

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ МАТЕМАТИКИ И КОМПЬЮТЕРНЫХ НАУК
Кафедра фундаментальной математики и механики

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ В ГЭК
Заведующий кафедрой

к. ф.-м. н.


А. П. Девятков

27.06 2022 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
магистерская диссертация

**РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ
МОДЕЛИ INSIM**

01.04.01 Математика

Магистерская программа «Вычислительная механика»

Выполнила работу
Студентка 2 курса
очной формы обучения



Котлярова Мария
Григорьевна

Руководитель работы
д.ф.-м.н., профессор



Родионов Сергей Павлович

Рецензент
Ведущий специалист
по интегрированному моделированию,
ООО «ПИТЦ «Геофизика»,
к.ф.-м.н.



Боталов Андрей Юрьевич

Тюмень
2022

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	3
ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	4
СПИСОК ТЕРМИНОВ	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ПРОКСИ-МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	9
1.1. Емкостно-резистивные модели	10
1.2. Модели трубок тока.....	14
Выводы по главе.....	18
ГЛАВА 2. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ INSIM	19
2.1. Постановка задачи	19
2.2. Формирование пар скважин.....	21
2.3. Инициализация параметров	22
2.4. Входные данные.....	23
2.5. Уравнение материального баланса	23
2.6. Уравнение насыщенности.....	27
2.7. Иллюстрация математической модели на примере	39
2.8. Численное решение уравнения насыщенности	40
2.9. Обводненность и дебит нефти.....	42
2.10. Коэффициенты реагирования.....	43
Выводы по главе.....	44
ГЛАВА 3. СОПОСТАВЛЕНИЕ МЕТОДА INSIM С ДРУГИМИ МОДЕЛЯМИ	45
3.1. Тестовая модель №1.....	45
3.2. Тестовая модель №2.....	50
3.3. Сравнение методов CRM и INSIM.....	55
Выводы по главе.....	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	61

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. АЛГОРИТМ НАХОЖДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ	66
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. РАСЧЕТ ДЕБИТОВ НЕФТИ И ОБВОДНЕННОСТИ ПО МЕТОДУ INSIM.....	67

ВВЕДЕНИЕ

Развитие математического аппарата послужило широкому внедрению методов прокси-моделирования в практику работы нефтедобывающих компаний для оперативного анализа производительности месторождений. В отличие от гидродинамических симуляторов, прокси-модель представляет собой упрощённую математическую модель, которая позволяет получить взаимосвязь между суточной добычей нефти добывающей скважины от приемистостей окружающих ее нагнетательных скважин.

В зарубежной, а с недавнего времени и в отечественной, практике широко используется класс методов CRM (Capacitance Resistance Model), разработанный профессором тexasского университета Ларри Лейком [A. Albertoni, L.W. Lake, 2003]. Принципиальным недостатком этого метода является то, что воспроизводится функциональная связь дебита жидкости от закачки, а дебит нефти настраивается опосредованно через характеристики вытеснения.

Альтернативой является метод [H. Zhao, Z.Kang, 2016] и [Z. Guo, A.C. Reynolds, 2018] INSIM (Interwell Numerical Simulation models), в котором совместно решается уравнение неразрывности, пьезопроводности и задача Баклея-Левретта, однако, без применения конечно разностных методов и построения сеточной области. По своей сути и сложности INSIM приближается к гидродинамическому симулятору, позволяющему воспроизводить функциональную связь «закачка – дебит нефти».

Актуальность магистерской диссертации заключается в изучении и развитии аналитических моделей и методик, с помощью которых можно значительно повысить эффективность моделирования.

Целью диссертационной работы является расчет показателей добычи нефтяных скважин на основе метода INSIM.

Достижение поставленной цели требует решения следующих **задач**:

- анализ и исследование основных методов прокси-моделирования, их истории, алгоритмов, преимуществ и недостатков;
- изучение метода прокси-моделирования на основе модели INSIM;
- алгоритмизация метода INSIM;
- численная реализация метода INSIM;
- тестирование математической модели на основе метода INSIM;
- анализ полученных результатов.

Объектом настоящего исследования является нефтяное месторождение.

Предмет исследования составляют методы прокси-моделирования.

Методологической основой исследования послужили методы математического и гидродинамического моделирования.

Теоретические основы исследования. В процессе работы использовались результаты и выводы, полученные зарубежными исследователями, в их числе: [A. Albertoni, L.W. Lake, 2003], [H. Zhao, Z.Kang, 2016], [Z. Guo, A.C. Reynolds, 2018].

Теоретическая значимость работы заключается в дополнении теоретических знаний о методах и алгоритмах прокси-модели INSIM.

Практическая значимость диссертации определяется актуальностью ее прикладной направленностью. Рассматриваемый метод прокси-моделирования может быть использован при моделировании и проектировании нефтяных месторождений, а также для получения оперативных результатов для анализа, прогнозирования и принятия решений в режиме реального времени.

Объем и структура магистерской диссертации отражает цель и задачи исследования и состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованной литературы из 42 наименования и двух приложений. Общий объем работы составляет 67 страниц.

Во **Введении** представлены обоснование актуальности темы исследования, ее научная новизна, практическая и теоретическая значимость,

определены объект и предмет исследования, сформулированы цель и задачи работы.

В **первой главе** настоящей магистерской диссертации было обозначено, что в истории развития математического и гидродинамического моделирования системы разработки нефтяного месторождения наблюдается некоторое смещение фокуса с полномасштабной гидродинамической модели на различные экспресс-методы решения ресурсоемких задач моделирования разработки, среди которых наибольшую популярность получили прокси-модели, которые повышают вычислительную эффективность за счет сокращения времени вычислений. Подобные аналитические модели выступают в роли простого инструмента, который является полезным для быстрого первичного анализа и прогнозирования производительности пласта по сравнению со сложными и трудоемкими численными симуляторами.

Анализ отечественных и зарубежных публикации позволил выделить основанные модели прокси-моделирования, которые по своей сложности и физической содержательности приближаются к гидродинамическим симуляторам. На данный момент наиболее широко применяемая модель прокси-моделирования – CRM, основанная на решении дифференциального уравнения материального баланса совместно с классическим уравнением Дарси. Альтернативой данной модели является метод INSIM, который по своей сути является упрощенным гидродинамическим симулятором, совместно решающим уравнение материального баланса и уравнение Баклея-Левретта. Было обозначено сравнение допущений и возможностей каждого из методов.

Резюмируя все вышесказанное, подчеркнута: развитие методов прокси-моделирования создает предпосылки для эффективного решения задач подземной гидродинамики.

Основная часть данной работы представлена двумя главами и посвящена изучению метода прокси-моделирования INSIM.

На основе проанализированного исследовательского материала, во **второй главе** приводится методология и алгоритмизация межскважинного численного моделирования INSIM. Анализ материала показал, что изучаемая модель представляет собой простую, вычислительно эффективную прямую модель, которая может заменить имитационную модель резервуара. Применение модели INSIM, которая основывается на решении уравнения материального баланса и дифференциального уравнения Баклея-Левретта, позволит получить динамику дебитов нефти, воды и обводненности. В ходе исследования были обозначены особенности модели:

1. Соединение между скважинами определяется априори.
2. Метод учитывает прямое соединение между парой скважин: схема потока всегда 1D, а направление потока между парой скважин определяется от скважинного узла с высоким давлением к скважинному узлу с низким давлением, независимо от типа скважины.
3. Модель требует априорного знания кривых относительной проницаемости.
4. Процедура расчета поля насыщенности в случае изменении направления потока принимается специальным образом.

В **третьей главе** приводятся результаты сопоставления метода INSIM с другими численными методами. Для критического анализа метода прокси-моделирования INSIM был разработан вычислительный алгоритм и программный код в среде разработки Matlab, позволяющий рассчитать технологические показатели для добывающих скважин. На основе разработанной вычислительной программы выполнено исследование возможности применимости метода INSIM к адаптации расчетных показателей нефтедобычи на исторические данные. Исследование было выполнено с применением синтетических фильтрационных моделей, полученного с использованием коммерческого гидродинамического симулятора tNavigator.

На вычислительных тестовых примерах установлено, что сопоставление

расчетных технологических показателей добывающих скважин с результатами, полученными с использованием синтетических фильтрационных моделей разных уровней (две скважины, четыре скважин), подтверждает адекватность модели INSIM: максимальная погрешность расчета не превышает 11%.

Сравнение результатов адаптации динамики дебитов жидкости, полученных с использованием моделей CRM и INSIM, показывает удовлетворительную настройку технологических показателей: расхождение фактических и расчетных показателей по методам CRM и INSIM не превышает 5%.

В **Заключении** представлены результаты исследования и сформулированы выводы, отражающие цели и задачи магистерской диссертации. Список использованной литературы насчитывает 42 единицы.

В **Приложениях** представлены алгоритмы метода INSIM в виде блок-схем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра, 1982. - 407 с.
2. Басниев К.С. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. - М.: Недра, 1993. - 416 с.
3. Бриллиант Л.С. Способ оперативного управления заводнением пластов / Л.С. Бриллиант, А.И. Комягин, М.М. Бляшук, О.В. Цинкевич, А.А. Журавлёва // Патент RU2614338 С1. - 2017.
4. Бриллиант Л.С. Способ оперативного управления заводнением пластов / Л.С. Бриллиант, А.С. Завьялов, М.Ю. Данько // Патент RU2715593 С1. - 2020.
5. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа // Издательство Томского политехнического университета, 2012 г.
6. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений // Премиум Инжиниринг, 2012 г.
7. Мусакаев Э.Н. Эффективное решение задач идентификации моделей пластовых систем и управления заводнением нефтяных месторождений. – 2021.
8. Нехорошева А.А. Критический анализ метода прокси-моделирования INSIM-FT (Interwell Numerical Simulation Front Tracking Models) на синтетических моделях и реальном месторождении / А.А. Нехорошева, М.Ю. Данько, А.С. Завьялов, А.О. Елишева // Нефть.газ.Новации. - 2019. - №12 (228). - С. 49-55.
9. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов // Издательский центр Российского Государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002.
10. Рихтмайер Р., Мортон К. Разностные методы решения краевых задач //

- М., Мир, 1972. – с.300-304.
11. Ручкин А.А., Степанов С.В., Князев А.В., Степанов А.В., Корытов А.В., Авсянко И.Н. /Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физикоматематическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 4. С. 148-168
 12. Ручкин А.А., Степанов С.В., Князев А.В., Степанов А.В., Корытов А.В., Авсянко И.Н. /Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физикоматематическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 4. С. 148-168
 13. 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. Физикоматематическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 3. С. 146-164.
 14. Cardoso M.A. and Durlofsky L.J. 2010. Use of Reduced-Order Modeling Procedures for Production Optimization. SPE J. 15 (02): 426–435. SPE-119057-PA
 15. Самарский А.А., Попов Ю.И. Разностные методы решения задач газовой динамики. – М.: Наука, 1992. – 424 с.
 16. Бриллиант Л. С. Система принятия решений при оперативном управлении заводнением на основе прокси-моделей, апробированная на одном из месторождений ХМАО [Текст] / Л. С. Бриллиант [и др.] // Недропользование – XXI век. – 2016. – № 5. – С. 88-99.
 17. Соколов С.В. Практика проектирования, анализа и моделирования разработки нефтяных месторождений // Наука, 2008 г.
 18. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении.

- Методы проектирования, осуществления и мониторинга, позволяющие оптимизировать темпы добычи и освоения запасов / Д. Уолкотт; пер. с англ. Ю. А. Наумова. 2-е изд., доп. М.: Юкос — Schlumberger, 2001.
19. Хакимзянов Г.С., Черный С.Г. Методы вычислений. Часть 4, 2014
20. Халимов Э.М. Детальные геологические модели и трехмерное моделирование (по опыту работы Центральной комиссии по разработке месторождений) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012.
21. Albertoni, A. Inferring connectivity only from well-rate fluctuations in water floods /A. Albertoni, L.W. Lake // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2003. – Vol. 6. – №1. - P. 6-16.
22. Albertoni, A. Inferring connectivity only from well-rate fluctuations in water floods /A. Albertoni, L.W. Lake // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2003. – Vol. 6. – №1. - P. 6-16.
23. Gildin, E; Ghasemi, M.; Romanovskaya A.; Efendiev Y. 2013. Nonlinear Complexity Reduction for Fast Simulation of Flow in Heterogeneous Porous Media. Paper presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, Texas, USA, February 2013. SPE-163618-MS
24. Jansen F.E.; Kelkar M.G. 1997. Non-Stationary Estimation of Reservoir Properties Using Production Data. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 1997. SPE-38729-MS
25. Gentil, P.H. The Use of Multilinear Regression Models in Patterned Waterfloods: Physical Meaning of the Regression Coefficients: Master's thesis / P.H. Gentil. - Austin, Texas, USA, 2005. – 142 p.
26. Guo, Z. and Reynolds A. C., INSIM-FT in three-dimensions with gravity, Journal of Computational Physics, 2019.
27. H. Zhao, Z.Kang, X.Zhang, H.Sun, L.Cao, A.C. Reynolds, Insim: a data-driven model for history matching and prediction for waterflooding monitoring and management with a field application, in: Proceedings of SPE

- Reservoir Simulation Symposium, Houston, TX, USA, 23–25 February, 2015, SPE-173213-MS.
28. He Jincong and Durlofsky Louis J. Durlofsky. 2014. Reduced-Order Modeling for Compositional Simulation by Use of Trajectory Piecewise Linearization. SPE J. 19 (05): 858–872. SPE-163634-PA
 29. Kes J. Heffer; Richard J. Fox; Colin A. McGill; Nick C. Koutsabeloulis. 1997. Novel Techniques Show Links between Reservoir Flow Directionality, Earth Stress, Fault Structure and Geomechanical Changes in Mature Waterfloods. SPE J. 2 (02): 91–98. SPE-30711-PA/
 30. Lerlertpakdee, P., B. Jafarpour, and E. Gildin., Efficient production optimization with flow-network models., SPE Journal, 17, 2014.
 31. Lerlertpakdee, Pongsathorn & Jafarpour, Behnam & Gildin, Eduardo. (2014). Efficient Production Optimization With Flow-Network Models. SPE Journal. 19. 1083-1095. 10.2118/170241-PA.
 32. MathWorks, The language of technical computing., MATLAB, 2004.
 33. Refunjol BT, Lake LW (1998) Reservoir characterization based on tracer response and rank analysis of production and injection rates. In: Schatzinger R, Jordan JF (eds) Reservoir characterization—recent advances. AAPG Memoir, vol 71, pp 209–218
 34. Sayarpour M. Field Application of Capacitance-Resistive Models in Waterfloods / M. Sayarpour, C. S. Kabir, L. W. Lake // SPE 114983. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2009. Vol. 12. № 6. Pp. 853-864
 35. Thiele, M. R. and R. P. Batycky, Simulating flow in heterogeneous systems using streamtubes and streamlines, SPE Reservoir Engineering 11 (01), 5-12
 36. Thiele, M. R. and R. P. Batycky, Using streamline-derived injection efficiencies for improved waterflood management., SPE Reservoir Evaluation and Engineering., 9, 187–196, 2006.
 37. van Doren, J.F.M., Markovinović, R. & Jansen, JD. Reduced-order optimal control of water flooding using proper orthogonal decomposition. Comput

- Geosci 10, 137–158 (2006).
38. Yousef, A.A. A Capacitance Model To Infer Interwell Connectivity From Production and Injection Rate Fluctuations / A.A. Yousef, P.H. Gentil, J.L. Jensen et al. // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. - 2006. – Vol.9. - № 6. P. 630–646.
 39. Z. Guo, A.C. Reynolds, H. Zhao, A physics-based data-driven model for history matching, prediction, and characterization of waterflooding performance, SPE J. 23(02) (2018) 367–395.
 40. Zhang, F. and A. C. Reynolds, Optimization algorithms for automatic history matching of production data, in Proceedings of 8th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Freiberg, Germany, 3–6 September, 2002.
 41. Zhao, H., L. Yang, G. Da, and C. Lin, Study on reservoir interwell dynamic connectivity based on systemic analysis method, Acta Petrolei Sinica., 31, 633–636, 2010.
 42. Zhao, Z. Kang, X. Zhang, H. Sun, L. Cao, A.C. Reynolds, A physics-based data-driven numerical model for reservoir history matching and prediction with a field application, SPE J. 21(06) (2016) 2175–2194.