

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

© Коллектив авторов,
2025



Н.О. Некрасов*, Г.Г. Файзрахманов, И.Р. Мавлявов

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, РФ, Альметьевск

Электронный адрес: nekrasovno@tatneft.ru

Введение. Интегрированное моделирование представляет собой современный подход к управлению нефтегазовыми активами, который позволяет объединить различные аспекты разработки месторождения в единую модель. Этот метод становится особенно актуальным на поздних стадиях разработки, когда необходимо оптимизировать добычу и максимально эффективно использовать оставшиеся запасы. В данной статье рассматриваются перспективы применения интегрированного моделирования на поздних стадиях разработки месторождения.

Цель. Исследование направлено на изучение текущего опыта компании ПАО «Татнефть» и перспектив применения интегрированного моделирования на поздних стадиях разработки нефтегазовых месторождений. Основная цель работы заключается в описании перспективных методов и технологий развития интегрированного моделирования как целостной структуры, состоящей из отдельных звеньев, а также использования интегрированных моделей для оптимизации добычи, управления инфраструктурой и повышения экономической эффективности в условиях значительной неопределенности и осложнений.

Материалы и методы. В статье рассматриваются современные подходы к моделированию целостной системы «пласт — скважина — поверхностная сеть». Используются методы автоматизации процессов подготовки и адаптации гидродинамических и геологических моделей (ГГДМ), а также модели наземной инфраструктуры. Описываются примеры применения этих методов для поиска, локализации и решения технических вызовов, направленных на повышение качества управления производством.

Результаты. Интегрированные модели способствуют оптимизации режимов эксплуатации скважин, управлению притоком жидкости и газа, а также улучшению работы поверхностной инфраструктуры. Примеры успешного внедрения как самой интегрированной модели, так и методов автоматизации и оптимизации, описанных в статье, подтверждают высокую эффективность и актуальность данного подхода.

Заключение. Интегрированное моделирование позволяет значительно повысить точность прогнозов и эффективность добычи, однако приводит к увеличению трудозатрат на его создание. С целью снижения трудозатрат, развития постобработки результатов расчетов специалистами Центра моделирования института «ТатНИПИнефть» разработаны оптимизационные алгоритмы. Алгоритмы позволяют оптимизировать этапы создания моделей, расчетов сценариев и обработки результатов. Рассмотрен опыт других компаний с целью наметить вектор дальнейшего развития собственных разработок в части интегрированного моделирования (далее ИМ).

Ключевые слова: интегрированное моделирование, поздняя стадия разработки месторождения, геологическая модель, гидродинамическая модель, модель скважин, модель сети сбора, автоматизация процессов, цифровая модель, управление месторождением

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Некрасов Н.О., Файзрахманов Г.Г., Мавлявов И.Р. Перспективы применения интегрированного моделирования на поздних стадиях разработки месторождения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):120–131. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-120-131>

Статья поступила в редакцию 13.03.2025

Принята к публикации 01.04.2025

Опубликована 30.06.2025

PROSPECTS FOR APPLICATION OF INTEGRATED SIMULATION FOR MATURE FIELDS

Nikita O. Nekrasov*, Galim G. Fayzrakhmanov, Ilnur R. Mavlyavov

TatNIPIneft Institute — PJSC Tatneft, RF, Almetьевsk

E-mail: nekrasovno@tatneft.ru

Introduction. Integrated simulation is a modern approach to managing oil and gas assets, which allows combining various aspects of field development into a single model. This method becomes particularly relevant at the late stages of field development when it is necessary to optimize production and maximize the efficient use of the remaining reserves. The paper discusses prospects for applying integrated simulation for mature fields.

Aim. The research is aimed at studying the prospects for application of integrated simulation for mature oil and gas fields. The main goal is to present promising methods and technologies for the development of integrated simulation as a coherent system composed of individual components, as well as the use of integrated models to optimize production, manage infrastructure, and improve economic efficiency under significant uncertainty and complications.

Materials and methods. The paper analyzes modern approaches to simulation of the integrated system “reservoir-well-surface network.” Methods of automated development and history-matching of geologic and reservoir simulation models, as well as surface infrastructure models, are used. The paper presents typical applications of these methods to identify, localize, and address technical challenges aimed at improving production management quality.

Results. Integrated models provide to optimize well operation modes, manage liquid and gas inflows, improve surface infrastructure. Examples with successful implementation of both the integrated model itself and the automation and optimization methods described in the article confirm the high efficiency and relevance of this approach.

Conclusion. Integrated modeling allows to significantly increase the accuracy of forecasts and production efficiency, however, it leads to an increase in labor costs for its creation. In order to reduce labor costs, develop post-processing of calculation results, specialists of the Modeling Center have developed optimization algorithms. The algorithms allow to optimize the stages of creating models, calculating scenarios and processing results. The experience of other companies was considered in order to outline the vector of further development of their own developments in the part of IM.

Keywords: integrated simulation, mature fields, geological model, reservoir simulation model, well model, gathering network model, process automation, digital model, reservoir management

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Nekrasov N.O., Fayzrakhmanov G.G., Mavlyavov I.R. Prospects for application of integrated simulation for mature fields. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):120–131. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-120-131>

Manuscript received 13.03.2025

Accepted 01.04.2025

Published 30.06.2025

ВВЕДЕНИЕ

Интерес к разработке новых подходов для повышения эффективности эксплуатации месторождений ПАО «Татнефть» обусловлен большим потенциалом активов. Тенденция к вовлечению новых активов, рост обводнённости, постепенное изнашивание скважинного и поверхностного оборудования требуют современных решений. С каждым годом экономически целесообразная добыча углеводородов требует применения все более технологичного и ресурсоемкого подхода. Интегрированное моделирование становится перспективным инструментом для повышения эффективности разработки месторождений, особенно на поздних стадиях эксплуатации. В статье приводятся: описание структуры выбранной интегрированной модели, так как эксперты в данной области подразумевают различные конфигурации под интегрированной моделью, описание текущего опыта автоматизации построения и использования интегрированной модели как структуры из нескольких моделей, а также приводятся возможные методы их уточнения и перспективные технологии, развиваемые сегодня.

СТРУКТУРА ОПИСЫВАЕМОЙ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ

Интегрированная модель (ИМ) — это целостная модель объекта разработки, состоящая из геологической и гидродинамической моделей пласта, моделей скважин и модели системы сбора нефти/сети поддержания пластового давления (ППД). Все модели связаны между собой в единую цифровую модель (рис. 1).

Модель пласта — совокупность цифрового 3D-массива геолого-физических параметров, характеризующих моделируемое месторождение или его участок (залежь, объект). Модель позволяет оценить и спрогнозировать основные закономерности фильтрации флюидов под влиянием технико-технологических решений и различных воздействий на пласт (геолого-технические мероприятия (ГТМ), бурение и т.д.).

Модель скважины — цифровой двойник конструкции скважины с учетом спущенного глубинно-насосного оборудования (ГНО), позволяющий рассчитать кривую распределения давления по стволу скважины от забоя к устью и наоборот (VFP — Vertical Flow Performance) для адаптации давлений с целью последующего соединения (интеграции)

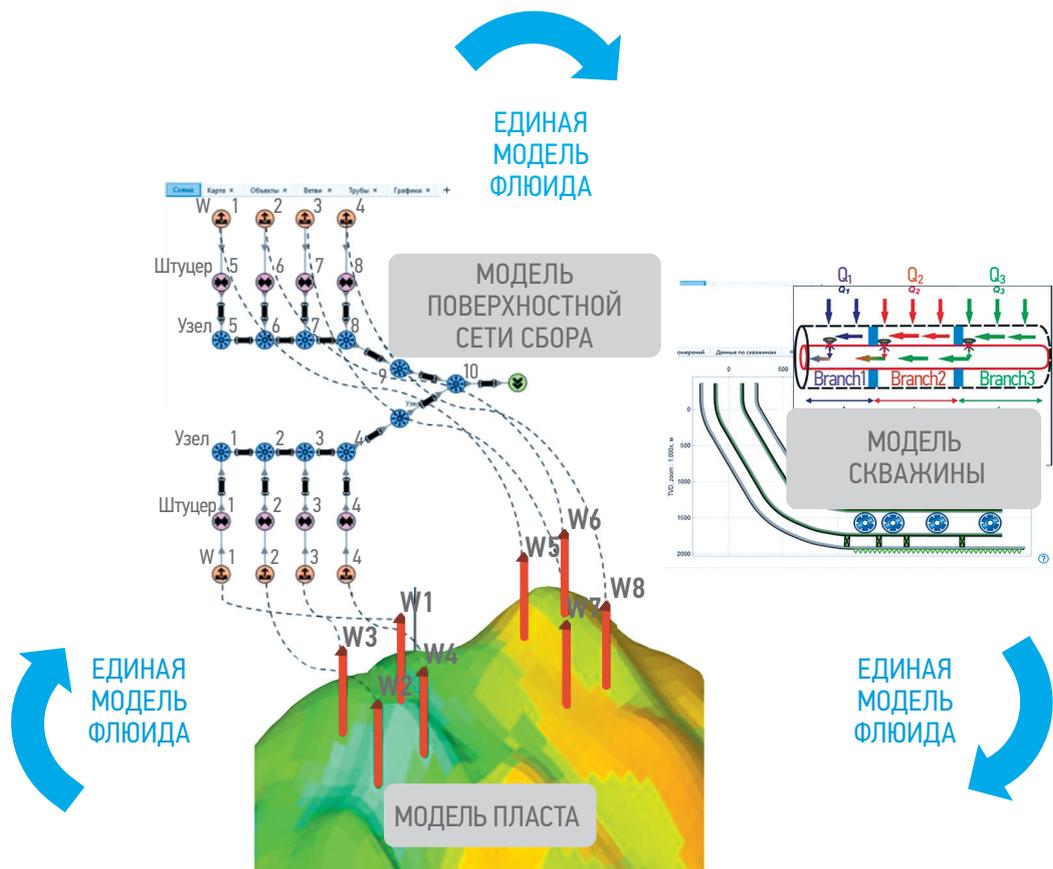


Рис. 1. Цифровая модель системы «пласт — скважина — система сбора». Составлено авторами
 Fig. 1. Digital model of “reservoir — well — gathering network” system. Prepared by the authors

модели пласта и модели сети через модель скважины.
 Модель поверхностной сети сбора/ППД — компьютерная модель наземного обустройства, полностью повторяющая характеристики объектов и их положение в пространстве (x, y, z). Модель предназначена для расчета, визуализации, анализа и оптимизации поверхностных сетей с учетом особенностей рельефа и эксплуатационных режимов месторождения.

ТЕКУЩИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ

В рамках проектов, реализуемых Центром моделирования института «ТатНИПИнефть», планируется выполнять сценарное планирование разработки нефтяных месторождений на зрелых активах с использованием ИМ. Это комплексный подход, который позволяет учитывать множество факторов для оптимизации добычи, управления запасами и повышения экономической эффективности. Зрелое месторождение Y характеризуются

снижением добычи, высоким уровнем обводненности и неравномерным распределением остаточных запасов, поэтому требуют тщательного анализа и планирования. Рассмотрим основные этапы и аспекты такого планирования.

1. Интегрированная модель как основа планирования

Интегрированное моделирование (ИМ) объединяет данные из различных дисциплин: геология (строение пласта, распределении остаточных запасов и т.д.), гидродинамическое моделирование (состояния и история эксплуатации скважин, информацию о наземной инфраструктуре) и другие в зависимости от выбранной сложности модели.

2. Подбор ГТМ

Для подбора ГТМ на зрелых месторождениях могут использоваться гидродинамические модели (ГДМ). Эти модели позволяют оптимизировать время потраченное на подбор ГТМ, для максимизации добычи при минимальных затратах, но не исключать экспертное заключение специалистов полностью.

3. Расчет уровней добычи

Прогнозы строятся на краткосрочные, среднесрочные и долгосрочные периоды, учитывая неопределенности, такие как изменение свойств пласта или эффективности ГТМ. В данном кейсе рассмотрены три сценария: «Для реализации» с реконструкцией инфраструктуры и бурением, «ГТМ на существующем фонде (СФ)» с ограничением на изменение инфраструктуры и ГТМ на существующем фонде скважин, и «Базовый» без изменений текущего состояния (рис. 2).

4. Варианты развития наземной инфраструктуры

Наземная инфраструктура часто ограничивает уровень добычи. Возможные сценарии её развития включают модернизацию существующих мощностей для увеличения пропускной способности и замены устаревшего оборудования, строительство новых объектов, таких как установки подготовки нефти и газа, трубопроводы и системы утилизации попутного газа, а также оптимизацию логистики для снижения транспортных затрат. Каждый вариант оценивается с точки зрения капитальных затрат, сроков реализации и влияния на общую экономику проекта.

5. Экономическая оценка сценариев

Экономическая оценка включает расчет капитальных и операционных затрат на ГТМ, модернизацию инфраструктуры и бурение

скважин, прогноз доходов на основе добычи и цен на нефть и газ, а также оценку чистой приведенной стоимости (NPV) и внутренней нормы доходности (IRR) и срока окупаемости. Анализ чувствительности оценивает влияние изменения ключевых параметров на экономику проекта.

ПРИМЕРЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ПРИ СОЗДАНИИ ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ В ПАО «ТАТНЕФТЬ»

Создание и адаптация геолого-гидродинамических моделей для ИМ требуют повышенной точности и сопряжен с рядом вызовов. Эти вызовы охватывают различные аспекты и требуют комплексного подхода для их преодоления. Ключевые проблемы, с которыми пришлось столкнуться при работе над данным проектом:

Время расчета моделей — современные ИМ часто требуют значительных вычислительных ресурсов и времени для проведения расчетов.

Длительная история — рассматриваемое месторождение и участок разрабатывались с 1953 года, и основная проблема заключается в том, что часть данных могут быть неполными или неточными, что затрудняет их использование для построения достоверных интегрированных моделей.

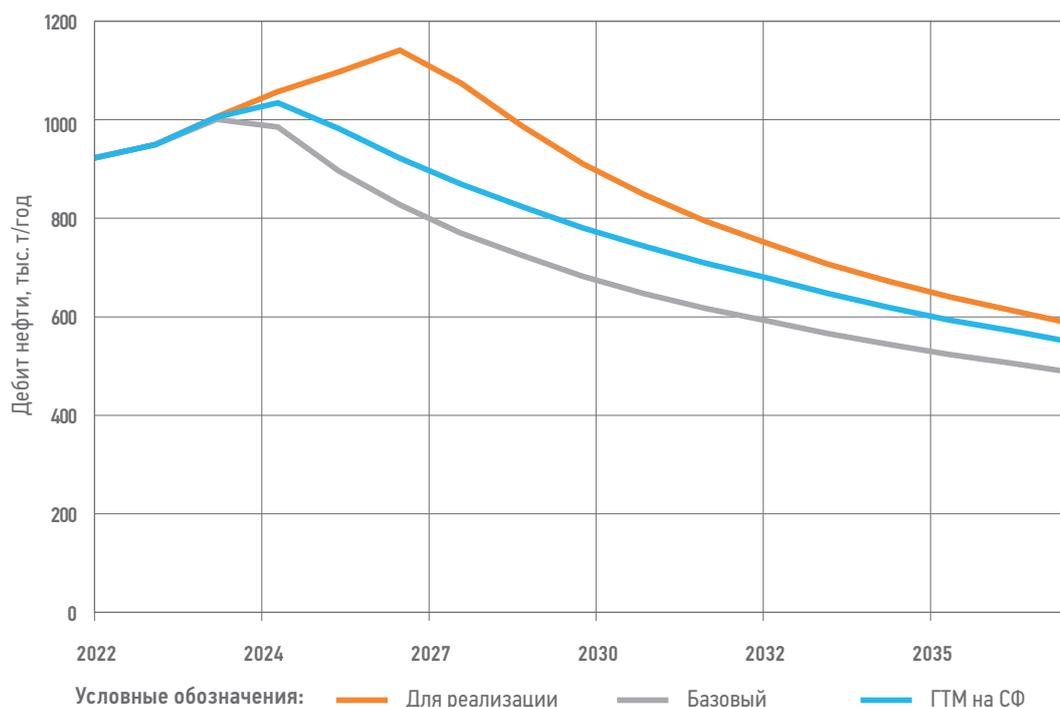


Рис. 2. Уровни добычи нефти при сценарном планировании с помощью интегрированного моделирования. Составлено авторами

Fig. 2. Oil production levels in scenario planning using integrated simulation. Prepared by the authors

Геологическая неопределенность — неодно-
родность геологических структур, наличие
непредсказуемых аномалий и ограниченные
данные о подземных процессах создают зна-
чительные трудности, несмотря на высокую
разбуренность и значительную изученность
участка.

ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫМИ АКТИВАМИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАССМОТРЕН ПОДХОД ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ «ПЛАСТ — СКВАЖИНА — ПОВЕРХНОСТНАЯ СЕТЬ» НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ПОДГОТОВКИ И АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ.

Специалисты центра моделирования инсти-
тута «ТатНИПИнефть» определили основные
задачи для автоматизации процесса сбора,
построения и расчета интегрированных мо-
делей. Так как интегрированная модель —
это по своей сути набор геологической, гид-
родинамической моделей, моделей скважин
и наземной инфраструктуры, то задачами
улучшения интегрированной модели яв-
ляются задачи улучшения каждой из частей
в отдельности.

Применение машинного обучения для выделения литотипов на геологической модели

Для улучшения геологической модели,
специалистами Института «ТатНИПИнефть»
разработана методика по прогнозированию
литотипов на данных кривых ГИС.
В настоящее время интерпретация результа-
тов геофизических исследований скважин
производится геофизиками-интерпретатора-
ми, которые предварительно обрабатывают
данные и нормируют кривые. Процесс под-
готовки каротажных кривых может зани-
мать большое количество времени, особенно
в случаях, когда приходится интерпретиро-
вать данные по сотням и тысячам скважин.
В данной работе исследуется применимость
методов машинного обучения в задаче опре-
деления литофизических типов по каротаж-
ным кривым.

В рассмотренном проекте
на результатах выделения литотипов
по 300 скважинам спрогнозированы лито-
типы по более чем 700 скважинам данной
модели и ряда участков соседних площадей.
Преимуществом данного подхода является
как учет географического расположения точ-
ки, так и малое количество необходимых дан-
ных (кривые ГИС, которые непосредственно

использовались для обучения — АГК, АНГК
и АПС, включались данные по отбивкам гори-
зонтов, кубы пористости, литологии). Модель
успешно себя показала на моделях териген-
ного девона, показав точность на отдель-
ной выборке (не участвовавшей в обучении)
более 75 %, что является значительным ре-
зультатом при малом количестве данных.
Сборка работает на следующем наборе биб-
лиотек Python:

Порядок работы алгоритма:

1. Первый блок — расчет кривых с коор-
динатами каждой точки — необходимо
для учета соседних точек и их влияния.
2. Второй блок — вывод (в лог) всех кривых
проекта — на данном этапе специалисту
предполагается выбрать какие из кривых
использовать в обучении модели, с учетом
количества измеренных значений (кривые
с большим количеством пропусков нега-
тивно скажутся на работе алгоритма).
3. Третий блок — выгрузка всех данных в да-
тафрейм, необходимо для работы даль-
нейших алгоритмов и для самопроверки
данных при возникновении ошибок/во-
просов.
4. Четвертый блок — обучение и выбор моде-
ли для сохранения.

Выбранная модель по метрикам качества
(в логге) сохраняется в файл для дальнейшего
использования. На рисунке ниже представ-
лен пример скважины с спрогнозированны-
ми литотипами и исходным, определенным
вручную специалистом (рис. 3). Далее ре-
зультаты классификации передаются специ-
алистам-геологам для экспертной оценки
и дальнейшего использования.

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОДБОРА СКВАЖИН КАНДИДАТОВ НА ОСНОВЕ МНОВОВАРИАНТНЫХ РАСЧЕТОВ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Для оптимизации времени подбора скважин
кандидатов для бурения на основе геоло-
го-гидродинамической модели специали-
стами института «ТатНИПИнефть» разра-
ботана система оптимизации расстановки
скважин, она работает в несколько этапов,

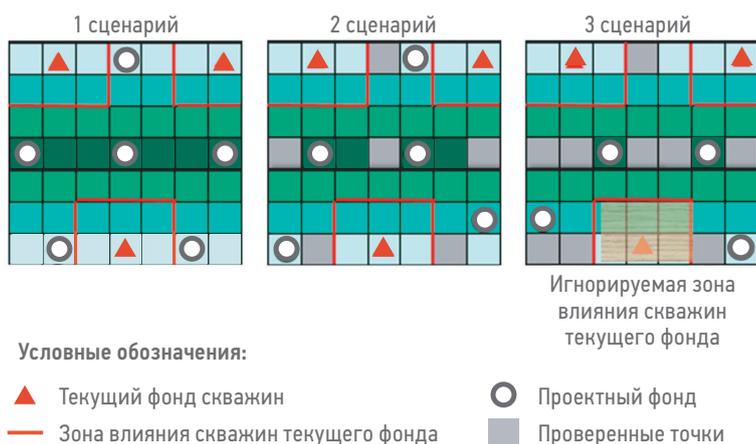


Рис. 4. Пример-схема расстановки проектных точек. Составлено авторами
 Fig. 4. An example diagram of the arrangement of design points.
 Prepared by the authors

начиная с анализа карт текущих подвижных запасов и отсеечения зон вокруг действующих скважин. Затем происходит распределение всех возможных вариантов скважин с учетом минимизации их взаимного влияния, что обеспечивает оптимальную оценку эффективности каждой скважины. На заключительном этапе проводятся многовариантные расчеты для выбора наилучших кандидатов для бурения с учетом введенных ограничений. Синтетический пример работы данного пункта алгоритма представлен на рис. 4. Ключевые особенности методики включают многовариантный анализ, интеграцию всей карты запасов, учет интерференции скважин

и адаптивное моделирование. Система может легко скорректировать стратегию разработки в ответ на новую информацию об экономических или геологических условиях. Использование Python в качестве языка программирования упрощает интеграцию системы с другими программными продуктами и расширяет ее функциональность. Алгоритм работы включает выгрузку исходной информации, запуск препроцессора для анализа карт подвижных запасов, многовариантный расчет сценариев гидродинамического моделирования, запуск постпроцессора для анализа результатов и перебор гиперпараметров для оптимизации расстановки скважин. Система позволяет более широко смотреть на задачу и находить оптимальные решения для эффективного использования ресурсов (см. рис. 5).

Методика опробована на объектах терригенного девона, нижнего карбона и карбонатного девона месторождения Y и показала эффективность и применимость, кандидаты рассмотрены специалистами по подбору скважин бурения. Результаты работы сопоставлены с классическими методами, представленными в программных продуктах с распределением равномерной сетки и многовариантными расчетами. Использование неравномерной сетки позволяет рассмотреть больше вариантов на оставшихся для бурения участках, рассматривая различную по межскважинному расстоянию конфигурацию для каждого

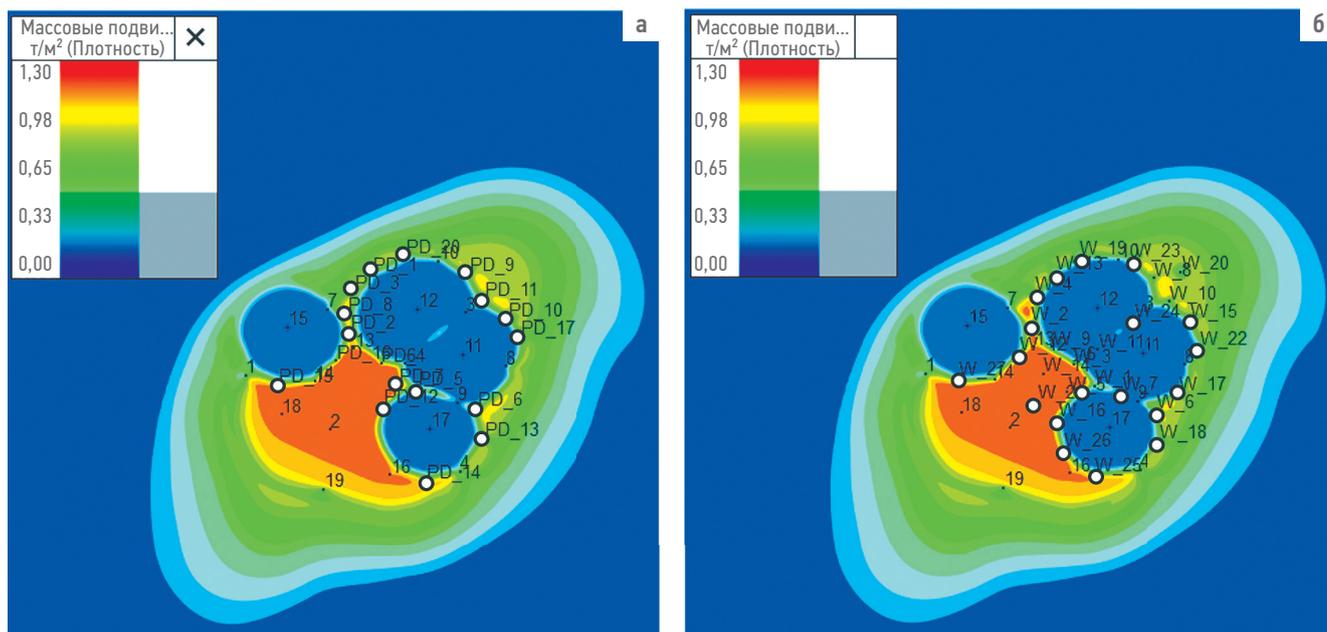


Рис. 5. Примеры двух вариантов расстановки проектных скважин на картах плотности массовых подвижных запасов через 10 лет прогноза. а) 44 проектные скважины, межскважинное расстояние 460 м; б) 17 проектных скважин, межскважинное расстояние 420 м. Составлено авторами
 Fig. 5. Examples of two variants for arranging design wells on maps of the density of mass mobile reserves after 10 years of forecast. а) 44 design wells, downhole distance 460 m; б) 17 design wells, downhole distance 420 m. Prepared by the authors

из них (в более проницаемых участках сохраняется более межскважинное расстояние, чем в менее проницаемых).

Однако корректность и эффективность применения методики зависит от объема и качества исходных данных, используемых при построении геолого-гидродинамических моделей. Поэтому важным этапом всегда будет являться экспертная оценка специалистами исходных и выходных данных при принятии решения непосредственно перед применением мероприятий и реализацией подобранных автоматизированными системами вариантов.

ЕДИНАЯ ПЛАТФОРМА ХРАНЕНИЯ БАЗЫ ГТМ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ И РАСЧЕТА СЦЕНАРИЕВ РАЗРАБОТКИ АКТИВА

В современных условиях управления нефтегазовыми активами ключевым фактором успешного планирования и принятия решений является эффективная работа с данными. Одним из важнейших аспектов этой работы является организация хранения, обработки и анализа данных по геолого-техническим мероприятиям (ГТМ). На больших активах компании количество ГТМ может достигать нескольких сотен (например, более 500 штук). Это ставит перед специалистами задачу создания системы, которая обеспечивает: централизованное хранение данных, удобство многопользовательской работы, автоматизацию процессов формирования и расчета сценариев разработки. Для решения этих задач специалисты института «ТатНИПИнефть» разработали методику и внедрили единую платформу, которая стала основой для работы с базой ГТМ.

Единая платформа дополнительно может быть (в планах развития продукта) тесно интегрирована с другими IT-решениями компании, такими как: ERP-системы для учета затрат и планирования бюджета, системы документооборота: для хранения и управления документацией по каждому мероприятию, BI-платформы: для визуализации данных и подготовки аналитических отчетов.

Данная платформа на сегодняшний день еще находится в апробации и более подробно будет описана авторами в будущих научных публикациях.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА СБОРА ДАННЫХ О НАЗЕМНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЕ

Для решения задачи автоматизации процесса сбора данных о наземной инфраструктуре

специалистами принято решение о написании скрипта [10], который собирает, классифицирует и использует данные по координатам и параметрам труб с учетом карты альтитуд для автоматического построения системы в модели с использованием исходных кодов программного обеспечения.

Автоматизация процесса построения модели наземной сети нефтяного месторождения с помощью скриптов является важным шагом в оптимизации работы над проектом. Это необходимо для сокращения времени на создание моделей — ручное построение моделей систем сбора и ППД требует значительных временных затрат, особенно на крупных месторождениях с большим количеством скважин и сложной инфраструктурой. Скрипты позволяют автоматизировать рутинные операции, такие как создание узлов, соединений, задание параметров и расчеты, что значительно ускоряет процесс. Это особенно важно при частом обновлении данных или необходимости оперативного моделирования новых сценариев.

В рамках нескольких проектов Центра моделирования по созданию интегрированных моделей месторождения X и двух площадей месторождения Y на 640 добывающих и 292 нагнетательных скважин с помощью скрипта построено более 2000 участков трубопроводов с общей протяженностью около 1500 км. Это позволило снизить трудозатраты на этапы создания моделей сетей на ~60 %. На современных месторождениях объемы данных о скважинах, трубопроводах, оборудовании и других элементах инфраструктуры огромны.

Скрипт можно легко адаптировать под изменения в структуре месторождения, такие как ввод новых скважин, изменение конфигурации трубопроводов или обновление технологических параметров. Это позволяет оперативно обновлять модели без необходимости полностью пересматривать их структуру.

Автоматизация обеспечивает единый подход к построению моделей, что особенно важно при работе в команде или при передаче данных между отделами. Это позволяет специалистам сосредоточиться на более сложных и стратегических задачах, таких как анализ результатов моделирования и оптимизация работы месторождения.

ВИЗУАЛИЗАЦИЯ НАЗЕМНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ В WEB-ИНТЕРФЕЙСЕ

Для решения задачи визуализации и мониторинга наземной инфраструктуры

разработан скрипт для визуализации параметров, рассчитанных в модели наземной сети, что является важным шагом в повышении эффективности анализа и управления системой сбора нефти. Подход к решению задачи 2D- и 3D-визуализации на спутниковой карте имеет несколько ключевых преимуществ. Пример визуализации участка сети показан на **рис. 6** с обозначением участков трубопроводов с наибольшей нагрузкой. Визуализация данных на карте позволяет быстро идентифицировать проблемные участки системы, такие как перегруженные трубопроводы, зоны с низким давлением или высокими потерями. Это значительно упрощает процесс диагностики и помогает оперативно принимать решения по оптимизации работы системы. Возможность графически отразить рассчитанные параметры (например, давление, дебиты, температуры) на карте делает данные более наглядными и понятными для специалистов. Это особенно полезно при презентации результатов руководству или коллегам, так как визуализация упрощает восприятие сложной информации. Использование спутниковой карты позволяет соотнести расчетные данные с реальной географией месторождения. Это помогает лучше понимать взаимосвязь между

расположением объектов и их работой, а также учитывать особенности рельефа и инфраструктуры при анализе. Автоматизация визуализации данных сокращает время, необходимое для анализа и интерпретации результатов моделирования. Это позволяет специалистам быстрее переходить от анализа к практическим действиям. Скрипт можно адаптировать для работы с различными месторождениями и системами, что делает его универсальным инструментом для компании. Это также дает возможность легко обновлять визуализацию при изменении конфигурации системы или вводе новых данных [9].

ВЕКТОР БУДУЩЕГО РАЗВИТИЯ ИМ В КОМПАНИИ

На сегодняшний день авторами выделяются несколько направлений будущего развития интегрированного моделирования: использование и выделение фациальных моделей в ГГДМ, 4D-сейсморазведка (Time-Lapse Seismic), которая позволяет отслеживать изменения в пластовых параметрах на протяжении всего жизненного цикла месторождения, внедрение нейронных сетей в построение гидродинамических моделей.

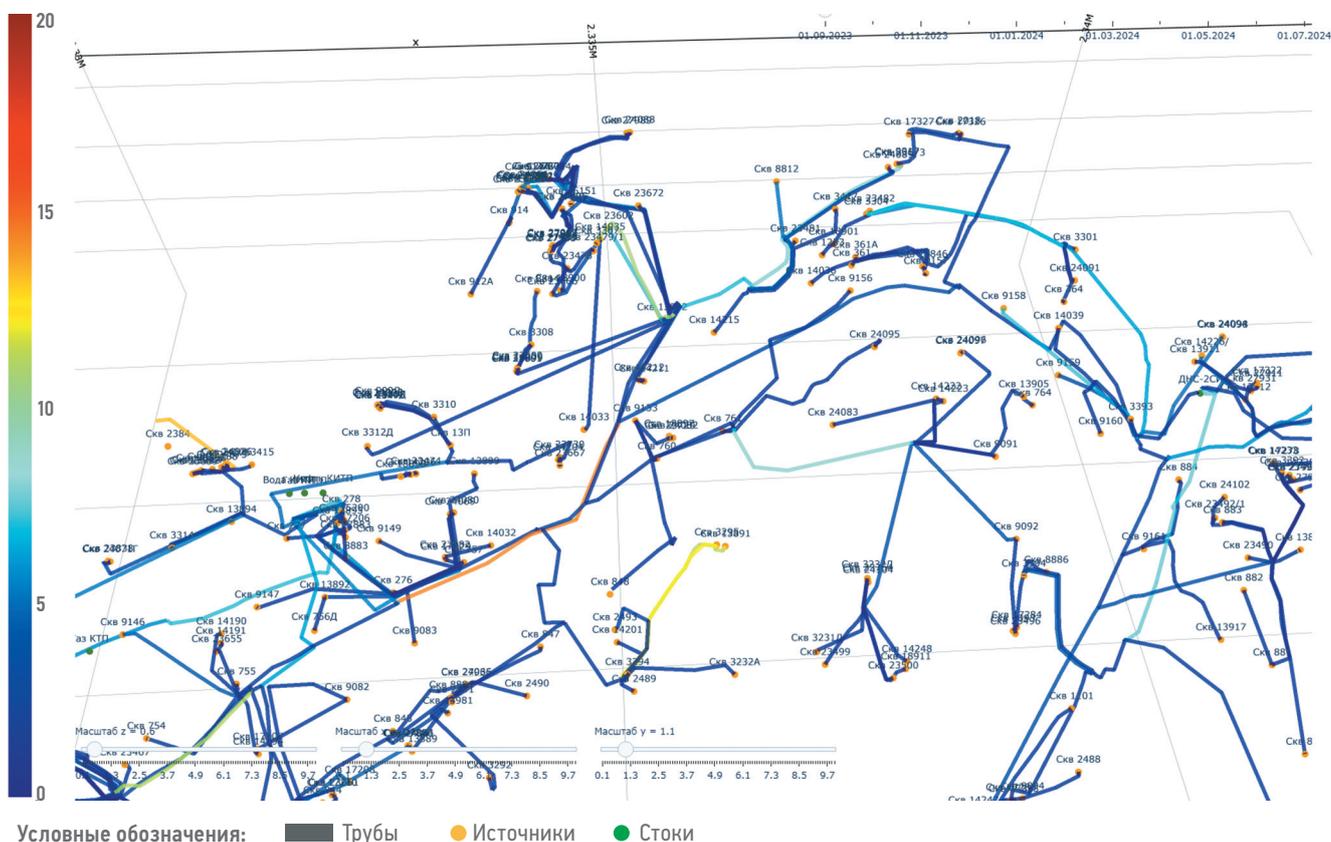


Рис. 6. Визуализация трубопроводов с обозначением нагрузки на участок сети. Составлено авторами
Fig. 6. Visualization of pipelines with specified load on a network section. Prepared by the authors

Работы [1] и [2] посвящены интегрированному подходу к построению геологических моделей на основе фациального анализа на примере ачимовских отложений Западной Сибири методом машинного обучения. На основе концептуальной модели проводится 3D геологическое моделирование с учетом фациальной дифференциации на всех основных этапах: создание модели литологии, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и насыщения. Основные этапы работы включали: фациальный анализ керна с выделением 7 фаций, формировавшихся в глубоководных условиях, петрофациальное моделирование на основе данных по пористости и проницаемости керна, интерпретация каротажных данных и сейсмического анализа: на основе литологической интерпретации каротажных кривых и сейсмических атрибутов, построение 3D геологической модели, адаптация гидродинамической модели, выбор оптимального расположения для новой кустовой площадки.

В работе [3] предлагается совершенно новый подход к моделированию и прогнозированию уровней добычи скважин с использованием нейронных сетей и ГГДМ как альтернатива стандартному подходу, который называется физически информированной пространственно-временной нейронной сетью (PI-STNN). Основная идея заключается в том, чтобы улучшить существующие модели нейронных сетей и гидродинамических моделей, интегрируя в них физические знания и статистический анализ, что позволяет более точно и эффективно моделировать сложные процессы в резервуарах, которые иначе бы требовали введения слишком большого количества переменных.

Введение PI-STNN, которая включает в себя математическое описание физических процессов течения, законов сохранения массы и энергии в нейронную сеть, позволяет модели учитывать физические законы, управляющие движением жидкостей и газов в резервуарах.

Описанная PI-STNN состоит из двух основных компонентов: глубокого сверточного энкодер-декодера (DCED) (этот компонент отвечает за пространственное моделирование, использует сверточные слои для извлечения пространственных характеристик данных) и сверточной долгосрочной краткосрочной памяти (ConvLSTM) (отвечает за временное моделирование, сочетает в себе преимущества сверточных нейронных сетей и LSTM, что позволяет эффективно учитывать временные зависимости в данных).

Всё это позволяет значительно улучшить точность и эффективность моделей, снижая при этом вычислительную сложность и временные затраты.

Статьи [4–7] поднимают вопрос потенциала и вызовов использования 4D сейсмического мониторинга (временная сейсмика) для прогнозирования распространения фронта воды и положений флюидных контактов.

4D сейсмический мониторинг представляет собой метод, при котором повторные сейсмические данные собираются с течением времени для мониторинга изменений в нефтяных месторождениях. Эти изменения могут быть вызваны изменениями в насыщенности флюидами, давлении и температуре, что влияет на плотность и сжимаемость резервуара. Таким образом, сейсмические данные могут помочь в мониторинге и прогнозировании движения флюидов между скважинами, обнаружении обходных путей нефти, предотвращении преждевременного прорыва, оптимизации расположения новых скважин и оценке пилотных проектов улучшенной нефтедобычи (EOR) перед полномасштабным внедрением.

Большинство опубликованных примеров сейсмического мониторинга являются демонстрационными проектами, и их влияние на прибыльность разработки месторождений недостаточно изучено. При этом затраты на мониторинг должны окупаться за счет увеличения добычи, приращенных запасов или снижения операционных затрат.

Локализация фронтов насыщенности флюидами позволяет оптимизировать процесс добычи, улучшить размещение новых скважин. Но процесс вывода динамических свойств резервуара из сейсмических данных нетривиален из-за неоднозначности.

Сейсмический мониторинг — это развивающаяся технология, и её влияние на управление резервуарами еще не до конца доказано. Как и в случае с 3D сейсмической технологией, опыт отрасли через кейсы поможет установить затраты и выгоды от использования 4D сейсмической технологии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Интегрированное моделирование становится ключевым инструментом в нефтегазовой промышленности, обеспечивая комплексный подход к управлению месторождениями, оптимизации добычи и снижению рисков. Благодаря интеграции геологических,

гидродинамических и технологических данных этот метод позволяет повысить точность прогнозов, сократить сроки разработки и увеличить экономическую эффективность проектов. Развитие цифровых технологий, искусственного интеллекта и облачных вычислений открывает новые перспективы для дальнейшей автоматизации и совершенствования интегрированных моделей. Однако успешное внедрение таких решений требует не только технологической модернизации, но и изменения подходов к управлению данными, а также подготовки квалифицированных специалистов. Специалисты, обладающие знаниями в области искусственного интеллекта, навыками работы с программным обеспечением и мультидисциплинарным подходом,

играют важную роль в успешном применении интегрированных моделей.

В будущем интегрированное моделирование может стать стандартом отрасли, способствуя переходу к более устойчивой и эффективной добыче углеводородов. Компании, которые уже сегодня инвестируют в эти технологии, получают значительное конкурентное преимущество в условиях растущих требований к энергоэффективности и экологической ответственности. Однако не все технологии экономически обоснованы на сегодняшний день, особенно из-за высокой наукоемкости и чувствительности к исходным данным. Поэтому важно учитывать экономические аспекты для достижения стабильности и роста экономических показателей при разработке месторождений.

Список литературы

1. Попова О.А., Ураев О.О. Фациальные модели продуктивных пластов поднейтинского резервуара Бованенковского и Харасавэйского месторождений. *ПРОнефть. Профессионально о нефти*. 2021;6(4):43–53. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-43-53>
2. Интегрированный подход к построению геологических моделей на основе фациального анализа / О.С. Генераленко [и др.]. *Георесурсы*. 2024;26(3):33–42. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.5>
3. J. Bi [et al.]. A Physics-Informed Spatial-Temporal Neural Network for Reservoir Simulation and Uncertainty Quantification / *SPE Journal*. 2023;29(04):2026–2043. <https://doi.org/10.2118/218386-PA>
4. Johnston David H. 4D Seismic: Can a Difference Make a Difference. *Recorder*. 1999;24(2):3. <https://csegrecorder.com/articles/view/4d-seismiccan-a-difference-make-a-difference>
5. Low C.F., Ghosh D.P. Challenges in Seismic Data Acquisition and Processing — The Petronas Experience. *International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, Nov 21–23, 2005*; 10656. <https://doi.org/https://doi.org/10.2523/IPTC10656-ABSTRACT>
6. Anquelle L. Advanced Seismic Characterization as A Direct Input for Reservoir Modeling. *International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, Nov 15–17, 2011*; 15283. <https://doi.org/10.2523/IPTC-15283-ABSTRACT>
7. Ампилов Ю.П. 4D сейсморазведка в России 25 лет спустя. Геомодель 2024: тез. докл. 26-й науч.-практ. конф. по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик 9–12 сент. 2024 г. М.: ООО «Геомодель Развитие», 2024; 379–382. <https://istina.msu.ru/download/694465405/1tWKvx:Ve8ea9BzrK tCvPgBlhUtswJLzbM/>
8. Лошчева З.А., Ганиев Т.И., Дехтярев В.А., Магдеев М.Ш., Хисанов Р.М., Шайхутдинов Д.К. Центр моделирования ПАО «Татнефть» — история успеха и современные вызовы в нефтегазовом секторе. Сборник: Имитационное моделирование. Теория и практика (ИММОД-2023). Сборник трудов 11-й Всероссийской научно-практической конференции по имитационному моделированию и его применению в науке и промышленности. Казань, 2023; 19–32.
9. Лошчева З.А., Пименов А.А., Бильданов Р.Р., Ганиев Т.И., Дехтярев В.А., Магдеев М.Ш., Хисанов Р.М., Шайхутдинов Д.К. Современные решения для нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Нефтяное хозяйство. 2024;7:32–38.
10. Шайхутдинов Д.К., Лошчева З.А., Силантьев И.Е. Автоматизация процесса создания наземной сети системы поддержания пластового давления. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2022617799, 26.04.2022. Заявка № 2022616963 от 19.04.2022.

References

1. Popova O.A., Uraev O.O. Facies models of hydrocarbon-bearing formations of Podneytinskiy reservoir in Bovanenkovskoye and Kharasaveyskoye fields. *PROneft. Professionally about oil*. 2021;6(4):43–53. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-43-53> (in Russ.)
2. Generalenko O.S., Yermakova O.E., Motorin I.V., Vorobieva G.N. Integrated approach to geological modelling based on facies analysis. *Georesources*. 2024;26(3):33–42. <https://doi.org/10.18599/2024-3-5> (in Russ.)
3. J. Bi [et al.]. A Physics-Informed Spatial-Temporal Neural Network for Reservoir Simulation and Uncertainty Quantification. *SPE Journal*. 2023;29(04):2026–2043. <https://scispace.com/papers/a-physics-informed-spatial-temporal-neural-network-for-4erxua83d0>
4. Johnston David H. 4D Seismic: Can a Difference Make a Difference. *Recorder*. 1999;24(2):3. <https://csegrecorder.com/articles/view/4d-seismiccan-a-difference-make-a-difference>
5. Low C.F., Ghosh D.P. Challenges in Seismic Data Acquisition and Processing — The Petronas Experience. *International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, Nov 21–23, 2005*; 10656. <https://doi.org/https://doi.org/10.2523/IPTC10656-ABSTRACT>
6. Anquelle L. Advanced Seismic Characterization as A Direct Input for Reservoir Modeling. *International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, Nov 15–17, 2011*; 15283. <https://doi.org/10.2523/IPTC-15283-ABSTRACT>
7. Ampilov Yu. P. 4D seismic survey in Russia 25 years later. Moscow: Geomodel Development, 2024; 379–382. <https://istina.msu.ru/download/694465405/1tWKvx:Ve8ea9BzrK tCvPgBlhUtswJLzbM/> (in Russ.)
8. Loshcheva Z.A., Ganiev T.I., Dekhtyarev V.A., Magdeev M.Sh., Khisanov R.M., Shaikhutdinov D.K. *Tatneft Modeling Center — a success story and modern challenges in the oil and gas sector*. Collection: Simulation modeling. Theory and Practice (IMMOD-2023). Proceedings of the eleventh All-Russian Scientific and Practical Conference on simulation modeling and its application in science and industry. Kazan, 2023; 19–32.
9. Loshcheva Z.A., Pimenov A.A., Bildanov R.R., Ganiev T.I., Dekhtyarev V.A., Magdeev M.Sh., Khisanov R.M., Shaikhutdinov D.K. Modern solutions for oil fields at a late stage of development. *Oil industry*. 2024;7:32–38.

10. Shaikhutdinov D.K., Loshcheva Z.A., Silantyev I.E. *Automation of the process of creating a surface network of a reservoir pressure maintenance system*. Certificate of registration of the computer program RU 2022617799, 04/26/2022. Application No. 2022616963 dated 04/19/2022.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Н.О. Некрасов — подготовил текст статьи по направлению моделирования сетей сбора и скважин, принял активное участие в работах по интегрированному моделированию, участвовал в планировании и проведении опытно-промышленных работ (ОПР) и научно-исследовательских работ (НИР).

Г.Г. Файзрахманов — принял активное участие в организации и координации работ по интегрированному моделированию, разработал концепцию статьи, экспертиза работы по направлению гидродинамического моделирования пласта.

И.Р. Мавлявов — подготовил текст статьи по геологическому моделированию, оказал экспертную поддержку в области геологии и геомеханики, а также утвердил окончательную версию статьи для публикации.

Nikita O. Nekrasov — prepared the text of the article on the topic of modeling networks and wells, actively participated in integrated modeling work. He was involved in the planning and execution of pilot industrial tests (PIT) and research and development (R&D) activities.

Galim G. Fayzrakhmanov — actively participated in organizing and coordinating integrated modeling efforts, developed the concept of the article, provided expertise in the field of reservoir hydrodynamic modeling.

Ilnur R. Mavlyavov — prepared the text of an article on geological modeling, provided expert support in the fields of geology and geomechanics, and approved the final version of the article for publication.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Никита Олегович Некрасов* — ведущий инженер, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина 423462, Россия, Респ. Татарстан, г. Альметьевск, ул. Тельмана, д. 88.
e-mail: nekrasovno@tatneft.ru

Галим Гайсович Файзрахманов — ведущий инженер, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
SPIN-код: 2202-1853

Ильнур Рустамович Мавлявов — ведущий инженер, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
SPIN-код: 2881-3572

Nikita O. Nekrasov* — Leading engineer, TatNIPIneft Institute — PJSC Tatneft 88, Telmana St., 423462, Almet'yevsk, Rep. Tatarstan, Russia.
e-mail: nekrasovno@tatneft.ru

Galim G. Fayzrakhmanov — Leading engineer, TatNIPIneft Institute — PJSC Tatneft
SPIN-code: 2202-1853

Ilnur R. Mavlyavov — Leading engineer, TatNIPIneft Institute — PJSC Tatneft
SPIN-code: 2881-3572

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author