DOI: 10.51790/2712-9942-2020-1-1-3

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ CRM-МОДЕЛЕЙ ИНТЕРФЕРЕНЦИИ СКВАЖИН ДЛЯ ОЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА ПО ДАННЫМ РАЗРАБОТКИ

И. В. Афанаскин, П. В. Крыганов, А. А. Глушаков, П. В. Ялов

Федеральное государственное учреждение «Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Российской академии наук», г. Москва, Российская Федерация, ivan@afanaskin.ru, kryganov@mail.ru, stormwww@yandex.ru, petryalov@gmail.com

Аннотация: в работе предложены две CRM-модели, описывающие интерференцию скважин. Модели получены путем комбинации уравнения материального баланса и уравнения притока. В первой модели рассматривается общий для всех скважин поровый объем пласта. Во второй модели все скважины имеют индивидуальные поровые объемы, между которыми происходят перетоки. На синтетических примерах показано, что для бесконечного пласта можно применять первую модель, а для ограниченного пласта лучшие результаты дает вторая модель.

Ключевые слова: CRM-модель, интерференция скважин.

Благодарности: работа выполнена при поддержке гранта РФФИ 18-07-00677 А.

Для цитирования: Афанаскин И. В., Крыганов П. В., Глушаков П. В., Ялов П. В. Использование CRM-моделей интерференции скважин для оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта по данным разработки. *Успехи кибернетики*. 2020;1(1):16–25. DOI: 10.51790/2712-9942-2020-1-1-3.

CRM WELL INTERFERENCE MODELS FOR EVALUATING RESERVOIR FILTRATION AND VOLUMETRIC PROPERTIES FROM PRODUCTION DATA

Ivan V. Afanaskin, Pavel V. Kryganov, Alexey A. Glushakov, Pyotr V. Yalov

Federal State Institution “Scientific Research Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences”, Moscow, Russian Federation, ivan@afanaskin.ru, kryganov@mail.ru, stormwww@yandex.ru, petryalov@gmail.com

Abstract: the study proposes two CRM models that simulate well interference. The models combine the material balance equation and the inflow equation. The first model considers the reservoir pore volume common to all wells. The second model uses individual pore volumes to each well with interconnecting flows. The simulated examples show that the first model applies to infinite reservoirs while the second model gives the best results for limited reservoirs.

Keywords: CRM model, well interference.

Acknowledgements: this work was supported by RFBR grant 18-07-00677 А.

Cite this article: Afanaskin I. V., Kryganov P. V., Glushakov A. A., Yalov P. V. CRM Well Interference Models for Evaluating Reservoir Filtration and Volumetric Properties from Production Data. *Russian Journal of Cybernetics*. 2020;1(1):16–25. DOI: 10.51790/2712-9942-2020-1-1-3.

Введение

CRM-модель (Capacitance Resistive Model) — емкостно-резистивная модель [1], описывающая работу нескольких скважин, дренирующих один пласт. Модель представляет из себя комбинацию уравнения материального баланса (уравнения неразрывности потока жидкости в пласте) и уравнения притока к скважине [1]. Существует множество модификаций CRM-моделей, учитывающих различные эффекты.

В большинстве публикаций рассматриваются аналитические (полуаналитические) решения обыкновенного дифференциального уравнения для забойного давления или дебита жидкости, получаемого при построении CRM-модели [1–3]. В данной работе будет рассматриваться численное решение.

Преимуществом CRM-моделей является отказ от использования в вычислениях пластового давления, которое меняется в процессе разработки, а его определения в промысловой практике носят редкий и часто несистемный характер.

Как правило, такие модели используют для оценки дренируемых объемов добывающих скважин и оптимизации системы поддержания пластового давления [1–3]. Также эти модели используют для краткосрочного прогнозирования показателей разработки.

Целью данной работы является разработка CRM-моделей, позволяющих оценивать фильтрационно-емкостные свойства пласта (в том числе проницаемость) в районе скважин и в межскважинном пространстве с использованием данных разработки. Под данными разработки в этом случае понимаются: дебит жидкости, расход закачиваемой воды, забойное давление. Дебит жидкости и расход закачиваемой воды измеряются на всех добывающих и нагнетательных скважинах соответственно. Большинство добывающих скважин оборудовано погружными электроцентробежными насосами (ЭЦН) с блоками телеметрии (ТМС), включающими в себя датчик давления на приеме насоса. С его помощью можно измерять забойное давление в добывающих скважинах. В нагнетательных скважинах забойное давление можно измерять специально спущенными на забой для этой цели автономными либо кабельными манометрами или пересчитывать из устьевое давление с помощью уравнения Бернулли.

Рассмотрим две CRM-модели интерференции скважин на примере интерференции пары скважин — добывающей и нагнетательной.

Однообъемная модель

Рассмотрим однообъемную CRM-модель интерференции добывающей и нагнетательной скважин. Модель является однообъемной, поскольку будет рассматриваться только один, общий поровый объем, в который работают обе скважины. Система уравнений, описывающая работу добывающей скважины в таких условиях, имеет вид:

$$c_t V_p \frac{dP}{dt} = q_{iw}(t) - q_l(t), \quad (1)$$

$$q_l(t) = PI [P(t) - P_w(t)] + \frac{PI}{K} q_{iw}(t), \quad (2)$$

где уравнение (1) — уравнение материального баланса (уравнение неразрывности для жидкости) в дренируемом объеме, уравнение (2) — уравнение притока к добывающей скважине (получается применением теории потенциала к решению задачи плоской установившейся фильтрации [4]), c_t — суммарная сжимаемость пласта и насыщающих его флюидов, V_p — поровый объем, $P(t)$ — пластовое давление, $q_{iw}(t)$ — расход закачиваемой воды, $q_l(t)$ — дебит добываемой жидкости, t — время, PI — коэффициент продуктивности добывающей скважины, K — коэффициент влияния нагнетательной скважины на добывающую, $P_w(t)$ — давление на забое добывающей скважины. Уравнения записаны в пластовых условиях.

Выразим пластовое давление из уравнения притока (2):

$$P(t) = P_w(t) + q_l(t)/PI - q_{iw}(t)/K. \quad (3)$$

Подставим (3) в (1), получим:

$$c_t V_p \left(\frac{dP_w}{dt} + \frac{1}{PI} \frac{dq_l}{dt} - \frac{1}{K} \frac{dq_{iw}}{dt} \right) = q_{iw}(t) - q_l(t). \quad (4)$$

Выражая из (4) производную от забойного давления, получим обыкновенное дифференциальное уравнение первого порядка относительно P_w :

$$\frac{dP_w}{dt} = \frac{1}{c_t V_p} [q_{iw}(t) - q_l(t)] - \frac{1}{PI} \frac{dq_l}{dt} + \frac{1}{K} \frac{dq_{iw}}{dt}. \quad (5)$$

Применим к уравнению (5) схему Рунге-Кутты первого порядка:

$$P_w(t + \Delta t) = P_w(t) + \frac{\Delta t}{c_t V_p} [q_{iw}(t) - q_l(t)] - \frac{1}{PI} [q_l(t + \Delta t) - q_l(t)] + \frac{1}{K} [q_{iw}(t + \Delta t) - q_{iw}(t)] \quad (6)$$

где Δt — шаг по времени.

Коэффициенты продуктивности и влияния могут быть определены в соответствии с [4] как:

$$PI = \frac{2\pi k_1 h_1}{\mu} \cdot \frac{1}{\ln \left(\frac{R_c}{r_w} + S \right)}, \quad (7)$$

$$K = \frac{2\pi k_{12} h_{12}}{\mu} \cdot \frac{1}{\ln \left(\frac{R_c}{r_{12}} \right)}, \quad (8)$$

где k_1 — проницаемость пласта в районе добывающей скважины, h_1 — толщина пласта в районе добывающей скважины, μ — динамическая вязкость жидкости, R_c — радиус контура питания, r_w — радиус добывающей скважины по долоту, S — скин-фактор добывающей скважины, k_{12} — проницаемость пласта в межскважинной области, h_{12} — толщина пласта в межскважинной области, r_{12} — расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами.

При прочих известных параметрах из выражений (7) и (8) можно определить проницаемость пласта в районе добывающей скважины k_1 и проницаемость пласта в межскважинной области k_{12} . В случае неизвестного значения скин-фактора для конкретной скважины (что, вообще говоря, является типовой ситуацией на практике) можно использовать эмпирическую зависимость скин-фактора от проницаемости, построенную по результатам гидродинамических исследований других скважин этого пласта [5]. Вязкость жидкости должна в общем случае определяться с учетом относительных фазовых проницаемостей.

Для учета стационарного характера притока при изменении режимов работы скважин можно ввести следующие поправки на коэффициенты продуктивности и влияния [3]:

$$PI(t) = \frac{PI}{1 + b_1 \ln(t/t_1)}, \quad (9)$$

$$K(t) = \frac{K}{1 + b_{12} \ln(t/t_{12})}, \quad (10)$$

где b_1 и b_{12} — постоянные коэффициенты, t_1 и t_{12} — времена релаксации.

В случае бесконечного пласта (на практике — очень большого значения порового объема V_p , при котором не происходит падение пластового давления) радиус контура питания может быть определен по формуле Писмана [6], которую для данного случая можно привести к виду:

$$R_c = 0,12\sqrt{2F}, \quad (11)$$

$$F = \frac{V_p}{mh_{12}}, \quad (12)$$

где F — площадь зоны дренирования, m — пористость пласта.

В случае ограниченного пласта (относительно небольшого значения порового объема V_p) форму зоны дренирования представим в виде эллипса, в фокусах которого расположены скважины. Тогда для приблизительной оценки радиуса контура питания можно использовать формулу Борисова [7]:

$$R_c = 2a + \sqrt{4a^2 - r_{12}^2}, \quad (13)$$

$$a = \sqrt{\frac{\pi^2 r_{12}^2 / 4 + \sqrt{\pi^4 r_{12}^4 / 16 + 4\pi^2 F^2}}{2\pi^2}}, \quad (14)$$

где a — большая полуось эллипса.

При наличии замеров давления на забое добывающей скважины, дебита жидкости и закачки воды можно, адаптируя модель для забойного давления (6), оценить параметры пласта. Для этого необходимо поставить следующую задачу оптимизации:

$$F(X) = \sum_t \left[P_w^c(t) - P_w^f(t) \right]^2 \rightarrow 0, \quad (15)$$

где F — минимизируемый функционал, X — вектор переменных, верхние индексы «с» и «f» — расчетное и забойное значение параметра соответственно, суммирование ведется по всем моментам времени t , для которых есть замеры забойного давления.

При решении задачи оптимизации в качестве переменных выступают:

- 1) поровый объем V_p ;
- 2) коэффициент продуктивности добывающей скважины PI ;
- 3) коэффициент влияния нагнетательной скважины на добывающую K ;
- 4) коэффициенты b_1 и b_{12} ;
- 5) времена релаксации t_1 и t_{12} .

Зная PI и K , можно оценить k_1 и k_{12} при прочих известных параметрах.

Изложенная модель легко обобщается на случай большего количества скважин.

Мультиобъемная модель

Рассмотрим мультиобъемную CRM-модель интерференции скважин. Модель является мультиобъемной, поскольку количество поровых объемов, рассматриваемых в модели, равно количеству скважин. Каждая скважина работает в свой поровый объем. Между поровыми объемами разных скважин существуют перетоки. Система уравнений, описывающая работу двух скважин (добывающей и нагнетательной) в таких условиях, имеет вид:

$$c_{t,1} V_{p,1} \frac{dP_1}{dt} = q_{21}(t) - q_l(t), \quad (16)$$

$$c_{t,2} V_{p,2} \frac{dP_2}{dt} = q_{iw}(t) - q_{21}(t), \quad (17)$$

$$q_l(t) = PI_1 [P_1(t) - P_{w,1}(t)], \quad (18)$$

$$q_{iw}(t) = PI_2 [P_{w,2}(t) - P_2(t)], \quad (19)$$

$$q_{21}(t) = PI_{21} [P_2(t) - P_1(t)], \quad (20)$$

где уравнения (16) и (17) — уравнения материально баланса (уравнение неразрывности для жидкости) в поровых объемах добывающей и нагнетательной скважин соответственно, уравнения (18) и (19) — уравнения притока к добывающей скважине и оттока от нагнетательной скважины соответственно, уравнение (20) — уравнение перетока из одного порового объема в другой, нижний индекс «1» относится к поровому объему добывающей скважины, нижний индекс «2» относится к поровому объему нагнетательной скважины, $c_{t,1}$ и $c_{t,2}$ — суммарные сжимаемости пласта и насыщающих его флюидов, $V_{p,1}$ и $V_{p,2}$ — поровые объемы, $P_1(t)$ и $P_2(t)$ — пластовые давления, $q_{iw}(t)$ — расход закачиваемой воды, $q_l(t)$ — дебит добываемой жидкости, q_{21} — переток жидкости из второго порового объема в первый, t — время, PI_1 — коэффициент продуктивности добывающей скважины, PI_2 — коэффициент приемистости нагнетательной скважины, PI_{21} — коэффициент перетока из одного порового объема в другой, $P_{w,1}(t)$ и $P_{w,2}(t)$ — давления на забое добывающей и нагнетательной скважин соответственно. Уравнения записаны в пластовых условиях.

Выразим пластовые давления из уравнений (18) и (19):

$$P_1(t) = P_{w,1}(t) + q_l(t) / PI_1, \quad (21)$$

$$P_2(t) = P_{w,2}(t) - q_{iw}(t) / PI_2, \quad (22)$$

Подставим (21) и (22) в (16) и (17) соответственно, получим:

$$c_{t,1} V_{p,1} \left(\frac{dP_{w,1}}{dt} + \frac{1}{PI_1} \frac{dq_l}{dt} \right) = q_{21}(t) - q_l(t), \quad (23)$$

$$c_{t,2} V_{p,2} \left(\frac{dP_{w,2}}{dt} - \frac{1}{PI_2} \frac{dq_{iw}}{dt} \right) = q_{iw}(t) - q_{21}(t). \quad (24)$$

Выражая из (23) и (24) производные от забойного давления, получим обыкновенные дифференциальные уравнения первого порядка относительно $P_{w,1}$ и $P_{w,2}$:

$$\frac{dP_{w,1}}{dt} = \frac{1}{c_{t,1}V_{p,1}} [q_{21}(t) - q_l(t)] - \frac{1}{PI_1} \frac{dq_l}{dt}, \quad (25)$$

$$\frac{dP_{w,2}}{dt} = \frac{1}{c_{t,2}V_{p,2}} [q_{iw}(t) - q_{21}(t)] + \frac{1}{PI_2} \frac{dq_{iw}}{dt}. \quad (26)$$

Применим к уравнениям (25) и (26) схему Рунге-Кутты первого порядка:

$$P_{w,1}(t + \Delta t) = P_{w,1}(t) + \frac{\Delta t}{c_{t,1}V_{p,1}} [q_{21}(t) - q_l(t)] - \frac{1}{PI_1} [q_l(t + \Delta t) - q_l(t)] \quad (27)$$

$$P_{w,2}(t + \Delta t) = P_{w,2}(t) + \frac{\Delta t}{c_{t,2}V_{p,2}} [q_{iw}(t) - q_{21}(t)] + \frac{1}{PI_2} [q_{iw}(t + \Delta t) - q_{iw}(t)], \quad (28)$$

где

$$q_{21}(t) = PI_{21} [P_{w,2}(t) - P_{w,1}(t) - q_l(t)/PI_1 - q_{iw}(t)/PI_2], \quad (29)$$

Δt — шаг по времени.

Коэффициенты продуктивности (приемистости) и перетока могут быть определены как:

$$PI_i = \frac{2\pi k_i h_i}{\mu} \cdot \frac{1}{\ln \left(\frac{R_{c,i}}{r_{w,i}} + S_i \right)}, i = 1, 2, \quad (30)$$

$$PI_{21} = \frac{k_{21}}{\mu} \cdot \frac{A_{21} h_{21}}{r_{21}}, \quad (31)$$

где k_1 и k_2 — проницаемость пласта в районе добывающей и нагнетательной скважин соответственно, h_1 и h_2 — толщина пласта в районе добывающей и нагнетательной скважин соответственно, μ — динамическая вязкость жидкости, $R_{c,1}$ и $R_{c,2}$ — радиусы контуров питания, $r_{w,1}$ и $r_{w,2}$ — радиусы скважин по долоту, S_1 и S_2 — скин-факторы скважин, k_{21} — проницаемость пласта в межскважинной области, h_{21} — толщина пласта в межскважинной области, r_{21} — расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами, A_{21} — длина границы, разделяющей поровые объемы скважин, через которую происходит переток жидкости.

При прочих известных параметрах из выражений (30) и (31) можно определить проницаемости пласта в районе скважин k_1 , k_2 и проницаемость пласта в межскважинной области k_{21} .

Для учета стационарного характера притока при изменении режимов работы скважин можно ввести поправки на коэффициенты продуктивности и приемистости аналогично (9).

Радиус контура питания может быть определен по формуле Писмана [6], которую для данного случая можно привести к виду:

$$R_{c,i} = 0,12 \sqrt{2F_i}, i = 1, 2, \quad (32)$$

$$F_i = \frac{V_{p,i}}{m_i h_i}, i = 1, 2, \quad (33)$$

где F_1 и F_2 — площади зон дренирования (закачки), m_1 и m_2 — пористость.

Форму суммарной зоны дренирования (закачки) двух скважин представим в виде эллипса, в фокусах которого расположены скважины. Тогда для оценки длины границы, разделяющей поровые объемы скважин, через которую происходит переток жидкости, можно использовать формулы для геометрии эллипса:

$$A = 2b, \quad (34)$$

$$b = \sqrt{a^2 - r_{21}^2/4}, \quad (35)$$

$$a = \sqrt{\frac{\pi^2 r_{12}^2/4 + \sqrt{\pi^4 r_{12}^4/16 + 4\pi^2 F^2}}{2\pi^2}}, \quad (36)$$

где a и b — большая и малая полуоси эллипса.

При наличии замеров давления на забоях добывающей и нагнетательной скважин, дебита жидкости и закачки воды можно, адаптируя модели для забойного давления (27) и (28), оценить параметры пласта. Для этого необходимо поставить следующую задачу оптимизации:

$$F(X) = \sum_t \left\{ \left[P_{w,1}^c(t) - P_{w,1}^f(t) \right]^2 + \left[P_{w,2}^c(t) - P_{w,2}^f(t) \right]^2 \right\} \rightarrow 0, \quad (37)$$

где F — минимизируемый функционал, X — вектор переменных, верхние индексы «с» и «f» — расчетное и забойное значение параметра соответственно, суммирование ведется по всем моментам времени t , для которых есть замеры забойного давления. Давление на забое нагнетательной скважины может быть легко пересчитано из устьевое давления с помощью уравнения Бернулли.

При решении задачи оптимизации в качестве переменных выступают:

- 1) поровые объемы $V_{p,1}$ и $V_{p,2}$;
- 2) коэффициенты продуктивности и приемистости PI_1 и PI_2 ;
- 3) коэффициент перетока жидкости PI_{21} ;
- 4) коэффициенты учета стационарного характера притока при изменении режима работы скважин b_1 и b_2 ;
- 5) времена релаксации t_1 и t_2 .

Зная PI_1 , PI_2 и PI_{21} , можно оценить k_1 , k_2 и k_{21} при прочих известных параметрах.

Изложенная модель легко обобщается на случай большего количества скважин.

Решение задачи оптимизации

В данной работе задачи оптимизации решались методом Ньютона. Рассмотрим его принципы.

Пусть необходимо найти минимум функции многих переменных $f(X)$, где $X=(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$. Эта задача эквивалентна задаче нахождения значений X , при которых градиент функции $f(X)$ равен нулю:

$$\text{grad}(f(X)) = 0. \quad (38)$$

Применим к (38) метод Ньютона:

$$\text{grad}(f(X^j)) + H(X^j)(X^{j+1} - X^j) = 0, \quad (39)$$

где $j=1, 2, 3, \dots, m$ — номер итерации, $H(X)$ — гессиан функции $f(X)$.

Напомним, что гессиан функции — это симметричная квадратичная форма, описывающая поведение функции во втором порядке:

$$H(X) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_{ij} x_i x_j, \quad (40)$$

где $a_{ij} = \partial^2 f / \partial x_i \partial x_j$, функция $f(X)$ задана на n -мерном пространстве вещественных чисел.

В более удобном для вычислений виде формулу (40) можно представить в виде:

$$X^{j+1} = X^j - H^{-1}(X^j) \text{grad}(f(X^j)). \quad (41)$$

Тестирование моделей на синтетических примерах

Задача № 1

Рассмотрим задачу об интерференции двух скважин (добывающей и нагнетательной) в однородном бесконечном пласте при переменном режиме их работы. В общем виде точное решение такой задачи дается в изображениях Лапласа. Для получения кривой давления на забое добывающей скважины от времени используем программу Saphir компании Карра Engineering. Течение однофазное. Исходные данные для расчета следующие:

- 1) радиус скважины — 0,1 м;
- 2) толщина пласта — 9,1 м;
- 3) коэффициент пористости пласта — 0,1 д.ед.;

- 4) расстояние между скважинами — 300 м;
- 5) объемный коэффициент — $1 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- 6) динамическая вязкость жидкости — 1 сПз;
- 7) суммарная сжимаемость системы пласт-флюид — $4,267 \cdot 10^{-5} \text{ 1/бар}$;
- 8) скин-фактор скважины — 0 безразм;
- 9) начальное пластовое давление — 350 бар;
- 10) проницаемость пласта — 50 мД.

Дебит жидкости и расход закачиваемой воды переменные, приведены на рис. 1.

Задача интерпретации результатов измерения дебитов и забойных давлений решалась с помощью однообъемной CRM-модели, описанной в разделе 1. Кривые забойного давления приведены на рис. 1. Получено удовлетворительное совмещение кривых забойного давления. Результаты обработки следующие:

- 1) поровый объем пласта — $6,0 \cdot 10^{10} \text{ м}^3$;
- 2) коэффициент продуктивности добывающей скважины — $2,0 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{бар}$;
- 3) коэффициент влияния нагнетательной скважины на добывающую — $6,2 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{бар}$;
- 4) проницаемость пласта в районе добывающей скважины — 78,6 мД;
- 5) проницаемость пласта в межскважинной области — 59,6 мД.

Полученные значения проницаемости удовлетворительно согласуются с заданными исходными данными.

Рис. 1. Показатели работы скважин в однородном бесконечном пласте, обработка по CRM-модели № 1

Задача № 2

Рассмотрим задачу об интерференции двух скважин (добывающей и нагнетательной) в неоднородном по проницаемости замкнутом квадратном пласте. Скважины работают в переменном режиме. Точное решение такой задачи отсутствует. Для получения кривой давления на забое добывающей скважины от времени используем численную модель, построенную в программе Saphir компании Карра Engineering, рис. 2. Течение однофазное. Решается задача пьезопроводности. Расчетная сетка — сетка Вороного. Исходные данные для расчета следующие:

- 1) размеры расчетной области в плоскости XY — 848x848 м;
- 2) проницаемость вблизи добывающей скважины — 50 мД;
- 3) проницаемость вблизи нагнетательной скважины — 100 мД.

Интерполяция проницаемости в межскважинной области произведена по линейному закону. Остальные данные приняты аналогично использованным в задаче № 1.

Рис. 2. Распределение проницаемости на расчетной сетке в программе Saphir

Дебит жидкости и расход закачиваемой воды переменные, приведены на рис. 3.

Задача интерпретации результатов измерения дебитов и забойных давлений решалась двумя способами.

Первый способ — с помощью однообъемной CRM-модели, описанной в разделе 1. Кривые забойного давления приведены на рис. 3. Получено хорошее совмещение кривых забойного давления. Результаты обработки следующие:

- 1) поровый объем пласта — $6,3 \cdot 10^5 \text{ м}^3$;
- 2) коэффициент продуктивности добывающей скважины — $3,6 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{бар}$;
- 3) коэффициент влияния нагнетательной скважины на добывающую — $40,2 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{бар}$;
- 4) проницаемость пласта в районе добывающей скважины — 50,4 мД;
- 5) проницаемость пласта в межскважинной области — 105,7 мД.

В целом полученные значения проницаемости удовлетворительно согласуются с заданными исходными данными. Проницаемость пласта в районе добывающей скважины хорошо согласуется с заданным значением. Проницаемость пласта в межскважинной области плохо согласуется с «фактическим» значением, которое можно оценить по исходным данным о проницаемости в окрестности

скважин по формуле среднего гармонического как 66,7 мД. Вероятно, это связано с приближенностью оценки радиуса контура питания в случае, когда дренируемый объем имеет форму эллипса.

Рис. 3. Показатели работы скважин в неоднородном по проницаемости квадратном замкнутом пласте, обработка по CRM-модели № 1

Второй способ — с помощью мультиобъемной CRM-модели, описанной в разделе 2. Кривые забойного давления приведены на рис. 4. Получено хорошее совмещение кривых забойного давления.

Рис. 4. Показатели работы скважин в неоднородном по проницаемости квадратном замкнутом пласте, обработка по CRM-модели № 2

Результаты обработки следующие:

- 1) поровый объем пласта в районе добывающей скважины — $3,19 \cdot 10^5$ м³;
- 2) поровый объем пласта в районе нагнетательной скважины — $3,21 \cdot 10^5$ м³;
- 3) коэффициент продуктивности добывающей скважины — $3,7$ м³/сут/бар;
- 4) коэффициент приемистости нагнетательной скважины — $7,15$ м³/сут/бар;
- 5) коэффициент перетока — $12,5$ м³/сут/бар;
- 6) проницаемость пласта в районе добывающей скважины — 50,1 мД;
- 7) проницаемость пласта в районе нагнетательной скважины — 96,2 мД;
- 8) проницаемость пласта в межскважинной области — 52,9 мД.

В целом полученные значения проницаемости хорошо согласуются с заданными исходными данными. Проницаемость пласта в районе добывающей и нагнетательной скважин хорошо согласу-

ется с заданными значениями. Проницаемость пласта в межскважинной области удовлетворительно согласуется с «фактическим» значением, которое можно оценить по исходным данным о проницаемости в окрестности скважин по формуле среднего гармонического как 66,7 мД.

Заключение

В работе предложены две CRM-модели интерференции добывающих и нагнетательных скважин для оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта по данным разработки. Под данными разработки понимаются: дебит жидкости, расход закачиваемой воды, забойное давление. CRM-модели — это модели, полученные совместным применением уравнения материального баланса (уравнения неразрывности потока в пласте) и уравнения притока к скважине. Преимуществом всех CRM-моделей является отказ от использования в вычислениях пластового давления, которое меняется в процессе разработки, а его определения в промысловой практике носят редкий и часто несистемный характер.

Первая предложенная модель является однообъемной, поскольку рассматривается только один, общий поровый объем, в который работают все интерферирующие скважины.

Вторая предложенная модель является мультиобъемной, поскольку количество поровых объемов, рассматриваемых в модели, равно количеству скважин. Каждая скважина работает в свой поровый объем. Между поровыми объемами разных скважин существуют перетоки.

В конкретных описанных реализациях моделей предложен случай для двух скважин — добывающей и нагнетательной. Однако модели легко обобщаются на большее число скважин.

В работе предлагается, используя CRM-модели интерференции, решать обратные задачи подземной гидродинамики, совмещая расчетные и фактические значения забойного давления. При этом оцениваются фильтрационно-емкостные свойства пласта, в том числе проницаемости в разных зонах. Обратная задача решается методом Ньютона.

При тестировании моделей на синтетических примерах, сгенерированных с помощью программы Saphir компании Kappa Engineering, показано, что для случая бесконечного пласта (на практике — очень большого значения порового объема, при котором не происходит падение пластового давления) можно применять более простую первую CRM-модель, а в случае ограниченного пласта лучшие результаты дает вторая CRM-модель. В целом при правильном выборе предлагаемых CRM-моделей можно определять фильтрационно-емкостные параметры с достаточной для практических целей точностью.

ЛИТЕРАТУРА

1. Данько М. Ю., Бриллиант Л. С., Завьялов А. С. Применение метода динамического материального баланса и CRM-метода (capacitance-resistive model) к подсчету запасов ачимовских и баженских коллекторов. *Недропользование XXI век*. 2019;4:76-85.
2. Ручкин А. А., Степанов С. В., Князев А. В., Степанов А. В., Корытов А. В., Авсянко И. Н. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM. *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. 2018;4(4):148-168.
3. Хатмуллин И. Ф., Андрианова А. М., Маргарит А. С. Полуаналитические модели расчета интерференции скважин на базе класса моделей CRM. *Нефтяное хозяйство*. 2018;12:38-41. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-38-41.
4. Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. *Подземная гидромеханика*. М.: Недра; 1993. 416 с.
5. Вольпин С. Г., Свалов А. В., Штейнберг Ю. М., Вольпин А. С. Мониторинг продуктивности добывающих скважин. *Нефтяное хозяйство*. 2005;6:116-119.
6. Каневская Р. Д. *Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов*. М.—Ижевск: Институт компьютерных исследований; 2002. 140 с.
7. Борисов Ю. П., Пилатовский В. П., Табаков В. П. *Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами*. М.: Недра; 1964. 155 с.