

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

А.А.Аббасов*¹, Э.М.Аббасов², Ш.З.Исмаилов³, А.А.Судейманов*³

¹SOCAR, Баку, Азербайджан; ²Институт Математики и Механики НАНА, Баку, Азербайджан; ³Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Waterflooding Efficiency Estimation Using Capacitance-Resistance Model with Non-Linear Productivity Index

A.A.Abbasov*¹, E.M.Abbasov², Sh.Z.Ismayilov³, A.A.Suleymanov*³

¹SOCAR, Baku, Azerbaijan;

²Institute of Mathematics and Mechanics, Baku, Azerbaijan;

³Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

Abstract

A modified Capacitive Resistive Model (CRM), with a non-linear Productivity Index (PI), has been suggested to evaluate efficiency of waterflooding in heterogeneous reservoirs. 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. The calculations algorithm does not require building static geological models and running dynamic simulations, nor it demands extensive computational resources and time, thanks to using production and injection history only, therefore it can be deployed easily.

Keywords:

Waterflooding;
Capacitance-resistance model;
Non-linear productivity index;
Efficiency;
Monitoring;
Forecast.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Анализ и прогноз процесса добычи, с учетом внешних и внутренних воздействий на пласт, является важным условием выбора стратегии разработки нефтяного месторождения [1-5].

Поддержание пластового давления закачкой воды является одним из основных видов воздействия на нефтяные пласты, которое кроме повышения нефтеотдачи обеспечивает интенсификацию процесса разработки [6-10].

Оценка эффективности процесса заводнения основывается на анализе отклика резервуара на закачку и прогнозировании этого отклика в ближайшем будущем [11-17]. Неадекватное описание и моделирование пласта может привести к

нерациональному расходованию ресурсов, снижению объемов добычи нефти, преждевременному обводнению скважин и др. [18, 19].

Важно отметить, что сложность геологического строения резервуара (тектонические нарушения, неоднородность параметров пласта и др.), ограниченность проводимых гидродинамических исследований не позволяют адекватно определять и прогнозировать направления многофазных фильтрационных потоков флюидов [20, 21].

Известны различные методы анализа и мониторинга эффективности процесса заводнения резервуара: WOR plot, Hall plot, Reciprocal Productivity Index, etc. и др. [22-26].

Важное значение имеют также методы моделирования, которые позволяют, без проведения дополнительных исследований, адекватно описывать текущее состояние и прогнозировать про-

*E-mail: petrotech@asoiu.az
<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20210300528>

цесс разработки резервуара [20].

Одним из современных методов анализа и прогноза процесса заводнения является применение Емкостно-Резистивных Моделей (Capacitance-Resistance Model, CRM) [27, 28]. Модификации этой модели (CRMT, CRMP, CRMIP и др.) используются для анализа и прогнозирования заводнения как в целом по резервуару, так и для анализа взаимодействия эксплуатационных и нагнетательных скважин [29-31].

В представленной статье для описания процесса нефтедобычи с заводнением предложена емкостно-резистивная модель, учитывающая нелинейность коэффициента продуктивности.

1. Емкостно-резистивная модель на основе нелинейного коэффициента продуктивности

CRM основана на материальном балансе с учетом упругого объема жидкости в поровом пространстве пласта [28].

Предположим, что в резервуаре с объемом пор V_p за бесконечно малый промежуток времени Δt среднее давление изменилось на $\Delta \bar{P}$. Тогда изменение объемов отбираемой и закачиваемой жидкостей изменится на величину ΔV

$$\Delta V = (c_o V_o + c_w V_w) \Delta \bar{P} \quad (1)$$

где c_o и c_w – соответственно, коэффициенты сжимаемости нефти и воды с учетом сжимаемости пористой среды;

V_o и V_w – соответственно, объемы пор пласта занятые нефтью и водой в момент времени t , ($V_p = V_o + V_w$).

Изменение объема ΔV равно разности объемов отбора и закачки жидкости за промежуток времени Δt

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

Из выражения (2) при $\Delta t \rightarrow 0$ получаем

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

где $q(t)$ и $w(t)$ – соответственно, объемы добываемой жидкости и закачиваемой воды в единицу времени.

С другой стороны

$$V_o = V_p - V_w \quad (4)$$

Подставляя выражение (4) в (3) получим

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

В традиционном методе CRM [27-29] $q(t) = J \Delta P$, применяется линейный коэффициент продуктивности J . Но в практике разработки нефтяных пластов коэффициент продуктивности в большинстве случаев не является линейным [32, 33]. Поэтому, для построения емкостно-резистивной модели был выбран нелинейный коэффициент продуктивности в виде

$$q(t) = J (\bar{P} - P_{wf})^2 \quad (6)$$

где \bar{P} – пластовое давление;

P_{wf} – забойное давление в добывающей скважине.

Продифференцировав по времени t обе стороны выражения (6) получим

$$\frac{d\bar{P}}{dt} = \frac{\frac{dq}{dt}}{2J(\bar{P} - P_{wf})} + \frac{dP_{wf}}{dt} \quad (7)$$

Из выражения (6) имеем

$$\bar{P} - P_{wf} = \sqrt{\frac{q}{J}} \quad (8)$$

Подставляя выражение (8) в (7) получим

$$\frac{d\bar{P}}{dt} = \frac{1}{\sqrt{J}} \frac{d\sqrt{q}}{dt} + \frac{dP_{wf}}{dt} \quad (9)$$

Подставляя выражение (9) в (5) получим

$$\begin{aligned} \frac{d\sqrt{q}}{dt} + \frac{\sqrt{J}}{V_p c_o} \frac{1}{1 - \frac{V_w}{V_p} \left(1 - \frac{c_w}{c_o}\right)} q = \\ = \frac{\sqrt{J}}{V_p c_o} \frac{1}{1 - \frac{V_w}{V_p} \left(1 - \frac{c_w}{c_o}\right)} w(t) - \sqrt{J} \frac{dP_{wf}}{dt} \end{aligned} \quad (10)$$

Так как величина $\frac{V_w}{V_p} \left(1 - \frac{c_w}{c_o}\right)$ всегда меньше 1,

то используя разложение функции $\frac{1}{1 - \frac{V_w}{V_p} \left(1 - \frac{c_w}{c_o}\right)}$ в ряд Маклорена, и, отбросив степенные члены ряда, вместо уравнения (10) можно записать

$$\begin{aligned} \frac{d\sqrt{q}}{dt} + \frac{\sqrt{J}}{V_p c_o} \left[1 + \frac{V_w}{V_p} \left(1 - \frac{c_w}{c_o}\right)\right] q = \\ = \frac{\sqrt{J}}{V_p c_o} \left[1 + \frac{V_w}{V_p} \left(1 - \frac{c_w}{c_o}\right)\right] w(t) - \sqrt{J} \frac{dP_{wf}}{dt} \end{aligned} \quad (11)$$

Принимая $\sqrt{q} = q_1$ и $\frac{\sqrt{J}}{V_p c_o} \left[1 + \frac{V_w}{V_p} \left(1 - \frac{c_w}{c_o}\right)\right] = \frac{1}{2\tau}$ из выражения (11) получим

$$\frac{dq_1}{dt} + \frac{1}{2\tau} q_1^2 = \frac{1}{2\tau} w(t) - \sqrt{J} \frac{dP_{wf}}{dt} \quad (12)$$

где коэффициент τ характеризует запаздывание между отбором и закачкой.

Сделав замену $q_1 = q_2 2\tau$ из выражения (12) получим уравнение Риккати [34]

$$\frac{dq_2}{dt} + q_2^2 = \frac{1}{4\tau^2} w(t) - \frac{\sqrt{J}}{2\tau} \frac{dP_{wf}}{dt} \quad (13)$$

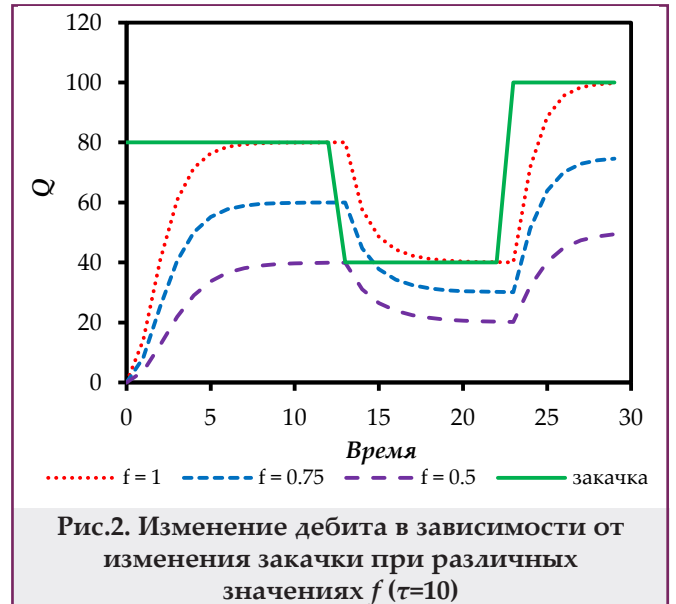
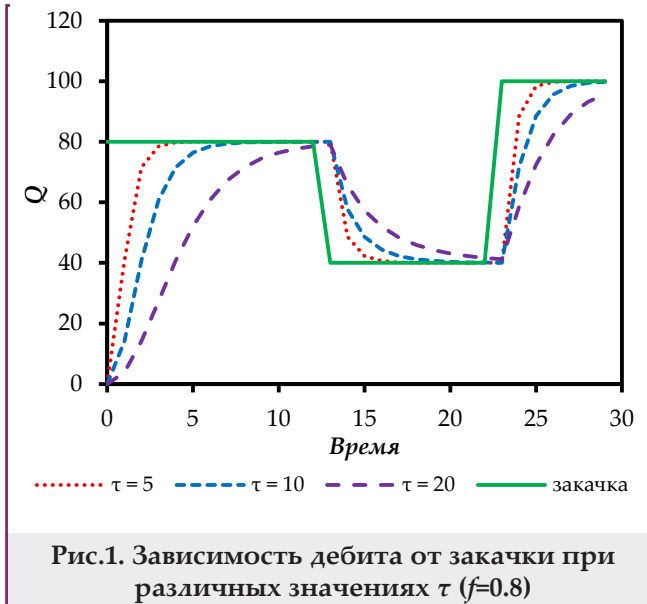
Уравнение (13) можно представить в виде

$$\dot{q}_2 + q_2^2 = g(t) \quad (14)$$

где $g(t) = \frac{1}{4\tau^2} w(t) - \frac{\sqrt{J}}{2\tau} \frac{dP_{wf}}{dt}$.

Подстановкой $q_2 u = u$ уравнение (14) приводится к виду

$$\ddot{u} - u g(t) = 0 \quad (15)$$



Заменяя $g(t) = \omega^2(t)$ из формулы (15) получим

$$\ddot{u} - \omega^2(t)u = 0 \quad (16)$$

где ω – функция зависящая от времени t .

Разбивая весь анализируемый период времени T на интервалы времени Δt , в которых мало меняются закачка и забойное давление, можно, в первом приближении, считать, что $\omega(\Delta t) = const$.

Тогда решение выражения (16) будет иметь вид

$$u = Ach(\omega t) + Bsh(\omega t) \quad (17)$$

где A и B – постоянные интегрирования, определяемые из начальных условий

$$u(0) = u_0 \quad (18)$$

$$\dot{u}(0) = \dot{u}_0 \quad (19)$$

Из выражения (17) с учетом начальных условий (18) и (19) получим

$$u = u_0 ch(\omega t) + \frac{\dot{u}_0}{\omega} sh(\omega t) \quad (20)$$

Подставляя выражение (20) в формулу $q_2 = \frac{\dot{u}}{u}$ получим

$$q_2 = \frac{\omega^2 sh(\omega t) + q_2(0) \omega ch(\omega t)}{\omega ch(\omega t) + q_2(0) sh(\omega t)} \quad (21)$$

и учитывая, что $q_2 = \frac{\sqrt{q}}{2\tau}$ получим следующее уравнение для определения притока жидкости в скважину в единицу времени

$$q = \left[\frac{2\tau\omega^2 sh(\omega t) + \sqrt{q(0)}\omega ch(\omega t)}{\omega ch(\omega t) + \frac{\sqrt{q(0)}}{2\tau} sh(\omega t)} \right]^2 \quad (22)$$

где $\omega^2 = \frac{1}{4\tau^2} w(t) - \frac{\sqrt{J}}{2\tau} \frac{dP_{wf}}{dt}$, $q(0)$ – начальное значение дебита жидкости.

Если предположить, что не вся закачиваемая вода оказывает влияние на добычу жидкости, то $\omega^2(t)$ можно записать в виде

$$\omega^2 = \frac{1}{4\tau^2} fw(t) - \frac{\sqrt{J}}{2\tau} \frac{dP_{wf}}{dt} \quad (23)$$

где f – доля закачки воды, влияющая на добычу жидкости.

В дискретном виде процесс притока жидкости в скважину можно представить в виде

$$q_i = \left[\frac{2\tau\omega_i^2 sh(\omega_i t_i) + \sqrt{q_{i-1}}\omega_i ch(\omega_i t_i)}{\omega_i ch(\omega_i t_i) + \frac{\sqrt{q_{i-1}}}{2\tau} sh(\omega_i t_i)} \right]^2 \quad (24)$$

где $t_i = t_{i-1} + \Delta t$.

Для малых Δt можно принять

$$\omega_i^2 = \frac{1}{4\tau^2} fw(t_i) \cdot \quad (25)$$

В формуле (24) неизвестные параметры τ , f и J подбираются из условия

$$\sum_{i=1}^k (q_i^{obs} - q_i)^2 = min$$

где q_i^{obs} – замеренные, q_i – модельные значения добычи жидкости.

2. Обсуждение

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 (24).

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 .

3. Результаты

Апробация CRM модели с нелинейным коэффициентом продуктивности

Предложенный подход был применен к анализу и моделированию работы скважин морского нефтяного месторождения.

На рисунках 3 и 4 приведены показатели работы добывающей скважины P1 и нагнетательной скважины I1.

Как видно из представленных данных, в скважине P1 коэффициент продуктивности нелинейный (значение коэффициента корреляции Пирсона $R^2 = 0.80$) [35].

На рисунке 5 показаны результаты моделирования дебита скважины P1 на основе предложенной CRM с нелинейным коэффициентом продуктивности и традиционной модели с линейным коэффициентом продуктивности [28, 36].

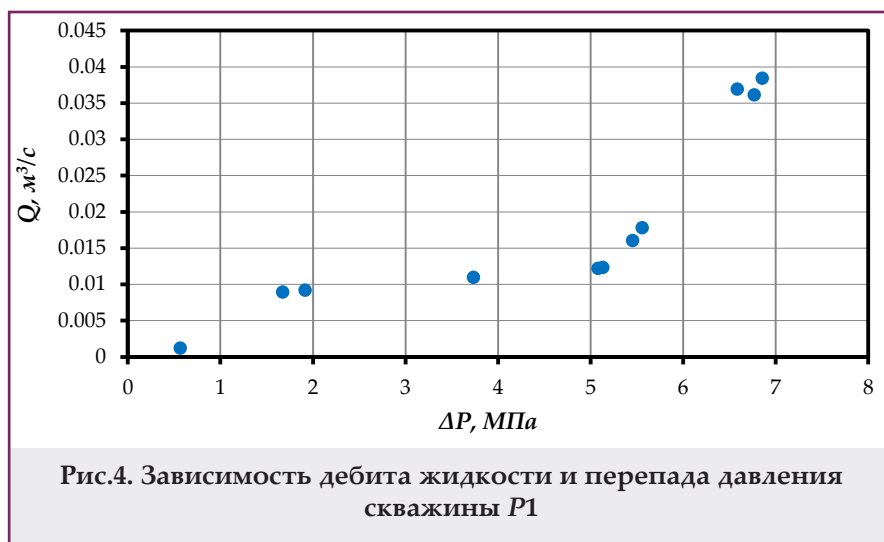
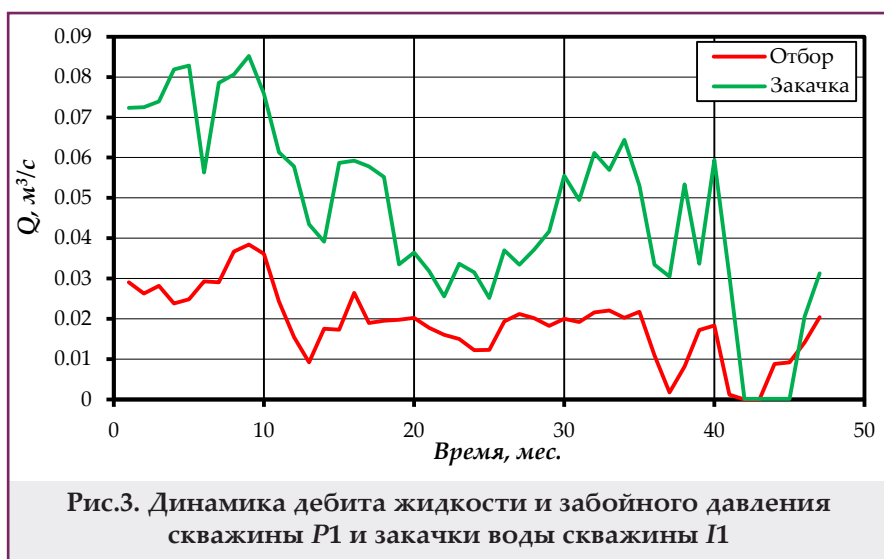
Как видно из полученных результатов, CRM с учетом нелинейности коэффициента продуктивности лучше описывает фактическую добычу скважины по сравнению с CRM с линейным коэффициентом продуктивности. Коэффициент корреляции Пирсона при этом составил соответственно 0.80 и 0.69.

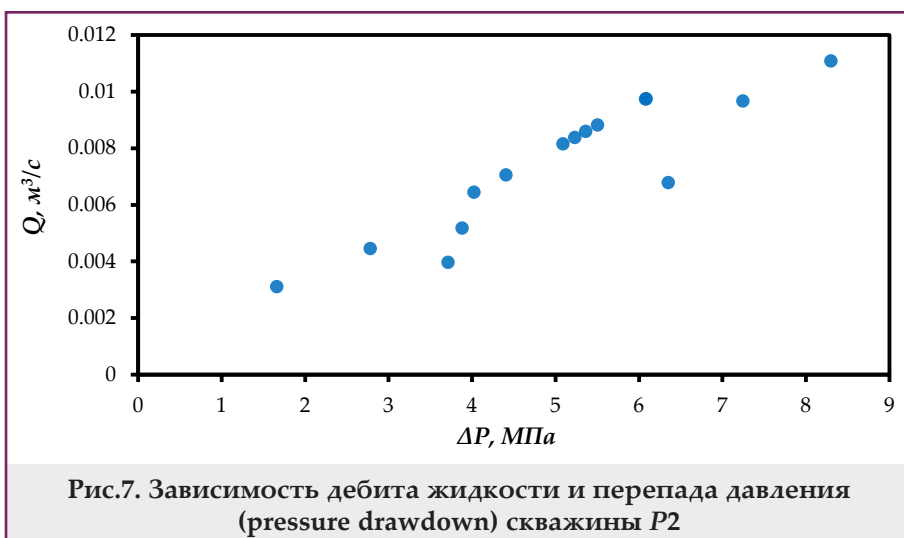
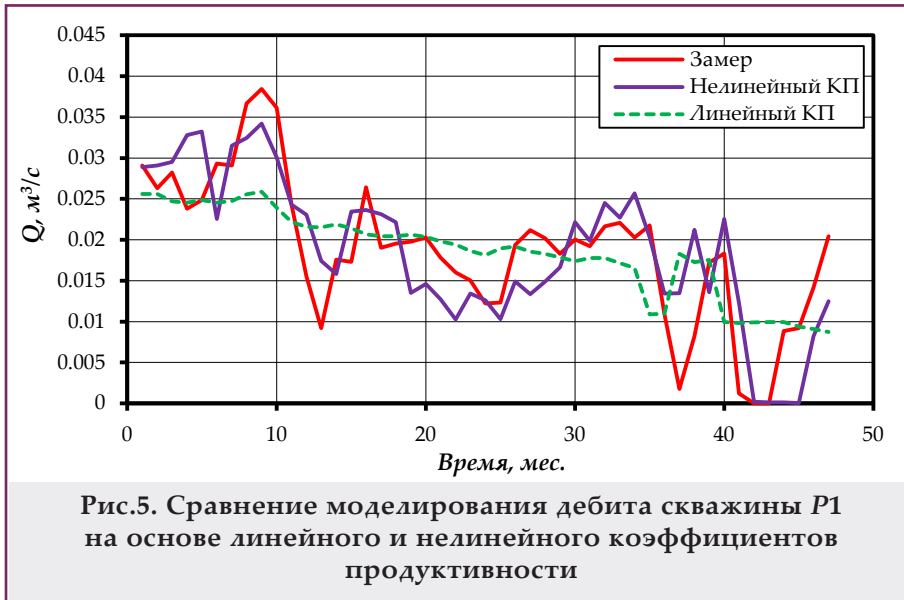
Значение коэффициента f (доля закачки влияющая на добычу) позволяет оценить эффективность заводнения и в данном случае для модели с нелинейным PI, составляет 0.40, а для линейного PI – 0.01.

На рисунках 6 и 7 приведены данные добывающей скважины P2 и нагнетательной скважины I2. Как видно из представленных результатов, в скважине P1 коэффициент продуктивности близок к линейному ($R^2 = 0.81$).

На рисунке 8 представлены результаты прогноза дебита скважины P2 на основе предложенной модели (значение коэффициента f для CRM с нелинейным PI - 0.29, а 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.

На основе проведенных исследований установлено, что предложенная модель адекватно описывает процесс добычи и может быть использована для прогнозирования показателей добычи и мониторинга эффективности процесса заводнения.







Выводы

- Предложена емкостно-резистивная модель (CRM) процесса добычи на основе нелинейного коэффициента продуктивности.
- Предложенная модель адекватно описывает процесс добычи и может быть использована при прогнозировании показателей добычи и для мониторинга процесса заводнения.
- Применимость предложенной модели для описания процесса добычи с учетом заводнения апробирована как на модельных, так и на реальных примерах нефтедобычи.
- Проведен сравнительный анализ моделирования дебита скважин реальных нефтяных месторождений на основе предложенной CRM на основе нелинейного коэффициента продуктивности с традиционной CRM с линейным коэффициентом продуктивности.

Литература

1. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016, October). Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and Bayesian inference mechanisms. SPE-182044-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
2. Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., & Zeynalov, E. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
3. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
4. Сулейманов, Б. А., Лятифов, Я. А., Велиев, Э. Ф. (2019). Применение умягченной воды для повышения нефтеотдачи пласта. *SOCAR Proceedings*, 1, 19-28.
5. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE-187784-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*
6. Велиев, Э.Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
7. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Azizagha, A. A. (2020). Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107411.
8. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(01), 2150038.
9. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.
10. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Велиев, Э. Ф. (2014). О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти. *Нефтяное хозяйство*, 1, 86-88.
11. Велиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.
12. Исмаилов, Р. Г., Велиев, Э. Ф. (2021). Эмульсирующий состав для повышения коэффициента нефтеизвлечения вязких нефтей. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 5, 22-28.

13. Велиев, Э. Ф., Алиев, А. А., Маммедбейли, Т. Е. (2021) Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
14. Suleimanov, B. A., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016, October). Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. SPE-181960-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*
15. Шахвердиев, А. Х. О., Панахов, Г. М. О., Сулейманов, Б. А. и др. (1999). Способ разработки нефтяной залежи. *Патент РФ 2125154*.
16. Сулейманов, Б. А. (1997). Об эффекте проскальзывания при фильтрации газированной жидкости. *Коллоидный журнал*, 59(6), 807-812.
17. Сулейманов, Б. А. (1995). О фильтрации дисперсных систем в неоднородной пористой среде. *Коллоидный журнал*, 57(5), 743-746.
18. Мирзаджанзаде, А. Х., Хасанов, М. М., Бахтизин, Р. Н. (1999). Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. *Уфа: Гилем*.
19. Ahmed, T. H. (2001). *Reservoir engineering handbook*. Elsevier, Gulf Professional Publishing.
20. Мирзаджанзаде, А. Х., Алиев, Н. А., Юсифзаде, Х. Б. и др. (1997). Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. *Баку: ЭЛМ*.
21. Al-Harrasi, A., Rathore, Y. S., Kumar, J., et al. (2011, September). Field development and waterflood management in complex clastic field in Oman - case study. SPE-145663-MS. In: *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
22. Kumar, A. (1977). Strength of water drive or fluid injection from transient well test data. *Journal of Petroleum & Technology*, 29(11), 1497-1508.
23. Hearn, C. L. (1983). Method analyzes injection well pressure and rate data. *Oil & Gas Journal*, 117-120.
24. Chan, K. S. (1995, October). Water control diagnostic plots. SPE-30775-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
25. Yortsos, Y. C., Choi, Y., Yang, Z., et al. (1999). Analysis and interpretation of water/oil ratio in waterfloods. *SPE Journal*, 4, 413-424.
26. Lyons, W. C., Plisga, G. J. (2005). *Standard handbook of petroleum & natural gas engineering*. Elsevier, Gulf Professional Publishing.
27. 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, Tulsa, Oklahoma. Society of Petroleum Engineers*.
28. Yousef, A. (2005). Investigating statistical techniques to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations. phd dissertation. *University of Texas, Austin, Texas*.
29. Yousef, A. A., Gentil, P. H., Jensen, J. L., et al. (2006). A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 9(6), 630-646.
30. 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.
31. Laochamroonvorapongse, R. (2013). Advances in the development and application of a capacitance-resistance model. PhD dissertation. *University of Texas, Austin, Texas*.
32. Aulisa, E., Ibragimov, A., Walton, J. R. (2009). A new method for evaluating the productivity index of nonlinear flows. *SPE Journal*, 14(4), 693-706.
33. 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(08), 1241-1275.
34. Arnold, W. F., Laub, A. J. (1984). Generalized eigenproblem algorithms and software for algebraic riccati equations. *Proceedings IEEE*, 72(12), 1746-1754.
35. Navidi, W. C. (2011). *Statistics for engineers and scientists*. New-York: McGraw-Hill.
36. Sayarpour, M. (2008). Development and application of capacitance-resistive models for water/CO2 flood. PhD dissertation. *University of Texas, Austin, Texas*.

References

1. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016, October). Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and Bayesian inference mechanisms. SPE-182044-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
2. Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., & Zeynalov, E. (2019). *Primer on enhanced oil recovery*. Gulf Professional Publishing.
3. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
4. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F. (2019). Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, 1, 19-28.
5. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE-187784-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*
6. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

7. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Azizagha, A. A. (2020). Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107411.
8. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(01), 2150038.
9. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.
10. Suleimanov, B. A., Ismaylov, F. S., Veliyev, E. F. (2014). On the metal nanoparticles effect on the strength of polymer gels based on carboxymethylcellulose, applying at oil recovery. *Oil Industry*, 1, 86-88.
11. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.
12. Ismailov, R. G., Veliyev, E. F. (2021). Emulsifying composition for increase of oil recovery efficiency of high viscous oils. *Azerbaijan Oil Industry*, 5, 22-28.
13. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. ().Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
14. Suleimanov, B. A., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016, October). Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. SPE-181960-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*
15. Shakhverdiev, A. Kh., Panakhov, G. M., Suleimanov, B. A., et al. Method for development of oil deposit. *RU Patent 2125154*.
16. Suleimanov, B.A. (1997). Slip effect during filtration of gassed liquid. *Colloid Journal*, 59(6), 749-753.
17. Suleimanov, B.A. (1995). Filtration of disperse systems in a nonhomogeneous porous medium. *Colloid Journal*, 57(5), 704-707.
18. Mirzajanzadeh, A. K., Khasanov, M. M., Bahtizin, R. N. (1999). Etudes on complex system modeling of oil and gas production. Non-linearity, unsteadiness, heterogeneity. *Ufa: Gilem*.
19. Ahmed, T. H. (2001). Reservoir engineering handbook. Elsevier, *Gulf Professional Publishing*.
20. Mirzajanzadeh, A. K., Aliyev, N. A., Yusifzade, H. B., et al. (1997). Fragments of the offshore oil and gas fields development. *Baku: Elm*.
21. Al-Harrasi, A., Rathore, Y. S., Kumar, J., et al. (2011, September). Field development and waterflood management in complex clastic field in Oman - case study. SPE-145663-MS. In: *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
22. Kumar, A. (1977). Strength of water drive or fluid injection from transient well test data. *Journal of Petroleum & Technology*, 29(11), 1497-1508.
23. Hearn, C. L. (1983). Method analyzes injection well pressure and rate data. *Oil & Gas Journal*, 117-120.
24. Chan, K. S. (1995, October). Water control diagnostic plots. SPE-30775-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
25. Yortsos, Y. C., Choi, Y., Yang, Z., et al. (1999). Analysis and interpretation of water/oil ratio in waterfloods. *SPE Journal*, 4, 413-424.
26. Lyons, W. C., Plisga, G. J. (2005). Standard handbook of petroleum & natural gas engineering. Elsevier, *Gulf Professional Publishing*.
27. 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, Tulsa, Oklahoma. Society of Petroleum Engineers*.
28. Yousef, A. (2005). Investigating statistical techniques to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations. phd dissertation. *University of Texas, Austin, Texas*.
29. Yousef, A. A., Gentil, P. H., Jensen, J. L., et al. (2006). A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 9(6), 630-646.
30. 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*.
31. Laochamroonvorapongse, R. (2013). Advances in the development and application of a capacitance-resistance model. PhD dissertation. *University of Texas, Austin, Texas*.
32. Aulisa, E., Ibragimov, A., Walton, J. R. (2009). A new method for evaluating the productivity index of nonlinear flows. *SPE Journal*, 14(4), 693-706.
33. 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(08), 1241-1275.
34. Arnold, W. F., Laub, A. J. (1984). Generalized eigenproblem algorithms and software for algebraic riccati equations. *Proceedings IEEE*, 72(12), 1746-1754.
35. Navidi, W. C. (2011). Statistics for engineers and scientists. *New-York: McGraw-Hill*.
36. Sayarpour, M. (2008). Development and application of capacitance-resistive models for water/CO2 flood. PhD dissertation. *University of Texas, Austin, Texas*.

Оценка эффективности процесса заводнения нефтяных пластов на основе емкостно-резистивной модели с нелинейным коэффициентом продуктивности

А.А.Аббасов¹, Э.М.Аббасов², Ш.З.Исмайлов³, А.А.Сулейманов³
¹SOCAR, Баку, Азербайджан; ²Институт математики и механики НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан; ³Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Реферат

В статье, для оценки эффективности процесса заводнения неоднородных резервуаров предложена модифицированная емкостно-резистивная модель (CRM), учитывающая нелинейность коэффициента продуктивности. CRM-модель, основанная на уравнении неразрывности между отбором и закачкой, имеет ряд преимуществ по сравнению с другими методами. Данный подход не требует построения геологической модели и гидродинамических симуляторов, длительного вычислительного процесса и базируется только на данных динамики добычи и закачки.

Предложенная модель адекватно описывает процесс добычи и может быть использована при прогнозировании показателей добычи и для мониторинга процесса заводнения.

Применимость предложенной модели для описания процесса добычи резервуара с учетом заводнения апробирована как на модельных, так и на реальных примерах нефтедобычи.

Проведен сравнительный анализ моделирования дебита скважин реальных нефтяных месторождений на основе предложенной CRM на основе нелинейного коэффициента продуктивности с традиционной CRM с линейным коэффициентом продуктивности.

Ключевые слова: заводнение; емкостно-резистивная модель; нелинейный коэффициент продуктивности; эффективность; мониторинг; прогноз.

Qeyri-xətti məhsuldarlıq əmsalı ilə olan həcmi-rezistiv modelə əsasən neft laylarına suvurma prosesinin səmərəliliyinin qiymətləndirilməsi

Ə.A.Abbasov¹, E.M.Abbasov², Ş.Z.İsmaylov³, A.Ə.Süleymanov³
¹SOCAR, Bakı, Azərbaycan; ²AMEA-nın Riyaziyyat və Mexanika İnstitutu, Bakı, Azərbaycan; ³Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə qeyri-bircins rezervuarlara suvurma prosesinin səmərəliliyinin qiymətləndirilməsi üçün məhsuldarlıq əmsalının qeyri-xəttiliyini nəzərə alan modifikasiya olunmuş həcmi-rezistiv model (CRM) təklif edilmişdir. Yığım və vurma arasındakı davamlılıq tənliyinə əsaslanan CRM modeli digər üsullarla müqayisədə bir sıra üstünlüklərə malikdir. Bu yanaşma geoloji modelin və hidrodinamik simulyatorların qurulmasını, uzun hesablama prosesini tələb etmir, yalnız hasilat və vurma dinamikasının məlumatlarına əsaslanır.

Təklif olunan model hasilat prosesini adekvat təsvir edir və hasilat göstəricilərinin proqnozlaşdırılması və suvurma prosesinin monitorinqi üçün istifadə edilə bilər.

Suvurmanın nəzərə alınması ilə hasilat prosesinin təsvir edilməsi üçün təklif olunan modelin tətbiq oluna bilməsi həm model, həm də real neftçıxarma nümunələrində sınaqdan keçirilmişdir.

Real neft yataqları quyularının debitinin təklif olunan qeyri-xətti məhsuldarlıq əmsalına əsaslanan CRM və xətti məhsuldarlıq əmsalına əsaslanan ənənəvi CRM ilə modelləşdirilməsinin müqayisəli təhlili aparılmışdır.

Açar sözlər: suvurma; həcmi-rezistiv model; qeyri-xətti məhsuldarlıq əmsalı; səmərəlilik; monitorinq; proqnoz.