
hoang.tpu@gmail.com

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to develop the systems for operational processing the results of transient well testing in horizontal oil wells.

The main aim of the research is to develop the models and algorithms for adaptive identification and interpretation of transient well testing in horizontal wells with pressure buildup curve analysis without pseudoradial flow.

The methods used in the study: the theoretical and practical developments in field of well testing, system analysis, system identification in light of additional prior information, optimization methods and linear algebra. For solving the problem of linear flow diagnostics the estimates of radial permeability and its derivative were used. To solve the problem of pseudoradial flow identification, the authors used the Volterra integral equation of the first kind with variable parameters, which are the unknown single-value functions of time. The problems were solved on the basis of production data of transient test in horizontal wells of oil fields with pressure buildup curve analysis.

The results. The authors developed the models and algorithms for adaptive interpretation of pressure buildup curve solving the problem of flow diagnostics and identification during transient test. The examples of processing the results of transient well testing in horizontal oil wells show that the developed models and algorithms allow determining the horizontal, vertical and lateral permeability, skin factor, and effective length of the horizontal wellbore at the final stage of linear flow, during the test, in the real time and in the absence of pseudoradial flow.

Key words:

Interpretation, identification, adaptation, pressure transient test, pressure buildup curve, horizontal wells, oil reservoirs, flow diagnostics.

REFERENCES

- Martynov V.G., Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Gulyaev D.N., Krichevskiy V.M., Kokurina V.V., Melnikov S.I. Permanent reservoir monitoring by logging gages at the stage of tight oil recovery. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2014, no. 1, pp. 106–109. In Rus.
- Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. *Informatsionoe obeshpechenie i tekhnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya neftnyanykh i gazovnykh zalezhey* [Information and technology of hydrodynamic modeling of oil and gas deposits]. Moscow: Izhevsk, Institute of computer research Press, 2012. 896 p.
- Joshi S.D. *Horizontal well technology*. Oklahoma, PenWell Publ. comp., 1991. 381 p.
- Khisamov R.S., Suleymanov E.I., Farkhullin R.G. *Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin i metody obrabotki rezultatov izmereniy* [Hydrodynamic studies of wells and methods of processing the results of measurements]. Moscow, VNIOENG Publ., 2000. 228 p.
- Kuchuk F.J., Onur M., Hollaender F. *Pressure transient formation and well testing: Convolution, Deconvolution and Nonlinear Estimation*. Amsterdam, Elsevier, *Developments in Petroleum Science*, 2010. 389 p.
- Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation. *Society of Petroleum Engineers*, 1984, no. 12777, pp. 293–302.
- Iktisanov V.A. *Opreделение filtratsionnykh parametrov plastov i reologicheskikh svoystv dispersnykh sistem pri razrabotke neftnyanykh mestorozhdeniy* [Determination of filtration reservoir characteristics and rheological properties of disperse systems in the development of oil fields]. Moscow, VNIOENG Publ., 2001. 212 p.
- Khayrullin M.Kh., Khisamov R.S., Shamshiev M.N., Farkhullin R.G. *Interpretatsiya rezultatov gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin metodami regulyarnizatsii* [Well test interpretation by methods of regularization]. Moscow, Izhevsk, Institute of computer research Press, 2006. 172 p.
- Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Gulyaev D.N., Melnikov S.I., Kasheskov I.S., Morozovskiy N.A. Reservoir surveillance when hard-to-recover reserves developing. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2015, no. 9, pp. 68–72. In Rus.
- Sergeev V.L., Dong Van Hoang. Adaptive identification and interpretation of pressure transient tests of horizontal wells: *Challenges and perspectives*. *Proc. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43, no. 1, pp. 1–6.
- Romanova E.V., Sergeev V.L. Adaptive interpretation of pressure recovery curve of horizontal wells with flow diagnostics. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 323, no. 5, pp. 20–25. In Rus.
- Kuchuk F.J., Carter R.G., Atestaran L. Deconvolution of wellbore pressure and flow rate. *Society of Petroleum Engineers*, 1990, no. 16394, pp. 53–59.
- Kuchuk F.J. Well testing and interpretation for horizontal wells. *Journal of Petroleum Technology*, January 1995, vol. 47, no. 1, pp. 36–41.
- Levitin M.M. Practical application of pressure-rate deconvolution to analysis of real well test. *Society of Petroleum Engineers*, 2005, no. 8429, pp. 113–121.
- Von Schroeter T., Hollaender F., Gringarten A. Deconvolution of well test data analysis as a nonlinear total least squares problem. *Society of Petroleum Engineers*, 2001, no. 71574, pp. 1–12.
- Onur M., Cinar M., Ilk D., Valko P.P., Blasingame T.A., Hegeman P.S. An investigation of recent deconvolution methods for

- well-test data analysis. Society of Petroleum Engineers, 2008, no. 102575, pp. 226–247.
17. Bahabian O., Ilk D., Hosseinour-Zonoozi N., Blasingame T.A. Explicit deconvolution of wellbore storage distorted well test data. *Society of Petroleum Engineers*, 2006, no. 103216, pp. 1–10.
 18. Vasin V.V., Skorik G.G. Solution of the deconvolution problem in the general statement. *Trudy Instituta matematiki i mekhaniki UrO RAN*, 2016, vol. 22, no. 2, pp. 79–90. In Rus.
 19. Sergeev V.L., Vu Q.D. Adaptive interpretation of the results of hydrodynamic research considering a wellbore storage. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2016, vol. 327, no. 9, pp 70–77. In Rus.
 20. Sergeev V.L., Vu Q.D. Optimization of adaptive algorithms for identification and interpretation of hydrodynamics research considering wellbore storage. *Doklady TUSUR*, 2016, March, no. 1 (39), pp. 98–102. In Rus.
 21. Gavrilov K.S., Sergeev V.L. Adaptive interpretation of transient well test in the «layer–well» system by the method of integrated models. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 321, no. 5, pp. 72–75. In Rus.
 22. Polishchuk V.I., Sergeev V.L. Adaptive identification method of a signal from stray field magnetic sensor for turbogenerator diagnostics. *Journal of Siberian Federal University. Mathematics & Physics*, 2015, vol. 8 (2), pp. 201–207.
 23. Pantelev A.V., Letova T.A. *Metody optimizatsii v primerakh i zadachakh* [Optimization methods in examples and tasks]. St-Petersburg, Lan Publ., 2015. 512 p.

Received: 22 August 2017.

Information about the authors

Viktor L. Sergeev, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Dong Van Hoang, postgraduate, National Research Tomsk Polytechnic University.