

DOI: 10.51790/2712-9942-2024-5-2-02

ОДНОСКВАЖИННАЯ CRM-МОДЕЛЬ ДЛЯ АНАЛИЗА ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИНЫ ЗАКОНТУРНОЙ ВОДОЙ В ВЫСОКОПРОНИЦАЕМОМ ПЛАСТЕ

С. Г. Вольпин^{1,a}, И. В. Афанаскин^{2,b}, Д. В. Солопов^{1,c}, Ю. Б. Чен-лен-сон^{1,d}

¹ Федеральное государственное учреждение «Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Российской академии наук», г. Москва, Российская Федерация

² Независимый исследователь, эксперт Евразийского союза экспертов по недропользованию (ЕСОЭН), г. Москва, Российская Федерация

^a ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-3591-2910>,  sergvolpin@gmail.com

^b ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-0617-221X>, ivan@afanaskin.ru

^c ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-4357-7462>, dsolid@mail.ru

^d ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-7484-6872>, chen-len-son@mail.ru

Аннотация: в статье представлена авторская односкважинная CRM-модель для анализа обводнения скважины законтурной водой в высокопроницаемом пласте. Во введении кратко рассматриваются различные типы CRM-моделей, включая CRMT, CRMP, CRMIP, CRM Omega, CRMs, CRM-Block, ML-CRM и модификации CRMT-M, CRMP-M и CRMIP-M. Преимуществом CRM-моделей является отказ от использования в вычислениях пластового давления, которое заменяется на соотношение, содержащее забойное давление, дебит жидкости и коэффициент продуктивности. Вид соотношения определяется конструкцией скважины. Особое внимание уделено математической модели для прогнозирования забойного давления и дебита жидкости при обводнении одиночных скважин законтурной водой. Приведены формулы для забойного давления при заданном дебите жидкости, дебита жидкости при заданном забойном давлении, средней насыщенности в дренируемом объеме, насыщенности на стенке скважины, обводненности, дебитов нефти и воды, притока воды из законтурной области. Дополнительно приведены эмпирические формулы для средней насыщенности в дренируемом объеме. Рассмотрен промысловый пример на месторождении Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Модель позволяет оценить объемы дренирования и коэффициенты продуктивности. Построены прогнозные модели для забойного давления, дебита жидкости, средней насыщенности и обводненности. Результаты показывают различия в точности прогнозов в зависимости от удаленности скважин от других работающих скважин и выбранных моделей насыщенности.

Ключевые слова: CRM-модель, анализ разработки, обводнение скважин, прогнозирование разработки, упруговодонапорный режим, аквифер, материальный баланс.

Благодарности: публикация выполнена в рамках государственного задания ФГУ ФНЦ НИИ-СИ РАН «Проведение фундаментальных научных исследований (47 ГП)» по теме № FNEF-2024-0001 «Создание и реализация доверенных систем искусственного интеллекта, основанных на новых математических и алгоритмических методах, моделях быстрых вычислений, реализуемых на отечественных вычислительных системах».

Для цитирования: Вольпин С. Г., Афанаскин И. В., Солопов Д. В., Чен-лен-сон Ю. Б. Односкважинная CRM-модель для анализа обводнения скважины законтурной водой в высокопроницаемом пласте. *Успехи кибернетики*. 2024;5(2):13–25. DOI: 10.51790/2712-9942-2024-5-2-02.

Поступила в редакцию: 01.06.2024.

В окончательном варианте: 12.06.2024.

SINGLE-WELL CAPACITANCE RESISTIVE MODEL (CRM) FOR ANALYZING WELL WATERCUTTING BY FORMATION WATER IN HIGHLY PERMEABLE RESERVOIRS

S. G. Volpin^{1,a}, I. V. Afanaskin^{2,b}, D. V. Solopov^{1,c}, Yu. B. Chen-len-son^{1,d}

¹ Federal State Institution “Scientific Research Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences”, Moscow, Russian Federation

² Independent researcher, expert of the Eurasian Union of Subsoil Use Experts (EUSUE), Moscow, Russian Federation

^a ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-3591-2910>,  sergvolpin@gmail.com

^b ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-0617-221X>, ivan@afanaskin.ru^c ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-4357-7462>, dsolid@mail.ru^d ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-7484-6872>, chen-len-sony@mail.ru

Abstract: this article presents a single-well Capacitance Resistive Model (CRM) developed by the author for analyzing well flooding by peripheral water in highly permeable formations. The introduction briefly discusses various types of CRM models, including CRMT, CRMP, CRMIP, CRM Omega, CRMs, CRM-Block, ML-CRM, and the modified CRMT-M, CRMP-M, and CRMIP-M versions. The key advantage of CRM models is the omission of reservoir pressure in calculations. It is replaced with a ratio involving bottomhole pressure, fluid flow rate, and productivity factor, determined by well design. The article focuses on a simulation model for predicting bottomhole pressure and fluid flow rate in single wells experiencing peripheral water flooding. It provides equations for calculating bottomhole pressure at a given fluid flow rate, fluid flow rate at a given bottomhole pressure, average saturation in the drained volume, saturation on the well wall, water cut, oil and water flow rates, and water inflow from the aquifer. Additionally, empirical formulas for average saturation in the drained volume are presented. A field example from the Timan-Pechora oil and gas province is examined. The model can estimate drainage volumes and productivity coefficients. We also constructed predictive models for bottomhole pressure, fluid flow rate, average saturation, and watercutting. The results indicate differences in predictive accuracy based on the distance of wells from other operating wells and the selected saturation models.

Keywords: CRM model, development analysis, well watercutting, development forecasting, elastic pressure regime, aquifer, material balance.

Acknowledgements: this study is a part of the FNEF-2024-0001 government order contracted to the Scientific Research Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences, project GP 47 Development and Implementation of Trusted Artificial Intelligence Systems Based on new Mathematical Methods and Algorithms, Fast Computing Models for Domestic Computing Systems.

Cite this article: Volpin S. G., Afanaskin I. V., Solopov D. V., Chen-len-son Yu. B. Single-Well Capacitance Resistive Model (CRM) for Analyzing Well Watercutting by Formation Water in Highly Permeable Reservoirs. *Russian Journal of Cybernetics*. 2024;5(2):13–25. DOI: 10.51790/2712-9942-2024-5-2-02.

Original article submitted: 01.06.2024.

Revision submitted: 12.06.2024.

Введение

Емкостно-резистивная модель (CRM, Capacitance Resistive Model) представляет собой математический инструмент, применяемый для анализа взаимодействия скважин в нефтяном пласте. Основой модели являются два типа уравнений: уравнение сохранения объема жидкости, характеризующее «емкость» (C), и уравнение притока к скважине, характеризующее «сопротивление» (R). Уравнение емкости является разновидностью уравнения материального баланса и используется при предположении фильтрации слабосжимаемой жидкости в упругом пласте. В качестве уравнения притока чаще всего применяется формула Дюпюи или ее аналоги в зависимости от конструкции скважины. Модель в большинстве случаев применяется для однофазного потока. В зависимости от размеров пласта, рассматриваемых в уравнении емкости (дренируемый объем одной добывающей скважины, общий поровый объем взаимодействующей пары добывающей и нагнетательной скважин или весь поровый объем пласта), а также учитываемых физических явлений, выделяются несколько типов CRM-моделей.

Рассмотрим основные виды CRM-моделей:

1. **CRMT:** все скважины рассматриваются как дренирующие единый поровый объем [1, 2, 7, 8, 11–13].
2. **CRMP:** каждая добывающая скважина имеет свой дренируемый поровый объем. Нагнетательные скважины влияют на поровые объемы одной или нескольких добывающих скважин [2, 6–9, 11–13].
3. **CRMIP:** анализируется общий поровый объем каждой пары взаимодействующих скважин (добывающая и нагнетательная) [3, 7, 8, 12].
4. **CRM Omega:** модификация CRMIP, учитывающая изменения продуктивности при пусках и остановках скважин для учета нестационарности потока [3].
5. **CRMs:** каждая скважина (добывающая и нагнетательная) имеет свой поровый объем. Поровые объемы взаимодействуют. Учитывается двухфазный поток нефти и воды, а также влияние аквифера.

Модель учитывает нестационарный приток при пусках и остановках и использует численное решение дифференциальных уравнений [10].

6. **CRM-Block**: расширение моделей CRMT или CRMIP, где общий дренируемый объем взаимодействующих скважин делится на несколько блоков, расположенных последовательно с перетоком жидкости из одного в другой [7, 8]. Модель обеспечивает более реальную картину возмущения пласта.

7. **ML-CRM**: многопластовая модель, предполагающая вскрытие нескольких изолированных друг от друга пропластков парой взаимодействующих скважин [7].

8. **CRMT-M, CRMP-M и CRMIP-M**: модификации моделей CRMT, CRMP и CRMIP для учета системы «газ — нефть» в пласте [5, 8].

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, что затрудняет адаптацию модели по пластовому давлению и понижает точность расчетов.

Настоящая работа рассматривает авторскую односкважинную CRM-модель для анализа обводнения скважины законтурной водой в высокопроницаемом пласте.

Математическая модель

В высокопроницаемых пластах, разрабатываемых без системы поддержания пластового давления на упруговодонапорном режиме, в первом приближении интерференцией скважин можно пренебречь. Рассмотрим односкважинную математическую модель для прогнозирования показателей разработки при обводнении скважин водой из законтурной водоносной области (аквифера).

Для прогнозирования забойного давления при заданном дебите или для прогнозирования дебита жидкости при заданном забойном давлении воспользуемся CRM-моделью:

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

$$q_l(t) = PI[p(t) - p_w(t)], \quad (2)$$

$$V_{p,a} c_{t,a} \frac{dp_a}{dt} = -q_a(t), \quad (3)$$

$$q_a(t) = PI_a[p_a(t) - p(t)], \quad (4)$$

где V_p — дренируемый поровый объем на одну скважину; c_t — суммарная сжимаемость системы «пласт — флюид»; $p(t)$ — пластовое давление; t — время; $q_l(t)$ — дебит жидкости; $q_a(t)$ — приток воды из законтурной водоносной области в дренируемый объем; PI — коэффициент продуктивности скважины; $p_w(t)$ — забойное давление; $V_{p,a}$ — поровый объем аквифера, взаимодействующий со скважиной; $c_{t,a}$ — суммарная сжимаемость системы «пласт — вода» в аквифере; $p_a(t)$ — давление в аквифере; PI_a — «коэффициент продуктивности» аквифера.

Уравнения (1)–(4) записаны в пластовых условиях и предоставляют собой:

- 1) уравнение (1) — уравнение материального баланса для области дренирования скважины в дифференциальной форме;
- 2) уравнение (2) — уравнение притока жидкости к скважине;
- 3) уравнение (3) — уравнение материального баланса для законтурной водоносной области в дифференциальной форме;
- 4) уравнение (4) — уравнение притока воды к области дренирования скважины.

Предположения, принятые для записи системы (1)–(4):

1. Поддержание пластового давления (ППД) отсутствует.
2. Интерференцией добывающих скважин пренебрегаем (она частично учитывается путем введения понятия «дренируемый объем»).
3. Активность аквифера (законтурной водоносной области) велика.
4. Жидкость слабосжимаемая, пласт упругий.
5. Пластовое и забойное давления больше давления насыщения.
6. При расчете забойного давления или дебита жидкости изменением насыщенности пренебрегаем.
7. Зона дренирования скважины представляется в виде единого, однородного резервуара.

Начальные условия для системы (1)–(4):

$$p_w(t=0) = p_a(t=0) = p(t=0) = p_0, q_l(t=0) = 0. \quad (5)$$

Такие начальные условия (5) означают, что в начальный момент времени система находится в равновесии.

Перепишем (2) относительно $p(t)$ и продифференцируем:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{dp_w}{dt} + \frac{1}{PI} \frac{dq_l}{dt}. \quad (6)$$

Подставим (6) в (1):

$$V_p c_t \left(\frac{dp_w}{dt} + \frac{1}{PI} \frac{dq_l}{dt} \right) = -q_l(t) + q_a(t). \quad (7)$$

Интегрируя (7), можно получить формулы для $p_w(t)$ и $q_l(t)$.

Запишем формулу для $p_w(t)$:

$$p_w(t) = p_0 - \frac{Q_l(t) - Q_a(t)}{V_p c_t} - \frac{q_l(t)}{PI}, \quad (8)$$

где $Q_l(t)$ и $Q_a(t)$ — накопленная добыча жидкости и накопленный приток воды.

Учитывая, что:

$$Q_l(t) = Q_l(t - \Delta t) + t q_l(t), \quad (9)$$

$$Q_a(t) = Q_a(t - \Delta t) + t q_a(t), \quad (10)$$

аналогично (7) и (8) получим из (3) и (4) формулу для $q_a(t)$:

$$q_a(t) = \frac{PI_a \left[\frac{Q_l(t)}{V_p c_t} - \Omega Q_a(t - \Delta t) \right]}{1 + PI_a \Omega \Delta t}, \quad (11)$$

где $\Omega = \frac{1}{V_p c_t} + \frac{1}{V_{p,a} c_{t,a}}$.

Заметим, что $Q_a(t)$ зависит от $q_a(t)$, зависящего от $Q_l(t)$, зависящей, в свою очередь, от $q_l(t)$.

Так как Δt мало, получим из (8) с учетом (9)–(11) формулу для $q_l(t)$, заменяя $Q_a(t)$ $Q_a(t - \Delta t)$:

$$q_l(t) = \frac{p_0 - \frac{Q_l(t - \Delta t) - Q_a(t - \Delta t)}{V_p c_t} - p_w(t)}{\frac{1}{PI} + \frac{\Delta t}{V_p c_t}}. \quad (12)$$

Запишем уравнение сохранения объема воды в стандартных условиях (СУ):

$$Fh \frac{d}{dt} \left(\frac{m S_m}{B_w} \right) = -q_w(t) + q_a(t). \quad (13)$$

где F , h — площадь и толщина зоны дренирования; S_m — средняя водонасыщенность; B_w — объемный коэффициент воды, причем $B_w(p = p_0) = B_{w,0}$; $q_w(t)$ — дебит воды; m — пористость, причем $m(p = p_0) = m_0$; c_r — сжимаемость пласта; c_w — сжимаемость воды.

Как отмечалось ранее, выше (13) все формулы записаны в пластовых условиях. В (13) и ниже все дебиты приведены в СУ.

Начальное условие для уравнения (13):

$$S_m(t=0) = S_0. \quad (14)$$

Замыкающие соотношения для уравнения (13):

$$m = m_0 [1 + c_r(p - p_0)], \quad B_w = B_{w,0} [1 - c_w(p - p_0)]. \quad (15)$$

Очевидно, что:

$$V_p = Fh m_0. \quad (16)$$

Получим из (13) уравнение для средней водонасыщенности с учетом (15) и (16):

$$V_p \left[\frac{ds}{dt} + (c_r + c_w) s_m(t) \frac{dp}{dt} \right] = -B_{w,o} [q_w(t) - q_a(t)]. \quad (17)$$

Разностная схема для уравнения (17):

$$S_m(t + \Delta t) = S_m(t) - \Delta t \frac{B_{w,o}}{V_p} [q_w(t) - q_a(t)] - (c_r + c_w) s_m(t) [p(t + \Delta t) - p(t)]. \quad (18)$$

Пренебрегая упругими силами:

$$S_m(t + \Delta t) = S_m(t) - \Delta t \frac{B_{w,p}}{V_p} [q_w(t) - q_a(t)]. \quad (19)$$

Если активность законтурной области велика (большие запасы воды и хорошая связь), то $q_a(t) \approx q_l(t)$, то есть режим разработки близок к жесткому водонапорному.

Тогда:

$$-(q_w - q_o) = -(q_w - q_l) = -(q_w - q_w - q_o) = q_o, \quad (20)$$

где q_o — дебит нефти.

Тогда:

$$S_m(t + \Delta t) = S_m(t) + \Delta t \frac{B_{w,o}}{V_p} q_o(t). \quad (21)$$

Согласно теории Баклея–Лeverетта, средняя насыщенность в пласте $S_m(t)$ и насыщенность на стенке скважины $S_L(t)$ связаны формулой [14]:

$$S_m(t) = S_L(t) + \frac{1 - f(S_L(t))}{f(S_L(t))}, \quad (22)$$

где $f(S)$ — функция Баклея–Лeverетта [14]:

$$f(S) = \frac{k_{rw}(S)}{k_{rw}(S) + k_{ro}(S) \frac{\mu_w}{\mu_o}}, \quad (23)$$

где $k_{rw}(S)$ и $k_{ro}(S)$ — относительные фазовые проницаемости (ОФП) по воде и нефти; μ_w , μ_o — динамические вязкости воды и нефти.

Дебиты нефти и воды, обводненность $w(t)$ определяются как:

$$q_w(t) = q_l(t)w(t), \quad (24)$$

$$q_o(t) = q_l(t) [1 - w(t)] = q_l(t) - q_w(t), \quad (25)$$

$$w(t) = \frac{k_{rw}(S_L)}{k_{rw}(S_L) + k_{ro}(S_L) \frac{\mu_w B_{w,0}}{\mu_o B_{o,0}}}. \quad (26)$$

На стенке скважины при $S(t) = S_L(t)$ функция Баклея–Лeverетта равна обводненности в пластовых условиях.

Следует помнить, что формулы теории Баклея–Лeverетта получены для несжимаемых жидкостей и пласта, капиллярными и гравитационными силами пренебрегается. Теория Баклея–Лeverетта создана в предположении однородного пласта, однако она позволяет связать водонасыщенность и обводненность указанным выше способом. Учитывая неоднородность пласта по проницаемости, при переходе к практическим данным и промысловым примерам разницей между $S_m(t)$ и $S_L(t)$ можно пренебречь (что проверено нами на практике) и использовать везде в расчетах по приведенным выше формулам $S_m(t)$ вместо $S_L(t)$.

Для практических целей формулу (21) можно переписать в следующем виде:

$$S_m(t + \Delta t) = a + bQ_o(t), \quad (27)$$

где a, b — коэффициенты аппроксимации, $Q_o(t)$ — накопленная добыча нефти.

В неоднородном пласте лучшие результаты, по сравнению с (27), могут давать следующие эмпирические формулы:

$$S_m(t + \Delta t) = a + b \cdot \ln [cQ_o(t) + d], \quad (28)$$

$$S_m(t + \Delta t) = a + b[cQ_o(t) + d]^e, \quad 0 < e < 1, \quad (29)$$

где a, b, c, d, e — коэффициенты аппроксимации.

Далее по тексту работы формула (27) будет называться линейной моделью, формула (28) — логарифмической моделью, а формула (29) — степенной моделью.

Промысловый пример

Рассмотрим нефтяное месторождение, расположенное в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Продуктивный пласт представлен отложениями верхнего девона. Коллектор карбонатный, трещиновато-порово-кавернозный.

Основные свойства пласта и жидкостей:

1. Глубина ВНК — 2905 м.
2. Пористость — 0.12 д. ед.
3. Проницаемость — 350 мД.
4. Начальное пластовое давление — 311 бар.
5. Вязкость нефти — 5.9 мПа·с.
6. Объемный коэффициент нефти — $1.08 \text{ м}^3/\text{м}^3$.
7. Вязкость воды — 1.1 мПа·с.
8. Объемный коэффициент воды — $1.001 \text{ м}^3/\text{м}^3$.
9. Суммарная сжимаемость системы «пласт — флюид» — $3.4 \cdot 10^{-5} \text{ 1/бар}$.

Схема расположения скважин и границ приведена на рисунке 1. В работе будут анализироваться скважины №№ 2 и 24, при этом скважины №№ 10, 18, 1302 и 1303 работали, а скважины №№ 23, 1103, 1106, 1107, 1108, 1109 простаивали. Всего проанализировано 11 месяцев истории, построены прогнозные модели для забойного давления при заданном дебите, дебита при заданном забойном давлении и обводненности. Модели предполагают работу всех скважин на текущем режиме эксплуатации. Модель позволяет оценить объемы дренирования и коэффициенты продуктивности.

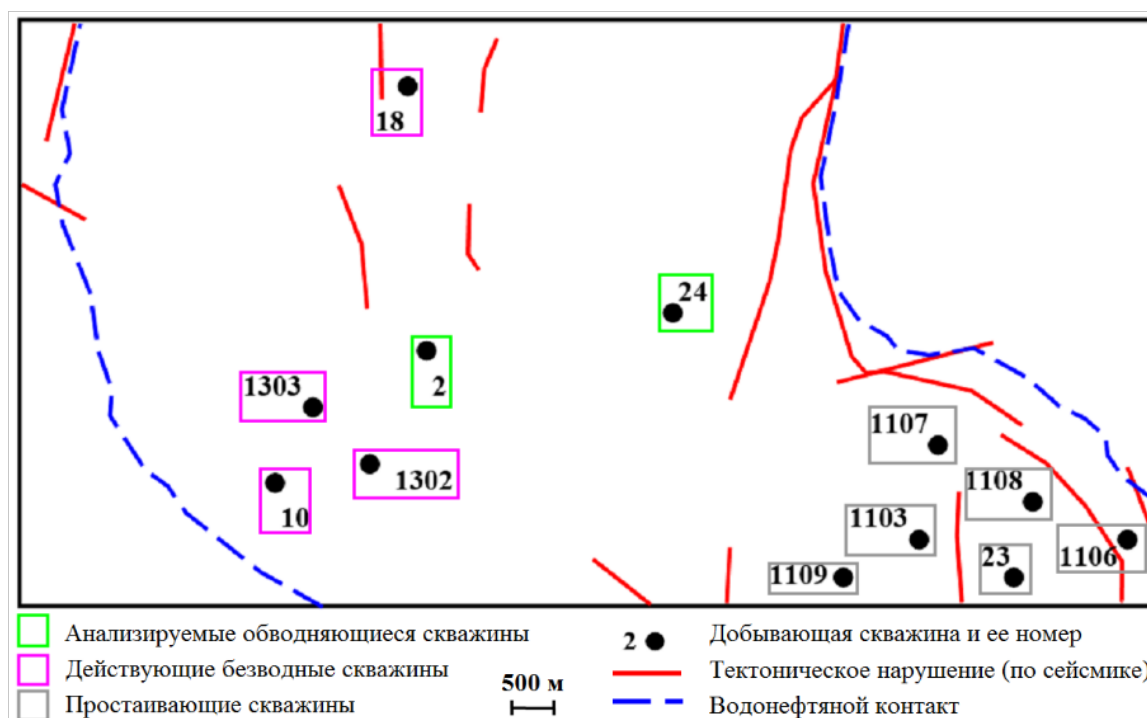


Рис. 1. Схема расположения скважин и границ

На рисунке 2 приведена история работы скважин по дебиту жидкости.

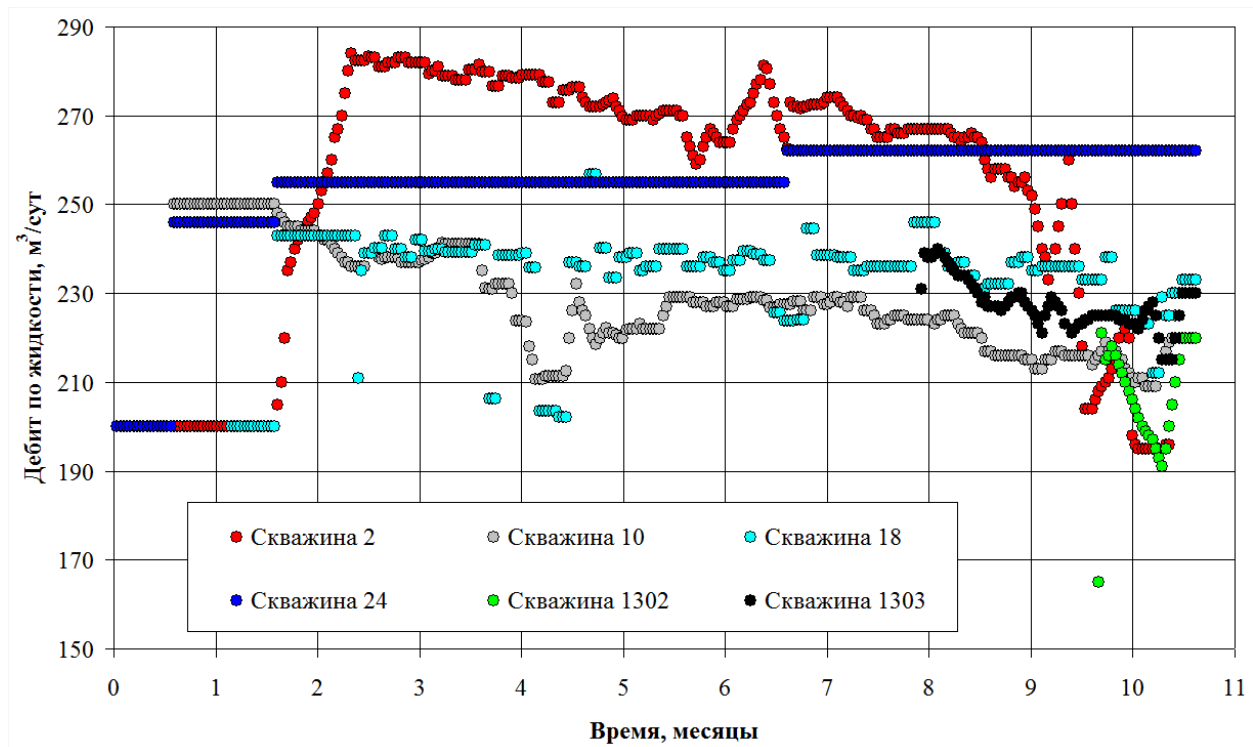


Рис. 2. История работы скважин по дебиту жидкости

На рисунке 3 приведены функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) по нефти и воде и функция Бакли–Левретта для керновых данных.

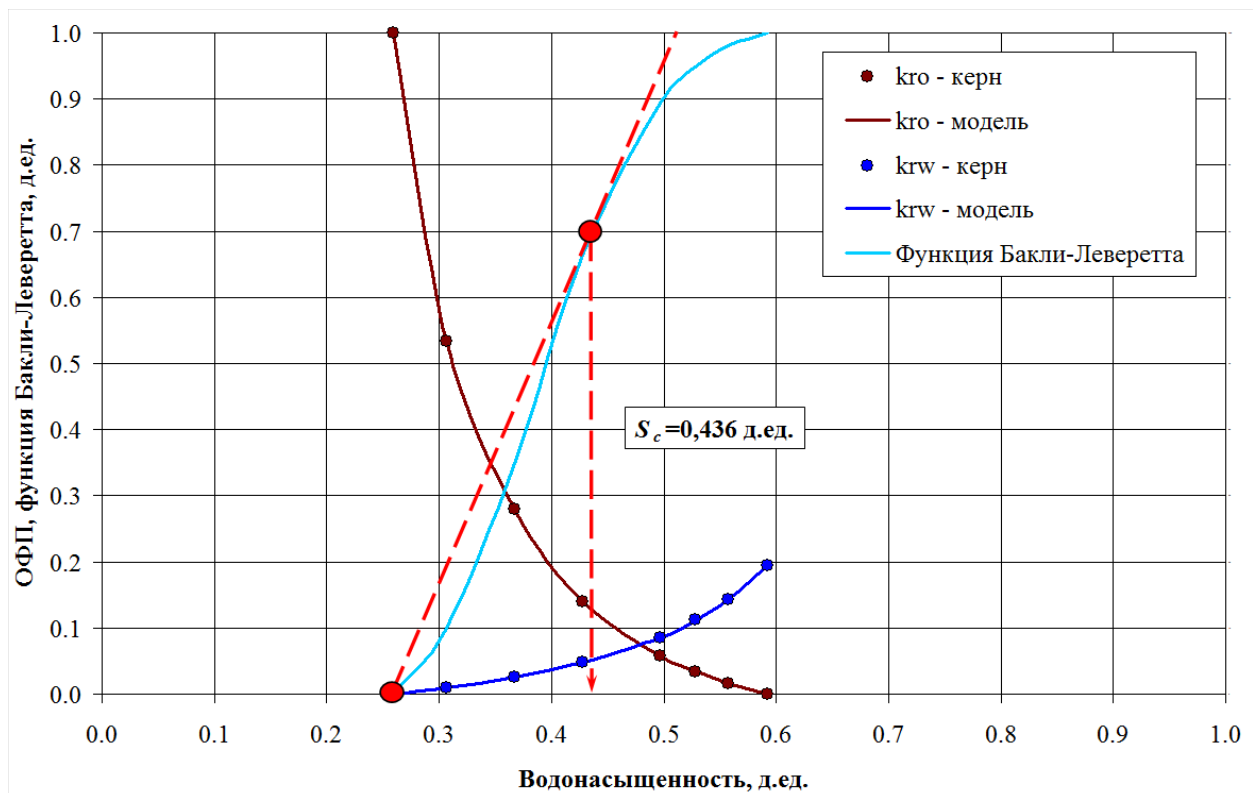


Рис. 3. Функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) по нефти (kro) и воде (krw) и функция Бакли–Левретта

На рисунке 4 приведена связь между водонасыщенностью на стенке скважины и обводненностью, использованная для построения моделей насыщения.

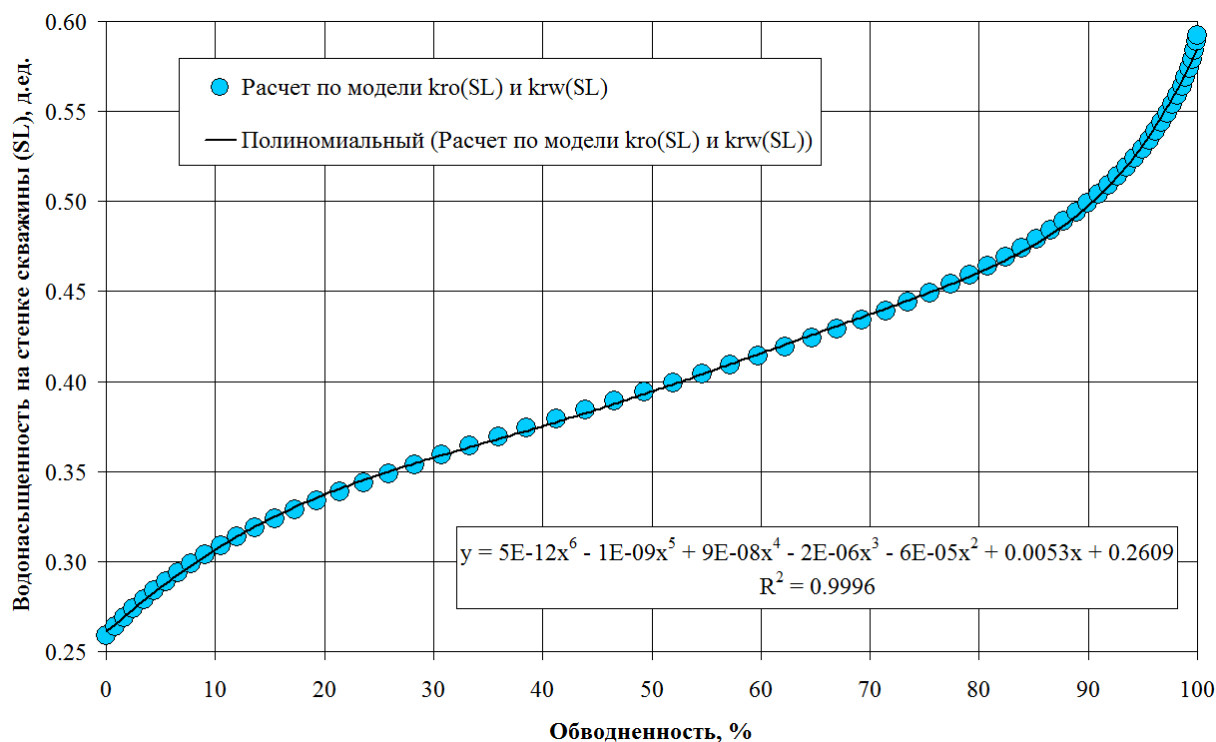


Рис. 4. Связь между водонасыщенностью на стенке скважины и обводненностью

На рисунке 5 приведена связь между насыщенностью на стенке скважины и средней насыщенностью в дренируемом объеме, полученная по формуле (22).

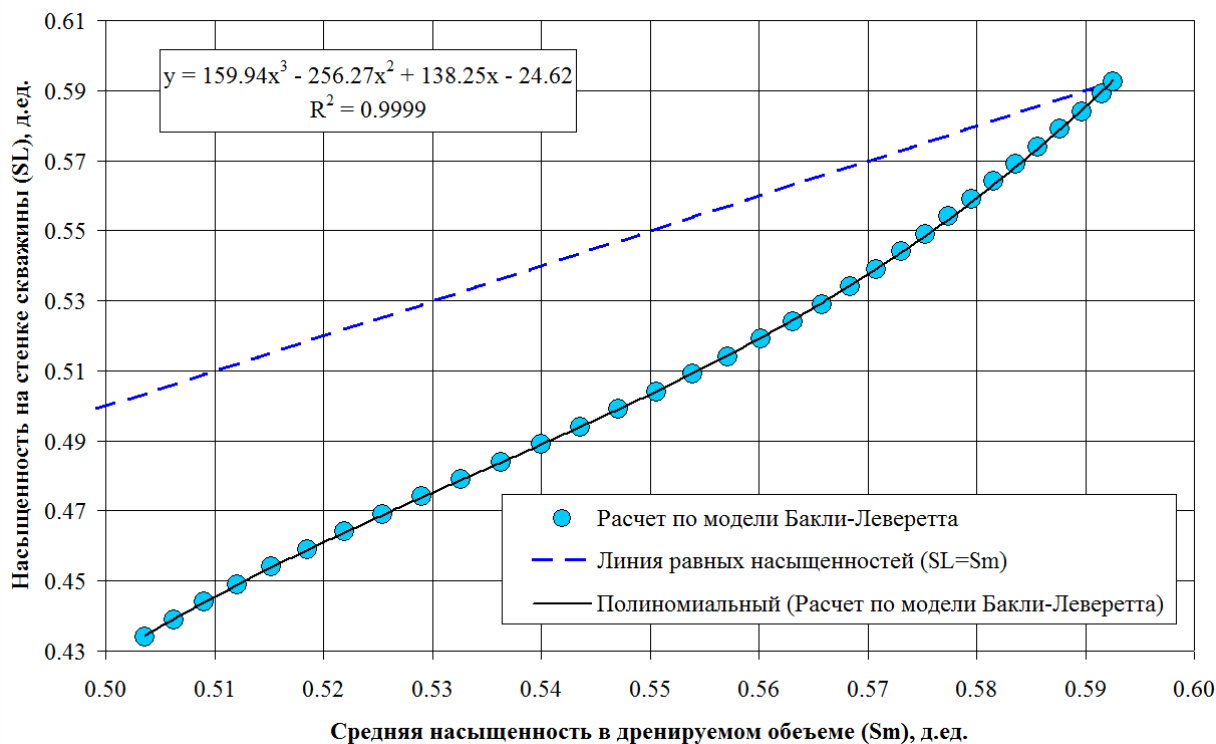


Рис. 5. Связь между насыщенностью на стенке скважины и средней насыщенностью в дренируемом объеме

На рисунках 6 и 7 приведен анализ забойного давления и дебита жидкости соответственно скважины № 2. Видно, что при использовании в качестве истории разработки 7 месяцев и дальнейшем прогнозе расчетные и фактические кривые показателей разработки расходятся, что обусловлено изменениями режимов работы окружающих скважин, которые показаны на рисунках.

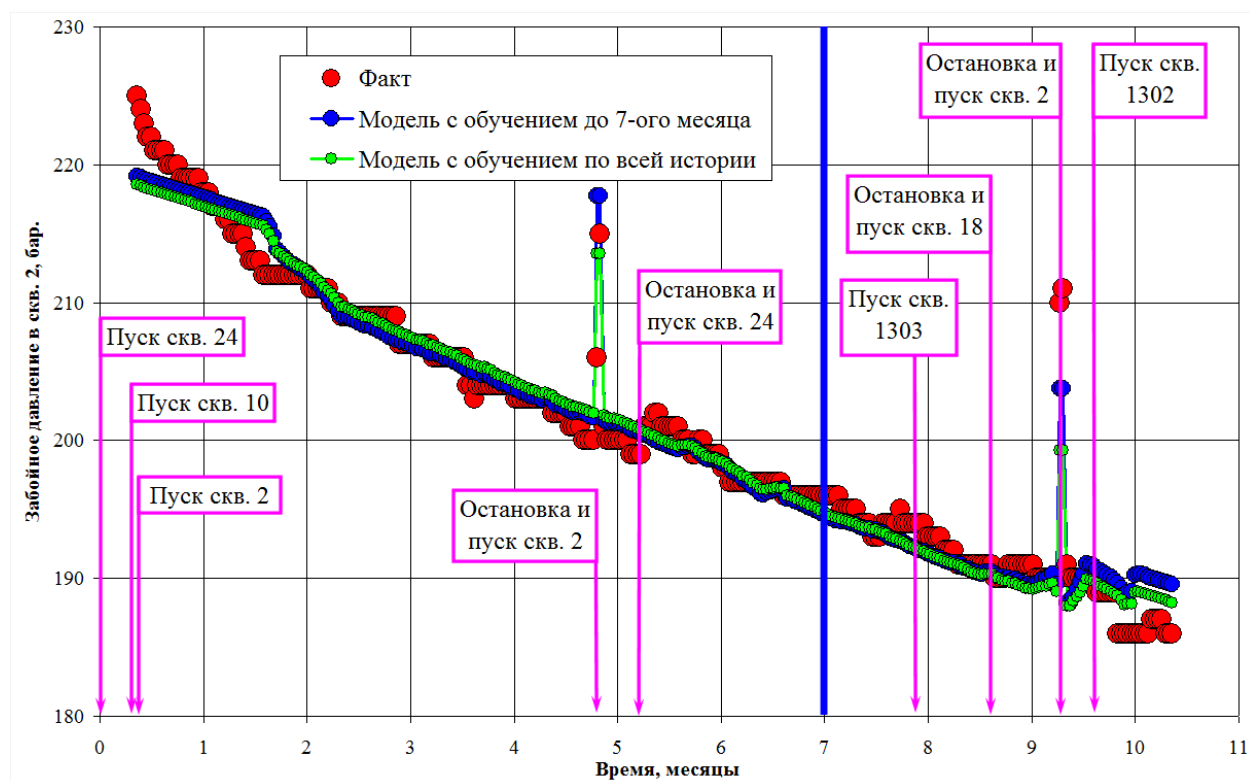


Рис. 6. Анализ забойного давления скважины № 2

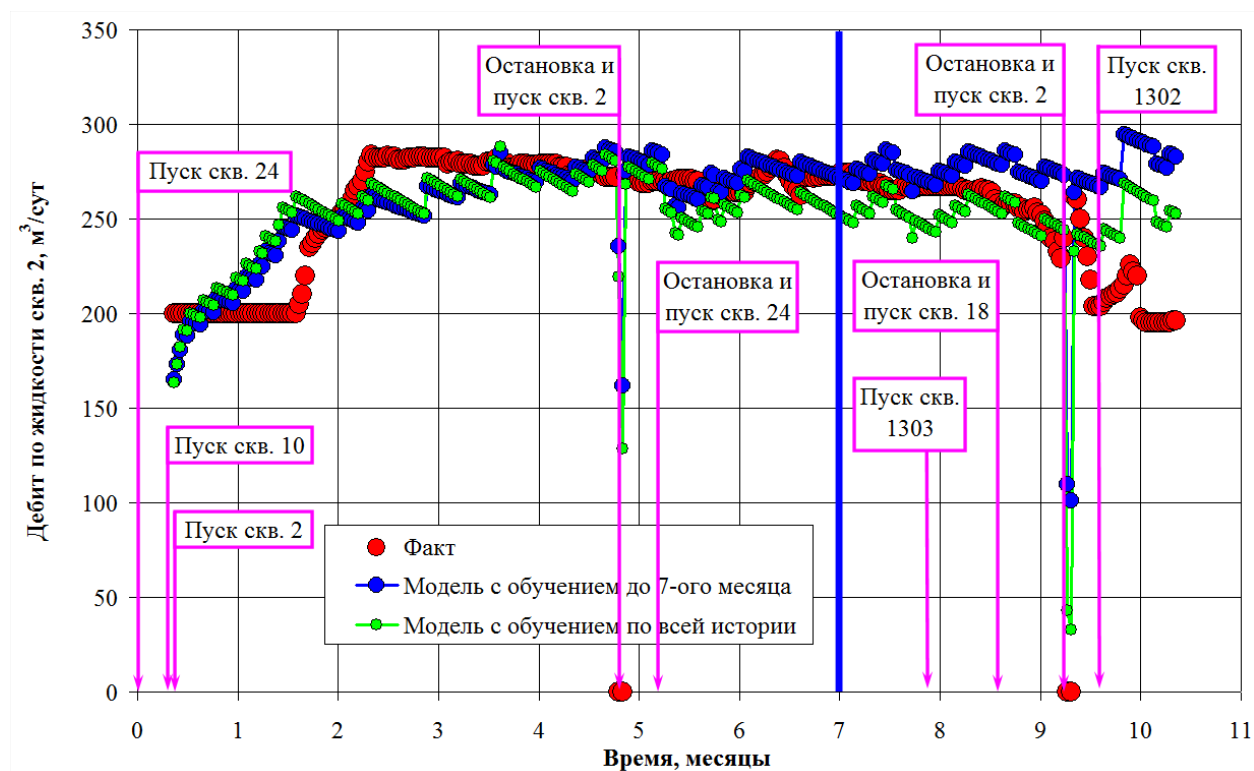


Рис. 7. Анализ дебита жидкости скважины № 2

На рисунках 8 и 9 приведен анализ забойного давления и дебита жидкости соответственно скважины № 24. Видно, что при использовании в качестве истории разработки 7 месяцев и дальнейшем прогнозе расчетные и фактические кривые показателей разработки практически совпадают, в отличие от скважины № 2. Это может быть обусловлено большим (по сравнению со скважиной № 2) удалением скважины № 24 от других работающих скважин.

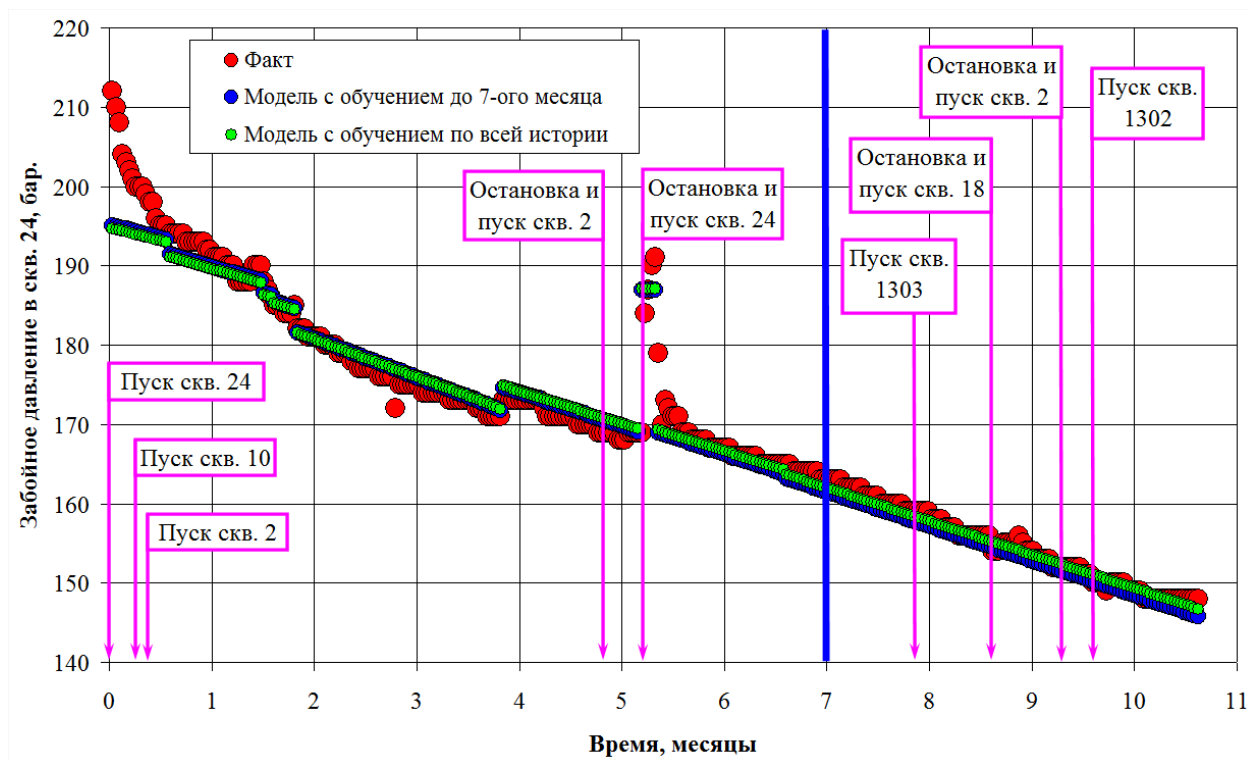


Рис. 8. Анализ забойного давления скважины № 24

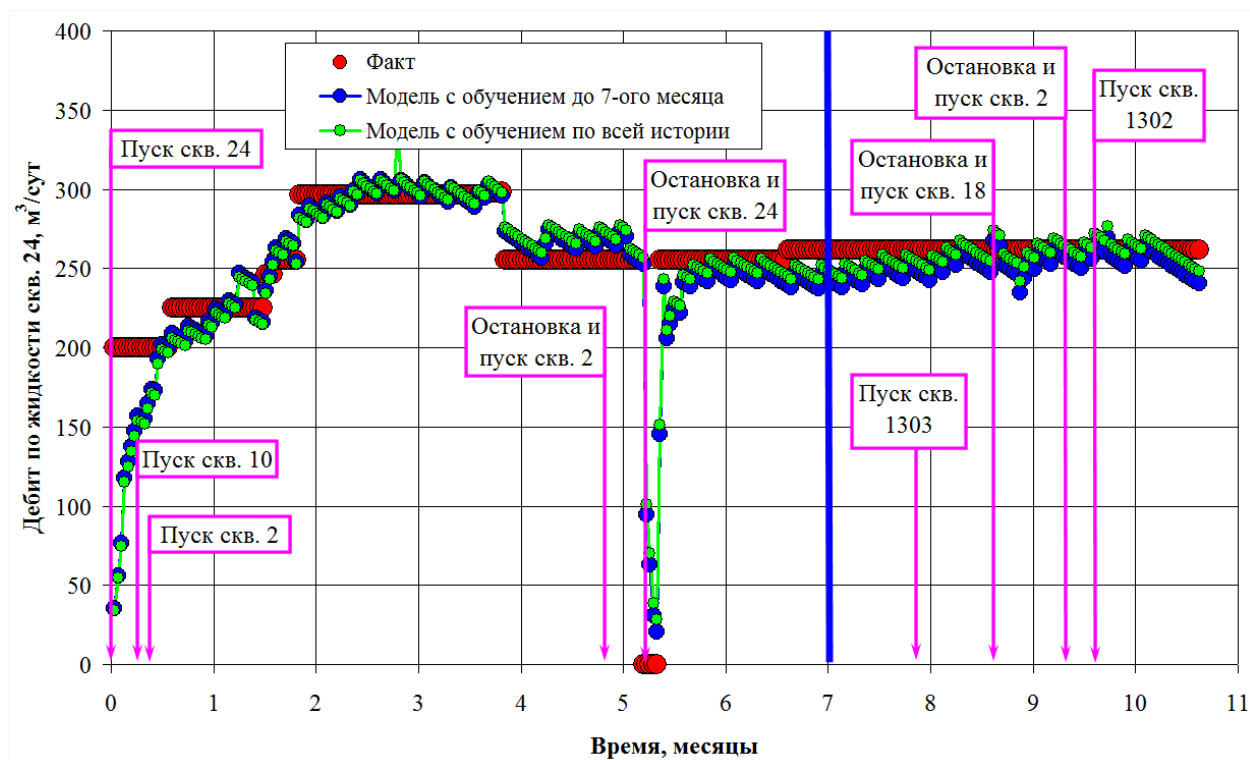


Рис. 9. Анализ дебита жидкости скважины № 24

На рисунках 10 и 11 приведен анализ средней насыщенности в районе скважины № 2 и ее обводненности соответственно. Для моделирования насыщенности использованы три модели: линейная (27), логарифмическая (28) и степенная (29). Для них рассмотрены два варианта: а) обучение до 7 месяцев и дальше переход на прогноз; б) обучение по всей истории разработки (11 месяцев). При обучении до 7 месяцев наилучший результат в прогнозе насыщенности показывает степенная модель. При обучении в течении всей истории наилучший результат показывает степенная модель, логарифмическая модель также дает хороший результат. При переходе от насыщенности к обводненности степенная модель проигрывает линейной как при обучении до 7 месяцев, так и при обучении в течение всей истории разработки.

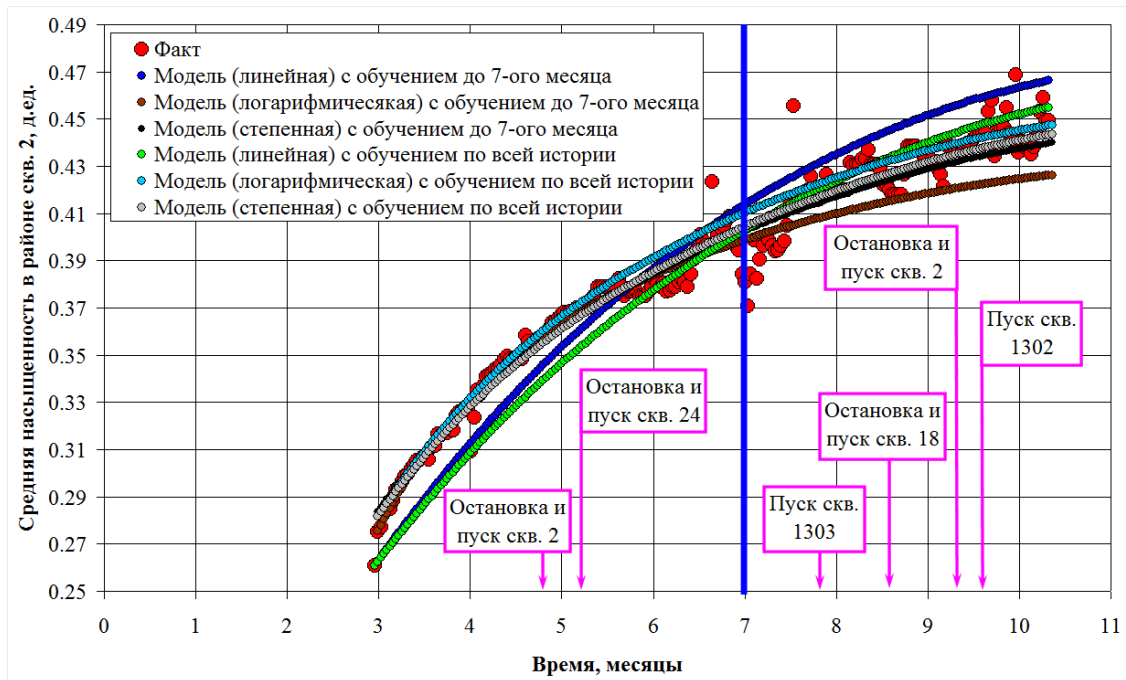


Рис. 10. Анализ средней насыщенности в районе скважины № 2

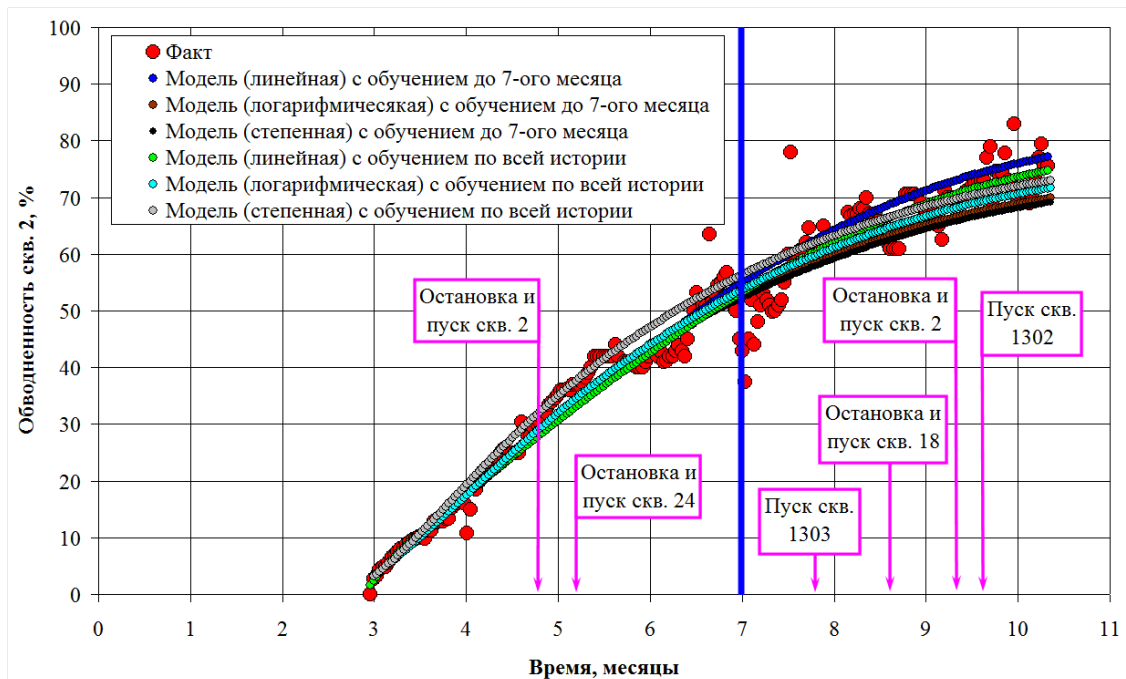


Рис. 11. Анализ обводненности скважины № 2

На рисунках 12 и 13 приведен анализ средней насыщенности в районе скважины № 24 и ее обводненности соответственно. Для моделирования насыщенности использованы те же три модели. Для них рассмотрены также два варианта. При обучении до 7 месяцев наилучший результат в прогнозе насыщенности показывает линейная модель. При обучении в течении всей истории наилучший результат показывает логарифмическая модель. При переходе от насыщенности к обводненности эта тенденция сохраняется, однако при обучении в течение всей истории разработки разница между моделями невелика.

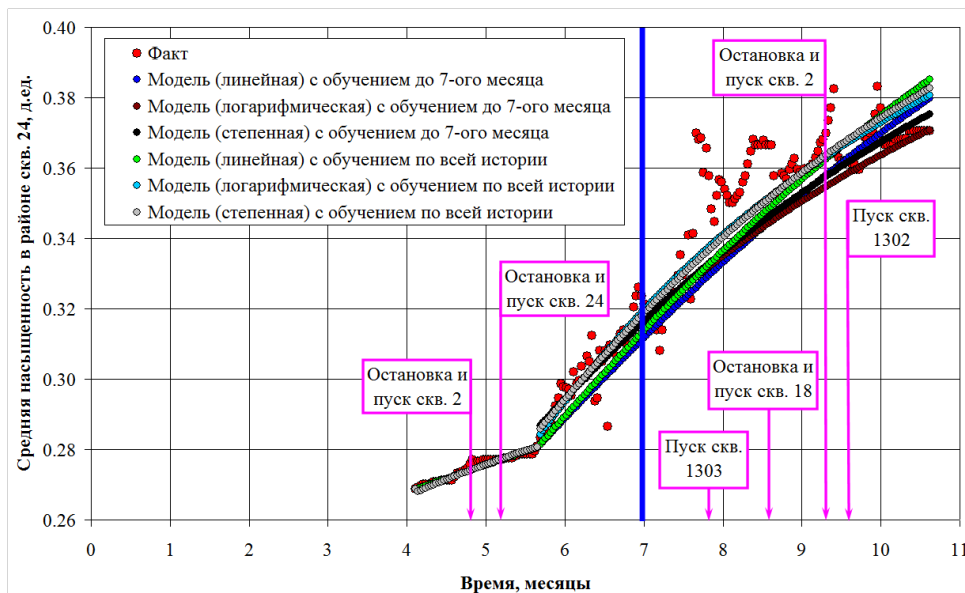


Рис. 12. Анализ средней насыщенности в районе скважины № 24

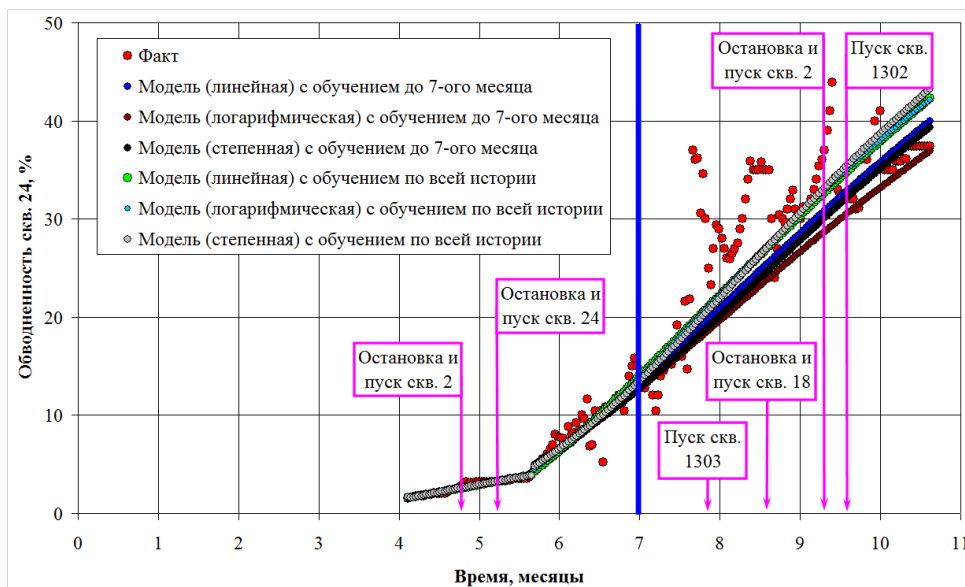


Рис. 13. Анализ обводненности скважины № 24

Следует отметить, что в отличие от дебита жидкости и забойного давления, влияние изменения режимов работы окружающих скважин на среднюю насыщенность в районе скважины и на обводненность практически отсутствует.

Заключение

Представленная односкважинная CRM-модель позволяет эффективно анализировать обводнение скважины законтурной водой в высокопроницаемом пласте.

Промысловый пример на месторождении Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции подтвердил практическую применимость модели для прогнозирования забойного давления, дебита жидкости и обводненности.

Модель показала более высокую точность прогнозов для скважины, удаленной от других работающих скважин, что уменьшает влияние изменения режимов работы окружающих скважин.

Логарифмическая и степенная модели насыщенности продемонстрировали лучшие результаты в прогнозах средней насыщенности и обводненности по сравнению с линейной моделью.

Влияние изменения режимов работы окружающих скважин на среднюю насыщенность в районе скважины и на обводненность практически отсутствует.

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 баженовских коллекторов. *Недропользование XXI век*. 2019;4:76–85.
2. Ручкин А. А., Степанов С. В., Князев А. В. и др. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM. *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. 2018;4(4):148–168. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168.
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. Gladkov A., Sakhibgareev R., Salimov D. et al. Application of CRM for Production and Remaining Oil Reserves Reservoir Allocation In Mature West Siberian Waterflood Field. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow; 2017. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-a-bstract/17RPTC/3-17RPTC/D033S021R005/244889>. DOI: 10.2118/187841-MS.
5. Yousefi S. H., Rashidi F., Sharifi M. et al. Prediction of Immiscible Gas Flooding Performance: a Modified Capacitance-Resistance Model and Sensitivity Analysis. *Petroleum Science*. 2019;16:1086–1104. DOI: 10.1007/s12182-019-0342-6.
6. Lasdon L., Shirzadi S., Ziegel E. Implementing CRM Models for Improved Oil Recovery in Large Oil Fields. *Optimization and Engineering*. 2017;18:87–103. DOI: 10.1007/s11081-017-9351-8.
7. Holanda R. W., Gildin E., Jensen J. L. et al. A State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting. *Energies*. 2018;11(12):33–68. DOI: 10.3390/en11123368.
8. Sayarpour M. *Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods. Dissertation by Ph.D.* Austin; 2008. 236 p. DOI: 10.13140/RG.2.1.1798.3847.
9. Степанов С. В., Поспелова Т. А. Новая концепция математического моделирования для принятия решений по разработке месторождений. *Нефтяное хозяйство*. 2019;4:50–53. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-4-50-53.
10. Olenchikov D., Posvyanskii D. Application of CRM-Like Models for Express Forecasting and Optimizing Field Development. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow; 2019. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/19RPTC/3-19RPTC/D033S022R008/219236>.
11. Sayarpour M., Kabir C. S., Lake L. W. Field Applications of Capacitance Resistive Models in Waterfloods. *SPE Reservoir Engineering*. 2009;12(6):853–864. DOI: 10.2118/114983-MS.
12. Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C. S. et al. The Use of Capacitance-Resistance Models for Rapid Estimation of Waterflood Performance and Optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2009;69:227–238. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.09.006.
13. Sayarpour M., Kabir C. S., Sepehrnoori K. et al. Probabilistic History Matching with the Capacitance-Resistance Model in Waterfloods: A Precursor to Numerical Modeling. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa; 2010. DOI: 10.2118/129604-MS.
14. Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. *Подземная гидродинамика*. М.: Недра; 1993. 416 с.