

между наблюдаемой и влияющей скважиной соответственно; t_k — k -й режим работы наблюдательной скважины; Q_i — i -й дебит/приемистость наблюдательной скважины; D_{pk} — коэффициент потерь давления на трение; M — число возмущающих скважин; q_{ij} — i -й дебит/приемистость j -й возмущающей скважины (источник импульса); p_o , p_k — забойное давление в начальный момент времени и на k -том временном шаге; h — мощность пласта; α — вспомогательный параметр, определяемый произведением общей сжимаемости системы и средней вязкости жидкости; u — определяющий статус скважины добывающая/нагнетательная (-1/1); M_k — коэффициент гидроаккумуляции.

Как видно из формулы (5), помимо дебитов/приемистостей и забойного давления на вход необходимо подавать также значение мощности, проницаемости пласта в окрестностях скважин, координаты скважин, а также среднюю пористость пласта для расчета общей сжимаемости. Поскольку время распространения импульса давления может варьироваться от нескольких часов до нескольких дней, для адаптации модели необходимы суточные замеры показателей работы скважин.

Сравнение моделей на примере объекта разработки Сузунского месторождения

Модели CAM и CRM были протестированы на одном из объектов разработки Сузунского месторождения. Для адаптации был взят период работы 120 суток с начала 2018 г. Анализировалась работа 42 добывающих скважин и 22 нагнетательных скважин. Средняя

невязка по дебиту жидкости в модели CRM составила 9 %. На рисунке 1 представлена схема коэффициентов взаимовлияния на основе модели CRM, а на рисунке 2 — топологическая карта взаимовлияния скважин и межскважинных проницаемостей на основе модели CAM.

Взаимовлияния скважин в модели CRM описываются коэффициентами, характеризующими долю закачки воды, приходящуюся на добычу жидкости, а в CAM — коэффициентами проницаемости между скважинами. Однако принципиальным отличием моделей является то, что в модели CRM рассматривается только влияние нагнетательных скважин на добывающие, а в CAM — влияние каждой скважины на каждую. При этом модель CAM позволяет на основе подобранных коэффициентов проницаемости вычислить коэффициенты, характеризующие изменение давления вследствие массообменных процессов.

Оценка взаимовлияния по типу «каждая скважина с каждой» позволяет более детально определять наличие непроницаемых барьеров, что было исследовано на примере синтетической гидродинамической модели. В модели задавался один однородный нефтенасыщенный пласт с тремя добывающими скважинами и тремя нагнетательными скважинами и непроницаемым барьером (рис. 3).

Проницаемость и пористость задавались 50 мД и 0.18 д. ед. соответственно. Моделировался период разработки 120 суток с временным шагом — одни сутки. На основе рассчитанных показателей разработки на ГДМ были

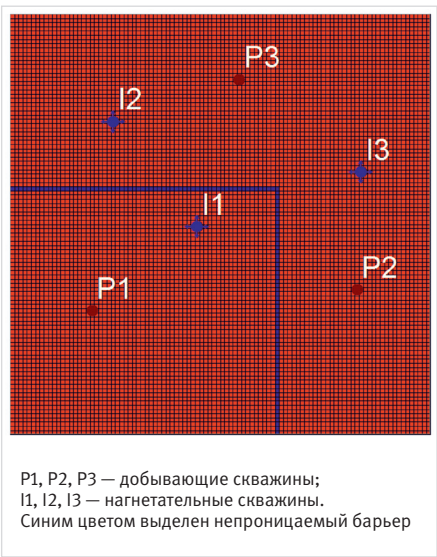


Рис. 3. Схема расстановки скважин в синтетической модели
Fig. 3. Scheme of well placement in the synthetic model

настроены модели CRM и CAM. На рисунке 4 представлены схемы взаимовлияния, где по модели CRM просматривается отсутствие связи только между парами скважин I1-P3, I1-P2, I2-P1, I3-P1. Если в модели CRM взаимосвязь между скважинами определяется только коэффициентами взаимовлияния ,

то в модели CAM для каждой пары скважин настраиваются два вида проницаемости, а также коэффициенты, характеризующие вклад в изменение забойного давления посредством массообмена и передачи импульса давления. Таким образом, для определения наличия непроницаемого барьера между скважинами необходимо проведение анализа всех рассчитываемых параметров модели (табл. 1).

В таблице 1 серым цветом отмечены признаки, указывающие на слабую связь между скважинами. Если таких признаков больше двух, то можно сказать, что связь отсутствует. В результате к парам несвязанных скважин по модели CRM можно добавить еще такие пары, как I1-I3, P1-P2, P1-P3. Несовпадение связей между скважинами P2–P3 по факту и CAM объясняется достаточно большим расстоянием между скважинами, а различие между парами скважин I2-P3 и P3-I2 с фактом может быть связано с различными скоростями импульса и требует дальнейшего развития модели в части решения обратной задачи не относительно каждой скважины приемника, а относительно всей системы скважин.

В таблице 2 приведено сравнение моделей CRM и CAM с позиции применения для решения задач анализа и оптимизации системы заводнения.

Основным преимуществом модели CAM является возможность оценки фильтрационных свойств пласта в окрестностях скважин и между парами скважин, что позволяет решать задачу подбора скважин-кандидатов на проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на повышение проводимости породы, таких как гидравлический разрыв пласта (ГРП) или же обработка призабойной зоны (ОПЗ). Преимуществом модели CRM является возможность прогнозирования как дебита жидкости, так и дебита нефти [11]. На основе прогнозирования могут быть решены задачи оценки эффективности ГТМ [12] и подбора оптимальных режимов работы нагнетательных скважин [13]. Обе модели позволяют определить наличие непроизводительной закачки, однако если в CRM-модели непроизводительную закачку характеризует сумма коэффициентов влияния по добывающим скважинам, то в модели CAM непроизводительная закачка определяется коэффициентом гидроаккумуляции.

Итоги

Проведено сравнение аналитических моделей CRM и CAM. Обе модели были апробированы на данных Сузунского месторождения, были определены коэффициенты взаимовлияния по модели CRM и коэффициенты пьезопроводной и гидропроводной проницаемости по модели CAM.

Вывод

Исходя из особенностей моделей, CAM-модель больше подходит для случаев, когда необходимо оценить фильтрационные свойства в межскважинном пространстве для подбора соответствующих ГТМ, или как вспомогательный инструмент при адаптации гидродинамической модели. Преимуществом CRM-модели является возможность прогнозирования как базовой добычи, так и добычи при заданных приемистостях. Помимо этого, решение оптимизационной задачи относительно приемистостей позволяет в оперативном режиме решать задачи оптимизации системы заводнения. Следует отметить тот факт, что для CRM-модели подходят как суточные данные,

Табл. 1. Рассчитанные параметры модели CAM и коэффициенты взаимовлияния CRM
Tab. 1. Calculated parameters of the SAM model and CRM interaction coefficients

Пары скважин	ИД ¹ , д. ед.	МБ ² , д. ед.	kg ³ , мД	kp ⁴ , мД	Fij ⁵ , д. ед.	Наличие связи		
						CRM	CAM	факт
I1 - > I2	0.01	0.06	5.2	0.5	-	не опр.	-	-
I1 - > I3	0.01	0.07	6.1	0.7	-	не опр.	-	-
I1 - > P1	0.88	0.83	72.2	73.0	0.992	+	+	+
I1 - > P2	0.10	0.02	1.9	7.9	0.000	-	-	-
I1 - > P3	0.01	0.01	1.2	1.0	0.000	-	-	-
I2 - > I1	0.26	0.20	3.2	1.9	-	не опр.	-	-
I2 - > P1	0.51	0.21	3.2	3.7	0.000	-	-	-
I2 - > P3	0.23	0.59	9.2	1.7	0.841	+	-	+
I3 - > I1	0.02	0.03	4.5	3.5	-	не опр.	-	-
I3 - > P2	0.55	0.42	61.9	79.2	0.536	+	+	+
I3 - > P3	0.43	0.55	81.4	61.2	0.464	+	+	+
P1 - > I1	0.96	0.95	68.1	38.2	0.992	+	+	+
P1 - > I2	0.04	0.05	3.8	1.5	-	не опр.	-	-
P2 - > I1	0.00	0.10	6.3	0.0	-	не опр.	-	-
P2 - > I3	1.00	0.90	55.0	53.0	0.536	+	+	+
P3 - > I1	0.00	0.00	0.0	0.0	0.000	-	-	-
P3 - > I2	0.50	0.56	43.0	47.0	0.841	+	+	+
P3 - > I3	0.50	0.44	34.0	47.0	0.464	+	+	+
P1 - > P2	0.00	0.00	0.00	0.00	-	не опр.	-	-
P1 - > P3	0.00	0.00	0.00	0.00	-	не опр.	-	-
P2 - > P3	0.00	0.00	0.00	0.00	-	не опр.	-	+

Примечания. 1. ИД — коэффициент, характеризующий вклад в передачу импульса давления; 2. МБ — коэффициент, характеризующий вклад в массообмен [10]; 3. kg — гидропроводная проницаемость; 4. kp — пьезопроводная проницаемость; 5. Fij CRM — коэффициенты взаимовлияния на основе модели CRM.

Табл. 2. Сравнение возможностей моделей CRM и CAM
Tab. 2. Comparison of the capabilities of the CRM and SAM models

	CRM	CAM
Тип входных данных	МЭР/суточные показатели	суточные показатели
Расчет коэффициентов взаимовлияния	+	+
Определение непроизводительной закачки	+	+
Определение свойств в межскважинном пространстве	-	+
Определение взаимовлияния скважин	-	+
Определение наличия непроницаемых барьеров и высокопроводящих каналов	+	+
Прогноз дебита жидкости/нефти	+	-
Расчет текущей компенсации по элементам заводнения	+	-
Решение задачи оптимизации приемистостей	+	-
Оценка эффективности проведенных ГТМ	+	-

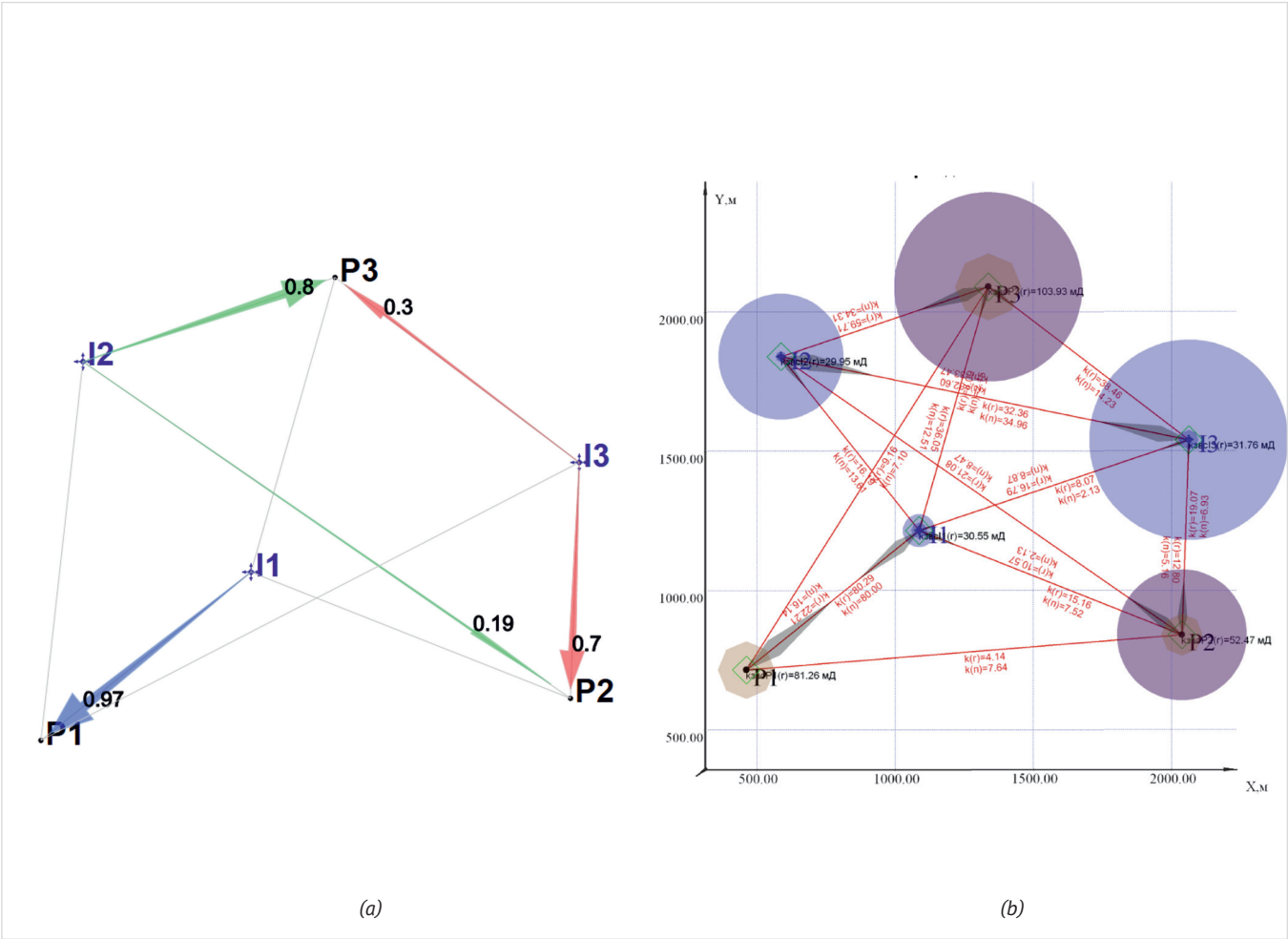


Рис. 4. Карта взаимовлияния на основе модели CRM (a) и стохастико-аналитической модели (b)
Fig. 4. Interaction map based on the CRM model (a) and the stochastic-analytical model (b)

так и усредненные данные по месяцам (МЭР). Что касается модели САМ, для настройки требуются суточные данные с минимальным количеством пропусков.

Литература

1. Степанов С.В., Соколов С.В., Ручкин А.А., Степанов А.В., Князев А.В., Корытов А.В. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Т. 4. № 3. С. 146–164.

2. Holanda R.W., Gildin E., Jensen J.L., Lake L.W., Kabir C.S. A state-of-the-art literature review on capacitance resistance models for reservoir characterization and performance forecasting. *Energies*, 2018, issue 11, P. 37–45. (In Eng).

3. Поспелова Т.А., Зеленин Д.В., Ручкин А.А., Бекман А.Д. Примениение CRM модели для анализа эффективности системы заводнения // Нефтяная провинция. 2020. № 1. С. 97–108.

4. Yousef A.A., Gentil P.H., Jensen J.L., Lake L.W. A capacitance model to infer interwell

connectivity from production and injection rate fluctuations. Dallas, Texas, 2005, 9–12 October, SPE Annual technical conference and exhibition. (In Eng).

5. Sayarpour M. Development and application of capacitance-resistive models to water/CO2 floods. Ph.D Dissertation, 2008, 218 P. (In Eng).

6. Аббасов А.А., Аббасов Э.М., Сулейманов А.А. Оценка эффективности процесса заводнения на основе емкостно-резистивной модели // Булатовские чтения. 2020. Т. 2. С. 33–36.

7. Хатмуллин И.Ф., Цанда А.П., Андрианова А.М., Буденный С.А., Маргарит А.С., Лушпеев В.А., Симонов М.В., Перец Д.С. Полуаналитические модели расчета интерференции скважин на базе класса моделей CRM // Нефтяное хозяйство. 2018. № 12. С. 38–41.

8. Баталов Д.А. Разработка метода локализации остаточных запасов нефти на поздних стадиях разработки. Тюмень: Диссертация. 2015. 165 с.

9. Пуртова И.П., Савастын М.Ю., Стрекалов А.В. Анализ и интерпретация динамики режимов работы скважин // Геология, геофизика и разработка

нефтяных и газовых месторождений. 2007. № 6. С. 34–36.

10. Поспелова Т.А., Стрекалов А.В. Стохастико-аналитическая модель для автогидросамопрослушивания продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. 2019. № 9. С. 76–81.

11. Бекман А.Д., Поспелова Т.А., Зеленин Д.В. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Т. 6. № 1. С. 192–207.

12. Аржиловский А.В., Зеленин Д.В., Ручкин А.А., Поспелова Т.А., Бекман А.Д. К вопросу разделения эффекта от сопутствующих ГТМ с учетом влияния закачки // Нефтяная провинция. 2020. № 3. С. 99–112.

13. Поспелова Т.А., Зеленин Д.В., Жуков М.С., Бекман А.Д., Ручкин А.А. Оптимизация системы заводнения на основе модели CRM // Нефтепромысловое дело. 2020. № 7. С. 5–10.

ENGLISH

Results
The analytical models of CRM and SAM are compared. Both models were tested on the data of the Suzunskoye field, the coefficients of mutual influence were determined by the CRM model and the coefficients of piezoelectric and hydroconductive permeability by the SAM model.

Conclusions
Based on the features of the models, the model itself is more suitable for cases where it is necessary to evaluate the filtration properties in the

inter-well space for the selection of appropriate GTMs or as an auxiliary tool for adapting the hydrodynamic model. The advantage of the CRM model is the ability to predict both basic production and production at specified pickups. In addition, the solution of the optimization problem with respect to pickups allows you to solve the problems of optimizing the waterflooding system in an operational mode. It should be noted that for the CRM model, both daily data and monthly averaged data (MPI) are suitable. As for the SAM model, the setup requires daily data with a minimum number of omissions.

References

1. Stepanov S.V., Sokolov S.V., Ruchkin A.A., Stepanov A.V., Knyazev A.V., Korytov A.V. Considerations on mathematical modeling of producer-injector interference. Tyumen state university herald. Physical and mathematical modeling. Oil, Gas, Energy, Vol. 4, issue 3, P. 146-164. (In Russ).

2. Holanda R.W., Gildin E., Jensen J.L., Lake L.W., Kabir C.S. A state-of-the-art literature review on capacitance resistance models for reservoir characterization and performance forecasting. *Energies*, 2018, issue 11, P. 37-45. (In Eng).

3. Pospelova T.A., Zelenin D.V., Ruchkin A.A., Bekman A.D. Application of CRM models for analysis of waterflood performance. *Neftyanaya provintsiya*, 2020, issue 1, P. 97-108. (In Russ).

4. Yousef A.A., Gentil P.H., Jensen J.L., Lake L.W. A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations. Dallas, Texas, 2005, 9-12 October, SPE Annual technical conference and exhibition. (In Eng).

5. Sayarpour M. Development and application

of capacitance-resistive models to water/CO2 floods. Ph.D Dissertation, 2008, 218 p. (In Eng).

6. Abbasov A.A., Abbasov E.M., Suleymanov A.A. Waterflooding efficiency estimation using capacitance-resistance model with non-linear productivity index. Readings name A.I. Bulatov, 2020, Vol. 2, P. 33-36. (In Eng).

7. Khatmullin I.F., Tsanda A.P., Andrianova A.M., Budenny S.A., Margarit A.S., Lushpeev V.A., Simonov M.V., Perets D.S. Semi-analytical models for calculating well interference: limitations and applications. *Oil industry*, 2018, issue 12, P. 38-41. (In Russ).

8. Batalov D.A. Development of a method for localizing residual oil reserves in the late stages of development. Tyumen: 2015, Dissertation, 165 p. (In Russ).

9. Purtova I.P., Savastin M.Yu., Strekalov A.V. Analysis and interpretation of the dynamics of well operation modes. *Geology, geophysics and development of oil and gas*

fields. 2007, issue 6, P. 34-36. (In Russ).

10. Pospelova T.A., Strekalov A.V. Stochastic-analytical model for auto-hydro-self-listening of reservoirs. *Oil industry*, 2019, issue 9, P. 76-81. (In Russ).

11. Bekman A.D., Pospelova T.A., Zelenin D.V. A new approach to water cut forecasting based on results of capacitance resistance modeling. Tyumen state university herald. Physical and mathematical modeling. Oil, Gas, Energy, Vol. 6, issue 1, P. 192-207. (In Russ).

12. Arzhilovskiy A.V., Zelenin D.V., Ruchkin A.A., Pospelova T.A., Bekman A.D. On separation of eor/well stimulation effects with consideration of injection effect. *Neftyanaya provintsiya*, 2020, issue 3, P. 99-112. (In Russ).

13. Pospelova T.A., Zelenin D.V., Zhukov M.S., Bekman A.D., Ruchkin A.A. Water cut system optimization based on CRM model. *Neftepromyslovoe delo*. 2020, issue 7, P. 5-10. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Поспелова Татьяна Анатольевна, к.т.н., заместитель генерального директора по науке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Для контактов: tapospelova@tnnc.rosneft.ru

Pospelova Tatiana Anatolevna, ph.d., deputy general director for science, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Corresponding author: tapospelova@tnnc.rosneft.ru