

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.139-152>

EDN PJIUKP

УДК 622.276.1/4.001.57

Тестирование адаптации CRM модели на данных гидродинамического моделирования

¹Нафиков Т.А., ²Ханипов М.Н.

¹ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», Альметьевск, Россия

²ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

Testing the CRM model adaptation based on hydrodynamic modeling data

¹T.A. Nafikov, ²M.N. Khanipov

¹Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

²TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Bugulma, Russia

E-mail: tagirskeyter@gmail.com

Аннотация. В статье описывается опыт по тестированию аналитической CRM модели (емкостно-резистивные модели, Capacitance Resistance Model) на качество адаптации к данным гидродинамического симулятора простого объекта разработки. Объект моделирования – трехслойный однородный пласт с различной проницаемостью по вертикали и однородный по горизонтали. Сетка скважин – ячейка заводнения с одной нагнетательной и восемью добывающими скважинами, расположенными по девятиточечной схеме. Симуляция проводилась длительностью в 187 шагов, шаг расчета – 1 месяц. Проведены несколько различных симуляций гидродинамической модели с разными режимами работы скважин: постоянная и переменная приемистость, режим поддержки дебита и режим поддержки давления на забое. Рассчитаны CRM модели для каждого случая, проанализированы графики, сделаны выводы. Цель исследования – с помощью тестирования на синтетических данных определить работоспособность CRM модели и ее потенциальную пригодность к работе на реальных данных.

Ключевые слова: емкостно-резистивные модели, Capacitance Resistance Model, гидродинамические модели, аналитические модели, математическое моделирование,

прокси-моделирование, нефтяной пласт, синтетические данные, моделирование, режимы работы скважин

Для цитирования: Нафиков Т.А., Ханипов М.Н. Тестирование адаптации CRM модели на данных гидродинамического моделирования // Нефтяная провинция.-2024.-№1(37).-С. 139-152. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.139-152>. - EDN PJIUKP

Abstract. The article describes the experience of testing adaptation quality of an analytical CRM model (Capacity Resistance Model) to the simple oil-development object hydrodynamic simulator data. The simulation object is a three-layer homogeneous oil reservoir with various vertical permeability and homogeneous horizontal permeability. Well stock contains one injector and eight producers arranged in a nine-point waterflooding pattern. The duration of a simulation is 187 steps, the calculation step equals 1 month. Several different simulations of the hydrodynamic model with different well constraints have been carried out, namely: constant and variable injection rate, constant flow rate and constant bottom-hole pressure maintenance constraint. For each simulation case CRM models have been calculated then graphs have been analyzed and conclusions have been made. The purpose of the study is to use synthetic data testing to determine the performance of the CRM model and its potential suitability for real data handling.

Key words: *Capacity Resistance Model, hydrodynamic models, analytical models, mathematical modeling, proxy modeling, oil reservoir, synthetic data, modeling, well constraints, well operation*

For citation: T.A. Nafikov, M.N. Khanipov Testirovaniye adaptatsii CRM modeli na dannykh gidrodinamicheskogo modelirovaniya [Testing the CRM model adaptation based on hydrodynamic modeling data]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(37), 2024. pp. 139-152. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.139-152>. EDN PJIUKP (in Russian)

Введение

Емкостно—резистивные модели (CRM) являются аналитическими моделями первого порядка и основаны на уравнении материального баланса [1].

$$c_t V_p \frac{d\bar{p}}{dt} = i(t) - q(t), \quad (1)$$

где c_t – сжимаемость общая, V_p – поровый объем дренирования, \bar{p} – среднее давление в V_p , $i(t)$ – расход нагнетаемой жидкости в пласт, $q(t)$ – расход добываемой жидкости из пласта.

Правая часть уравнения (1) содержит разность расходов нагнетания и добычи, а левая – отображает физическую зависимость возможности движения жидкости в пласте за счет неизменных параметров – сжимаемости и порового объема, и за счет изменения среднего давления в разрезе времени. Решение данного уравнения применительно к нефтяному пласту было впервые получено в [1] и впоследствии дополнялось и уточнялось другими исследователями [2–4].

Основные параметры модели определяются на основе колебаний данных дебита жидкости и приемистости на ограниченном участке.

Выполняя адаптацию CRM моделей на данных нефтепромысловых объектов, исследователи нередко сталкиваются с проблемой получения некачественной адаптации [5,6]. Поначалу такие результаты могут ослабить интерес к данному типу моделей и констатации их непригодности. С целью проверки работоспособности данного вида моделей в статье проведено тестирование CRM модели на синтетических данных, полученных из гидродинамического симулятора.

Описание объекта исследования

В качестве объекта исследования задан ограниченный участок, содержащий одну нагнетательную и восемь добывающих скважин, расположенных по девятиточечной схеме (Рис. 1).

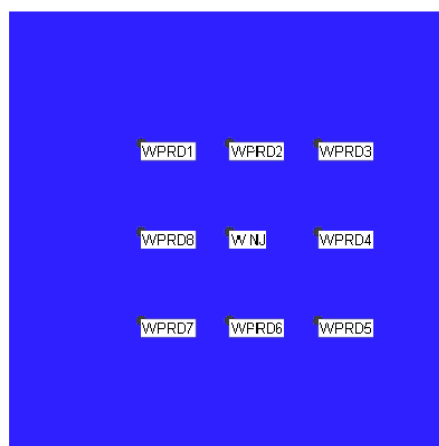


Рис. 1. Схема расположения скважин исследуемой модели, гидродинамический симулятор Tempest

Плотность нефти в поверхностных условиях задавалась равной 920 кг/м^3 , плотность воды 1100 кг/м^3 , температура пласта 25°C .

Схема исследования модели

Для проверки работоспособности CRM модели было выполнено несколько вариантов расчетов ГДМ с различными значениями управляющих параметров – дебитов, приемистостей и режимов скважин (на поддержании дебита или поддержании давления).

Тест 1. Поддержка забойного давления добывающих скважин при постоянном значении приемистости

При первом варианте расчета мы тестировали работу модели CRM при идеальных условиях – когда дебит добывающей скважины связан с изменением пластового давления. Режим работы нагнетательной скважины задавался постоянным и равным $2000 \text{ м}^3/\text{сут}$ на протяжении всего времени симуляции, а добывающие скважины были настроены на поддержание забойного давления на уровне 50 бар. Предел давления по приемистости нагнетательной скважины установлен равным 250 бар (Рис. 2).

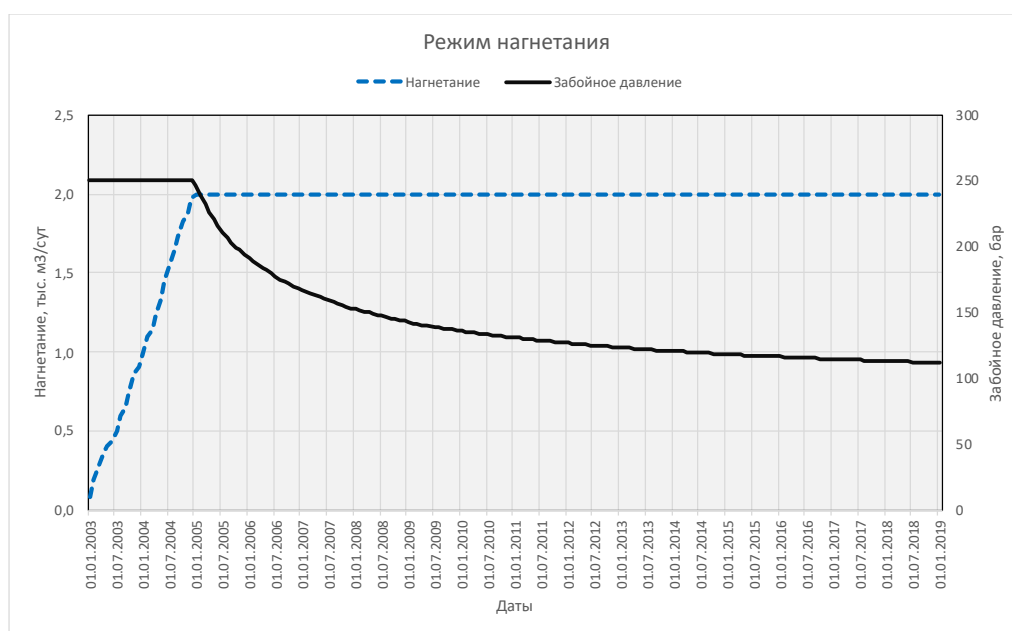


Рис. 2. Нагнетание с заданным расходом нагнетания $2000 \text{ м}^3/\text{сут}$ и верхним пределом по $P_{\text{заб}}$ в 250 бар

Выполнив симуляцию данной ГДМ модели и рассчитав для этих данных аналитическую модель, получили, что при существующих вводных CRM модель не может точно описывать дебит по жидкости добывающих скважин. Данный результат обусловлен природой CRM моделей: настройка ее параметров происходит на основе колебаний известных дебитов и приемистостей, а данные параметры в текущем расчете являются практически неизменной величиной.

Для наглядности приведены графики скважин, отстоящих от нагнетательной по диагонали (скважина P1, рис. 3) и по прямой (скважина P2, рис. 4).

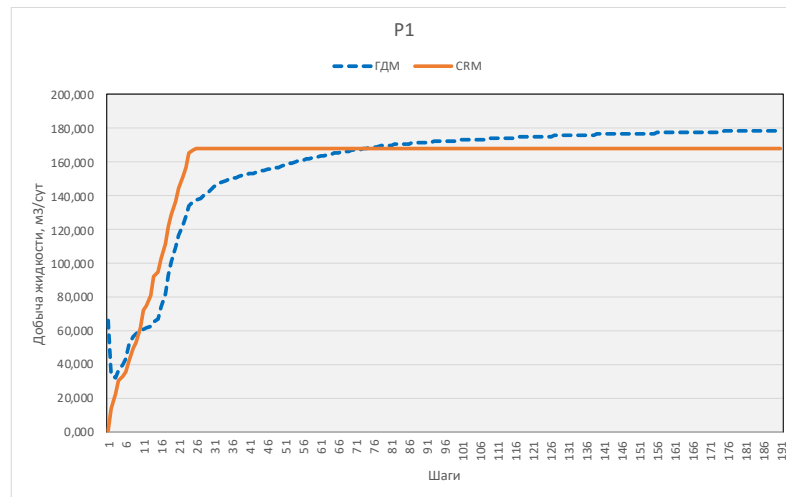


Рис. 3. Добыча жидкости добывающей скважины P1, м³/сут.

Относительная ошибка модели – 8,2%

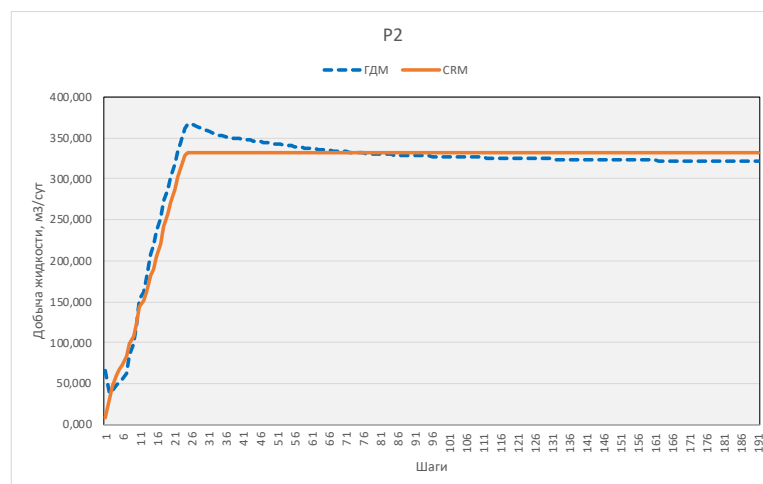


Рис. 4. Добыча жидкости добывающей скважины P2, м³/сут.

Относительная ошибка модели – 4,4%

Результат по скважине P1 содержит в себе геометрический эффект расположения скважин по диагонали, что при симуляции в ГДМ дает дополнительную ошибку расчета. Результаты по остальным шести добывающим скважинам аналогичны приведенным выше.

Тест 2. Поддержка забойного давления добывающих скважин при переменном значении приемистости

Далее был проверен расчет при прочих равных условиях, но значение приемистости изменялось каждый год. Ожидалось, что при таких настройках объекта CRM модель покажет более точную адаптацию к «факту» (Рис. 5).

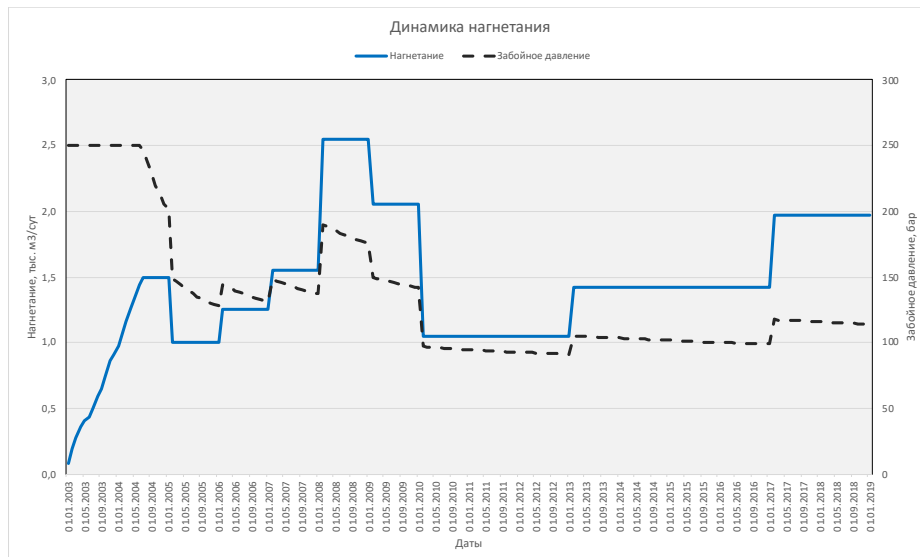


Рис. 5. Переменное значение приемистости и забойное давление нагнетательной скважины

Выполнив симуляцию и проведя настройку CRM таким же образом, как и в прошлом эксперименте, получили меньшую относительную ошибку модели и визуально наблюдаем более качественную адаптацию (Рис. 6, 7).

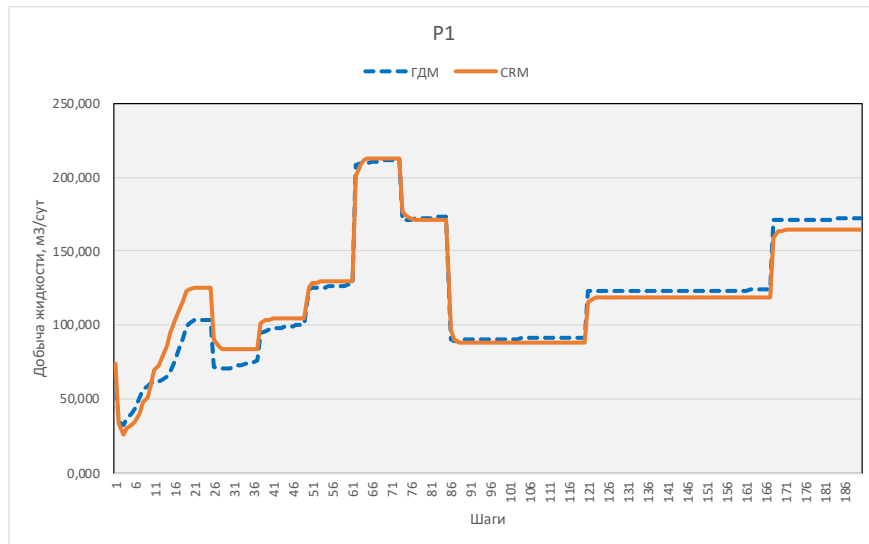


Рис. 6. Добывающая скважина P1. Добыча жидкости, м³/сут.

Относительная ошибка модели – 6,8%

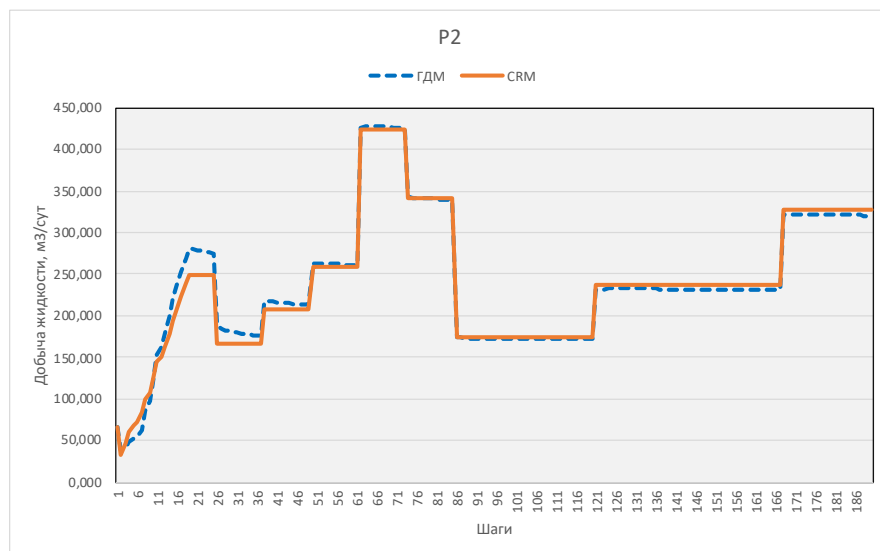


Рис. 7. Добывающая скважина P2. Добыча жидкости, м³/сут.

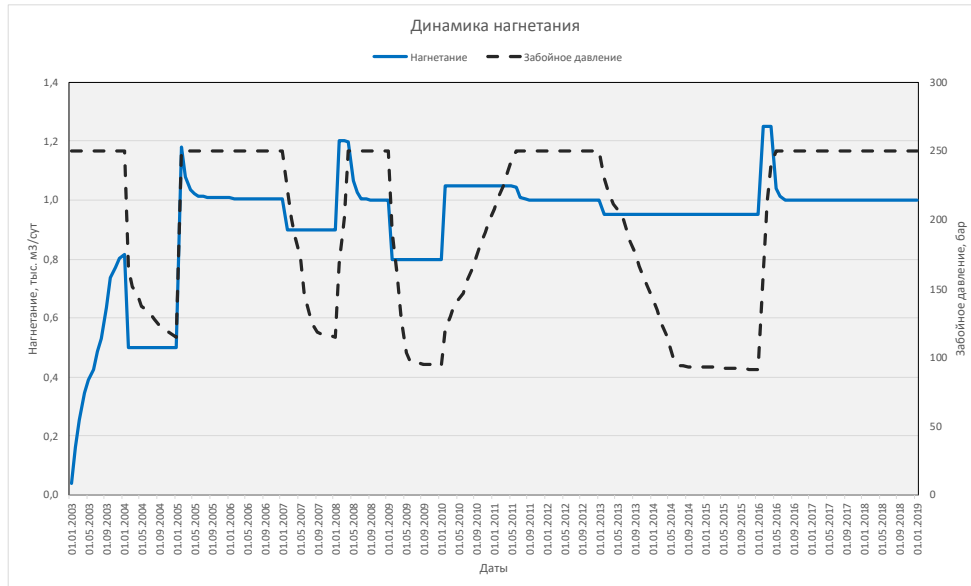
Относительная ошибка модели – 3,9%

Таким образом было проверена работа CRM для постоянного и переменного значений приемистости нагнетательной скважины. В данных двух экспериментах подтверждается природа данной аналитической модели.

Следующий тест был направлен на проверку другого режима работы добывающей скважины – поддержка заданного уровня дебита.

Тест 3. Поддержка постоянного дебита добывающей скважины при переменной приемистости

В качестве входных условий этого эксперимента – значение нагнетания колеблется около величины $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$, добывающие скважины настроены на поддержание дебита в $125 \text{ м}^3/\text{сут}$. Предел по минимальному давлению на забое добывающих скважин установлен в 50 бар, по приемистости – в 250 бар максимум (Рис. 8, 9).



**Рис. 8. Приемистость колеблется около значения $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$.
Ограничение $P_{\text{заб max}} - 250 \text{ бар}$.**

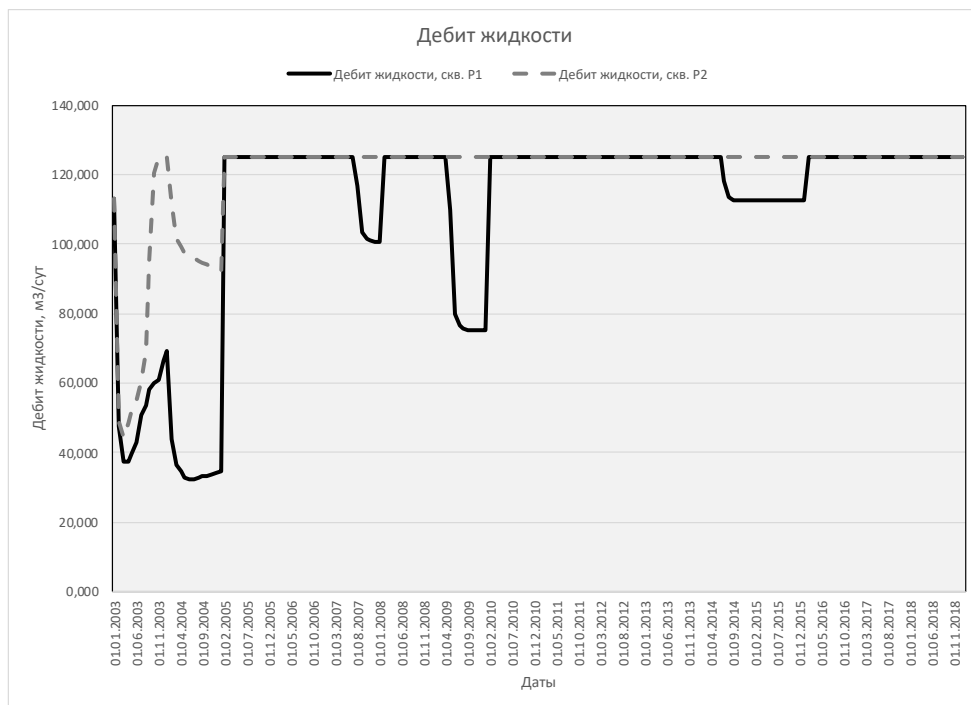


Рис. 9. Дебит жидкости добывающих скважин – $125 \text{ м}^3/\text{сут}$, $P_{\text{заб min}} - 50 \text{ бар}$.

Заданные параметры моделируемого объекта не позволили соблюсти желаемый уровень отбора и одновременно удовлетворить условию добывающих скважин $P_{заб\ min} = 50$ бар. Ввиду этого на приведенных графиках наблюдаются «просадки» дебита, означающие, что требуемый уровень отбора мог бы быть обеспечен лишь при еще большей депрессии на пласт.

Расчетная компенсация на объекте составила 0,996 за весь исследуемый период. Понаблюдаем, как CRM модель адаптируется к истории с учетом данных забойного давления, и без учета таковых (Рис. 10, 11).

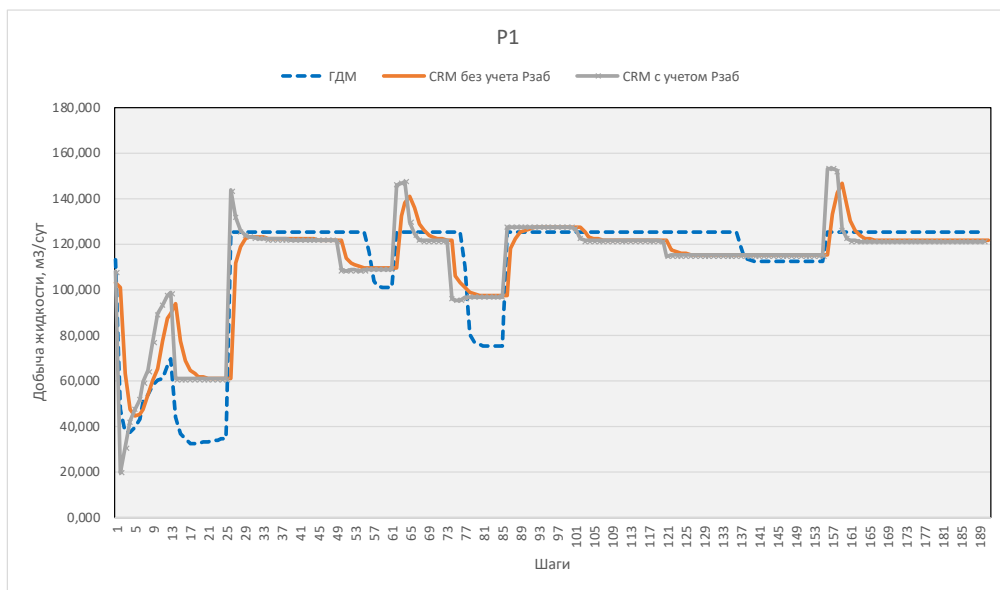


Рис.10. Добывающая скважина P1. Добыча жидкости, м³/сут

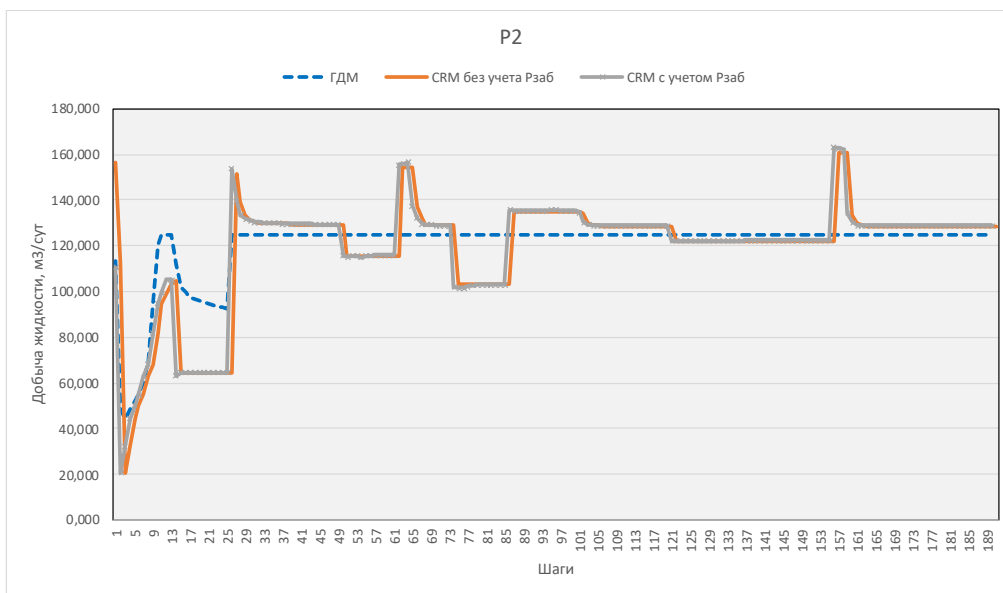


Рис. 11. Добывающая скважина P2. Добыча жидкости, м³/сут.

Для удобства оценки результаты сведены в табл. 1.

Таблица 1

Ошибка модели CRM при колебании приемистости и постоянном дебите жидкости

	CRM без учета $P_{заб}$	CRM с учетом $P_{заб}$
Ошибка модели скважины P1	10,2%	11,1%
Ошибка модели скважины P2	11,2%	11,4%
Средняя ошибка моделей по 8 скважинам	12,3%	13%

Расчет показал, что CRM модель «повторяет» колебания приемистости, и плохо описывает ситуацию, когда режим добывающих скважин настроен на поддержание заданного уровня отбора.

Последним этапом проверки модели был расчет с условиями, приближенными к реальному управлению разработкой.

Тест 4. Переменный дебит, переменная приемистость

Дебит добывающих скважин задается в соответствии с задаваемой приемистостью нагнетательных скважин таким образом, чтобы обеспечить 100% компенсацию на каждый шаг расчета модели. Ожидается, что данный расчет покажет лучшие результаты по адаптации модели CRM.

Заданные в ГДМ приемистость и дебит представлены на графиках ниже (Рис. 12, 13).

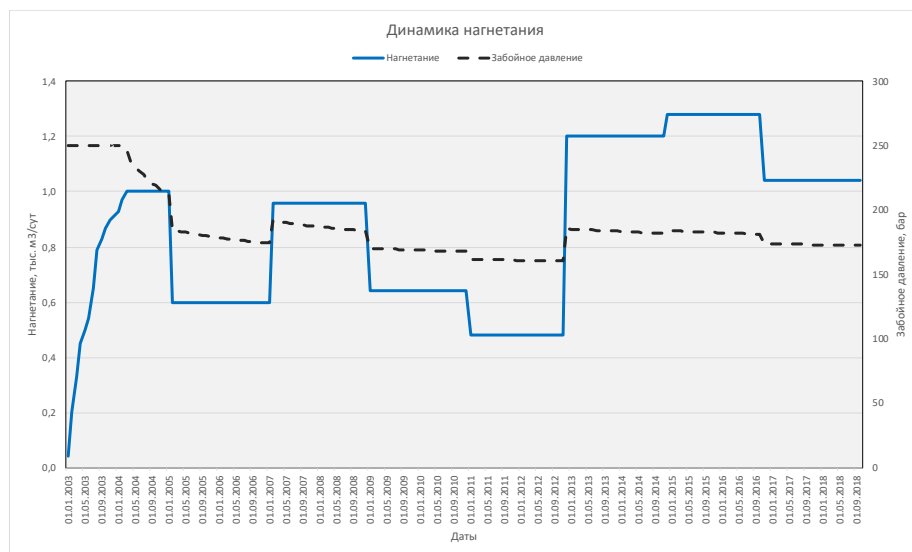


Рис. 12. Динамика нагнетания и изменение забойного давления

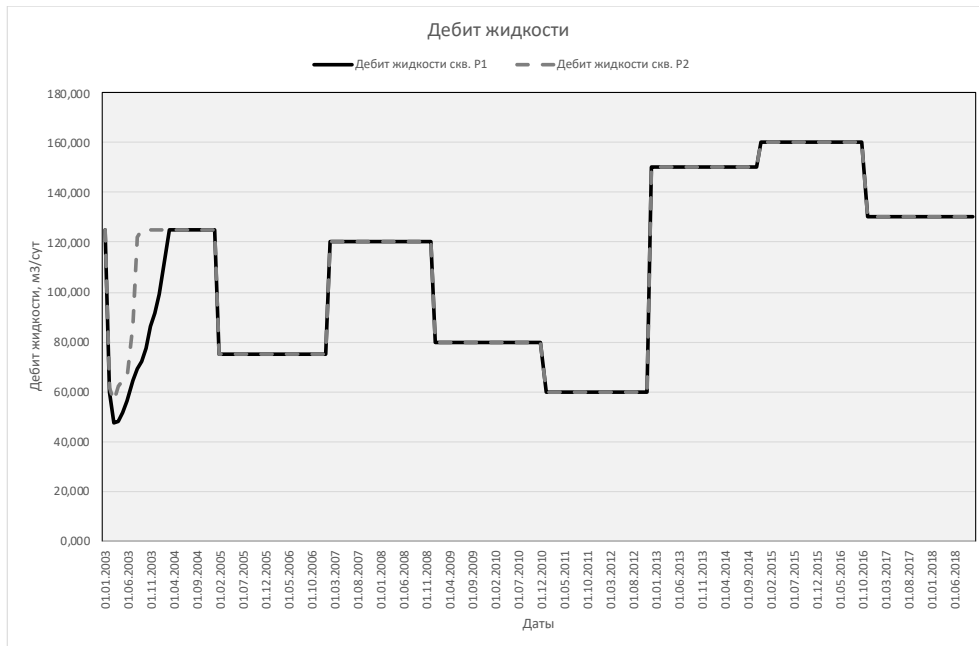


Рис. 13. Дебит жидкости скважин P1 и P2

Построим CRM модель и оценим погрешность ее адаптации к ГДМ (Рис. 14, 15).

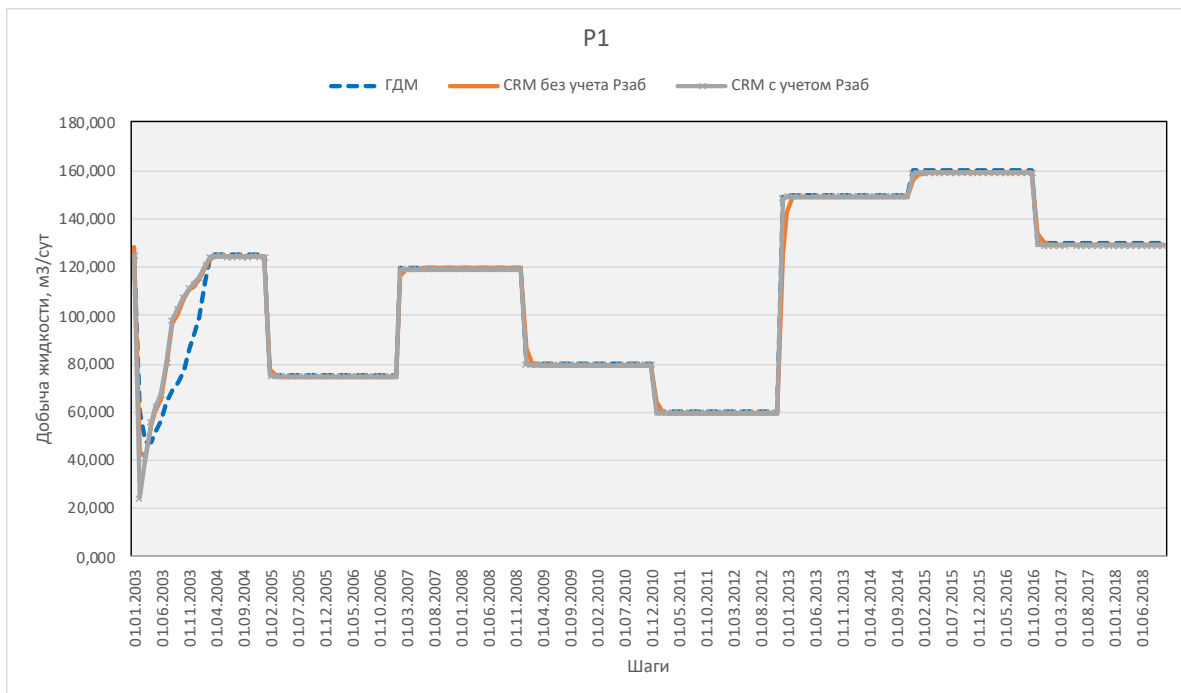


Рис. 14. Добыча жидкости, скважина P1

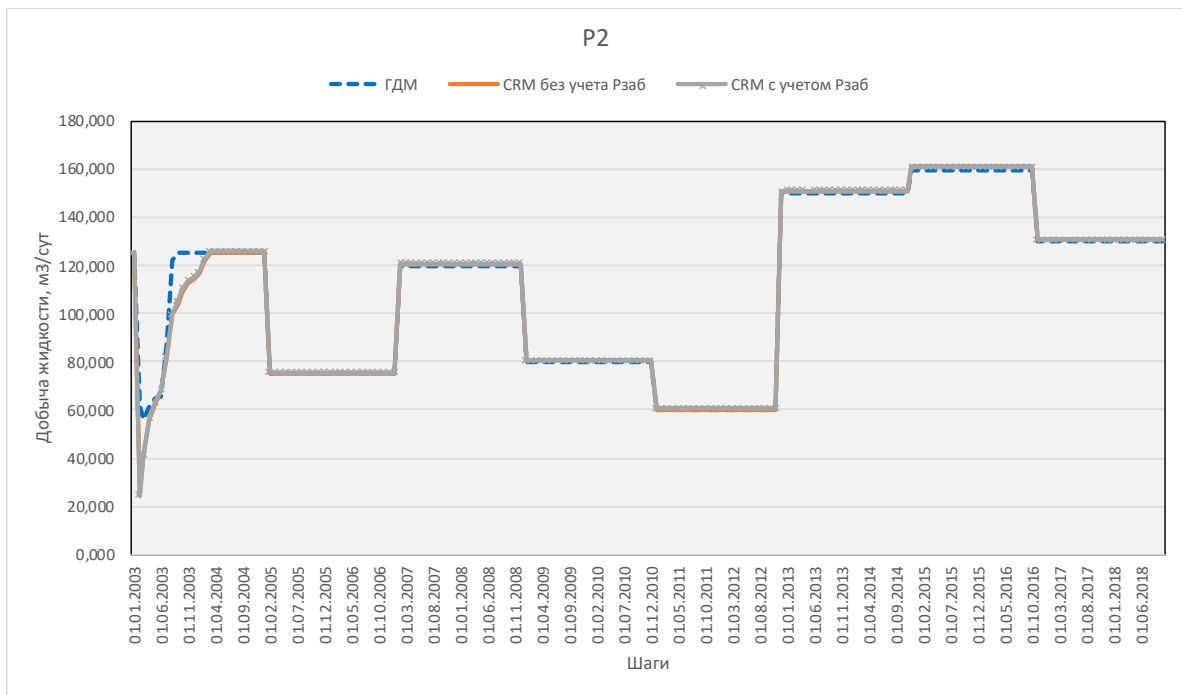


Рис. 15. Добыча жидкости, скважина P2

Графики показывают, что CRM модель в данном эксперименте очень хорошо описывает поведение объекта. Количественная оценка качества адаптации представлена в табл. 2.

Таблица 2

Расчет ошибки модели CRM от данных ГДМ

	CRM без учета P _{заб}	CRM с учетом P _{заб}
Ошибка модели скважины P1	4,9%	5,3%
Ошибка модели скважины P2	3,8%	3,7%
Средняя ошибка моделей по 8 скважинам	4,3%	4,5%

После проведения данной серии экспериментов с ГДМ-моделированием простого объекта, видно, что CRM модель является «рабочей» аналитической моделью и способна адекватно адаптироваться на данные работы объекта.

Выводы

В условиях, приближенных к реальным промысловым, емкостно-резистивные модели показали лучший результат по сходимости модельного дебита жидкости с фактическим. Управление разработкой с целью

поддержки компенсации добычи закачкой, равной единице, позволяет модели настроить свои параметры более точно и лучше описывать хронологию добычи жидкости.

Для настройки и работы CRM модели необходимы колебания дебитов и приемистостей. Отсутствие колебаний приемистости не дает аналитической составляющей модели должным образом «отработать» и настроить свои параметры, а отсутствие колебаний дебита (режим поддержки уровня отбора) приводит к тому, что на выходе модель описывает не дебит жидкости, а изменение приемистости. Лучшим образом модель описывает режим поддержки давления на забое, нежели поддержку заданного уровня дебита.

Список литературы

1. Yousef, A. A., Gentil, P. H., Jensen, J. L., & Lake, L. W. (2006, December 1). A Capacitance Model To Infer Interwell Connectivity From Production and Injection Rate Fluctuations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/95322-PA.
2. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water /CO₂ Floods: Ph.D. diss. / M. Sayarpour. Austin: The University of Texas at Austin, 2008. <https://repositories.lib.utexas.edu/handle/2152/15357>.
3. И.Ф. Хатмуллин. Полуаналитические модели расчета интерференции скважин на базе класса моделей CRM / И.Ф. Хатмуллин, к.т.н., А.М. Андрианова, А.С. Маргарит, М.В. Симонов, Д.С. Перец А.П. Цанда, С.А. Буденный, В.А. Лушпеев // Нефтяное хозяйство, 2018. № 12. С. 38-42. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-38-41.
4. Н.О. Шевцов, С. В. Степанов, “Совершенствование модели материального баланса для учета изменения коэффициента продуктивности скважин”, Матем. моделирование, 34:2 (2022), 3–16.
5. Нафиков Т.А. (2023) Построение и адаптация модели CRMP на участке Бурейкинского месторождения // Булатовские чтения: материалы VII Международной научно-практической конференции (31 марта 2023 г.) в 2 томах: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2023. – Т. 1: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 252-254.
6. Нафиков Т.А. (2023) Аналитическое емкостно-резистивное моделирование (CRM) на синтетических и реальных данных // МИТРО 2023 – Машиностроение. Инновации. Технологии. Робототехника [Электронный ресурс]: тезисы докл. науч.-техн. конф./ Гомель, 6 декабря 2023 г. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2023. – С. 69.

References

1. Yousef, A. A., Gentil, P. H., Jensen, J. L., & Lake, L. W. (2006, December 1). A Capacitance Model To Infer Interwell Connectivity From Production and Injection Rate Fluctuations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/95322-PA. (in English)

2. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water /CO₂ Floods: Ph.D. diss. / M. Sayarpour. Austin: The University of Texas at Austin, 2008. <https://repositories.lib.utexas.edu/handle/2152/15357>. (in English)
3. Khatmullin I.F., Andrianova A.M., Margarit A.S., Simonov M.V., Perets D.S., Tsanda A.P., Budenny S.A., Lushpeev V.A. Semi-analytical models for calculating well interference: limitations and applications. *Neftyanoe Khozaistvo [Oil Industry]*. 2018, No. 12, pp. 38-42. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-38-41. (in Russian)
4. Shevtsov N.O., Stepanov S.V. *Sovershenstvovanie modeli materialnogo balansa dlya ucheta izmeneniya koeffitsienta produktivnosti skvazhin* [Improvement of the material balance model to account for changes in well productivity index]. *Matematicheskoye Modelirovaniye [Mathematical Modeling]*, 34:2 (2022), pp. 3–16. (in Russian)
5. Nafikov T.A. *Postroenie i adaptatsiya modeli CRMP na uchastke Bureykinskogo mestorozhdeniya* [Construction and history matching of CRMP model of Bureykinskoye field site]. *Proceedings of the International Scientific Conference. Krasnodar: Publishing House – Yug*. 2023, Vol. 1: Oil and Gas Fields Development, pp. 252-254. (in Russian)
6. Nafikov T.A. *Analiticheskoe emkostno-rezistivnoe modelirovanie na sinteticheskikh i realnykh dannykh* [Analytical capacitance-resistance modeling on synthetic and real data]. *Mashinostroenie. Innovatsii. Tekhnologii. Robototekhnika [Mechanical Engineering. Innovations. Technologies. Robot Technology]*. Abstracts of Scientific Conference. Gomel: Sukhoi State Technical University of Gomel. 2023, P. 69 Available online (in Russian)

Сведения об авторах

Нафиков Тагир Асхатович, аспирант кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: tagirskeyter@gmail.com

Ханипов Марат Наильевич, заведующий группой проектирования и сопровождения автоматизированных баз данных, отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых система, ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423200, Бугульма, ул. Джалиля, 32
E-mail: hanipov@tatnipi.ru

Authors

T.A. Nafikov, PhD Student, Chair for Oil and Gas Fields Development, Almeteyvsk State Oil Institute
2 Lenin st., Almeteyvsk, 423450, Russian Federation
E-mail: tagirskeyter@gmail.com

M.N. Khanipov, Head of Group for Design and Supervision of Automated Databases, IT Development and Reservoir Modeling Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
32 Djalil st., Bugulma, 423200, Russian Federation
E-mail: hanipov@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 21.01.2024
Принята к публикации 21.03.2024
Опубликована 30.03.2024