

Никита Олегович ШЕВЦОВ<sup>1</sup>

Александр Васильевич КОРЫТОВ<sup>2</sup>

УДК 519.622

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОГНОСТИЧЕСКОЙ СПОСОБНОСТИ  
АНАЛИТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА CRM  
В РАМКАХ РЕТРОСПЕКТИВНОГО ТЕСТА  
НА РЕАЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

<sup>1</sup> аспирант кафедры прикладной и технической физики,  
Тюменский государственный университет;  
ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
noshevtsov@tnnc.rosneft.ru

<sup>2</sup> главный инженер проекта,  
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
avkorytov2@tnnc.rosneft.ru

**Аннотация**

Для решения задач оперативного регулирования и оптимизации системы заводнения выбор модели должен исходить из понимания ее прогностической способности. В статье получены результаты оценки прогностической способности аналитической модели материального баланса CRM в рамках ретроспективного теста на участке реального месторождения. Помимо классического для модели CRM однофазного представления, особое внимание уделено прогностическим качествам двухфазных формулировок модели. По результатам тестирования показано, что модель CRM в двухфазной постановке позволяет прогнозировать добычу нефти на высоком уровне точности с детализацией до элементов заводнения.

---

**Цитирование:** Шевцов Н. О. Исследование прогностической способности аналитической модели материального баланса CRM в рамках ретроспективного текста на реальном месторождении / Н. О. Шевцов, А. В. Корытов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 3 (31). С. 72-84.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-3-72-84

---

**Ключевые слова**

Взаимовлияние скважин, обратная задача, Capacitance-Resistive Models (CRM), прогноз обводненности.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-3-72-84

**Введение**

На поздней стадии разработки нефтяных месторождений одной из наиболее актуальных задач является оперативное регулирование и оптимизация системы заводнения. Для эффективного регулирования системы заводнения требуются модели пласта, позволяющие выполнять прогнозы динамики дебита для различных сценариев оптимизации быстро и достоверно. Использование полномасштабных гидродинамических моделей для решения таких задач дает нужную степень достоверности, однако зачастую является неуместным в связи с высокими затратами времени и ресурсов на их актуализацию. Поэтому для решения задач регулирования системы ППД возрастает необходимость введения и практического использования оперативных моделей с упрощенной физикой. Одной из таких моделей является модель емкостных сопротивлений CRM [5].

В основе CRM модели заложено уравнение материального баланса и уравнение Дарси. Такая система уравнений имеет классическое аналитическое решение, учитывающее первичную добычу жидкости, влияние нагнетательных скважин и изменение забойного давления:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0)e^{-\left(\frac{t_n-t_0}{\tau_j}\right)} + \sum_{k=1}^n \left\{ e^{-\left(\frac{t_n-t_k}{\tau_j}\right)} \left( 1 - e^{-\left(\frac{\Delta t_k}{\tau_j}\right)} \right) \left[ \sum_{i=1}^{N_{inj}} f_{ij} I_i^{(k)} - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{wf,j}^{(k)}}{\Delta t_k} \right] \right\} \quad (1)$$

(для  $j = 1, 2, \dots, NP$ ),

где  $q_j$  — дебит жидкости;  $I_i^{(k)}$  — приемистость;  $J_j$  — коэффициент продуктивности;  $p_{wf,j}^{(k)}$  — забойное давление;  $\tau_j = \left(\frac{c_t V_p}{J}\right)_j$  — константа времени;

$f_{ij} = \frac{q_{ij}(t)}{i_i(t)}$  — коэффициент влияния  $i$ -й нагнетательной скважины на  $j$ -ю добывающую (коэффициент взаимовлияния скважин),  $NP$  — количество добывающих скважин.

На вход модели требуется минимальный набор промысловых данных, в результате решения обратной задачи подбираются коэффициенты взаимовлияния между нагнетательными и добывающими скважинами, время реакции и коэффициент продуктивности для добывающих скважин.

Дополнение классической однофазной CRM модели моделью обводненности позволяет также прогнозировать дебиты нефти добывающих скважин

и расширяет возможности оперативного анализа сложившейся системы разработки. В статье [3] авторы приводят краткий обзор существующих подходов к двухфазному CRM-моделированию, начиная от простых эмпирических моделей (характеристик вытеснения авторов П. Х. Джентила (P. H. Gentil) и Е. А. Коваля (E. A. Koval)) и адаптации модели Баклея-Левретта для CRM, заканчивая сложной, настраиваемой совместно с решением уравнения материального баланса, моделью Фей Цао (Fei Cao model). В конечном итоге авторы предлагают собственную оригинальную модель динамики обводненности, в которой используется множество характеристик вытеснения (по количеству влияющих нагнетательных скважин), названной мультихарактеристической (далее MX) моделью.

Главное назначение любой модели — это предоставление возможностей для изучения объекта моделирования и в т. ч. для получения прогнозных характеристик.

Предсказательная способность аналитических моделей, основанных на решении уравнения материального баланса, все еще вызывает сомнения у некоторых отечественных инженеров-исследователей. Так некоторые исследователи полагают, что такие модели могут не давать достоверного прогноза дебитов нефти [2]. В другой статье [9] на примере реального месторождения показано, что модель CRM проигрывает в прогностической способности моделям пьезопроводности (Lake et al., 2014) и машинного обучения (ElasticNet (Friedman et al., 2010; Seung-Jean et al., 2007) и XGBoost (Chen et al., 2016)) и может использоваться только в ансамбле с этими моделями. При этом имеются и многочисленные подтверждения точности прогноза CRM моделей [4, 7].

По мнению авторов, решение о применимости моделей CRM для каждого конкретного месторождения и объекта разработки должно приниматься индивидуально по результатам исследования прогностической способности на этом объекте разработки.

Исследования будут проводиться при помощи разработанного в Тюменском нефтяном научном центре программного продукта «Ариадна» [1], который представляет собой реализацию модели CRM, и в котором также реализованы вышеописанные модели обводненности.

## Методы

Исследование прогностической способности модели CRM проводится по методу ретроспективного теста. Ретроспективный тест состоит из двух частей. На первом этапе проводится адаптация CRM, но не для всего временного диапазона работы скважин, а только для его части, составляющей начальные 2/3 всего временного диапазона. Таким образом, история разработки составляет интервал времени 01.06.2014-01.10.2015 (17 мес.), а прогноз — 01.11.2015-01.05.2016 (7 мес.). Затем на адаптированной модели проводится прогнозный расчет, результаты которого сопоставляются с эталонными данными.

В качестве эталонных значений режимов работы скважин выступали промысловые данные с реального месторождения. Объектом моделирования была

выбрана залежь викуловской свиты. Участок (рис. 1) характеризуется наличием сформированной системы ППД и достаточно высокой степенью отклика добывающих скважин на закачку. На данном участке актуален вопрос оптимизации добычи путем регулирования режимов работы нагнетательных скважин.

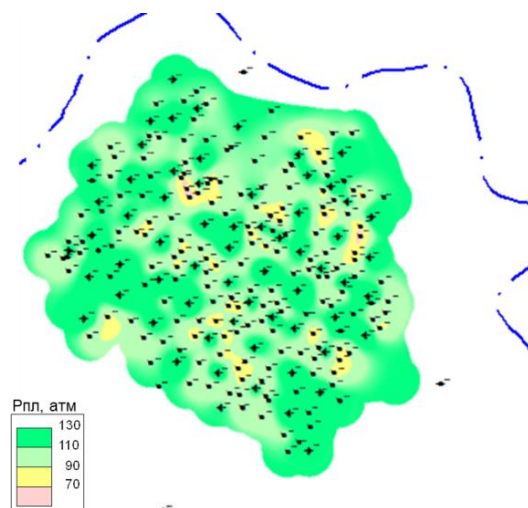


Рис. 1. Карта энергетического состояния

Fig. 1. Energy state map

Поскольку адаптация модели CRM представляет собой решение обратной задачи, т. е. минимизацию значения ЦФ ошибки путем подбора значений коэффициентов, то для снижения уровня неопределенности в поиске значений коэффициентов было принято решение разделить участок на несколько секторов (рис. 2). Адаптация проводилась в несколько итераций:

1. Отдельно для каждого сектора были проведены первичные расчеты и найдены коэффициенты взаимовлияния скважин
2. Проведен расчет полномасштабной модели с фиксированными коэффициентами взаимовлияния для неграничных нагнетательных скважин. Таким образом, исключается возможность возникновения превышающих единицу значений суммы коэффициентов взаимовлияния для граничных нагнетательных скважин.
3. Проведены повторные расчеты на каждом секторе с фиксированными значениями коэффициентов взаимовлияния граничных нагнетательных скважинах, найденными на предыдущем шаге.

Количество нагнетательных скважин — 60 шт.

Количество добывающих скважин — 164 шт.

21 добывающая скважина была исключена из расчета прогнозных показателей по причине прекращения работы на прогнозном интервале или из-за проведения на них ГТМ, т. к. классическая постановка модели CRM, реализованная в ПО Ариадна, не позволяет учитывать нестационарность коэффициента

продуктивности скважин. Показатели исключенных скважин не включены на графики адаптации, однако обратная задача по нахождению коэффициентов влияния (адаптация модели по жидкости) решалась с учетом их работы.

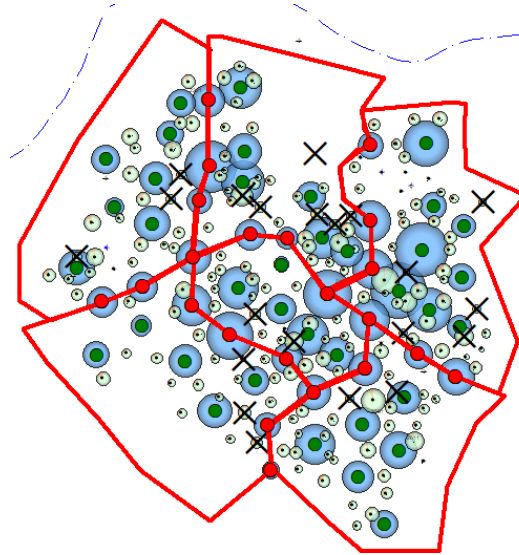


Рис. 2. Расположение скважин

Fig. 2. Location of wells

### Результаты исследования и их обсуждение

#### Адаптация модели по жидкости

На рис. 3 представлены результаты автоадаптации модели CRM по жидкости в ПО Ариадна. Для однофазной постановки наблюдается высокая точность повторения расчетных показателей факта (отклонение менее 1.5% по накопленной жидкости).

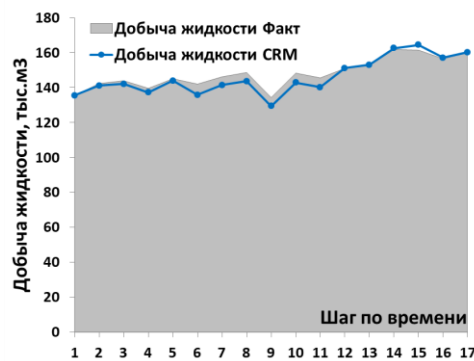


Рис. 3. Результаты адаптации модели по жидкости



Fig. 3. Results of model matching for fluid

Адаптация моделей обводненности

Далее была проведена автоадаптация модели по нефти на основе двух моделей обводненности (далее м.о.): МХ м.о. и м.о. Gentil. Для обеих моделей на периоде адаптации наблюдается приемлемая сходимость расчетных интегральных показателей с фактическими — отклонение менее 3.5% по накопленной нефти для МХ м.о. и менее 1.5% для м.о. Gentil (рис. 4).

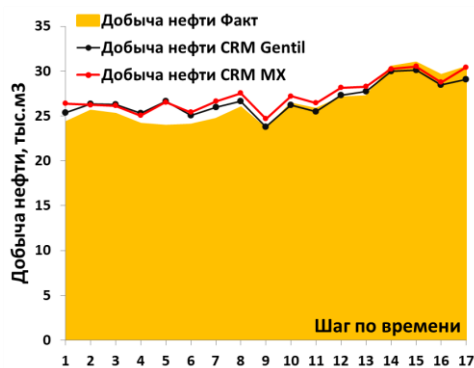


Рис. 4. Результаты адаптации модели по нефти

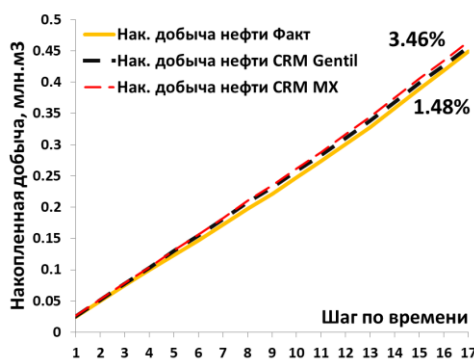


Fig. 4. Results of model matching for oil

Также приведены результаты автоадаптации поскважинно (рис. 5). Видно, что показатели сходимости адаптации с фактом по нефти для модели Gentil достаточно высоки — расхождение по накопленной нефти у скважин, обеспечивающих более 90% добычи, не превышает 10%. Адаптация мультихарактеристической модели получилась значительно хуже — расхождение по накопленной нефти более 10% у скважин, обеспечивающих более 30% добычи.

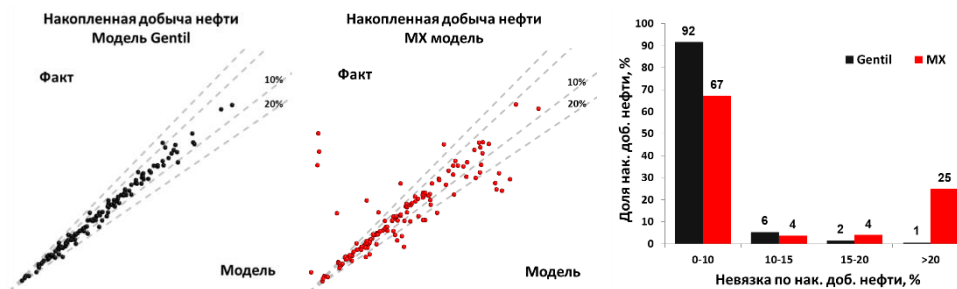


Рис. 5. Результаты адаптации модели по нефти на уровне отдельных скважин

Fig. 5. Results of oil model matching at the level of individual wells

По результатам адаптации можно резюмировать, что однофазная постановка модели показала высокую степень сходимости расчетов с фактом на этапе адаптации.

Ошибка адаптации модели по нефти при использовании МХ м.о., в отличие от м.о. Gentil, оказались значительно выше. В частности, это обусловлено тем, что для МХ модели в режиме автоматической настройки алгоритмом выбирается интервал, который зачастую меньше интервала настройки по жидкости. Следовательно, в периоды, на которых настройка МХ модели по скважине отсутствует, значение ошибки предельно высоко. Исключения этих периодов из графика адаптации не проводились умышленно с целью корректного отображения добычи нефти при сравнении адаптаций обеих м.о.

В целом ПО Ариадна показала высокое качество адаптации модели CRM как в однофазной постановке, так и по нефти. По результатам адаптации можно говорить о пригодности модели для использования на этапе прогноза.

#### Прогнозные расчеты моделей

Далее на модели CRM был проведен прогнозный расчет. Как было указано ранее, продолжительность прогнозного интервала равна 7 месяцам. Начало прогнозного интервала было выбрано таким образом, чтобы обеспечить на первом расчетном шаге значительное изменение суммарной приемистости на участке («стресс-тест» модели). В данном случае видно, что суммарная приемистость в шаг начала прогноза снизилась почти на 20% относительно показателя предыдущего шага (рис. 6).

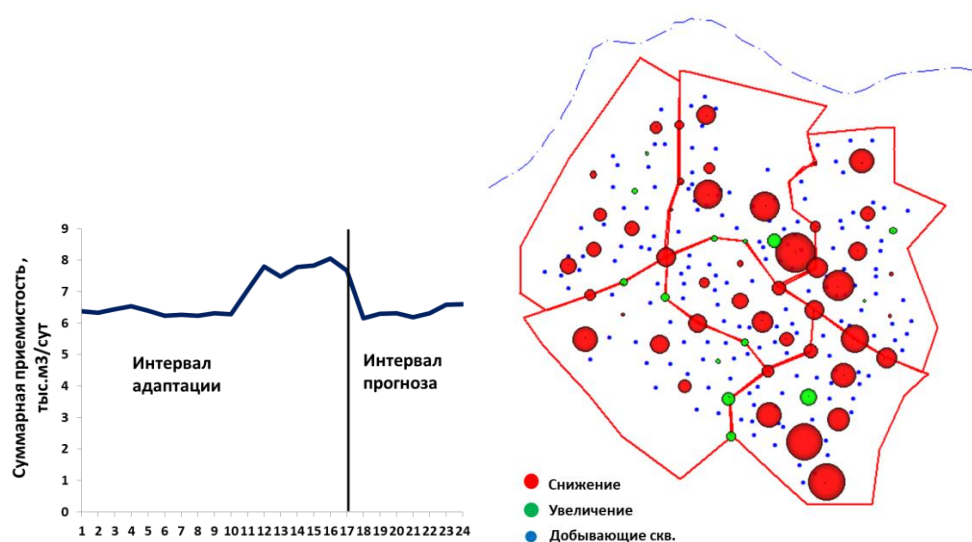


Рис. 6. Суммарная приемистость нагнетательных скважин

Fig. 6. Total injectivity of injection wells

На рис. 7 приведены результаты прогнозных расчетов моделей. Видно, что для обеих м.о. достигнуты высокие показатели сходимости интегральных показателей прогнозных расчетов с фактом. Невязка по накопленной добыче

жидкости на прогнозном интервале не превышает 5%, расхождение по накопленной добыче нефти для МХ м.о. и м.о. Gentil не превышают 3.6% и 1.4% соответственно.

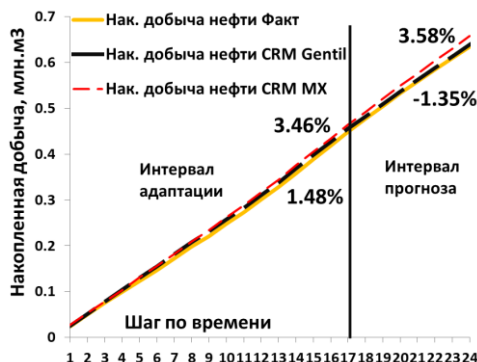
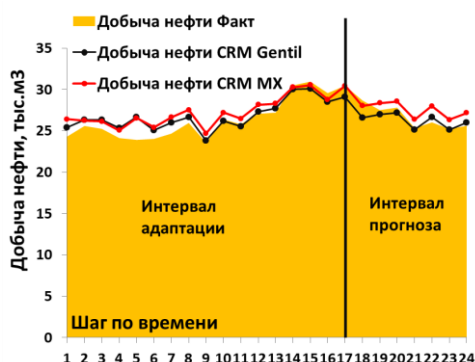
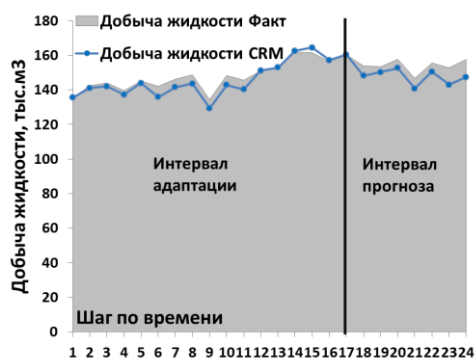


Рис. 7. Результаты прогнозных расчетов моделей

Fig. 7. Results of predictive calculations of models

В приближении до уровня добывающих скважин точность прогноза модели по жидкости показала удовлетворительный уровень — не менее 75% накопленной добычи нефти обеспечено скважинами, по которым невязка накопленной жидкости не превышает 10%. Однако при прогнозировании добычи нефти то же количество накопленной добычи (75%) обеспечивается скважинами, расхождения по которым лежат в коридоре 20% (рис. 8).

В то же время, при рассмотрении результатов на уровне нагнетательных скважин (элементов заводнения), обе модели имеют достаточно высокую точность прогноза — практически 80% накопленной добычи нефти для м.о. Gentil и более 70% для МХ м.о. обеспечено элементами заводнения, расхождения по которым не превышает 10% (рис. 9). Однако модель обводненности Gentil показывает лучшую сходимость.



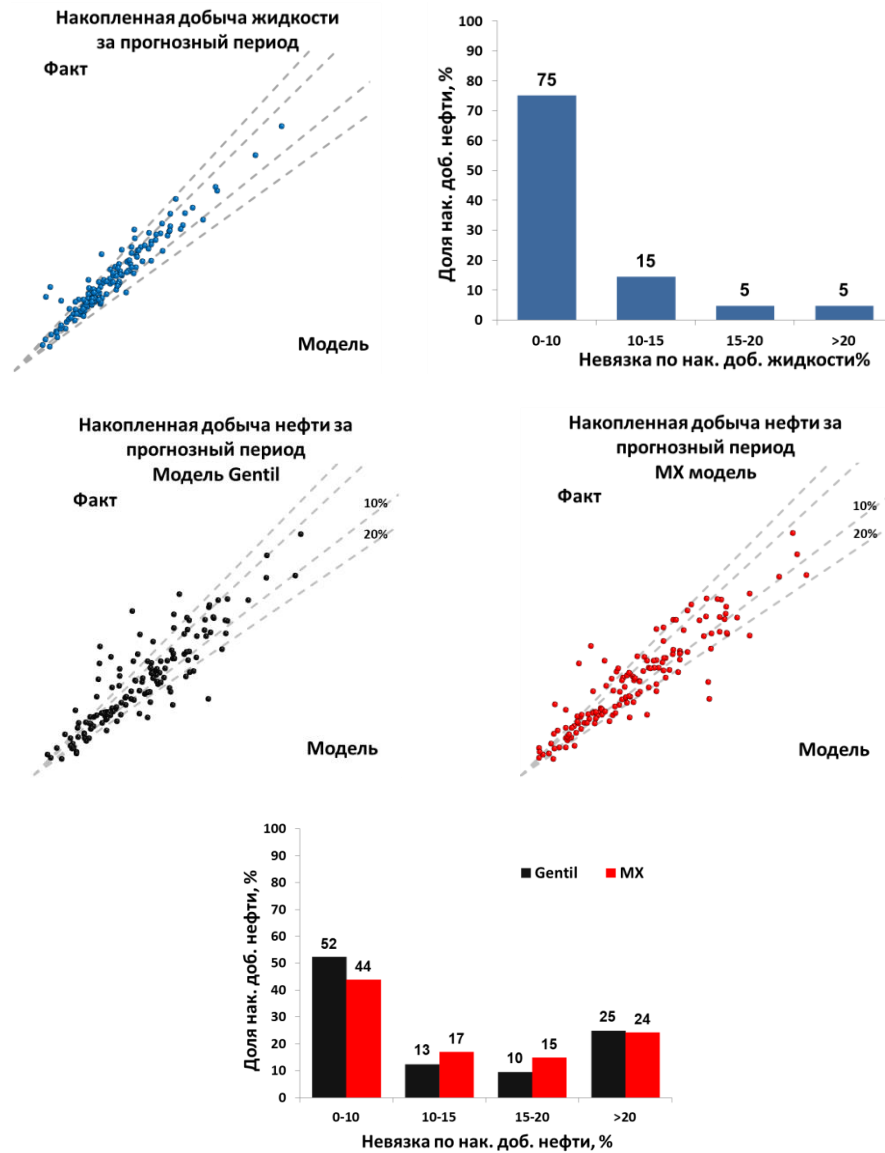


Рис. 8. Результаты прогнозных расчетов моделей на уровне добывающих скважин

Fig. 8. Results of predictive calculations of models at the level of producing wells

### Заключение

Результаты проведенного исследования на реальном месторождении показывают, что прогноз модели CRM по жидкости имеет высокую степень сходимости с фактическими показателями как в целом по рассмотренному участку, так и отдельно по добывающим скважинам.

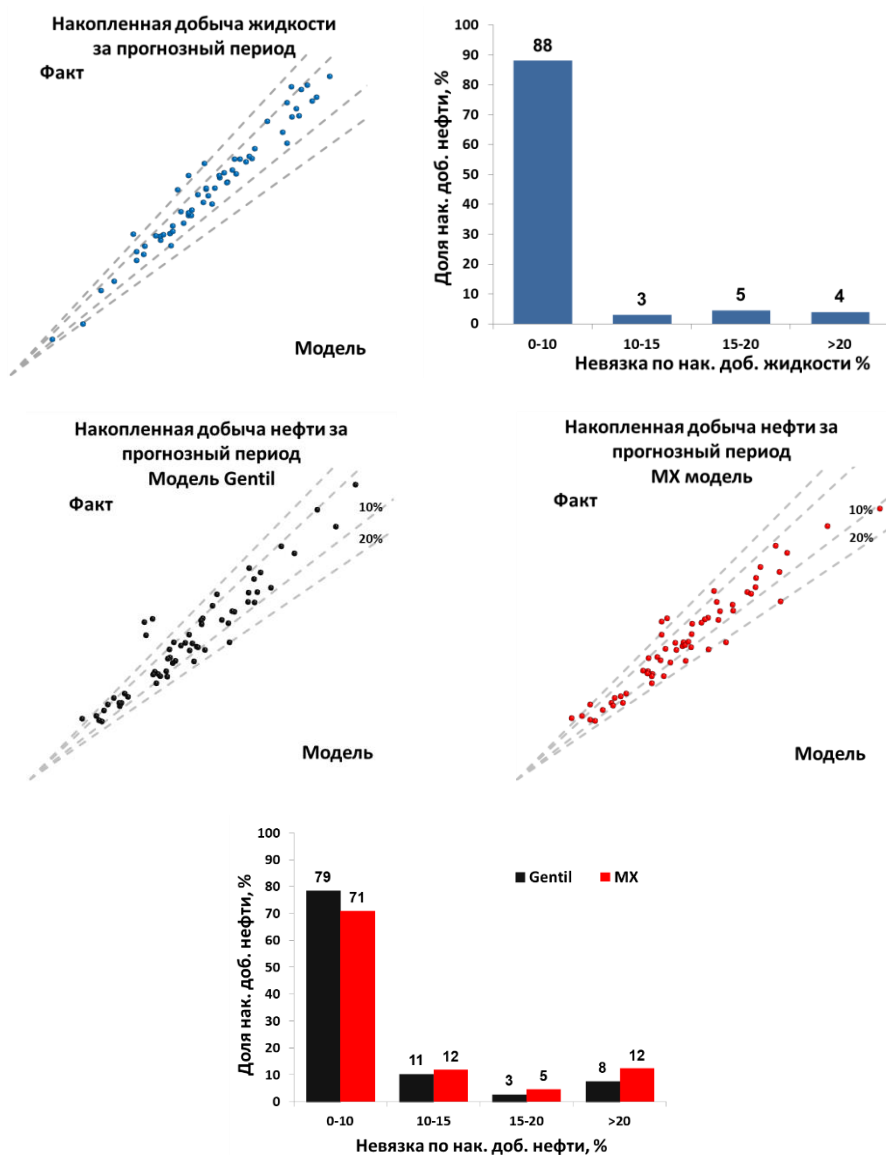


Рис. 9. Результаты прогнозных расчетов моделей на уровне элементов заводнения

Fig. 9. Results of predictive calculations of models at the level of elements

Прогноз дебитов нефти, выполненный с помощью выбранных моделей обводнения, также показал достаточно высокую степень сходимости с фактом. Точность прогноза остается удовлетворительной с детализацией до элементов заводнения (нагнетательная скважина и ее окружение). При этом

лучшую сходимость имеет более простая эмпирическая модель обводненности (Gentil).

Таким образом, проведенное исследование показало, что модель CRM применима для прогноза добычи и оценке оптимизационных мероприятий на викуловской свите тестируемого месторождения. Для принятия решений о применимости моделей CRM на других объектах разработки и месторождениях рекомендуется проводить аналогичные ретроспективные тесты.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ариадна: свид. регистрации программы для ЭВМ 2019661608 / С. В. Степанов, А. В. Степанов, А. Д. Бекман, А. А. Ручкин. № 2019660439; заявл. 21.08.2019; опубл. 04.09.2019.
2. Критический анализ метода прокси-моделирования INSIM-FT (Interwell numerical simulation front tracking models) на синтетических моделях и реальном месторождении / А. А. Нехорошкова, М. Ю. Данько, А. С. Завьялов, А. О. Елишева // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 12 (229). С. 49-55.
3. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования / А. Д. Бекман, Т. А. Поспелова, Д. В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Т. 6. № 1 (21). С. 192-207.
4. Application of CRM-like models for express forecasting and optimizing field development / D. Olenchikov, D. Posvyanskii // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia. October 2019.
5. Development and application of capacitance-resistive models to water/CO2 floods: diss. ... Dr. Sci. / M. Sayarpour. Austin, TX, USA: University of Texas, 2008.
6. Heavy oil waterflood application of capacitance resistance models / T. Zhang, O. Izgec, M. Sayarpour // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, USA. September 2018.
7. Identifying cost-effective waterflooding optimization opportunities in mature reservoirs from data driven analytics / A. Yrigoyen, L. Saputelli, A. Chacon, J. Chegin // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, USA. October 2017.
8. Improved waterflood analysis using the capacitance-resistance model within a control systems framework / R. W. Holanda, E. Gildin, J. L. Jensen // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Quito, Ecuador. November 2015.
9. Short-term forecasting of well production based on a hybrid probabilistic approach / A. S. Evseenkov, D. K. Kuchkildin, K. I. Krechetov [et al.] // Society of Petroleum Engineers. SPE Russian Petroleum Technology Conference 2021. RPTC 2021. Virtual, Online, 12–15 октября 2021 года. DOI 10.2118/SPE-206519-MS.

Nikita O. SHEVTSOV<sup>1</sup>  
Alexander V. KORYTOV<sup>2</sup>

UDC 519.622

**STUDY OF THE PREDICTIVE ABILITY OF THE CRM  
ANALYTICAL MATERIAL BALANCE MODEL AS A PART  
OF A RETROSPECTIVE TEST ON A REAL FIELD**

- <sup>1</sup> Postgraduate Student,  
Department of Applied and Technical Physics, University of Tyumen;  
Leading Specialist, Tyumen Oil Research Center  
noshevtsov@tnc.rosneft.ru
- <sup>2</sup> Chief Project Engineer,  
Tyumen Oil Research Center  
avkorytov2@tnc.rosneft.ru

**Abstract**

For solving the problems of operational control and optimization of the waterflooding system, the choice of a model should be based on an understanding of its predictive ability. The article obtained the results of assessing the predictive ability of the CRM analytical material balance model in the framework of a retrospective test at a real field site. In addition to the single-phase representation, classical for the CRM model, special attention is paid to the predictive qualities of the two-phase formulations of the model. Based on the test results, it is shown that the CRM model in a two-phase setting allows predicting oil production at a high level of accuracy with detailing to waterflooding elements.

**Keywords**

Well interference, inverse problem, Capacitance-Resistive Models (CRM), water cut forecast.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-3-72-84**

---

**Citation:** Shevtsov N. O., Korytov A. V. 2022. "Study of the predictive ability of the CRM analytical material balance model as a part of a retrospective test on a real field". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 3 (31), pp. 72-84.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-3-72-84

**REFERENCES**

1. Stepanov S. V., Stepanov A. V., Beckman A. D., Ruchkin A. A. 2019. Certificate of registration of the program for the ECM 2019661608 “Ariadna”. No. 2019660439; declared 21 August 2019; published 04 September 2019. [In Russian]
2. Nekhoroshkova A. A., Danko M. Yu., Savyalov A. S., Olisheva A. O. 2019. “Critical analysis of the INSIM-FT (Interwell numerical simulation front tracking models) proxy modeling method”. *Oil. Gas. Innovations*, no. 12 (229), pp. 49-55. [In Russian]
3. Beckman A. D., Pospelova T. A., Zelenin D. V. 2020. “A new method for predicting well water cut dynamics using CRMP modeling results”. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 6, no. 1 (21), pp. 192-207. [In Russian]
4. Olenchikov D., Posvyanskii D. 2019. “Application of CRM-like models for express forecasting and optimizing field development”. *Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia.
5. Sayarpour M. 2008. “Development and application of capacitance-resistive models to water/CO<sub>2</sub> floods”. Dr. Sci. diss. Austin, TX, USA: University of Texas.
6. Zhang T., Izgec O., Sayarpour M. 2018. “Heavy oil waterflood application of capacitance resistance models”. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas, USA.
7. Yrigoyen A., Saputelli L., Chacon A., Chegin J. 2017. “Identifying cost-effective waterflooding optimization opportunities in mature reservoirs from data driven analytics”. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, USA.
8. Holanda R. W., Gildin E., Jensen J. L. 2015. “Improved waterflood analysis using the capacitance-resistance model within a control systems framework”. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Quito, Ecuador.
9. Evseenkov A. S., Kuchkildin D. K., Krechetov K. I. [et al.] 2021. “Short-term forecasting of well production based on a hybrid probabilistic approach”. *Society of Petroleum Engineers. SPE Russian Petroleum Technology Conference 2021. RPTC 2021*. Virtual, Online. DOI 10.2118/SPE-206519-MS.