SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

ОПЕРАТИВНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ НА ОСНОВЕ ЕМКОСТНО-РЕЗИСТИВНОЙ МОДЕЛИ С НЕЛИНЕЙНЫМ КОЭФФИЦИЕНТОМ ПРОДУКТИВНОСТИ

А. А. Аббасов[1], Э. М. Аббасов[2], Ш. З. Исмайлов[3], А. А. Сулейманов*[3]

[1]SOCAR, Баку, Азербайджан; [2]Институт математики и механики НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан;

[3]Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Estimation of the waterflooding process efficiency based on a capacitive-resistive model with a non-linear productivity index

A. A. Abbasov[1], E. M. Abbasov[2], Sh. Z. Ismayilov[3], A. A. Suleymanov*[3]

[1]SOCAR, Baku, Azerbaijan;

[2]Institute of Mathematics and Mechanics, ANAS, Baku, Azerbaijan;

[3]Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

A B S T R A C T

A modified Capacitance-Resistance Model (CRM), with Forchheimer two terms law non-linear Productivity Indexes (PI), has been suggested to evaluate efficiency of waterflooding in heterogeneous reservoirs. The model represents the intra-formation processes in heterogeneous reservoirs more accurately, thus it can be used for production forecasting and waterflood monitoring. CRM model is based on continuity equation between production and injection, and has several additional advantages. The technique does not require sophisticated geological and hydrodynamics numerical simulation modeling, which would require expensive computing time and based on actual hydrodynamic data. The model adequately describes depletion process and can be used for production forecasting and waterflooding mechanism. Capacitance-resistance model with non-linear productivity index has been tested against numerical model as well as actual production data. Additionally, non-linear productivity index based CRM model was compared against the CRM model with linear productivity index function.

Keywords: production; modeling; waterflooding efficiency; capacitance-resistance model; non-linear productivity index; Forchheimer two terms law.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Как известно, заводнение является наиболее часто применяемым методом увеличения нефтеотдачи, повышающим добычу нефти за счет поддержания пластового давления и вытеснения нефти к добывающим скважинам. Широкое распространение различных видов заводнения можно объяснить доступностью воды для закачки, относительной простотой технологии и высокой нефтеотдачей, обеспечиваемой применением этого процесса [1-4]. Для эффективной разработки нефтяных месторождений необходим постоянный мониторинг изменения поведения пласта в ответ на процесс заводнения и оперативная возможность оценки его эффективности. Неконтролируемая закачка воды может привести к неравномерному охвату продуктивных пластов, преждевременному обводнению добывающих скважин, снижению дебитов нефти и др. [5-10].

Анализ изменения основных показателей разработки пласта и их краткосрочный прогноз позволяет оперативно оценить текущую эффективность заводнения. Неадекватное понимание динамики поведения коллектора при проведении процесса заводнения может привести к снижению коэффициента извлечения и раннему прорыву воды в добывающие скважины [5, 6].

Сложность геологического строения пласта (наличие нарушений, горизонтальная и вертикальная неоднородность коллектора и т.д.) ограничивает понимание происходящих процессов и увеличивает неопределенность при анализе динамики гидродинамических потоков пластовых флюидов [11, 12].

Существует несколько методов оценки эффективности процесса заводнения: Hall plot, Reciprocal Productivity Index, WOR plot и др. [13-21].

В [22] разработана мультискважинная компенсационная емкостная модель для оценки зависящих от времени межскважинных связей между нагнетательными и добывающими скважинами.

Эти методы играют важную роль в понимании динамики разработки пласта и прогнозировании добычи без проведения дополнительных и дорогостоящих исследований [11, 23].

***E-mail:** petrotech@asoiu.az

http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100820

Одним из методов анализа и прогнозирования эффективности заводнения является емкостно-резистивная модель CRM (Capacitance-Resistance Model) [24, 25]. Существует множество модификаций этой модели, которые используются для мониторинга и прогнозирования эффективности заводнения для участка залежи и для пласта в целом [26-29].

Традиционные CRM основываются на нескольких допущениях [26, 27]: постоянная температура пласта; мгновенное равновесие фаз; две несмешивающиеся фазы; незначительный эффект капиллярного давления; малая сжимаемость жидкости; незначительное изменение водо/нефтенасыщенности; линейный закон Дарси; линейный индекс продуктивности; постоянный индекс продуктивности; постоянное количество добывающих скважин (без периода остановки или ввода новых добывающих скважин); наличие данных о забойном давлении или постоянное забойное давление; постоянные пластовые и скважинные условия; данные за длительный период работы; незначительное изменение газонасыщенности; некоррелированные темпы закачки и т. д.

Традиционные CRM используют линейный коэффициент продуктивности [26].

Однако, в промысловой практике часто встречается нелинейная зависимость между дебитом и перепадом давления [30-32].

Нелинейная фильтрация, двухфазный поток, проницаемость, зависящая от давления, изменение свойств пластовых флюидов в зависимости от давления, тяжелые нефти, изменение притока из интервалов с более низкой проницаемостью с увеличением депрессии в неоднородных пластах являются одними из факторов, определяющих нелинейность коэффициента продуктивности [11].

В статье предлагается метод оперативной оценки эффективности процесса заводнения, основанный на емкостно-резистивной модели с нелинейным коэффициентом продуктивности Форхгеймера.

CRM с нелинейным коэффициентом продуктивности

Известно, что коэффициент продуктивности (PI) является одной из основных характеристик работы скважины. Концепция PI выражает следующее: соотношение между дебитом и депрессией практически не зависит от истории добычи или даже от условий эксплуатации [31, 32].

Зависимость между дебитом и депрессией может сильно отличаться от прямой линии [31, 32]. Многочисленные исследования, проведенные на нефтяных и газовых месторождениях Азербайджана, показали, что большинство коллекторов неоднородны и содержат несколько тектонических блоков, разделенных барьерными литофациями и дизъюнктивными нарушениями [11, 33]. Было установлено, что слабодренированные участки таких пластов включаются в дренирование при увеличении перепада давления, что также приводит к нелинейности коэффициента продуктивности [11].

Таким образом, при мониторинге, моделировании и прогнозировании показателей добычи при проведении водного воздействия на нефтяные пласты важно учитывать нелинейность коэффициента продуктивности.

Емкостно-резистивная модель

Емкостно-резистивная модель базируется на методе материального баланса для несжимаемого или малосжимаемого флюида в пористой среде [26].

Предположим, что в пористой среде объемом V_p, за период времени Δt давление изменяется на величину $\Delta\bar{P}$.

В этом случае изменение объемов нефти и воды в пористой среды ΔV можно записать как

$$\Delta V\left(c_o V_o + c_w V_w\right)\Delta\bar{P}, \tag{1}$$

где c_o и c_w – коэффициенты сжимаемости нефти и воды (с учетом сжимаемости пористой среды); V_o и V_w – объемы пор коллектора занятые нефтью и водой при начальном давлении ($V_p = V_o + V_w$).

Изменение объема ΔV равно разнице объемов закачки и добычи за период времени Δt

$$\left(c_o V_o + c_w V_w\right)\Delta\bar{P} = \left[w(t) - q(t)\right]\Delta t, \tag{2}$$

где $w(t)$ и $q(t)$ – объемы закачки и добычи в единицу времени [25, 28, 34].

Из уравнения (2), при $\Delta t \to 0$:

$$\left(c_o V_o + c_w V_w\right)\frac{d\bar{P}}{dt} = w(t) - q(t). \tag{3}$$

Также, можно записать:

$$V_o = V_p - V_w. \tag{4}$$

Комбинируя уравнения (3) и (4) можно записать:

$$V_w\left(c_w - c_o\right)\frac{d\bar{P}}{dt} + V_p c_o \frac{d\bar{P}}{dt} = w(t) - q(t). \tag{5}$$

Традиционные CRM модели используют линейную зависимость между дебитом (q) и перепадом давления (ΔP)

$$q = J\Delta P, \tag{6}$$

где J – коэффициент продуктивности [25].

Но в практике разработки нефтегазовых месторождений часто встречается нелинейный коэффициент продуктивности [30, 31].

В [35] предложена модифицированная емкостно-резистивная модель с нелинейным коэффициентом продуктивности вида $q(t) = J\Delta P^2$.

В данной работе, для построения емкостно-резистивной модели применяется двучленный закон фильтрации Форхгеймера.

Емкостно-резистивная модель на основе нелинейного коэффициента продуктивности Форхгеймера

При моделировании течения жидкости в пористой среде часто применяется эмпирическая зависимость, обобщающая нелинейные законы фильтрации, называемая двучленный закон фильтрации Форхгеймера (Forchheimer two terms law) [30, 31]:

$$\frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\mu}{k}v + \rho\frac{\beta}{\sqrt{k}}v^2, \tag{7}$$

где μ - динамическая вязкость жидкости, k - коэффициент проницаемости, ρ - плотность жидкости, β - коэффициент, определяемый опытным путем, v - скорость фильтрации.

Интегрируя выражения (7) и пренебрегая членом $1/R_e$, где R_e – радиус дренирования пласта, получим

$$\bar{P} - P_{wf} = Aq + Bq^2, \tag{8}$$

где P_{wf} - забойное давление, q - дебит жидкости.

Дифференцируя обе части выражения (8) по времени получим

$$\frac{d\bar{P}}{dt} = A\frac{dq}{dt} + 2Bq\frac{dq}{dt} + \frac{dP_{wf}}{dt}, \tag{9}$$

где

$$A = \frac{\mu ln\left(\frac{R_e}{R_w}\right)}{2\pi kh}, B = \rho\frac{\beta}{\sqrt{k}}\frac{1}{4\pi^2h^2R_w},$$

R_w - радиус скважины, h - мощность пласта.

Если учесть, что фильтрационный процесс протекает медленно, то следуя методу Озеена [36], конвективный член выражения (9) можно линеаризовать.

Тогда получим

$$\frac{d\bar{P}}{dt} = A\frac{dq}{dt} + 2Bq_0\frac{dq}{dt} + \frac{dP_{wf}}{dt}, \tag{10}$$

q_0 - дебит скважины при $t = 0$.

Подставляя выражение (10) в формулу (3), получим

$$\frac{dq}{dt} + \frac{1}{\left(A+2Bq_0\right)V_pc_o}\frac{q(t)}{1-\frac{V_w}{V_p}\left(1-\frac{c_w}{c_o}\right)} = \\ = \frac{1}{\left(A+2Bq_0\right)V_pc_o}\frac{w(t)}{1-\frac{V_w}{V_p}\left(1-\frac{c_w}{c_o}\right)} - \frac{1}{A+2Bq_0}\frac{dP_{wf}}{dt}. \tag{11}$$

Так как величина

$$\frac{V_w}{V_p}\left(1-\frac{c_w}{c_o}\right)$$

всегда меньше единицы, то на основе суммы бесконечно убывающей прогрессии из выражения (11) получим выражение

$$\frac{dq}{dt} + \frac{1}{\left(A+2Bq_0\right)V_pc_o}\left(1+\frac{V_w}{V_p}\left(1-\frac{c_w}{c_o}\right)\right)q(t) = \\ = \frac{1}{\left(A+2Bq_0\right)V_pc_o}\left(1+\frac{V_w}{V_p}\left(1-\frac{c_w}{c_o}\right)\right)w(t) - \frac{1}{A+2Bq_0}\frac{dP_{wf}}{dt}. \tag{12}$$

Принимая

$$\frac{1}{\left(A+2Bq_0\right)V_pc_o}\left(1+\frac{V_w}{V_p}\left(1-\frac{c_w}{c_o}\right)\right) = \frac{1}{2\tau}$$

из (12) получим

$$\frac{dq}{dt} + \frac{1}{2\tau}q(t) = \frac{1}{2\tau}w(t) - \frac{1}{A+2Bq_0}\frac{dP_{wf}}{dt}. \tag{13}$$

Выражение (13) представляет собой дифференциальное уравнение притока жидкости в скважину в единицу времени в зависимости от параметров системы.

Решение уравнения (13) имеет вид

$$q = q_0e^{-\frac{t}{2\tau}} + \frac{1}{2\tau}\int_0^t w(\xi)e^{-\frac{t-\xi}{2\tau}}d\xi - \frac{1}{A+2Bq_0}\int_0^t \dot{P}_{wf}(\xi)e^{-\frac{t-\xi}{2\tau}}d\xi. \tag{14}$$

Следует отметить, что так как параметр τ мало зависит от времени t при интегрировании выражения (13) его принимаем постоянным.

Необходимо учесть, что не вся закачиваемая вода идет на вытеснение нефти, поэтому в дифференциальное уравнение для оценки эффективности заводнения вводится коэффициент f (доля закачиваемой воды, влияющей на отбор жидкости) [28, 34].

Поэтому (14) можно записать в виде

$$q = q_0e^{-\frac{t}{2\tau}} + \frac{1}{2\tau}\int_0^t fw(\xi)e^{-\frac{t-\xi}{2\tau}}d\xi - \frac{1}{A+2Bq_0}\int_0^t \dot{P}_{wf}(\xi)e^{-\frac{t-\xi}{2\tau}}d\xi. \tag{15}$$

Полученное выражение (15) позволяет определить объем жидкости, притекающей в скважину в единицу времени в зависимости от параметров системы при вытеснении нефти водой.

В частности, если $w(t) = w = const$ и $P_{wf} = P_{wf}(t) - P_{wf}(0) = const$, и учитывая $t = n\Delta t$, (где Δt - интервал между замерами) из выражения (14) получим

$$q = q_0e^{-\frac{\Delta t}{2\tau}} + fw\left(1-e^{-\frac{\Delta t}{2\tau}}\right) - \frac{2\tau\left(P_{wf}(t)-P_{wf}(0)\right)}{A+2Bq_0}\left(1-e^{-\frac{\Delta t}{2\tau}}\right). \tag{16}$$

Параметр τ можно считать постоянным в каждом интервале Δt.

Адекватность модели. Влияние изменения коэффициентов на добычу жидкости

Рассмотрим влияние изменения закачки и коэффициентов τ и f на дебит жидкости на основе предложенной емкостно-резистивной модели (16).

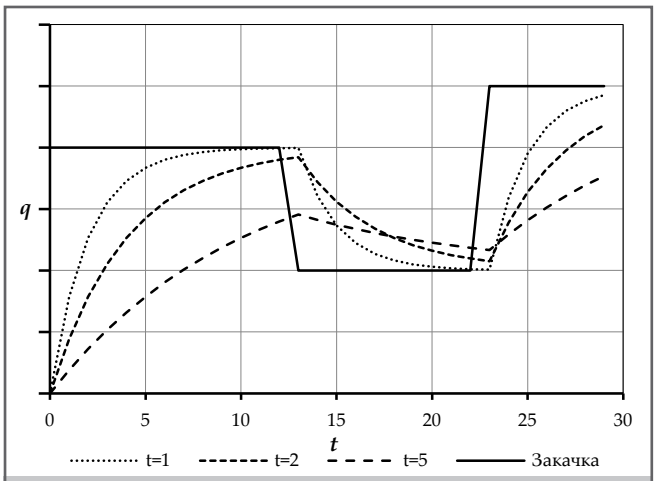

Рис. 1. Зависимость дебита от закачки при различных значениях τ (f = 1)

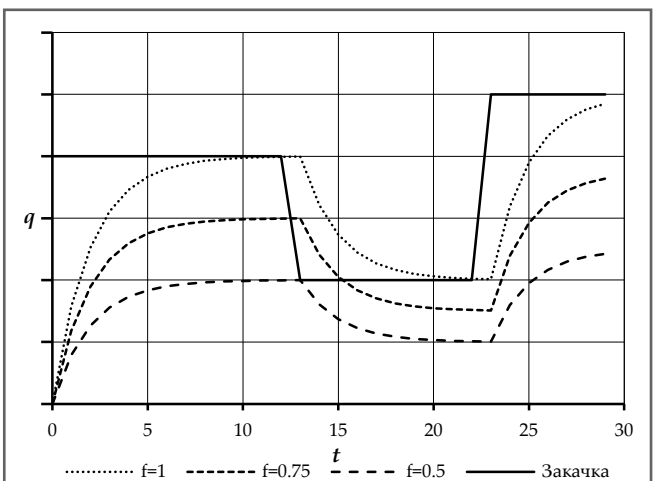

Рис. 2. Изменение дебита в зависимости от изменения закачки при различных значениях f (τ = 1)

На рисунке 1 показана зависимость дебита от закачки при различных значениях τ.

На рисунке 2 показано изменение дебита в зависимости от изменения закачки при различных значениях f.

Аппробация CRM модели с нелинейным коэффициентом продуктивности Форхгеймера

Предложенная модель была применена к анализу работы скважин морского месторождения. Основной продуктивный горизонт этого месторождения состоит из 5 отдельных пропластков, с различными геологическими и гидродинамическими свойствами. Добывающие скважины совместно эксплуатируют эти пропластки, что приводит к нелинейной зависимости коэффициента продуктивности.

На рисунке 3 показаны отбор жидкости скважины P1 и закачка скважины I1.

На рисунке 4 показана зависимость дебита от перепада давления для скважины P1.

Коэффициент продуктивности скважины P1 близок к двучленному закону Форхгеймера (коэффициент корреляции Пирсона 0.91).

На рисунке 5 показаны результаты моделирования дебита скважины P1 на основе предложенной CRM с нелинейным коэффициентом продуктивности Форхгеймера и традиционной модели с линейным коэффициентом продуктивности [26].

Как видно из полученных результатов, CRM с учетом нелинейности коэффициента продуктивности

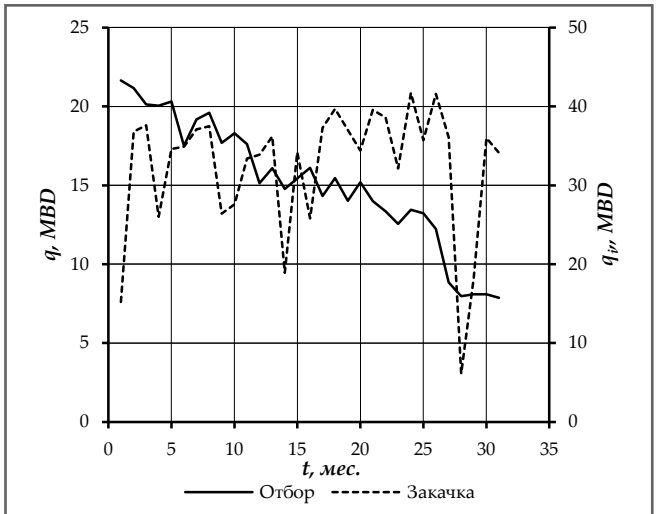

Рис. 3. Отбор жидкости скважины P1 и закачка скважины I1

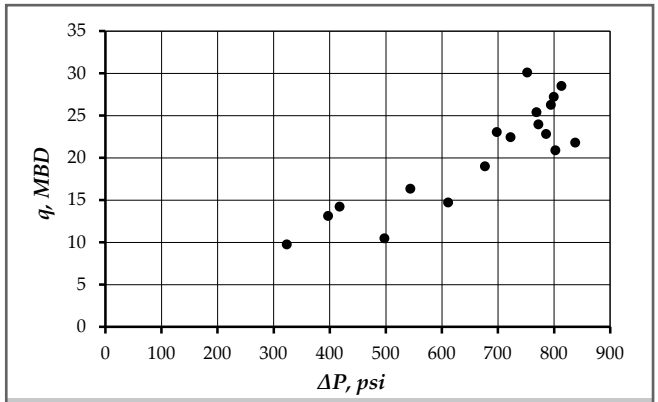

Рис. 4. Зависимость дебита от перепада давления (скважина P1)

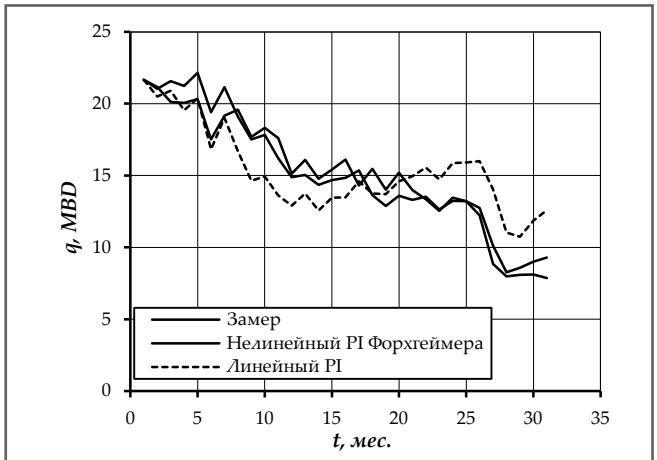

Рис. 5. Моделирование дебита скважины P1 на основе CRM с нелинейным и линейным коэффициентами продуктивности

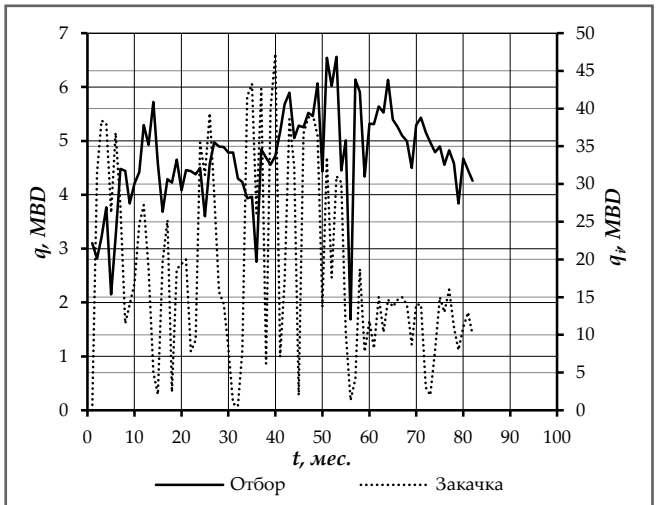

Рис. 6. Отбор жидкости скважины P2 и закачка воды скважины I2

Форхгеймера лучше описывает фактическую добычу скважины по сравнению с CRM с линейным коэффициентом продуктивности. Коэффициент корреляции Пирсона при этом составил, соответственно 0.95 и 0.57 [37].

Значение коэффициента f (доля закачки влияющая на добычу) позволяет оценить эффективность заводнения и в данном случае для модели с нелинейным PI, составляет 0.34, а для линейного PI - 0.45.

На рисунке 6 показан отбор жидкости добывающей скважины P2 и закачка воды нагнетательной скважины I2.

Зависимость дебита от перепада давления для скважины P2 показана на рисунке 7. Как видно из представленных данных, коэффициент продуктивности скважины P2 близок к линейному (коэффициент корреляции Пирсона 0.81).

На рисунке 8 представлены результаты моделирования дебита скважины P2 на основе предложенной модели CRM с нелинейным PI Форхгеймера (значение коэффициента f равно 0.28) и с линейным коэффициентом продуктивности и (значение коэффициента f для модели с линейным PI – 0.26). Как видно из полученных результатов, предложенная CRM с нелинейным коэффициентом продуктивности хорошо описывает процесс добычи с учетом заводнения и для случая линейного коэффициента продуктивности.

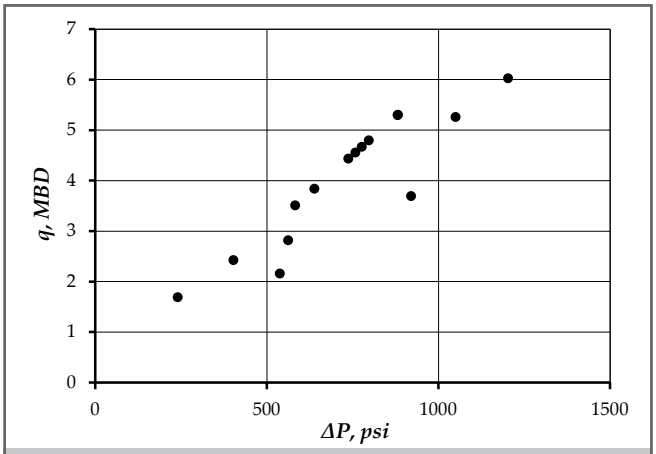

Рис. 7. Зависимость дебита от перепада давления (скважина P2)

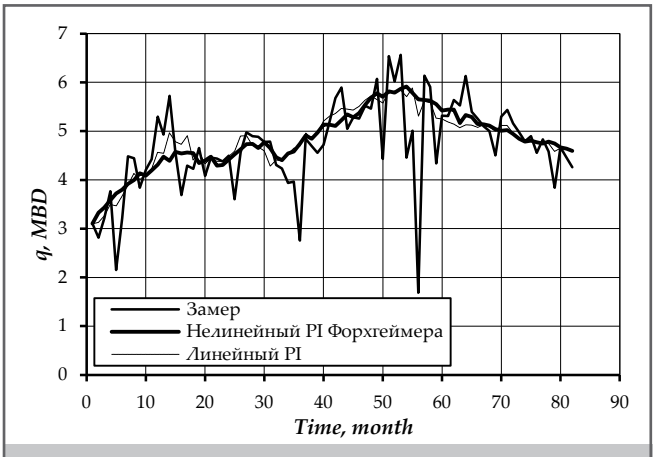

Рис. 8. Сравнение результатов моделирования дебита скважины P2 на основе линейного и нелинейного коэффициентов продуктивности

На основе анализа результатов проведенных исследований установлено, что предложенная емкостно-резистивная модель с учетом нелинейности коэффициента продуктивности адекватно описывает процесс добычи жидкости и может быть применена для мониторинга эффективности процесса заводнения и прогноза показателей добычи.

Выводы

- Предложена емкостно-резистивная модель учитывающая нелинейность коэффициента продуктивности на основе двучленного закона фильтрации Форхгеймера.
- Метод не требует сложного геологического и гидродинамического численного моделирования и основан на данных динамики основных технологических показателей.
- Предложенная модель более точно отражает характеристики притока в неоднородных пластах и может быть использована для прогнозирования добычи и мониторинга процесса заводнения.
- Применимость этой модели проверялась как на модельных, так и на фактических данных добычи и закачки.
- Проведен сравнительный анализ результатов моделирования добычи на основе предложенной модели и традиционной CRM.

Литература

1. Dake, L. P. (1978). Fundamentals of reservoir engineering. *Amsterdam: Elsevier Science BV.*

2. Willhite, G. P. (1986). Waterflooding. Textbook Series. *TX, USA: SPE, Richardson.*

3. Сулейманов, Б. А. (2022). Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. Серия: Современные нефтегазовые технологии. *Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований.*

4. Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., Zeynalov, E. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *United States: Elsevier Inc., Gulf Professional Publishing.*

5. Ahmed, T. H. (2001) Reservoir engineering handbook. *Houston, Texas: Gulf Professional Publishing.*

6. Мирзаджанзаде, А. Х., Хасанов, М. М., Бахтизин, Р. Н. (1999). Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. *Уфа: Гилем.*

7. Сулейманов, Б. А., Фейзуллаев, Х. А. (2023). Моделирование изоляции водопритоков при разработке слоисто-неоднородных нефтяных пластах. SOCAR Proceedings, 1, 43-50.

8. Suleimanov, B. A., Feyzullayev, Kh. A., Abbasov, E. M. (2019). Numerical simulation of water shut-off performance for heterogeneous composite oil reservoirs. Applied and Computational Mathematics, 18(3), 261-271.

9. Eminov, A. Ş., Süleymanova, V. M., İbrahimov, F. S. (2022). Qərbi Abşeron yatağının ehtiyatlarının mənimsənilməsində yeni üsulların tətbiqinin təhlili. *Scientific Petroleum,* 2, 19-22.

10. Ибрагимов, Х. М., Гусейнова, Н. И., Гаджиев, А. А. (2021). Разработка новых методов контроля над воздействием на продуктивные пласты на примере месторождения «Нефт Дашлары». *Scientific Petroleum,* 1, 37-42.

11. Мирзаджанзаде, А. Х., Алиев, Н. А., Юсифзаде, Х. Б. и др. (1997). Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. *Баку: Элм.*

12. Al-Harrasi, A., Rathore, Y. S., Kumar, J. (2011, September). Field development and waterflood management in complex clastic field in Oman. SPE-145663-MS. In: *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

13. Chan, K. S. (1995, October). Water control diagnostic plots. SPE-30775-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

14. Hearn, C. L. (1983). Method analyzes injection well pressure and rate data. *Oil & Gas Journal*, 117-120.

15. Kumar, A. (1977). Strength of water drive or fluid injection from transient well test data. *Journal of Petroleum Technology*, 29(11), 1497-1508.

16. Lyons, W. C., Plisga, G. J. (2005). Standard handbook of petroleum & natural gas engineering. *Burlington, MA, USA: Gulf Professional Publishing.*

17. Yortsos, Y. C., Choi, Y., Yang, Z. (1999). Analysis and interpretation of water/oil ratio in waterfloods, *SPE Journal*, 4, 413-424.

18. Сулейманов, Б. А., Сулейманов, А. А. (2002). Применение принципов динамического анализа при разработке нефтегазовых месторождений. Азербайджанское нефтяное хозяйство, 11, 6-12.

19. Сулейманов, Б. А. (1997). Об эффекте проскальзывания при фильтрации газированной жидкости. Коллоидный журнал, 59(6), 807-812.

20. Сулейманов, Б. А., Азизов, Х. Ф. (1995). Об особенностях течения газированной жидкости в пористом теле. Коллоидный журнал, 57(6), 862-867.

21. Панахов, Г. М., Сулейманов, Б. А. (1995). Особенности течения суспензий и нефтяных дисперсных систем. Коллоидный журнал, 57(3), 386-390.

22. Soroush, M., Kaviani, D., Jensen, J. L. (2014). Interwell connectivity evaluation in cases of changing skin and frequent production interruptions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 122, 616-630.

23. Can, B., Kabir, C. S. (2014). Simple tools for forecasting waterflood performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 120, 111-118.

24. Albertoni, A., Lake, L. W. (2002, April). Inferring interwell connectivity from well-rate fluctuations in waterfloods. SPE-75225-MS. In: *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers.*

25. Yousef, A. A., Gentil, P. H., Jensen, J. L. (2006). A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 9(6), 630-646.*

26. Yousef, A. (2006). Investigating statistical techniques to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations. PhD Thesis. *Austin, Texas: University of Texas.*

27. Kim, J. S., Lake, L. W., Edgar, T. F. (2012, May-June). Integrated capacitance-resistance model for characterizing waterflooded reservoirs. In: *2012 IFAC Workshop on Automatic Control in Offshore Oil and Gas Production, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway.*

28. Laochamroonvorapongse, R. (2013). Advances in the development and application of a capacitance-resistance model. PhD Thesis. *Austin, Texas: University of Texas*.

29. Suleymanov, A. A., Abbasov, A. A., Guseynova, D. F., Babayev, J. I. (2016). Oil reservoir waterflooding efficiency evaluation method. *Petroleum Science and Technology*, 34(16), 1447-1451.

30. Aulisa, E., Ibragimov, A., Walton, J. R. (2009). A new method for evaluating the productivity index of nonlinear flows. SPE Journal, 12, 693-706.

31. Aulisa, E., Ibragimov, A., Valko, P., Walton, J. R. (2009). Mathematical framework of the well productivity index for fast Forchheimer (non-Darcy) flows in porous media. *Mathematical Models and Methods in Applied Sciences*, 19(8),1241-1275.

32. Li, D., Engler, T. W. (2001, May). Literature review on correlations of the non-Darcy coefficient. SPE-70015-MS. In: SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. *Society of Petroleum Engineers.*

33. Karger, M., Trofimov, D., Eminov, A., et al. (2014, October). A methodology for early detection of semi-permeable filtration barriers. SPE-171199-MS. In: SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. *Society of Petroleum Engineers*.

34. Weber, D. B. (2009). The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. PhD Thesis. *Austin, Texas: University of Texas at Austin.*

35. Аббасов, А. А., Аббасов, Э. М., Исмайлов, Ш. З., Сулейманов, А. А. (2021). Оценка эффективности процесса заводнения нефтяных пластов на основе емкостно-резистивной модели с нелинейным коэффициентом продуктивности. *SOCAR Proceedings*, 3, 45-53.

36. Batchelor, G. (2000). An introduction to fluid dynamics. *Cambridge Mathematical Library, Cambridge University Press.*

37. Navidi, W. C. (2011). Statistics for engineers and scientists. *NY: McGraw-Hill.*

References

1. Dake, L. P. (1978). Fundamentals of reservoir engineering. *Amsterdam: Elsevier Science BV.*

2. Willhite, G. P. (1986). Waterflooding. Textbook Series. *TX, USA: SPE, Richardson.*

3. Suleimanov, B. A. (2022). Theory and practice of enhanced oil recovery. Moscow-*Izhevsk: ICS.*

4. Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., Zeynalov, E. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *United States: Elsevier Inc., Gulf Professional Publishing.*

5. Ahmed, T. H. (2001) Reservoir engineering handbook. *Houston, Texas: Gulf Professional Publishing.*

6. Mirzadjanzadeh, A. Kh., Khasanov, M.M., Bakhtizin, R. N. (1999). Etudes in complex oil production systems modeling: nonlinearity, non-equilibrium, uncertainty. *Ufa: Gilem.*

7. Suleimanov, B. A., Feyzullayev, Kh. A. (2023). Numerical simulation of water shut-off performance for heterogeneous layered oil reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 1, 43-50.

8. Suleimanov, B. A., Feyzullayev, Kh. A., Abbasov, E. M. (2019). Numerical simulation of water shut-off performance for heterogeneous composite oil reservoirs. Applied and Computational Mathematics, 18(3), 261-271.

9. Eminov A. Sh., Suleymanova V. M., Ibrahimov F. S. (2022) Analysis of the application of new methods in the adoption of reserves of the Garbi Absheron field. *Scientific Petroleum,* 2, 19-22.

10. Ibrahimov, Kh. M., Huseynova, N. I., Hajiyev, A. A. (2021). Development of new controlling methods for the impact on the productive formation for «Neft Dashlary» oilfield. *Scientific Petroleum*, 1, 37-42.

11. Mirzajanzadeh, A. K., Aliev, N. A., Yusifzade, Kh. B., et al. (1997). Fragments on offshore oil and gas fields dev elopment. *Baku: Elm.*

12. Al-Harrasi, A., Rathore, Y. S., Kumar, J. (2011, September). Field development and waterflood management in complex clastic field in Oman. SPE-145663-MS. In: *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

13. Chan, K. S. (1995, October). Water control diagnostic plots. SPE-30775-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

14. Hearn, C. L. (1983). Method analyzes injection well pressure and rate data. *Oil & Gas Journal*, 117-120.

15. Kumar, A. (1977). Strength of water drive or fluid injection from transient well test data. *Journal of Petroleum Technology*, 29(11), 1497-1508.

16. Lyons, W. C., Plisga, G. J. (2005). Standard handbook of petroleum & natural gas engineering. *Burlington, MA, USA: Gulf Professional Publishing.*

17. Yortsos, Y. C., Choi, Y., Yang, Z. (1999). Analysis and interpretation of water/oil ratio in waterfloods, *SPE Journal*, 4, 413-424.

18. Suleimanov, B. A., Suleymanov, A. A. (2002). Use of dynamic analusis principles when developing oil fields. Azerbaijan Oil Industry, 11, 6-12.

19. Suleimanov, B. A. (1997). Slip effect during filtration of gassed liquid. Colloid Journal, 59(6), 749-753

20. Suleimanov, B. A., Azizov, Kh. F. (1995). Specific features of the flow of a gassed liquid in a porous body. Colloid Journal, 57(6), 818-823.

21. Panakhov, G. M., Suleimanov, B. A. (1995). Specific features of the flow of suspensions and oil disperse systems. Colloid Journal, 57(3), 359-363.

22. Soroush, M., Kaviani, D., Jensen, J. L. (2014). Interwell connectivity evaluation in cases of changing skin and frequent production interruptions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 122, 616-630.

23. Can, B., Kabir, C. S. (2014). Simple tools for forecasting waterflood performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 120, 111-118.

24. Albertoni, A., Lake, L. W. (2002, April). Inferring interwell connectivity from well-rate fluctuations in waterfloods. SPE-75225-MS. In: *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers.*

25. Yousef, A. A., Gentil, P. H., Jensen, J. L. (2006). A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 9(6), 630-646.

26. Yousef, A. (2006). Investigating statistical techniques to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations. PhD Thesis. *Austin, Texas: University of Texas.*

27. Kim, J. S., Lake, L. W., Edgar, T. F. (2012, May-June). Integrated capacitance-resistance model for characterizing waterflooded reservoirs. In: *2012 IFAC Workshop on Automatic Control in Offshore Oil and Gas Production, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway.*

28. Laochamroonvorapongse, R. (2013). Advances in the development and application of a capacitance-resistance model. PhD Thesis. *Austin, Texas: University of Texas*.

29. Suleymanov, A. A., Abbasov, A. A., Guseynova, D. F., Babayev, J. I. (2016). Oil reservoir waterflooding efficiency evaluation method. *Petroleum Science and Technology*, 34(16), 1447-1451.

30. Aulisa, E., Ibragimov, A., Walton, J. R. (2009). A new method for evaluating the productivity index of nonlinear flows. SPE Journal, 12, 693-706.

31. Aulisa, E., Ibragimov, A., Valko, P., Walton, J. R. (2009). Mathematical framework of the well productivity index for fast Forchheimer (non-Darcy) flows in porous media. *Mathematical Models and Methods in Applied Sciences*, 19(8),1241-1275.

32. Li, D., Engler, T. W. (2001, May). Literature review on correlations of the non-Darcy coefficient. SPE-70015-MS. In: SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. *Society of Petroleum Engineers.*

33. Karger, M., Trofimov, D., Eminov, A., et al. (2014, October). A methodology for early detection of semi-permeable filtration barriers. SPE-171199-MS. In: SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. *Society of Petroleum Engineers*.

34. Weber, D. B. (2009). The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. PhD Thesis. *Austin, Texas: University of Texas at Austin.*

35. Abbasov, A. A., Abbasov, E. M., Ismayilov, Sh. Z., Suleymanov, A. A. (2021). Waterflooding efficiency estimation using capacitance-resistance model with non-linear productivity index. *SOCAR Proceedings*, 3, 45-53.

36. Batchelor, G. (2000). An introduction to fluid dynamics. *Cambridge Mathematical Library, Cambridge University Press.*

37. Navidi, W. C. (2011). Statistics for engineers and scientists. *NY: McGraw-Hill.*

Оперативная оценка эффективности процесса заводнения на основе емкостно-резистивной модели с нелинейным коэффициентом продуктивности

А. А. Аббасов[1], Э. М. Аббасов[2], Ш. З. Исмайлов[3], А. А. Сулейманов[3]
[1]SOCAR, Баку, Азербайджан; [2]Институт математики и механики НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан; [3]Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Реферат

Для оценки эффективности процесса заводнения в неоднородных коллекторах предложена модифицированная емкостно-резистивная модель (CRM), учитывающая нелинейность коэффициента продуктивности на основе двухчленного закона фильтрации Форхгеймера. Модель более точно отображает внутрипластовые процессы в неоднородных коллекторах, что позволяет использовать их *для* прогнозирования добычи и оперативного мониторинга процесса заводнения. Предложенный подход не требует применения геологического и гидродинамического численного моделирования, связанного с затратами дорогостоящего вычислительного времени и основывается на данных отбора и закачки. CRM с нелинейным коэффициентом продуктивности была протестирована на модельных и реальных промысловых данных. Кроме того, *был* проведен сравнительный анализ результатов применения CRM с *линейным* и нелинейным коэффициентами продуктивности.

Ключевые слова: дебит; моделирование; эффективность заводнения; емкостно-резистивная модель; нелинейный коэффициент продуктивности; двучленный закон фильтрации Форхгеймера.

Qeyri-xətti məhsuldarlıq əmsalı ilə tutumlu-rezistiv model əsasında sulaşdırma prosesinin səmərəliliyinin operativ qiymətləndirilməsi

A. A. Abbasov[1], E. M. Abbasov[2], Ş. Z. İsmaylov[3], A. A. Süleymanov[3]
[1]SOCAR, Bakı, Azərbaycan; [2]Azərbaycan Milli Elmlər Akademiyasının Riyaziyyat və Mexanika İnstitutu, Bakı, Azərbaycan; [3]Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Qeyri-bircins kollektorlarında sulaşdırma prosesinin səmərəliliyini qiymətləndirmək üçün Forxqeymerin ikihədli filtrasiya qanunu əsasında məhsuldarlıq əmsalının qeyri-xəttiliyini nəzərə alan dəyişdirilmiş tutumlu-rezistiv modeli (CRM) təklif olunur. Model, qeyri-bircins kollektorlarda laydaxili prosesləri daha dəqiq təsvir edir, bu da onların hasilatın proqnozlaşdırılması və sulaşdırma prosesinin operativ monitorinqi üçün istifadə olunmasına imkan verir. Təklif olunan yanaşma bahalı hesablayıcı vaxtı ilə əlaqəli olan və hasilat və suvurma məlumatlarına əsaslanan geoloji və hidrodinamik ədədi modelləşdirmənin istifadəsini tələb etmir. CRM qeyri-xətti məhsuldarlıq əmsalı ilə model və real mədən məlumatları üzərində sınaqdan keçirilmişdir. Bundan əlavə, CRM xətti və qeyri-xətti məhsuldarlıq əmsalları ilə istifadənin nəticələrinin müqayisəli təhlili aparılmışdır.

Açar sözlər: debit; modelləşdirmə; sulaşdırmanın effektivliyi; tutumlu- rezistiv modeli; qeyri-xətti məhsuldarlıq əmsalı; Forxqeymerin ikihədli filtrasiya qanunu.