

УДК 005, 004.021, 004.932:621.391+519.876.5
DOI: 10.18799/29495407/2025/1/82
Шифр специальности ВАК: 2.8.4, 2.3.7

Гидродинамическая модель нефтяного месторождения: создание, адаптация, прогноз

А.М. Жук✉, В.А. Саяхов

*Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»,
Россия, г. Альметьевск*

✉zet.099@yandex.ru

Аннотация. Рассматривается механизм и аспекты моделирования процесса разработки нефтяного месторождения, который включает в себя создание и построение геолого-гидродинамической модели с использованием набора геолого-физических данных и необходимых кубов, адаптацию имеющихся данных для корректного сопоставления исторических данных с полученными результатами расчетов при использовании программного комплекса и прогнозирование процесса разработки моделируемого месторождения для выявления наиболее экономически выгодного варианта.

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, адаптация геолого-гидродинамической модели, прогноз разработки, моделирование месторождений

Для цитирования: Жук А.М., Саяхов В.А. Гидродинамическая модель нефтяного месторождения: создание, адаптация, прогноз // Известия Томского политехнического университета. Промышленная кибернетика. – 2025. – Т. 3. – № 1. – С. 8–12. DOI: 10.18799/29495407/2025/1/82

UDC 005, 004.021, 004.932:621.391+519.876.5
DOI: 10.18799/29495407/2025/1/82

Hydrodynamic model of oil field: creation, adaptation, forecast

A.M. Zhuk✉, V.A. Sayakhov

Almetyevsk State Technological University "Petroleum High School", Almetyevsk, Russian Federation

✉zet.099@yandex.ru

Abstract. The paper considers the mechanism and aspects of modeling oil field development. This includes the creation and construction of a geological and hydrodynamic model using a set of geological and physical data and the necessary cubes, adaptation of available data for correct comparison of historical data with the obtained calculation results using the software package and forecasting the development of the modeled field to identify the most economically advantageous option.

Keywords: hydrodynamic modeling, adaptation of geological-hydrodynamic model, development forecast, field modeling

For citation: Zhuk A.M., Sayakhov V.A. Hydrodynamic model of oil field: creation, adaptation, forecast. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Industrial Cybernetics*, 2025, vol. 3, no. 1, pp. 8–12. DOI: 10.18799/29495407/2025/1/82

Введение

Цифровые двойники, создаваемые в ходе моделирования и представляющие собой виртуальные модели физических объектов, процессов или си-

стем, позволяют производить анализ существующих объектов, явлений или их совокупностей в реальном времени. В настоящее время без цифровых двойников невозможно представить целые отрасли,

включая и нефтегазовую, в которой одним из ключевых направлений является создание и адаптация не только гидродинамических моделей отдельных месторождений, но и совокупностей тесно взаимосвязанных процессов – активно развивающееся интегрированное моделирование. Однако основой интегрированных систем являются гидродинамические модели поднятий, создание которых позволяет с более высокой точностью оптимизировать существующие, а также эффективно прогнозировать дальнейшие процессы добычи углеводородов и управление ресурсами недр.

Описание процесса создания гидродинамической модели

Гидродинамические модели (ГДМ) используются для моделирования и анализа различных процессов, таких как бурение новых скважин; отображение исторического процесса разработки; оптимизация, прогнозирование и рационализация последующих лет разработки. Они позволяют симулировать и применять различные сценарии, оптимизировать и анализировать процессы, производить оценку рисков, в том числе и экономических. Гидродинамическая модель месторождения отображает текущее состояние разработки (давление, насыщенность, пространственное распределение текущих подвижных запасов углеводородов) и позволяет прогнозировать динамику технологических показателей месторождения при различных сценариях разработки. Основой гидродинамических моделей являются трёхмерные геологические модели [1].

В процессе разработки любое месторождение характеризуется общими технологическими показателями, но наиболее важными при геолого-гидродинамическом моделировании нефтяных месторождений являются:

- накопленная и годовая добыча нефти, жидкости и воды на месторождении;
- коэффициент извлечения нефти;
- общее количество добывающих и нагнетательных скважин;
- действующее количество добывающих и нагнетательных скважин
- компенсация отбора закачкой;
- накопленная закачка воды.

Рассматриваемое нефтяное месторождение, открытое в 1980 г. бурением двух глубоких скважин, до настоящего времени разрабатывалось по трем проектным документам. Выработка запасов осуществлялась на естественном упругом водонапорном режиме до 2015 г., после чего отбор жидкости был остановлен из-за значительного отклонения по проектным показателям. В целом на 01.01.2024 г. общий фонд составляет две скважины, находящиеся в консервации.

Перспектива полной выработки запасов связана с дальнейшим разбуриванием в соответствии с настоящим проектным документом, а также с проведением различных геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на увеличение продуктивности скважин и снижение обводненности продукции. Особую роль играет построение актуальной ГДМ для более эффективного анализа этапов разработки и выбора оптимального варианта разбуривания залежи.

Целью создания ГДМ является оценка распределения запасов по площади в различные моменты времени, оптимизация и пересмотр запланированных ГТМ, создание базы для расчета прогнозов рекомендуемых вариантов [2]. ГТМ – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти [3].

При построении фильтрационных моделей продуктивных пластов C2vr, C1t данного нефтяного месторождения применялся программный комплекс Aspen ResView и tNavigator 21.3, который может взаимодействовать с Python, что позволяет интегрировать системы более эффективно и ускорять процесс моделирования, создавать собственные скрипты [4].

При моделировании процесса движения флюидов в пласте используется модель непоршневого вытеснения нефти водой. Модель Баклея–Леверетто – это модель вытеснения, в которой считается, что за фронтом вытеснения движутся вытесняющий и вытесняемый флюиды, то есть за ним происходит многофазная фильтрация.

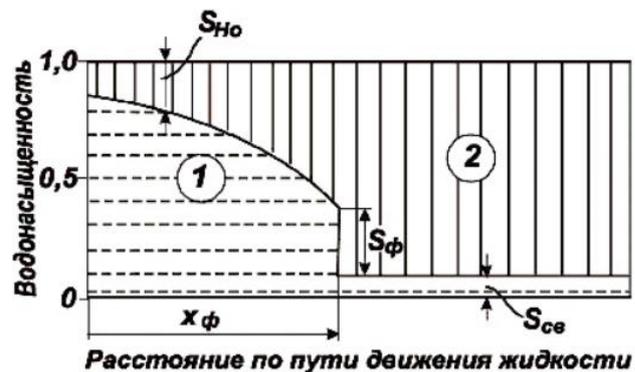


Рис. 1. Модель непоршневого вытеснения нефти водой (модель Баклея–Леверетто): 1 – фаза воды, 2 – фаза нефти [5]

Fig. 1. Model of non-piston displacement of oil by water (Buckley–Leverett model): 1 – water phase, 2 – oil phase [5]

Модель непоршневого вытеснения (рис. 1) работает с учетом двухфазной фильтрации воды и нефти в пористой среде, в отличие от модели

поршневого вытеснения, в которой нефть не извлекается из уже обводнившихся пропластков, а обводнение происходит резко и сразу же в полном объеме, то есть мгновенно достигает своего максимального значения. Водонасыщенность постоянно увеличивается в каждом сечении заводненной области, достигая предельного значения [5].

Подготовительный этап создания модели включает в себя сбор и обобщение данных, необходимых для дальнейшего использования в tNavigator: грид-сетка, кубы песчаности (Net To Gross Ratio – NTG), пористости (PORO), проницаемости (PERMX), начальной и остаточной водонасыщенности (Soil and Water Assessment Tool, Critical Saturation of Oil in Water – SWAT и SOWCR) (рис. 2); данные по PVT-свойствам пластовых флюидов: плотность нефти, воды в поверхностных условиях, зависимости вязкости, объемного коэффициента нефти от давления и пр.; функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП), капиллярного давления; данные по свойствам породы; координаты скважин, инклинометрия; промысловые данные по скважинам: исторические данные по добыче нефти, жидкости, коэффициенты эксплуатации, каталог перфораций подгружаются в Aspen ResView в формате Excel таблиц.

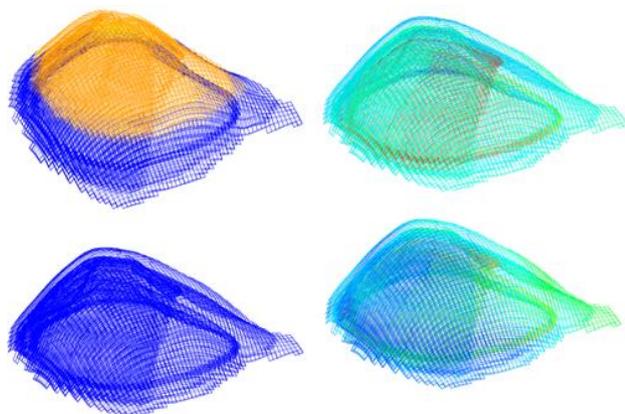


Рис. 2. Кубы: SWAT, PORO, PERMX; GRID-сетка
Fig. 2. Cubes: SWAT, PORO, PERMX; GRID-grid

Далее собранные и обработанные данные выгружаются для tNavigator в формате Tempest. Сборка гидродинамической модели (рис. 3) происходит с помощью модуля tNavigator «Дизайнер моделей», в котором создается проект формата SNP. Для сборки исторических данных в SNP-проект загружаются файлы: WELLTRACK – траектории скважин; HIST – история добычи по всем скважинам по объекте, которая содержит информацию по количеству добытого флюида, данные по забойному и пластовому давлению; PERF – файл с инфор-

мацией о конструкции скважины. В проекте также задаются правила управления добывающими и нагнетательными скважинами, а затем выгружаются конечные файлы для дальнейшего расчета в одноименном модуле tNavigator «Расчет». Однако следует заметить, что существуют и другие применяемые методы сборки модели, которые могут существенно различаться как по функционалу, так и по итоговому результату.

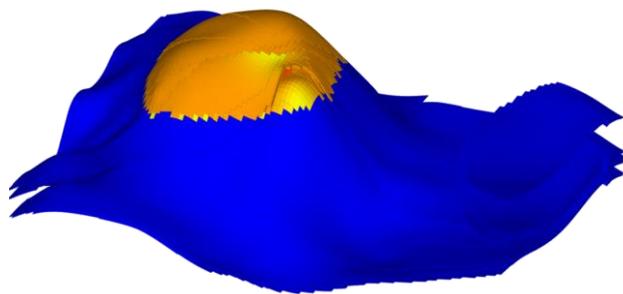


Рис. 3. Общий вид кубов геолого-гидродинамической модели
Fig. 3. General view of the cubes of the geological-hydrodynamic model

Достоверность и качество построенных моделей подтверждается сходством подсчитанных параметров и запасов нефти, полученных в гидродинамических моделях по каждому из горизонтов, и параметров и запасов геологической модели, сопоставлением запасов углеводородного сырья (УВС) по гидродинамической модели и принятых к проектированию. Также немаловажную роль имеет сходимость интегральных (накопленных) параметров, в первую очередь по жидкости, нефти и воде. Расхождение параметров в гидродинамических моделях Верейского (С2vr) и Турнейского (С1t) горизонтов нефтяного месторождения составило менее 5 %, что свидетельствует о высоком качестве построения модели и достоверности получаемых результатов расчета [6].

Процесс адаптации геолого-гидродинамической модели

Дальнейший этап моделирования – адаптация данных по месторождению. Процесс адаптации ГДМ месторождения является наиболее важным элементом при оптимизации разработки углеводородных (УВ) ресурсов. При адаптации возможно возникновение таких сложностей, как наличие высокой вязкости нефти, заколонных циркуляций и негерметичности эксплуатационной колонны на скважинах, которые могут быть решены путем локальной модификации свойств ОФП и проницаемости, а также заданием новых перфораций и изоляций по траекториям адаптируемых скважин.

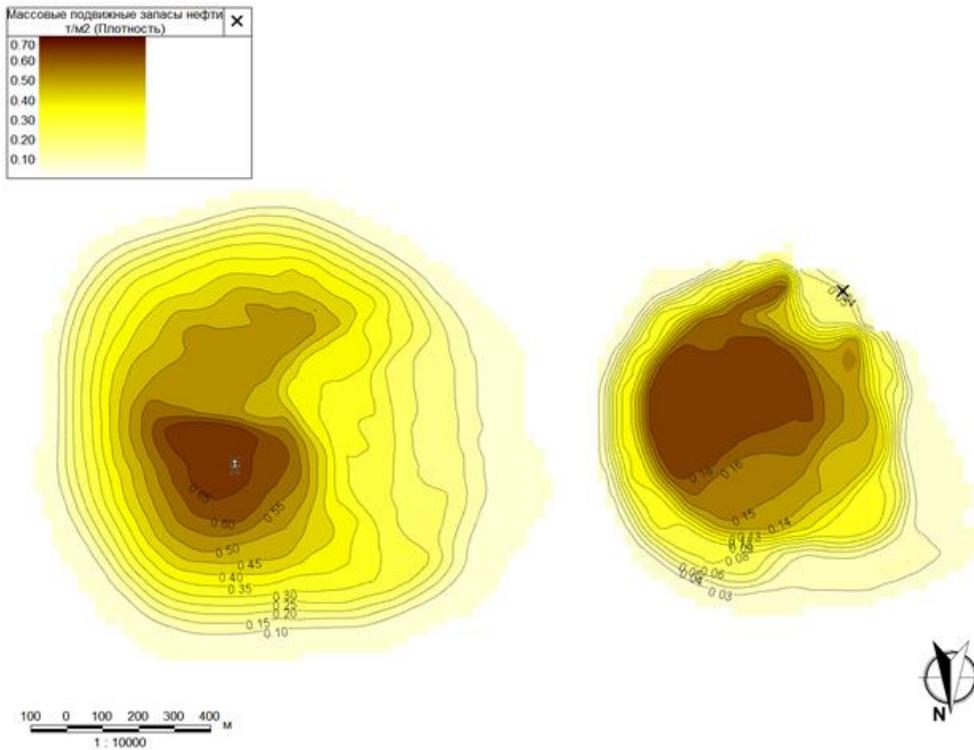


Рис. 4. Карты плотностей массовых подвижных запасов нефти Турнейского и Верейского горизонтов
Fig. 4. Maps of mass movable oil reserves density of the Tournaisian and Vereisky horizons

Следует отметить, что несовершенство программных средств моделирования не позволяет полностью смоделировать процессы при применении малообъемных технологий, учесть неньютоновские свойства нефтей и ряд других явлений. Поэтому вводятся скачкообразные изменения параметров призабойной зоны пласта, имитирующих эффект от технологии воздействия на пласт, используется ряд других приемов для максимального приближения модели к реальным процессам [7].

Адаптация объектов месторождения включала в себя анализ существующих данных о геологическом строении, гидродинамических характеристиках и эксплуатационных параметрах месторождения, что позволило построить карты плотностей массовых подвижных запасов по двум ГДМ для залежей нефти Верейского и Турнейского объектов месторождения (рис. 4) по состоянию на 01.01.2024 г. Адаптированную по истории разработки гидродинамическую модель можно регулярно актуализировать, дополняя данными о режимах работы скважин за прошедший период [1].

Адаптированная ГДМ позволяет разработать и смоделировать множество прогнозных вариантов, а также утвердить наиболее рентабельный, экономически выгодный вариант разработки, создать оптимальный график ГТМ. Посчитанные варианты по обоим объектам эксплуатации вплоть до 2125 г. позволили оценить годовые показатели разработки,

включая экономическую составляющую реализации рекомендуемого варианта.

Заключение

Разработка и применение цифровых двойников, в частности ГДМ нефтяных месторождений, открыла новые горизонты для оптимизации процессов в нефтегазовой отрасли. С помощью геолого-гидродинамического моделирования производится обработка, интеграция и анализ огромного количества информации с основной целью – построению цифровой и содержательной модели [8]. Несмотря на большие временные затраты и трудозатраты специалистов, необходимые на проведение геолого-гидродинамического моделирования, при наличии достаточного объема исходной информации и квалифицированных исполнителей, применение моделей позволяет более точно прогнозировать показатели разработки, оптимизировать эксплуатационные затраты и капитальные вложения [7]. Такие технологии позволяют не только повысить эффективность добычи, но и снизить риски, связанные с эксплуатацией месторождений. В условиях растущей конкуренции и необходимости устойчивого развития, внедрение цифровых двойников становится неотъемлемой частью стратегий управления ресурсами в нефтегазовом секторе, ГДМ составляют основу для набирающего обороты и все более обсуждаемого интегрированного моделирования месторождений нефти и газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Эйдинов Д.А. tNavigator – гидродинамический симулятор нового поколения // Недропользование XXI век. – 2015. – № 4-54. – С. 62–69. EDN: UMSNAB
2. Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Дулкарнаев М.Р. Итерационная методика построения геолого-гидродинамических моделей для оценки распределения остаточных запасов нефти и планирования геолого-технологических мероприятий // Георесурсы. – 2011. – № 3 (39). – С. 43–48. EDN: OALPDL
3. Тюльков А.Т., Пермяков А.В., Шакиров Р.Р. Методика ранжирования скважин-кандидатов ГТМ на газоконденсатном месторождении с существенной выработкой запасов для ввода в разработку из длительной консервации // Сфера. Нефть и Газ. – 2021. – № 3 (82). – С. 30–34.
4. Соколов К.С., Работа с большими данными в гидродинамическом моделировании // Инновации. Наука. Образование. – 2021. – № 35. – С. 830–832. EDN: DHKKBI
5. Салимов Ш.Ю. Расчет технологических показателей разработки нефтяного месторождения с использованием модели непоршневого вытеснения нефти водой // Развитие современных технологий: теоретические и практические аспекты. Сборник статей II Международной научно-практической конференции. – Петрозаводск: Международный центр научного партнерства «Новая Наука», 2022. – С. 59–63. EDN: XCVIXU
6. ГОСТ Р 55414-2013. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. – М.: Изд-во стандартов, 2014.
7. Закиров Р.Х. Роль геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. – 2009. – № 4 (32). – С. 34–36. EDN: KXYKGL
8. Гареева А.А. Значение геолого-гидродинамического моделирования при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений // Актуальные исследования. – 2020. – № 22 (25). – С. 68–70. EDN: RHSOLY

Информация об авторах

Алексей Михайлович Жук, студент, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 210; zet.099@yandex.ru

Вадим Аликович Саяхов, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 210; sayakhoff@mail.ru

Поступила в редакцию: 15.01.2025

Поступила после рецензирования: 25.02.2025

Принята к публикации: 20.03.2025

REFERENCES

1. Eidinov D.A. tNavigator – hydrodynamic simulation of a new generation. *Subsoil use XXI century*, 2015, no. 4-54, pp. 62–69. (In Russ.) EDN: UMSNAB
2. Mikhailov V.N., Volkov Yu.A., Dulkarnaev M.R. Iterative technique of geological hydrodynamic modeling for the estimation of residual oil reserves distribution and planning of geological and technological works. *Georesources*, 2011, no. 3 (39), pp. 43–48. (In Russ.) EDN: OALPDL
3. Tyulkov A.T., Permyakov A.V., Shakirov R.R. Methodology for ranking candidate wells for GTM at a gas condensate field with significant reserves depletion for commissioning from long-term mothballing. *Sphere. Oil and Gas*, 2021, no. 3 (82), pp. 30–34. (In Russ.)
4. Sokolov K.S. Working with big data in hydrodynamic modeling. *Innovations. Science. Education*, 2021, no. 35, pp. 830–832. (In Russ.) EDN: DHKKBI
5. Salimov Sh.Yu. Calculation of technological indicators of oil field development using the model of non-piston oil displacement by water. Development of modern technologies: theoretical and practical aspects. Collection of articles of the II International scientific and practical conference. Petrozavodsk: International Center for Scientific Partnership "New Science" Publ., 2022. pp. 59–63. (In Russ.) EDN: XCVIXU
6. *SS R 55414-2013. Gas, gas condensate, oil and gas and oil and gas condensate fields*. Moscow, Publishing house of standards, 2014. (In Russ.)
7. Zakirov R.Kh. Role of geological-hydrodynamic modelling at designing of oil field development. *Georesources*, 2009, no. 4 (32), pp. 34–36. (In Russ.) EDN: KXYKGL
8. Gareeva A.A. The importance of geological and hydrodynamic modeling in the development and operation of oil and gas fields. *Actual Research*, 2020, no. 22 (25), pp. 68–70. (In Russ.) EDN: RHSOLY

Information about the authors

Aleksei M. Zhuk, Student, Almet'yevsk State Technological University "Petroleum High School", 210, Sovetskaya street, Almet'yevsk, 423462, Russian Federation; zet.099@yandex.ru

Vadim A. Sayakhov, Cand. Sc., Associate Professor, Almet'yevsk State Technological University "Petroleum High School", 210, Sovetskaya street, Almet'yevsk, 423462, Russian Federation. sayakhoff@mail.ru

Received: 15.01.2025

Revised: 25.02.2025

Accepted: 20.03.2025