



УДК 626.276

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ НА ОСНОВЕ ЕМКОСТНО-РЕЗИСТИВНОЙ МОДЕЛИ



WATERFLOODING EFFICIENCY ESTIMATION USING CAPACITANCE-RESISTANCE MODEL WITH NON-LINEAR PRODUCTIVITY INDEX

Аббасов Аскер Аббас оглы
кандидат технических наук,
доцент, зав. отделом SOCAR
askar.abbasov@socar.az

Аббасов Эльхан Меджид оглы
доктор физико-математических наук,
доцент, ведущий научный сотрудник,
Институт Математики и Механики АН Азербайджана
aelhan@mai.ru

Сулейманов Ариф Алекпер оглы
доктор технических наук, доцент,
Азербайджанский Государственный Университет
Нефти и Промышленности
petrotech@asoju.az

Аннотация. Разработана модифицированная емкостно-резистивная модель процесса добычи, учитывающая нелинейность коэффициента продуктивности. Емкостно-резистивная 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.

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

Abbasov Asker Abbas
Candidate of Technical Sciences,
Associate professor, Head of Department,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR)
askar.abbasov@socar.az

Abbasov Elkhan Majid
Doctor of Physico-Mathematical Sciences,
Associate Professor, Senior Researcher,
Institute of Mathematics and Mechanics
of Azerbaijan National Academy of Sciences
aelhan@mai.ru

Suleymanov Arif Alekper oglu
Doctor of Engineering,
Associate Professor, Azerbaijani State Oil
and Industry University
petrotech@asoju.az

Annotation. A modified Capacitive Resistive Model, with a non-linear Productivity Index, 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.

Keywords: waterflooding, efficiency, capacitance-resistance model, non-linear productivity index.

Анализ и прогноз процесса добычи, с учетом внутренних и внешних воздействий на пласт, является важным условием выбора стратегии разработки резервуара.

Поддержание пластового давления заводнением является одним из основных видов воздействия на нефтяные пласты, которое кроме повышения нефтеотдачи обеспечивает интенсификацию процесса разработки.

Оценка эффективности процесса закачки, основывается на анализе фактического отклика резервуара на закачку и на прогнозировании этого отклика в ближайшем будущем. Неадекватное описание и моделирование резервуара может привести к нерациональному расходованию ресурсов, снижению объемов добычи нефти, преждевременному обводнению скважин и др. [1, 2].

Важно отметить, что сложность геологического строения резервуара, (наличие тектонических нарушений, неоднородность свойств пластов по площади и по разрезу и др.), ограниченность проводимых гидродинамических исследований не позволяют адекватно оценивать и прогнозировать направления основных фильтрационных потоков [3].

Существуют различные методики анализа эффективности процесса заводнения резервуара: Hall plot, Chan plot, Reciprocal Productivity Index, WOR plot etc. и др. [4–7].

Важное значение имеют методы моделирования, которые позволяют, без проведения дополнительных промысловых исследований, адекватно описывать текущее состояние и спрогнозировать процесс разработки резервуара [3].



Одним из современных методов анализа и прогноза процесса заводнения являются Емкостно-Резистивные Модели (Capacitance-Resistance Model, CRM) [8, 9]. Различные модификации этой модели (CRMT, CRMP, CRMIP и др.) применяются для мониторинга и прогнозирования закачки как в целом по резервуару, так и для анализа взаимодействия эксплуатационных и нагнетательных скважин [9–10].

В статье для описания процесса нефтедобычи с поддержанием пластового давления предложена емкостно-резистивная модель, учитывающая нелинейность коэффициента продуктивности.

Емкостно-резистивная модель на основе нелинейного коэффициента продуктивности

CRM основана на материальном балансе с учетом упругого запаса жидкости в поровом пространстве резервуара [9].

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

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

где c_o и c_w коэффициенты сжимаемости нефти и воды с учетом сжимаемости пористой среды; V_o и V_w , соответственно, объемы пор занятые нефтью и водой в момент времени t , ($V_p = V_o + V_w$).

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

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

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

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

где $w(t)$ и $q(t)$ – соответственно объем закачиваемой воды и отбираемой жидкости в единицу времени.

С другой стороны:

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

Тогда подставляя выражение (4) в уравнение (3), получим:

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

В традиционном CRM [8, 9] применяется линейный коэффициент продуктивности $q(t) = J \Delta P$, где J – коэффициент продуктивности.

Но в практике разработки нефтегазовых месторождений коэффициент продуктивности в большинстве случаев является нелинейным [11].

Поэтому, для построения емкостно-резистивной модели был выбран нелинейный коэффициент продуктивности:

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

где P_{wf} – среднее забойное давление в эксплуатационной скважине.

Решив уравнения (5) с учетом (6), получим следующее уравнение для определения притока жидкости в скважину в единицу времени:

$$q = \left[\frac{2\tau\omega^2 \text{sh}(\omega t) + \sqrt{q(0)}\omega \text{ch}(\omega t)}{\omega \text{ch}(\omega t) + \frac{\sqrt{q(0)}}{2\tau} \text{sh}(\omega t)} \right]^2, \tag{7}$$

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 влияет на добычу жидкости, то $\omega^2(t)$ можно представить в виде:

$$\omega^2 = \frac{1}{4\tau^2} f w(t) - \frac{\sqrt{J}}{2\tau} \frac{dP_{wf}}{dt}, \tag{8}$$

где f – доля закачки, влияющая на добычу.



В дискретном виде процесс притока жидкости можно представить в виде:

$$q_i = \left[\frac{2\tau\omega_i^2 \operatorname{sh}(\omega_i t_i) + \sqrt{q_{i-1}} \omega_i \operatorname{ch}(\omega_i t_i)}{\omega_i \operatorname{ch}(\omega_i t_i) + \frac{\sqrt{q_{i-1}}}{2\tau} \operatorname{sh}(\omega_i t_i)} \right]^2, \tag{9}$$

где $t_i = t_{i-1} + \Delta t$.

Для случая постоянного забойного давления:

$$\omega_i^2 = \frac{1}{4\tau^2} f w(t_i). \tag{10}$$

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

На рисунке 1 приведены показатели работы добывающей скважины P1 и нагнетательной скважины I1. Как видно из представленных данных, в скважине P1 коэффициент продуктивности нелинейный (рис. 2).

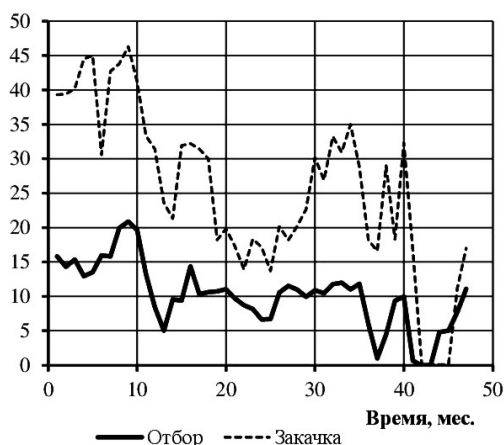


Рисунок 1 – Динамика дебита жидкости и забойного давления скважины P1 и закачки воды скважины I1

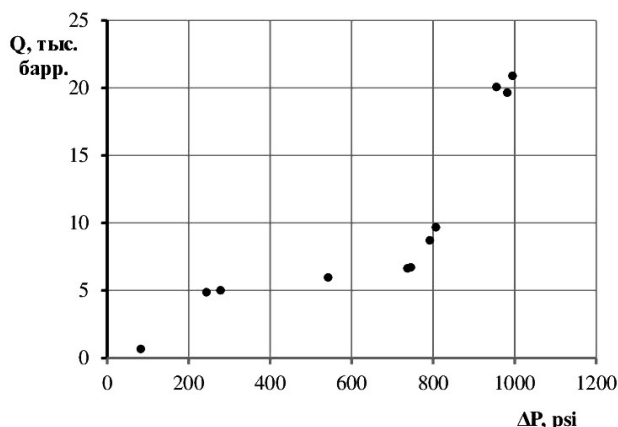


Рисунок 2 – Зависимость дебита жидкости и перепада давления скважины P1

На рисунке 3 показаны результаты моделирования дебита скважины P1 на основе предложенной CRM с нелинейным коэффициентом продуктивности и модели с линейным коэффициентом продуктивности [9, 12].

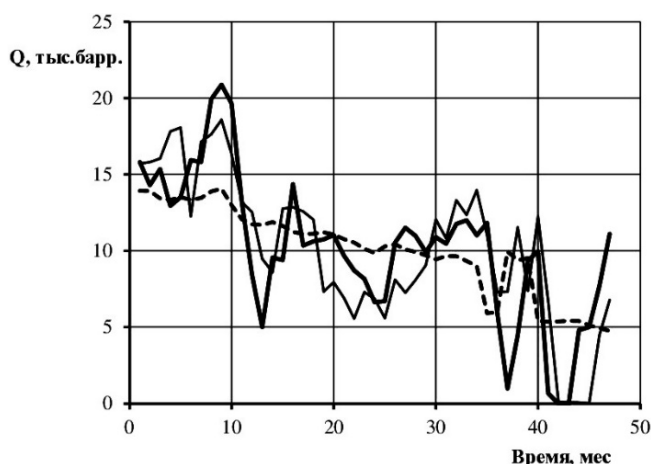


Рисунок 3 – Сравнение моделирования дебита скважины P1 на основе линейного и нелинейного коэффициентов продуктивности

Как видно из полученных результатов, CRM с учетом нелинейности коэффициента продуктивности лучше описывает фактическую добычу скважины по сравнению с CRM линейной продуктивности.

На основе проведенных исследований установлено, что предложенная модель адекватно описывает процесс добычи и может быть использована при прогнозировании показателей добычи и мониторинге процесса заводнения.



Выводы

Разработана емкостно-резистивная модель 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.

Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований. – 2004. – 368 с.
2. Ahmed T.H. Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing. – 2001.
3. Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений / А.Х. Мирзаджанзаде [и др.]. – Баку : Издательство «Елм», 1997. – 408 с.
4. Kumar A. Strength of Water Drive or Fluid Injection from Transient Well Test Data. – // J Pet Tech. – 1977. – № 29 (11). – P. 1497–1508.
5. Hearn C.L. Method Analyzes Injection Well Pressure and Rate Data. // Oil & Gas J. – 1983. – P. 117–120.
6. Chan K.S. Water Control Diagnostic Plots. Society of Petroleum Engineers // SPE Conference Paper, 30775-MS, 1995.
7. Analysis and Interpretation of Water / Y.C. Yortsos [et al.] // Oil Ratio in Waterfloods. SPE J. – 1999. – № 4. – P. 413–424,
8. Albertoni A. Inferring Interwell Connectivity from Well-Rate Fluctuations in Waterfloods. Paper SPE 75225 presented at the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery / A. Albertoni, L.W. Lake. – Tulsa, Oklahoma, 2002. – 13–17 April.
9. Yousef A. Investigating Statistical Techniques to Infer Interwell Connectivity from Production and Injection Rate Fluctuations : PhD dissertation. – U. of Texas, Austin, 2006.
10. Laochamroonvorapongse R. Advances in the Development and Application of a Capacitance-Resistance Model : PhD dissertation. – U. of Texas, Austin, 2013.
11. Aulisa E., Ibragimov A., Valko P. and Walton J.R. Mathematical framework of the well productivity index for fast Forchheimer (non-Darcy) flows in porous media // Mathematical Models and Methods in Applied Sciences. – 2009. – № 19(8). – P. 1241–1275.
12. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models for Water/Co2 Flood : PhD dissertation. – U. of Texas, Austin, 2008.

References

1. Mirzajanzade A. Modeling of oil and gas production processes / A. Mirzajanzade, M. Hasanov, R. Bahtizin. – M. : ICR, 2004.
2. Ahmed T.H. Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing. – 2001.
3. Fragments of development of sea oil and gas fields / Mirzadzhanzade A. [et al.]. – Baku : Elm, 1997.
4. Kumar A. Strength of Water Drive or Fluid Injection from Transient Well Test Data. – // J Pet Tech. – 1977. – № 29 (11). – P. 1497–1508.
5. Hearn C.L. Method Analyzes Injection Well Pressure and Rate Data. // Oil & Gas J. – 1983. – P. 117–120.
6. Chan K.S. Water Control Diagnostic Plots. Society of Petroleum Engineers // SPE Conference Paper, 30775-MS, 1995.
7. Analysis and Interpretation of Water / Y.C. Yortsos [et al.] // Oil Ratio in Waterfloods. SPE J. – 1999. – № 4. – P. 413–424,
8. Albertoni A. Inferring Interwell Connectivity from Well-Rate Fluctuations in Waterfloods. Paper SPE 75225 presented at the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery / A. Albertoni, L.W. Lake. – Tulsa, Oklahoma, 2002. – 13–17 April.
9. Yousef A. Investigating Statistical Techniques to Infer Interwell Connectivity from Production and Injection Rate Fluctuations : PhD dissertation. – U. of Texas, Austin, 2006.
10. Laochamroonvorapongse R. Advances in the Development and Application of a Capacitance-Resistance Model : PhD dissertation. – U. of Texas, Austin, 2013.
11. Aulisa E., Ibragimov A., Valko P. and Walton J.R. Mathematical framework of the well productivity index for fast Forchheimer (non-Darcy) flows in porous media // Mathematical Models and Methods in Applied Sciences. – 2009. – № 19(8). – P. 1241–1275.
12. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models for Water/Co2 Flood : PhD dissertation. – U. of Texas, Austin, 2008.