

Применение мультискважинной деконволюции при решении обратной задачи подземной гидродинамики*

П.В. Крыганов¹, к.т.н., И.В. Афанаскин¹, к.т.н., С.Г. Вольпин¹, к.т.н.

¹Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований РАН

Работа выполнена при поддержке Программы ФНИ государственных академий наук на 2013–2020 гг., проект № 0065-2019-0019.

Адреса для связи: kryganov@mail.ru, ivan@afanaskin.ru, sergvolpin@gmail.com

Ключевые слова: функция влияния, функция самовлияния, мультискважинная деконволюция, гидродинамические исследования скважин

Важной проблемой при проведении численного гидродинамического моделирования является увеличение достоверности исходных данных, в частности информации о межскважинных свойствах пласта. Наиболее информативными исследованиями в рамках изучения свойств межскважинного пространства коллектора являются гидродинамические исследования скважин. Для изучения межскважинных свойств пласта при интерпретации продолжительных кривых изменения давления, зарегистрированных датчиками ТМС, необходимо учитывать работу соседних скважин и высокую зашумленность данных. Для решения этих вопросов в данной статье использована мультискважинная деконволюция с целью изучения всех составляющих кривой изменения давления. Мультискважинная деконволюция позволяет выделить конкретную реакцию на изменение режима работы той или иной скважины и обработать ее традиционными способами; дает возможность оценить и учесть влияние шумов на кривую давления, а также такой подход существенно упрощает обработку кривой.

Предложен новый подход к построению функции самовлияния и функций влияния: представление их в виде суммы элементарных функций, характеризующих отдельные режимы фильтрации в пласте. Влияние ствола скважины представлено в виде экспоненты, билинейный поток – в виде корня четвертой степени, линейный поток – в виде квадратного корня, радиальный поток – в виде логарифма, влияние границ – в виде линейной функции. При таком подходе коэффициенты функций влияния и самовлияния представлены линейно, поэтому для их определения можно применять метод Ньютона. Данный способ апробирован при использовании кривой забойного давления, полученной путем моделирования. Достигнуто хорошее совмещение смоделированной и деконволюированной кривых забойного давления. Показано, что заданные при моделировании и определенные при обработке кривых самовлияния и взаимовлияния параметры пласта практически совпали, что характеризует предлагаемый подход как высокоэффективный.

*По материалам доклада в журнале «Нефтяное хозяйство» опубликована статья:

Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Юдин В.А. Новый подход к мультискважинной деконволюции при гидродинамических исследованиях скважин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 7. – С. 100–103. – DOI:10.24887/0028-2448-2019-7-100-103

Multiwell deconvolution application in the inverse solution of underground hydrodynamics

P.V. Kryganov¹, I.V. Afanaskin¹, S.G. Volpin¹

¹Scientific Research Institute of System Development of the RAS, RF, Moscow

E-mail: kryganov@mail.ru, ivan@afanaskin.ru, sergvolpin@gmail.com

Keywords: influence function, self-influence function, multiwell deconvolution, welltest

Increasing the reliability of the initial data is an important problem in the numerical hydrodynamic modeling in particular properties of cross-hole space. Welltests are the most informative studies in the testing of the properties of reservoir cross-hole space. Producing of adjacent wells and high noise data should be taken into account to study of reservoir cross-hole space when interpreting long pressure curves registered by sensors of telemetry. In this article multiwell deconvolution was involved in order to solve these problems for the sake of all the components pressure curve research. Multiwell deconvolution allows to select a specific reaction to a change this or other well operation processes of a particular well and to obtain interpretation it in traditional methods. When using multiwell deconvolution opportunity appears to evaluate and to take account of noise effect on the pressure curve. In addition this approach greatly simplifies the interpreting of the curve since it allows to more easily and reliably diagnose the interpretative reservoir model.

A new approach to the construction of the self-influence function and influence functions is proposed namely their representation as the sum of the elementary functions that characterize individual filtration modes in the reservoir. The influence of the wellbore storage is represented as an exponent, the bilinear flow is in the form of a fourth root, the linear flow is in the form of a square root, the radial flow is in the form of a logarithm, the influence of boundaries is in the form of a linear function. With this approach, the coefficients of the functions of influence and self-influence are represented linearly, so the Newton method can be used to determine them. This method was tested using the synthetic pressure curve. When achieving a good fit of simulated and deconvoluted pressure curves, it was found that the given in the simulation and received in the interpreting of synthetic and deconvoluted pressure curves parameters of the reservoir were match almost identically so this proposed approach is very effective.

Геолого-гидродинамическое моделирование фильтрации в нефтяных пластах применяется как при проектировании разработки, так и при ее контроле и регулировании. Наибольшая необходимость и актуальность использования гидродинамического моделирования подтверждена на поздних стадиях разработки, в том числе для определения невыработанных участков и в рамках решения задач доизвлечения остаточных запасов нефти. Главной проблемой при проведении численного моделирования, среди множества других, является недостаток достоверных исходных данных, в частности, информации о межскважинных свойствах пласта.

Наиболее информативными в рамках изучения свойств межскважинного пространства коллектора являются гидродинамические исследования, в частности методом восстановления давления и методом гидропрослушивания. Однако доля таких методов в общем количестве исследований достаточно небольшая, так как в большинстве случаев для их применения необходимы остановки скважин, которых недропользователи стараются избегать по экономическим соображениям.

В ряде случаев в условиях недостатка информации может помочь анализ забойных давлений, регистрируемых с помощью датчиков ТМС, внедрение которых в комплекте с электроцентробежными насосами стало достаточно распространенным явлением. Однако на практике проблем, связанных с качеством исходных данных ТМС, еще достаточно много. Поэтому в настоящее время затруднительно называть датчики ТМС полноценными и стабильными источниками данных для дальнейшего анализа. Еще относительно недавние проблемы, связанные с низкой чувствительностью ТМС, сейчас все чаще решаются, что позволяет определить околоскважинные свойства пласта достаточно точно. В то же время для изучения межскважинных свойств пласта при интерпретации продолжительных кривых изменения давления необходимо учитывать работу соседних скважин и высокую зашумленность данных. Для решения этих вопросов в данной статье использована мультискважинная деконволюция с целью изучения всех составляющих кривой изменения давления и выделения полезного сигнала, связанного с соседними скважинами.

Мультискважинная деконволюция позволяет вычленить конкретную реакцию на изменение режима работы той или иной скважины и обработать ее традиционными способами [1–3]. Одним из преимуществ данного подхода является то, что в процессе выделения кривая реагирования не связывается явным образом с какой-либо интерпретационной моделью, т.е. знание модели фильтрации для выделения реакции не требуется. Кроме того, при использовании мультискважинной деконволюции появляется возможность оценить и учесть влияние шумов на кривую давления. Такой подход также существенно упрощает обработку кривой, поскольку при известной функции влияния или самовлияния можно отдельно рассчитать реакцию на работу каждой возмущающей скважины с постоянным эквивалентным дебитом. Это позволяет построить гладкий диагностический график и, как следствие, проще и достоверно диагностировать интерпретационную модель пласта.

Отметим, что применение мультискважинной деконволюции для материалов гидродинамических исследований изучено как в зарубежных работах [4–7], так и отечественной литературе [1, 8–10]

Основы метода деконволюции при решении обратной задачи гидродинамики

Конволюция – это математическая операция, примененная к двум функциям f и g , порождающая третью функцию, которая может рассматриваться как модифицированная версия одной из первоначальных:

$$fg = w. \tag{1}$$

Обычно w – зарегистрированный сигнал, а f – сигнал, который требуется восстановить. Причем известно, что сигнал w получен путем свертки сигнала f с некоторым известным сигналом g . Если сигнал g неизвестен, то его необходимо оценить. Операцию свертки можно определить как «схожесть» одной функции с отраженной и сдвинутой копией другой. Иными словами, когда функцию f сворачивают с функцией g , происходит суммирование множества взвешенных на значения g смещенных копий функции f . Фактически конволюция является особым видом интегрального преобразования:

$$w(x) = f(x)g(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(x-y)g(y)dy = \int_{-\infty}^{+\infty} f(y)g(x-y)dy. \quad (2)$$

В дискретном случае формула (1) записывается следующим образом:

$$w(x) = \sum_{y=0}^{\infty} f(x-y)g(y) = \sum_{y=0}^{\infty} f(y)g(x-y). \quad (3)$$

Рассматривая свертку для случая гидродинамических исследований добывающих скважин, запишем уравнение притока жидкости к скважине (при неустановившейся фильтрации сжимаемой жидкости в упругом пласте) во время работы одной скважины [4–8]:

$$p_w(t) = p_0 - q(t)g(t) = p_0 - \int_0^t q(\tau)g(t-\tau)d\tau = p_0 - \int_0^t q(t-\tau)g(\tau)d\tau, \quad (4)$$

где p_w – забойное давление; p_0 – пластовое давление в момент времени $t = 0$; q – дебит скважины.

Деконволюция – это математическая операция, обратная свертке сигналов. Целью деконволюции является поиск решения уравнения свертки. Применительно к подземной гидродинамике определение функции самовлияния g по имеющимся замерам забойного давления p_w и дебита q называется деконволюцией.

Функция самовлияния g зависима как от модели пласта, так и от модели скважины. В случае вертикальной скважины в однородном бесконечном пласте уравнение притока жидкости (3) в дискретной виде [2]

$$p_w(t) = p_0 - 2,15 \frac{B\mu}{kh} \times \left\{ \sum_{j=1}^N [-(q_j - q_{j-1}) \lg(t - t_{j-1})] + q_N \left[\lg\left(\frac{0,1k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3,0923 + 0,8686S \right] \right\}, \quad (5)$$

где B – объемный коэффициент жидкости, $\text{м}^3/\text{м}^3$; μ – динамическая вязкость жидкости, $\text{мПа}\cdot\text{с}$; k – проницаемость пласта, 10^{-3} мкм^2 ; h – эффективная толщина, м ;

j – номер режима работы скважины; N – число режимов работы скважины к моменту времени t ; ϕ – пористость; c_t – суммарная сжимаемость пласта и жидкости, МПа⁻¹; r_w – радиус скважины, м; S – скин-фактор.

В случае работы сразу нескольких скважин, влияющих друг на друга, уравнение притока после применения свертки имеет следующий дискретный вид:

$$p_{w,i}(t) = p_0 - q_i(t)g_i(t) - \sum_{l=1}^M q_l(t)g_{l,i}(t); l \neq i \quad (6)$$

или в интегральном виде

$$p_{w,i}(t) = p_0 - \int_0^t q_i(\tau)g_i(t-\tau)d\tau - \sum_{l=1}^M \int_0^t q_l(\tau)g_{l,i}(t-\tau)d\tau; l \neq i, \quad (7)$$

где индекс i соответствует исследуемой скважине, индекс l – окружающим ее и интерферирующим с ней скважинам; M – число скважин; g_i – функция самовлияния i -й скважины; $g_{l,i}$ – функция влияния скважины l на скважину i .

В работах [4, 6, 7] для определения функции самовлияния и функций влияния выражение (6) приведено в матрично-векторной форме. Авторами настоящей работы предлагается представлять функции g_i и $g_{l,i}$ в виде суммы элементарных функций, характеризующих отдельные режимы фильтрации в пласте. Например, влияние ствола скважины представим в виде экспоненты, билинейный поток – в виде корня четвертой степени, линейный поток – в виде квадратного корня, радиальный поток – в виде логарифма, влияние границ – в виде линейной функции:

$$\begin{aligned} p_{w,i}(t) = & p_0 + a_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \exp(t - t_{j-1})] + b_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \sqrt[4]{t - t_{j-1}}] + \\ & + c_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \sqrt{t - t_{j-1}}] + d_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \lg(t - t_{j-1})] + \\ & + e_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1})(t - t_{j-1})] + f_i q_{i,N} + \\ & \sum_{l=1}^M \left\{ a_{l,i} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \exp(t - t_{j-1})] + b_{l,i} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \sqrt[4]{t - t_{j-1}}] + c_{l,i} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \sqrt{t - t_{j-1}}] + \right. \\ & \left. + d_{l,i} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \lg(t - t_{j-1})] + e_{l,i} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1})(t - t_{j-1})] + f_{l,i} q_{l,N} \right\}; l \neq i, \quad (8) \end{aligned}$$

где $a_i, b_i, c_i, d_i, e_i, f_i, a_{l,i}, b_{l,i}, c_{l,i}, d_{l,i}, e_{l,i}, f_{l,i}$ – коэффициенты (параметры) модели.

Забойное давление исследуемой скважины и дебиты всех скважин – известны. Метод наилучшего совмещения позволяет найти вышеуказанные коэффициенты, т.е. деконволюировать кривую забойного давления. При известных коэффициентах появляется возможность для выделения самовлияния i -й скважины и влияния на нее соседних скважин и дальнейшей обработки выделенных отдельных кривых изменения давления традиционными способами в стандартном программном обеспечении для интерпретации результатов гидродинамических исследований (например – Topaze и Saphir Kappa Engineering [3]). Обработка кривых позволяет определить фильтрационно-емкостные околоскважинные и межскважинные свойства пласта. Вышеуказанные коэффициенты функций влияния и самовлияния линейно представлены в уравнении (8), поэтому для их определения может использоваться метод Ньютона. Поскольку замеры дебита достаточно часто осуществляются со значительной погрешностью, при использовании деконволюции дебит может немного изменяться (модифицироваться) для того, чтобы получить хорошее совмещение расчетной и фактической кривых. При этом предпочтительным является вариант с минимальным изменением дебитов. Тогда минимизируемый функционал представляется в виде

$$\alpha \sum_{n=1}^{NM} (p_{w,i,n}^m - p_{w,i,n}^c)^2 + \beta \sum_{n=1}^{NM} (q_{i,n}^m - q_{i,n}^c)^2 + \gamma \sum_{l=1}^M \sum_{n=1}^{NM} (q_{l,n}^m - q_{l,n}^c)^2 \rightarrow 0; l \neq i, \quad (9)$$

где n – номер замера; NM – число замеров; m – замеренное значение; c – расчетное значение для забойного давления p_w и модифицированное значение для дебита q ; α, β, γ – весовые коэффициенты.

Применение мультискважинной деконволюции

Рассмотрим пример использования мультискважинной деконволюции для кривой забойного давления для случая работающей добывающей скважины. Для анализа возьмем смоделированную кривую давления с целью дальнейшего сравнения полученных результатов с параметрами пласта, использованными при гидродинамическом моделировании. Гидродинамическое моделирование кривой давления проведено в программе Saphir компании Kappa Engineering [3].

При моделировании были взяты три вертикальные добывающие скважины, работающие без остановок с переменным дебитом в однородном бесконечном пласте. Схема расположения скважин приведена на рис. 1. Приняты следующие исходные параметры: радиусы скважин – 0,1 м; толщина пласта – 10 м; пористость – 0,1; объемный коэффициент нефти – 1,1 м³/м³; вязкость нефти – 1 мПа·с; общая сжимаемость системы пласт – флюид – 4,3·10⁻⁴ МПа⁻¹; скин-факторы скважин – 0; начальное пластовое давление – 30 МПа; проницаемость – 30·10⁻³ мкм². Динамика переменных дебитов показана на рис. 2, б.

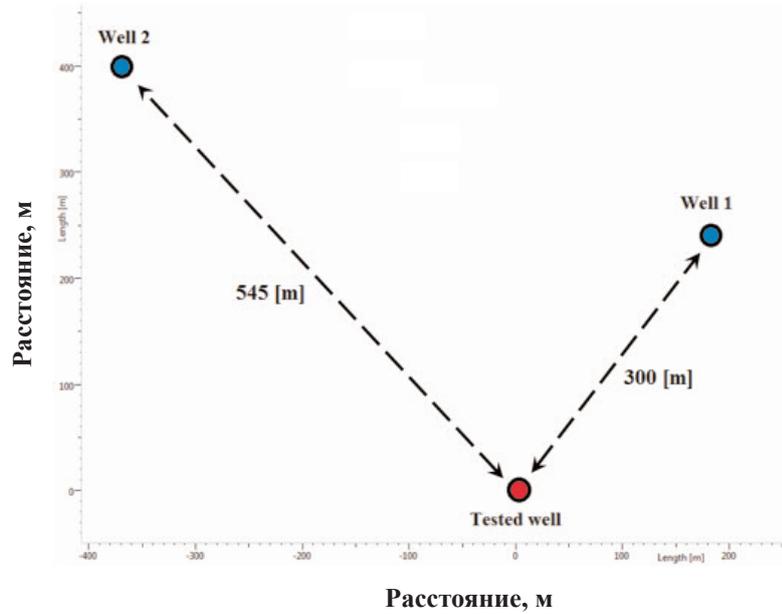


Рис. 1. Схема расположения скважин

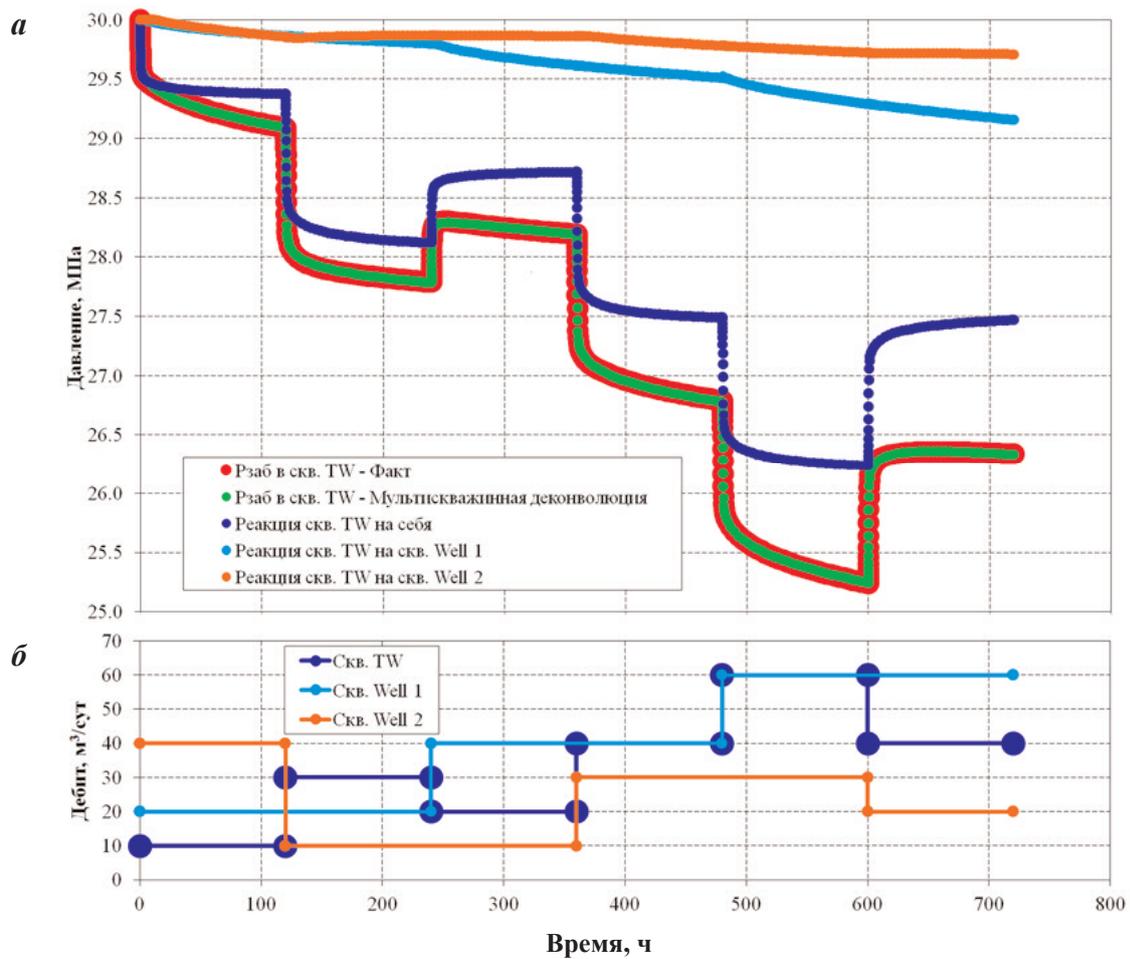


Рис. 2. Динамика давления (а) и дебитов (б) (выделены кривые реагирования)

Из рис. 2, *a* видно, что деконволюированная кривая практически полностью совпадает с «фактической». Среднеквадратичное отклонение составляет $3,85 \cdot 10^{-4}$ МПа. На рис. 2 также представлена реакция скв. Tested Well (TW) на собственную работу и на изменение работы скв. Well 1 и Well 2. Все три кривые изменения давления были обработаны методом наилучшего совмещения в программе Toraze (кривая снижения давления, рис. 3) и Saphir (кривые интерференции, рис. 4 и 5) Карра Еп-

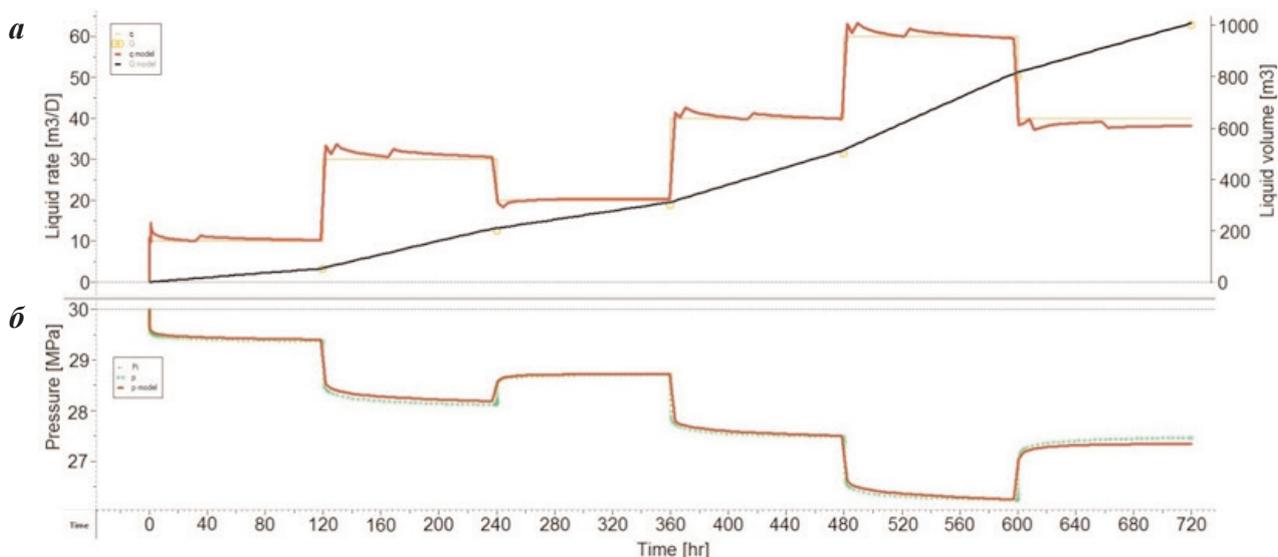


Рис. 3. Динамика дебита жидкости (*a*) и давления (*б*) при обработке методом наилучшего совмещения кривой снижения давления в скв. TW

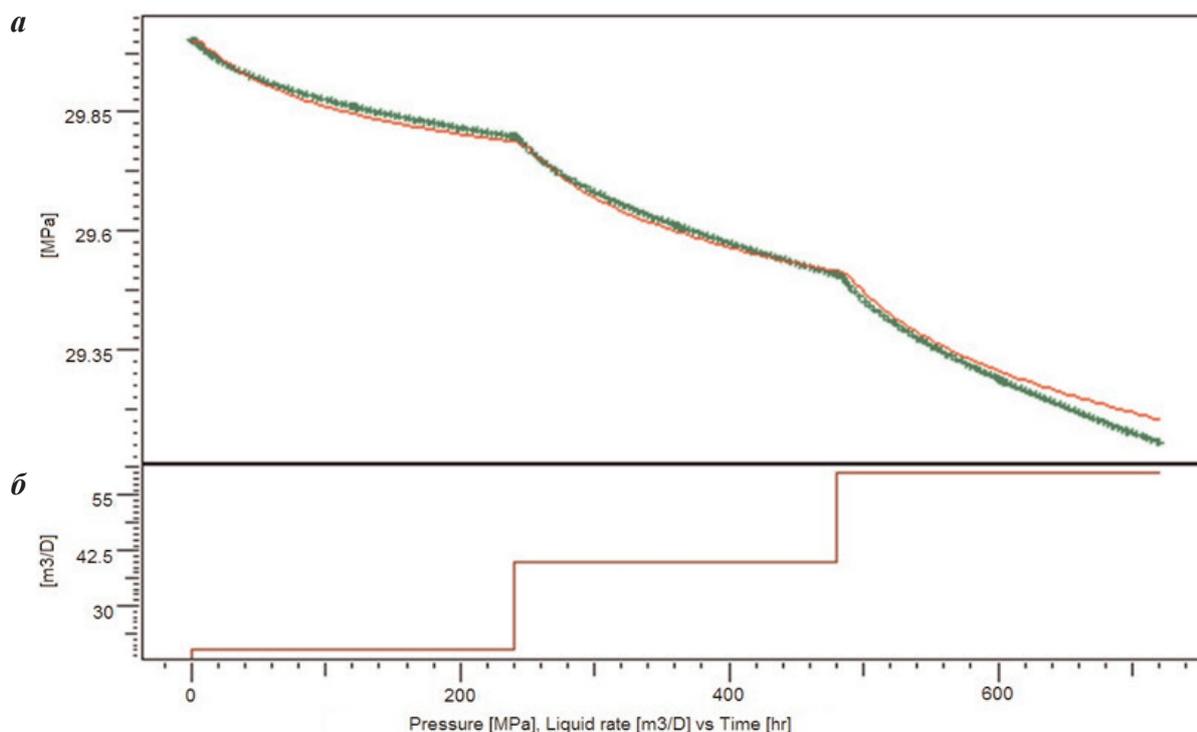


Рис. 4. Динамика давления (*a*) и дебита жидкости (*б*) при обработке методом наилучшего совмещения кривой гидропрослушивания между скв. TW и Well 1

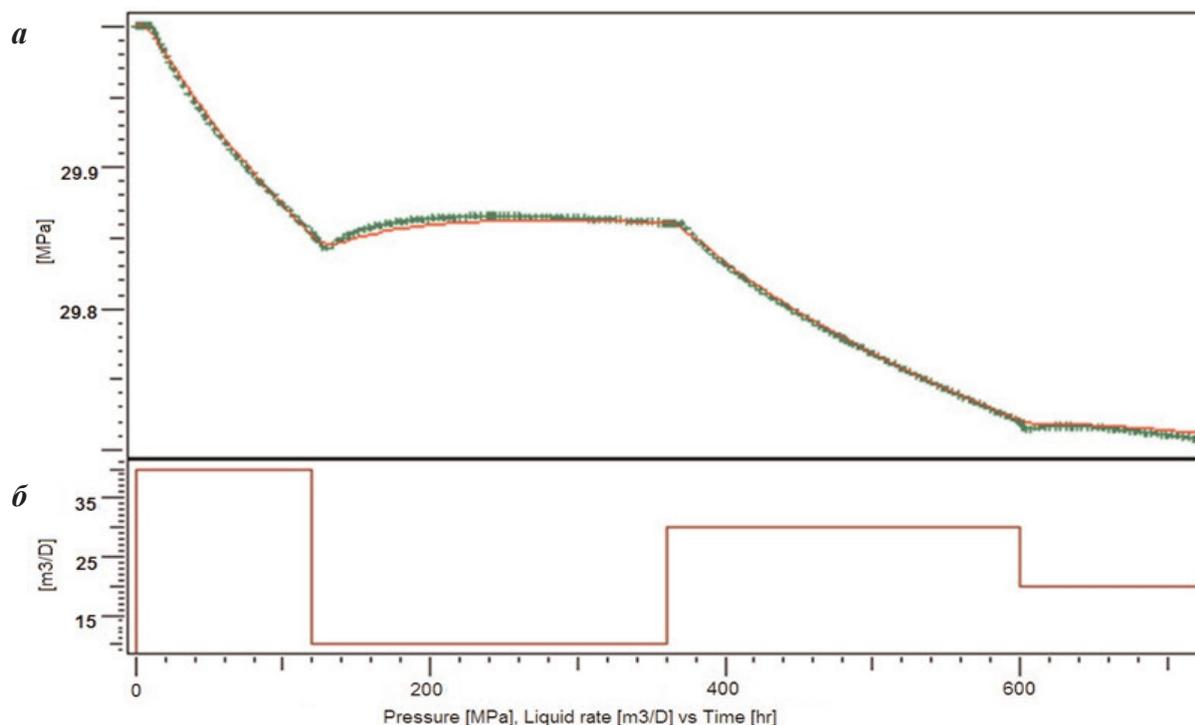


Рис. 5. Динамика давления (а) и дебита жидкости (б) при обработке методом наилучшего совмещения кривой гидропрослушивания между скв. TW и Well 2

gineering [3]. Результаты интерпретации этих кривых приведены в таблице, из которой видно, что получено хорошее совпадение определенных и исходных (заданных при моделировании) параметров.

Результаты интерпретации исследований

Параметр	Факт	Кривая снижения давления, TW	Гидропрослушивание, Well 1 → TW	Гидропрослушивание, Well 2 → TW
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	30	28	22	18
Пористость	0,1	-	0,12	0,15
Скин-фактор	0	-1	-	-

Выводы

1. Проанализировано использование деконволюции в рамках гидродинамических исследований скважин.

2. Предложен новый подход к построению функции влияния и функции самовлияния, а именно представление их в виде суммы элементарных функций, характеризующих отдельные режимы фильтрации в пласте (влияние ствола скважины представлено в виде экспоненты, билинейный поток – в виде корня чет-

вертой степени, линейный поток – в виде квадратного корня, радиальный поток – в виде логарифма, влияние границ – в виде линейной функции). Коэффициенты функций влияния и самовлияния представлены линейно, поэтому для их определения может использоваться метод Ньютона.

3. Предложенный способ апробирован при анализе кривой забойного давления, полученной путем моделирования. При достижении хорошего совмещения смоделированной и деконволюированной кривых забойного давления получено, что заданные при моделировании и определенные при обработке кривых самовлияния и взаимовлияния параметры пласта практически совпали (среднеквадратичное отклонение составило $3,85 \cdot 10^{-4}$ МПа), что характеризует предлагаемый подход как высокоэффективный.

Список литературы

1. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследования нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
2. Эрлагер мл. Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2007. – 512 с.
3. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic Data Analysis. V 5.12. – Kappa Engineering, 2017. – 743 p.
4. Multiwell Deconvolution / J.A. Cumming, D.A. Wooff, T. Whittle, A.C. Gringarten // SPE-166458-PA. – 2014.
5. Gringarten A.C. New Development in Well Test Analysis. Phase 2. – Imperial College London, 2018. – 24 p.
6. Zheng Sh.-Yi, Wang F. Multi-Well Deconvolution Algorithm for the Diagnostic, Analysis of Transient Pressure With Interference From Permanent Down-hole Gauges (PDG) // SPE-121949-MS. – 2009.
7. Wang F. Processing and Analysis of Transient Pressure from Permanent Down-hole Gauges: Ph.D Thesis. – Heriot-Watt University, Institute of Petroleum Engineering, 2010. – 235 p.
8. Гуляев Д.Н., Батманова О.В. Импульсно-кодированное гидропрослушивание и алгоритмы мультискважинной деконволюции – новые технологии определения свойств пластов в межскважинном пространстве // Вестник Российского нового университета. Серия: «Сложные системы: модели, анализ, управление». – 2017. – № 4. – С. 26–32.
9. Кричевский В.С. Мультискважинный ретроспективный тест // Доклад на Инновационном Форуме нефтяников «Исследования скважин – путь к дополнительной добыче нефти», Москва, 16–17 мая. Клуб исследователей скважин. – <https://sofoil.com/MRT%20report.pdf>
10. SOFOIL. Мультискважинные ГДИ. Технологический обзор. – 2016. – 27 с. – <https://docplayer.ru/79765531-Multiskvazhinnye-gdi-tehnologicheskij-obzor.html>