ISSN 2712-8008
Том / Volume 26 №2 2026
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276.03-047.58
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2026

Применение многовариантного геолого-гидродинамического моделирования для обоснования систем разработки тульских объектов

Г.Э. Лосев[1], В. Ли[2], К.А. Черный[1], С.В. Галкин[1]

[1]Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

[2]Китайский нефтяной университет (Китайская Народная Республика, 266580, г. Циндао, Чанцзян Вест-Роуд, 66)

Application of Multivariate Geological and Hydrodynamic Modeling to Substantiate Development Systems for TULA Productive Formations

Gleb E. Losev[1], Lei Wang[2], Konstantin A. Cherny[1], Sergei V. Galkin[1]

[1]Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

[2]China University of Petroleum (66 Changjiang West Road, Qingdao, 266580, People's Republic of China)

Получена / Received: 01.11.2025. Принята / Accepted: 20.04.2026. Опубликована / Published: 14.05.2026

Ключевые слова:
система разработки, гидродинамическая модель, проницаемость, коэффициент извлечения нефти.

Предметом исследования является процесс обоснования эффективной системы разработки при совместной эксплуатации тульских залежей нефти ($Тл_{2-а}$, $Тл_{2-б}$). Объект разработки $Тл_2$ характеризуется высокой фациальной изменчивостью, что обусловливает неоднородность фильтрационно-емкостных свойств и слабую выдержанность эффективных нефтенасыщенных интервалов, что приводит при эксплуатации скважин к неравномерной выработке запасов.

На основе применения геолого-гидродинамического моделирования выполнен сравнительный анализ технологических показателей различных систем разработки. При этом их эффективность оценена на 3D-модели выбранного типичного тульского объекта. Критерием эффективности проектных решений выступали динамика накопленной добычи и конечный коэффициент извлечения нефти. В ходе работы на основе результатов геолого-гидродинамического моделирования рассчитаны и проанализированы сценарные варианты. Сравнивались различные конфигурации: площадные (семиточечная) и рядные (однорядная, трехрядная) системы с разной плотностью сетки скважин и схемами размещения нагнетательных скважин. Раздельный анализ результатов расчетов по пластам показывает, что пласт $Тл_{2-б}$ характеризуется более высокими значениями коэффициента вытеснения, что обусловлено его высокой проницаемостью. Основной проблемой при его разработке является преждевременное обводнение высокопроницаемых пропластков. Пласт $Тл_{2-а}$, обладающий меньшей проницаемостью, характеризуется более низким нефтевытеснением.

В результате расчетов при 3D-моделировании однорядные системы разработки показали наименьшую эффективность. Высокая интенсивность нагнетания в сочетании с линейной схемой размещения скважин приводит к формированию предпочтительных путей фильтрации закачиваемой воды и преждевременному обводнению добывающих скважин. Высокая технологическая эффективность достигается при использовании трехрядной системы разработки с расстоянием между скважинами 300 × 300 м, обеспечивающей наибольший коэффициент извлечения нефти и равномерный охват пласта воздействием. В качестве разумной альтернативы также могут рассматриваться семиточечные системы разработки с более разряженной сеткой, так как при них обеспечивается равномерное вытеснение нефти и вовлечение зон с пониженной проницаемостью для пласта $Тл_{2-а}$.

Keywords:
development system, hydrodynamic model, permeability, oil recovery factor.

The subject of this study is the process of substantiating an effective development system for the combined exploitation of the Tula oil deposits (Tl_{2-a}, Tl_{2-b}). The Tl_2 productive formation is characterized by high facies variability, which results in heterogeneity of reservoir properties and poor consistency of effective oil-saturated intervals, leading to uneven reserves recovery during well operation.

Using geological and hydrodynamic modeling, a comparative analysis of the performance indicators of various development systems was performed. Their effectiveness was assessed using a 3D model of a typical Tula field. Cumulative production dynamics and the ultimate oil recovery factor served as the performance criteria for the design solutions. Scenario options were calculated and analyzed using the results of geological and hydrodynamic modeling. Various configurations were compared: areal (seven-spot) and in-line (single-row, three-row) systems with different well pattern density and injection well placement patterns. A separate analysis of the calculation results for each reservoir shows that the Tl_{2-b} reservoir is characterized by higher displacement efficiencies due to its high permeability. The main challenge in its development is premature water flooding of highly permeable interlayers. The Tl_{2-a} reservoir, with lower permeability, is characterized by lower oil displacement.

3D modeling calculations revealed that single-row development systems were the least efficient. High injection rates combined with a linear well spacing result in preferential flow paths for injected water, leading to premature water cuts in production wells. High technological efficiency is achieved using a three-row development system with a well spacing of 300 × 300 m, which ensures the highest oil recovery and uniform reservoir coverage. Seven-spot development systems with a more sparse well pattern can also be considered as a reasonable alternative, as they ensure uniform oil displacement and the involvement of zones of reduced permeability in the Tl_{2-a} formation.

Лосев Глеб Эдуардович (ORCID: 0009-0006-0544-5983), e-mail: gehlosev@pstu.ru.
Ли Ванг (Author ID in Scopus: 57853395600, ORCID: 0000-0001-8939-0380) – профессор, PhD, e-mail: skd996159@sdust.edu.cn.
Черный Константин Анатольевич (Author ID in Scopus: 57739104200, ORCID: 0000-0002-4700-0505) – доктор технических наук, e-mail: sms@pstu.ru.
Галкин Сергей Владиславович (Author ID in Scopus: 36711675500, ORCID: 0000-0001-7275-5419) – доктор геолого-минералогических наук, e-mail: gnfd@pstu.ru. Контактное лицо для переписки.

Gleb E. Losev (ORCID: 0009-0006-0544-5983), e-mail: gehlosev@pstu.ru.
Lei Wang (Author ID in Scopus: 57853395600, ORCID: 0000-0001-8939-0380) – PhD, e-mail: skd996159@sdust.edu.cn.
Konstantin A. Cherny (Author ID in Scopus: 57739104200, ORCID: 0000-0002-4700-0505) – Doctor of Science, e-mail: sms@pstu.ru.
Sergei V. Galkin (Author ID in Scopus: 36711675500, ORCID: 0000-0001-7275-5419) – Doctor of Science, e-mail: gnfd@pstu.ru. The contact person for correspondence.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Применение многовариантного геолого-гидродинамического моделирования для обоснования систем разработки тульских объектов / Г.Э. Лосев, В. Ли, К.А. Черный, С.В. Галкин // Недропользование. – 2026. – Т. 26, № 2. – С. 114–122. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.2.4

Please cite this article in English as:
Losev G.E., Wang L., Cherny K.A., Galkin S.V. Application of Multivariate Geological and Hydrodynamic Modeling to Substantiate Development Systems for TULA Productive Formations. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2026, vol. 26, no. 2, pp. 114–122. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.2.4

Введение

Эффективная разработка нефтяных месторождений, особенно на стадии составления начальной проектно-технологической документации (ПТД), является комплексной задачей, решение которой определяет технико-экономические показатели месторождения на весь его жизненный цикл [1]. Ключевым при этом выступает выбор рациональной системы разработки, под которой понимается определенная пространственная конфигурация размещения добывающих и нагнетательных скважин, плотность их сетки и порядок ввода в эксплуатацию. Этот выбор напрямую влияет на полноту выработки запасов, темпы добычи и в конечном счете на экономическую эффективность проекта [2, 3]. Особенно сложным выбор системы разработки представляется для эксплуатационных объектов, характеризующихся значительной неоднородностью, с высокой степенью дифференциации коллекторов по проницаемости. В таких условиях применение унифицированных систем разработки без адаптации к геологическим особенностям объекта зачастую приводит к преждевременным прорывам воды по высокопроницаемым интервалам, неравномерному охвату пласта воздействием и снижению конечной нефтеотдачи [4–6].

Анализ ресурсной базы запасов нефти Пермского края показывает, что в настоящее время основная доля от вводимых в разработку ПТД месторождений по структуре начальных извлекаемых запасов (НИЗ) относится к категории очень мелких (НИЗ < 1 млн т). Как правило, они характеризуются низкой степенью разбуренности скважинами и соответственно высокой степенью неопределенности информации, что делает все проектные решения особенно ответственными в плане экономической эффективности проектов. К таким эксплуатационным объектам относятся залежи тульского горизонта нижнего карбона, широко распространенные в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [7]. Тульские отложения сформированы преимущественно терригенными песчано-алевритовыми породами, характеризующимися пластово-линзовидным строением коллекторов, высокой фациальной изменчивостью и значительной вертикальной расчлененностью разреза. Указанные особенности обусловливают резкую неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и слабую выдержанность эффективных нефтенасыщенных интервалов как по разрезу, так и по площади [8, 9].

Для территории Пермского края основными по объемам запасов нефти являются пласты $Тл_{2-а}$ и $Тл_{2-б}$, для которых, согласно данным микроскопии, емкостное пространство коллекторов сформировано кварцевым каркасом, характеризующимся плотной упаковкой и относительно хорошей сортировкой зерен [10]. Ввиду экономических соображений в подавляющем количестве случаев разработка тульских залежей идет совместным фондом скважин с выделением эксплуатационного объекта $Тл_2$ ($Тл_{2-а} + Тл_{2-б}$). При этом, в том числе в связи с современными мировыми тенденциями, предусматривающими активное воздействие на процессы нефтевытеснения [11–15], очевидна целесообразность реализации на тульских объектах систем разработки с поддержанием пластового давления (ППД). Тульские пласты в пределах конкретных месторождений (поднятий) часто имеют значительные различия по проницаемости и неоднородности строения, что обусловливает значительные сложности их равномерной выработки и соответственно дополнительно повышенные требования к обоснованию рациональной системы разработки.

В настоящее время наиболее достоверным инструментом обоснования проектных решений для сложнопостроенных объектов является геолого-гидродинамическое моделирование (ГДМ) [16–18]. Данная технология позволяет учесть неоднородность ФЕС, различия в строении пластов, особенности истории разработки и дать количественную оценку эффективности альтернативных систем размещения скважин. Кроме этого, технология ГДМ позволяет на различных временных отрезках разработки воспроизводить фильтрационные процессы в объеме пустотного пространства залежи нефти [19–21]. Цель данной работы – сравнительный анализ эффективности различных систем разработки с ППД для тульского объекта на основе комплексного геолого-гидродинамического моделирования, учитывающего геолого-физические свойства рассматриваемого объекта. Практическая ценность ожидаемых результатов заключается в формировании критериев для предварительного отбора перспективных вариантов размещения скважин по плотности и конфигурации. Это позволит существенно сократить количество расчетных сценариев на этапе детального моделирования, снизив тем самым трудозатраты и сроки проектирования без ущерба для качества обоснования технологических решений.

Материалы и методы

Анализ фонда месторождений показывает, что совместная разработка пластов $Тл_{2-а}$ и $Тл_{2-б}$ территориально ограничена юго-западной частью Пермского края районами Бымско-Кунгурской впадины, Башкирского свода и Верхнекамской впадины. В табл. 1 приведены осредненные геолого-физические характеристики по 26 тульским эксплуатационным объектам с НИЗ до 1 млн т. Для коллекторов эксплуатационного объекта Тл2 характерны широкие диапазоны изменения пористости ($К_п$) от 0,12 до 0,22 доли ед., нефтенасыщенности ($К_н$) от 0,71 до 0,91 доли ед., проницаемости (k) от 0,03 до 0,60 мкм^2. При этом нефтенасыщенная толщина (hн), как правило, не превышает 6 м; в среднем коэффициент песчанистости ($К_{песч}$) составляет 0,401 доли ед., коэффициент расчлененности ($К_р$) – 4,2. Все это в комплексе подтверждает отмеченную в работах [22, 23] высокую степень неоднородности тульских пластов.

С учетом установленных диапазонов геолого-физических характеристик объектов $Тл_2$ для проведения ГДМ был выбран объект-аналог с типичными для территории исследования геологическими условиями распределения коллекторов и достаточной во времени историей добычи нефти (более 30 лет). На первом этапе характеристики данного эксплуатационного объекта были сопоставлены со средними по статистической выборке. Из данных табл. 1 видно, что по показателям, характеризующим коллекторы ($h_н$, $К_п$, $К_н$), пластовые условия (пластовое давление, давления насыщения) и свойства нефти (вязкость нефти) моделируемый объект удовлетворительно характеризует полную статистическую выборку. При этом для объекта $Тл_2$ характерны пониженная проницаемость (0,110 против 0,210 мкм^2) и коэффициент вытеснения нефти ($К_{выт}$). Однако при раздельном рассмотрении характеристик тульских пластов видно, что нижний пласт $Тл_{2-б}$ имеет k даже чуть

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика моделируемого объекта разработки

Параметр	Среднее значение и стандартное отклонение по статистической выборке для объекта $Тл_2$ ($n=26$)	Значение для моделируемого объекта		
		$Тл_2$ из Гос. баланса	пласт $Тл_{2-а}$	пласт $Тл_{2-б}$
Начальные извлекаемые запасы, тыс. т	348,6 ± 250,0	538	267	271
Нефтенасыщенная толщина, м	4,4 ± 2,2	3,5	2,1	1,7
Коэффициент пористости, доли ед.	0,187 ± 0,028	0,20	0,18	0,21
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,853 ± 0,048	0,831	0,78	0,85
Проницаемость, мкм^2	0,211 ± 0,140	0,110	0,067	0,213
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,401 ± 0,117	0,218	0,331	0,139
Коэффициент расчлененности, доли ед.	4,2 ± 2,6	4,0	2,4	2,3
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,605 ± 0,046	0,576	0,522	0,574
Начальное пластовое давление, МПа	15,5 ± 1,3	13,8		
Давление насыщения, МПа	10,1 ± 3	9,0		
Вязкость, мПа·с	8,8 ± 8,5	10,8		

выше, чем в среднем по статистической выборке. Ввиду низкой доли коллекторов в пласте $Тл_{2-б}$ выбранный объект в наибольшей степени отличается от осредненных значений по $K_{песч}$, что в целом не представляется критичным.

Главной особенностью объекта $Тл_2$ является его высокая неоднородность, которая выражена в больших различиях геологического строения пластов $Тл_{2-а}$ и $Тл_{2-б}$. Эта особенность в полной мере присуща моделируемому эксплуатационному объекту, для которого коллекторы пласта $Тл_{2-а}$ в сравнении с $Тл_{2-б}$ характеризуется значительно лучшей выдержанностью по площади залежи, но при этом более низкими ФЕС (рис. 1). В среднем по объему залежи проницаемость для пласта $Тл_{2-б}$ ($k=0{,}213$ мкм^2) кратно превышает значения для $Тл_{2-а}$ ($k=0{,}067$ мкм^2), $K_п$ и $K_н$ также для пласта $Тл_{2-б}$ заметно выше (см. табл. 1).

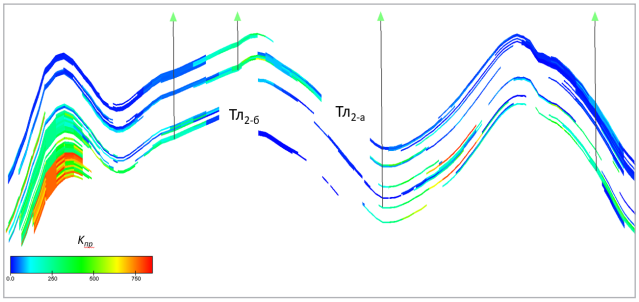


Рис. 1. Распределение проницаемости коллекторов по геологическому профилю моделируемого эксплуатационного объекта

Кроме этого, пласт $Тл_{2-б}$ при большей общей (12,1 м) имеет меньшую нефтенасыщенную толщину ($h_н=1{,}7$ м) и низкую долю коллекторов ($K_{песч}=0{,}139$ доли ед.), что указывает на высокую неоднородность и потенциально значительную фильтрацию по изолированным высокопроницаемым каналам. Напротив, пласт $Тл_{2-а}$, несмотря на его меньшую общую мощность (6,5 м), отличается большими значениями $h_н=2{,}1$ м и $K_{песч}=0{,}331$ доли ед., что позволяет рассматривать его как более однородный, но менее проницаемый коллектор.

Вышеперечисленные факторы демонстрируют сложную и послойную структуру эксплуатационного объекта $Тл_2$, на основе чего можно сделать следующие выводы о вероятных проблемах при его разработке. Основная проблема для низкопроницаемого однородного пласта $Тл_{2-а}$ заключается в недостаточном охвате его объема процессом вытеснения. Рациональная разработка неоднородного пласта $Тл_{2-б}$ будет, прежде всего, осложняться преждевременными прорывами воды по высокопроницаемым пропласткам [24]. Таким образом, оптимальная система разработки должна обеспечивать баланс между эффективным вытеснением нефти из высокопроницаемых зон пласта $Тл_{2-б}$ и максимальным охватом менее проницаемых интервалов пласта $Тл_{2-а}$ [25–27].

К настоящему времени разработка моделируемого объекта велась 5 скважинами на режиме истощения без применения ППД. При этом текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет 0,085 доли ед., что позволяет охарактеризовать объект как находящийся на начальной стадии освоения. Данный вывод подтверждается тем, что значительная часть НИЗ в настоящее время остается не вовлеченной в активную разработку. При этом установ-

лена значительная отрицательная динамика пластового давления в зонах отбора ниже давления насыщения, сопровождаемая снижением продуктивности скважин, что обусловлено ограниченным влиянием законтурной области. Это в комплексе предопределяет необходимость применения более активных методов воздействия на залежь путем организации системы ППД с целью восстановления пластового давления и продуктивности добывающих скважин.

Для обеспечения достоверности долгосрочного прогноза и оценки различных сценариев разработки необходимо, чтобы созданная геолого-гидродинамическая модель адекватно воспроизводила историческое поведение объекта, что при ГДМ решается путем ее адаптации по фактическим данным эксплуатации [28, 29]. Этот критически важный этап позволяет скорректировать исходные параметры модели таким образом, чтобы результаты гидродинамических расчетов с максимальной точностью соответствовали историческим данным: динамике добычи нефти и жидкости, изменению обводненности, пластового давления, а также газовому фактору по скважинам и объекту в целом [30, 31]. Таким образом, адаптация модели к истории разработки является верификацией заложенной в нее геологической основы и ФЕС, превращая модель в надежный инструмент для принятия проектных решений [32].

Адаптация геолого-гидродинамической модели проводилась на основе фактических данных раздельной добычи флюидов, с учетом ввода скважин в эксплуатацию и изменения их режимов работы. В результате расчетов накопленное отклонение добычи по нефти за весь период истории разработки составляет 0,7 %, а за последний год 2,6 %, что соответствует критериям хорошей адаптации модели. На рис. 2 представлен график сравнения фактических и расчетных показателей разработки объекта $Тл_2$.

В расчетах в геолого-гидродинамической 3D-модели для пласта $Тл_{2-а}$ был задан $К_{выт} = 0{,}522$, для $Тл_{2-б}$ – $К_{выт} = 0{,}574$, при этом с учетом данных керновых исследований были заданы предельные градиенты давления, ограничивающие фильтрационные характеристики флюидов [33]. Без введения таких ограничений в процессе вытеснения участвуют все ячейки модели, из-за чего коэффициент охвата ($К_{охв}$) данным процессом стремится к единице, что не соответствует реальным условиям [34]. В 3D-модели также задавались условия на выбытие скважин из процесса эксплуатации при достижении обводненности скважин 98 % или снижении дебита скважин по нефти до 0,5 т/сут.

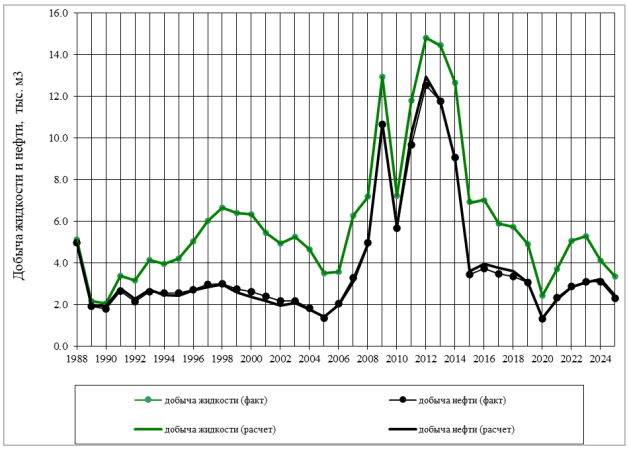


Рис. 2. Сравнение фактических и расчетных показателей разработки

В качестве исследуемых систем разработки выбраны следующие системы разработки эксплуатационного объекта $Тл_2$: однорядная с расстоянием между скважинами 300 × 300, 350 × 350, 400 × 400, 450 × 450 и 500 × 500; трехрядная с расстоянием между скважинами 300 × 300, 350 × 350, 400 × 400, 450 × 450 и 500 × 500; семиточечная с расстоянием между скважинами 300 × 300, 350 × 350, 400 × 400, 450 × 450 и 500 × 500. На рис. 3 представлены исследуемые системы разработки.

Результаты расчетов

В результате выполненного многовариантного геолого-гидродинамического моделирования получены прогнозные показатели разработки тульского объекта при реализации различных систем ППД. Анализ проводился по расчетным из 3D-модели значениям КИН и $К_{охв}$ с учетом динамики накопленной добычи нефти. Результаты расчетов представлены как по объекту $Тл_2$ в целом, так и раздельно по пластам $Тл_{2-а}$ и $Тл_{2-б}$, что позволило детально оценить влияние геолого-физической неоднородности на эффективность различных систем разработки (табл. 2).

Таблица 2

Сравнение показателей эффективности нефтеизвлечения при реализации различных вариантов разработки

Система разработки	Расстояние между скважинами	КИН			$К_{охв}$		
		$Тл_2$	$Тл_{2-а}$	$Тл_{2-б}$	$Тл_2$	$Тл_{2-а}$	$Тл_{2-б}$
Базовый вариант	–	0,138	0,193	0,073	0,252	0,370	0,127
Однорядная система	300 × 300	0,351	0,350	0,352	0,642	0,670	0,613
	350 × 350	0,319	0,305	0,333	0,583	0,584	0,580
	400 × 400	0,316	0,306	0,326	0,578	0,586	0,568
	450 × 450	0,292	0,296	0,289	0,534	0,567	0,503
	500 × 500	0,261	0,256	0,263	0,477	0,490	0,458
Трехрядная система	300 × 300	0,363	0,364	0,363	0,664	0,697	0,632
	350 × 350	0,332	0,317	0,347	0,607	0,607	0,605
	400 × 400	0,328	0,307	0,349	0,600	0,588	0,608
	450 × 450	0,322	0,337	0,308	0,589	0,646	0,537
	500 × 500	0,319	0,305	0,332	0,583	0,584	0,578
Семиточечная система	300 × 300	0,353	0,355	0,351	0,656	0,680	0,611
	350 × 350	0,350	0,348	0,352	0,640	0,667	0,613
	400 × 400	0,342	0,324	0,358	0,625	0,621	0,624
	450 × 450	0,309	0,305	0,312	0,574	0,584	0,544
	500 × 500	0,285	0,308	0,264	0,521	0,590	0,460

Сравнение базового варианта разработки на естественном режиме с вариантами, предусматривающими заводнение, показывает их принципиальные различия. При реализации систем с ППД прогнозный КИН увеличивается более чем в 2,5 раза по сравнению с базовым вариантом (КИН = 0,138 доли ед.), что подтверждает

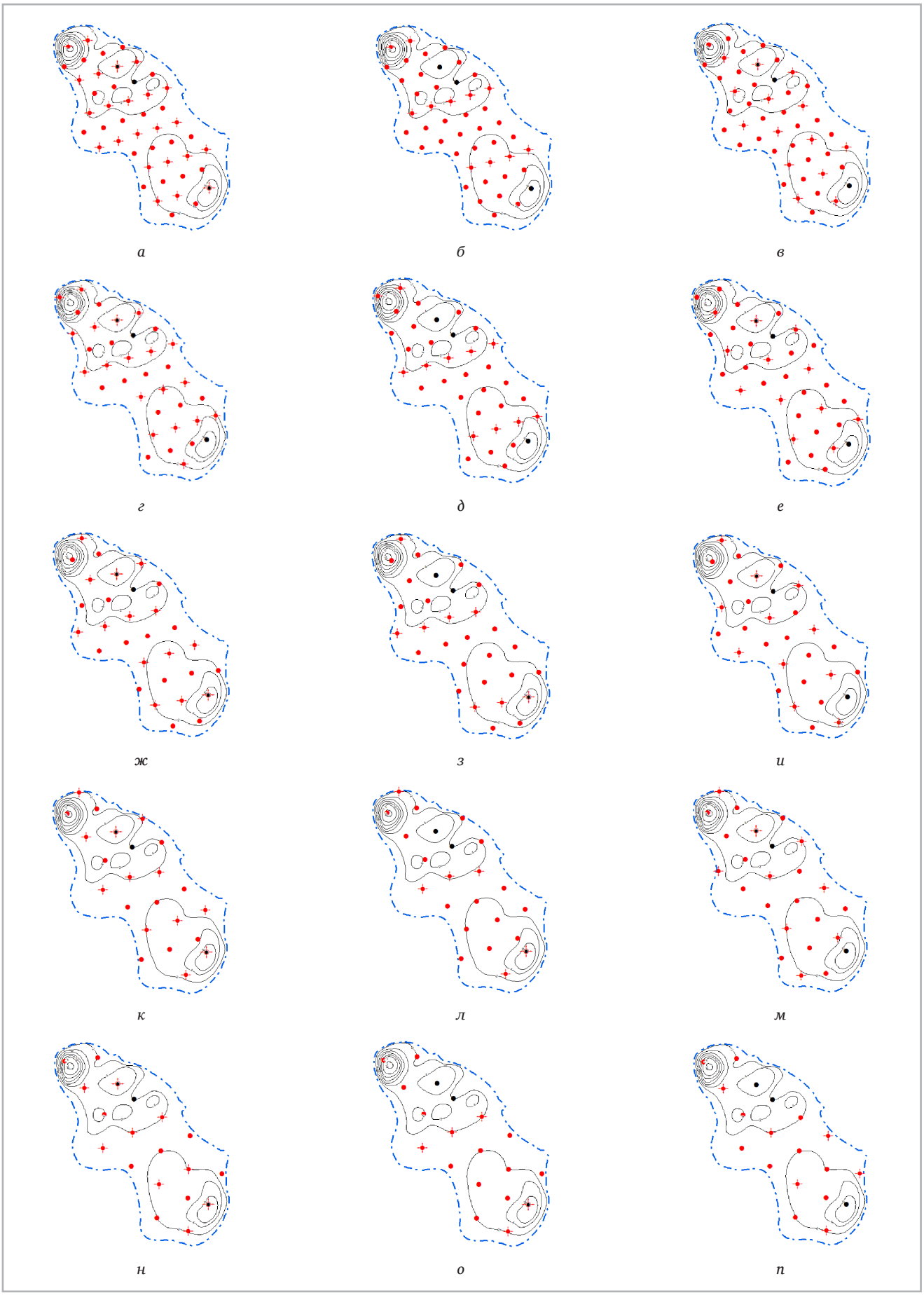


Рис. 3. Системы разработки моделируемого эксплуатационного объекта:
однорядная 300 × 300 (*а*), 350 × 350 (*г*), 400 × 400 (*ж*), 450 × 450 (*к*), 500 × 500 (*н*); трехрядная 300 × 300 (*б*), 350 × 350 (*д*), 400 × 400 (*з*), 450 × 450 (*л*), 500 × 500 (*о*); семиточечная 300 × 300 (*в*), 350 × 350 (*е*), 400 × 400 (*и*), 450 × 450 (м), 500 × 500 (*п*)

необходимость перехода к организации ППД. При общем анализе результатов, полученных в результате расчета, прослеживается тенденция снижения КИН при увеличении расстояния между скважинами. Данная закономерность объясняется ухудшением охвата заводнением и ростом доли не вовлеченных в разработку зон пласта, что особенно характерно для объектов с выраженной литологической неоднородностью [35–37].

Из рис. 4, *а*, видно, что при сетке 300 × 300 м наиболее низкой эффективностью характеризуется однорядная система. Причиной в данном случае является излишне высокая интенсивность нагнетания, что в расчетах приводит к преждевременному обводнению добывающих скважин и снижению КИН. При сетке 300 × 300 м наиболее высокая степень нефтеизвлечения установлена для трехрядной системы разработки (см. рис. 4, *а*), для которой конечный КИН составил 0,363 доли ед. при $К_{охв} = 0{,}664$ доли ед. При этом для семиточечной системы установлены преимущества более благоприятной динамики накопленной добычи нефти. Так, при сравнении для сеток 300 × 300 м (см. рис. 4, *а*) видно, что для семиточечной системы характерны более высокие темпы извлечения нефти на ранних и средних стадиях разработки. Это имеет особое значение для объекта, находящегося на начальной стадии освоения, поскольку позволяет ускорить вовлечение запасов в активную разработку и повысить экономическую эффективность проекта, так как большинство затрат на реализацию окупаются на ранних стадиях разработки. При этом семиточечная система при той же плотности сетки демонстрирует несколько меньший КИН (0,353 доли ед.), что связано с менее выраженным контролем фронта вытеснения из-за того, что большинство нагнетательных скважин попадают в зоны высокой проницаемости пласта $Тл_{2\text{-}б}$, что в условиях высокой неоднородности пластов приводит к опережающему обводнению добывающих скважин [38–40].

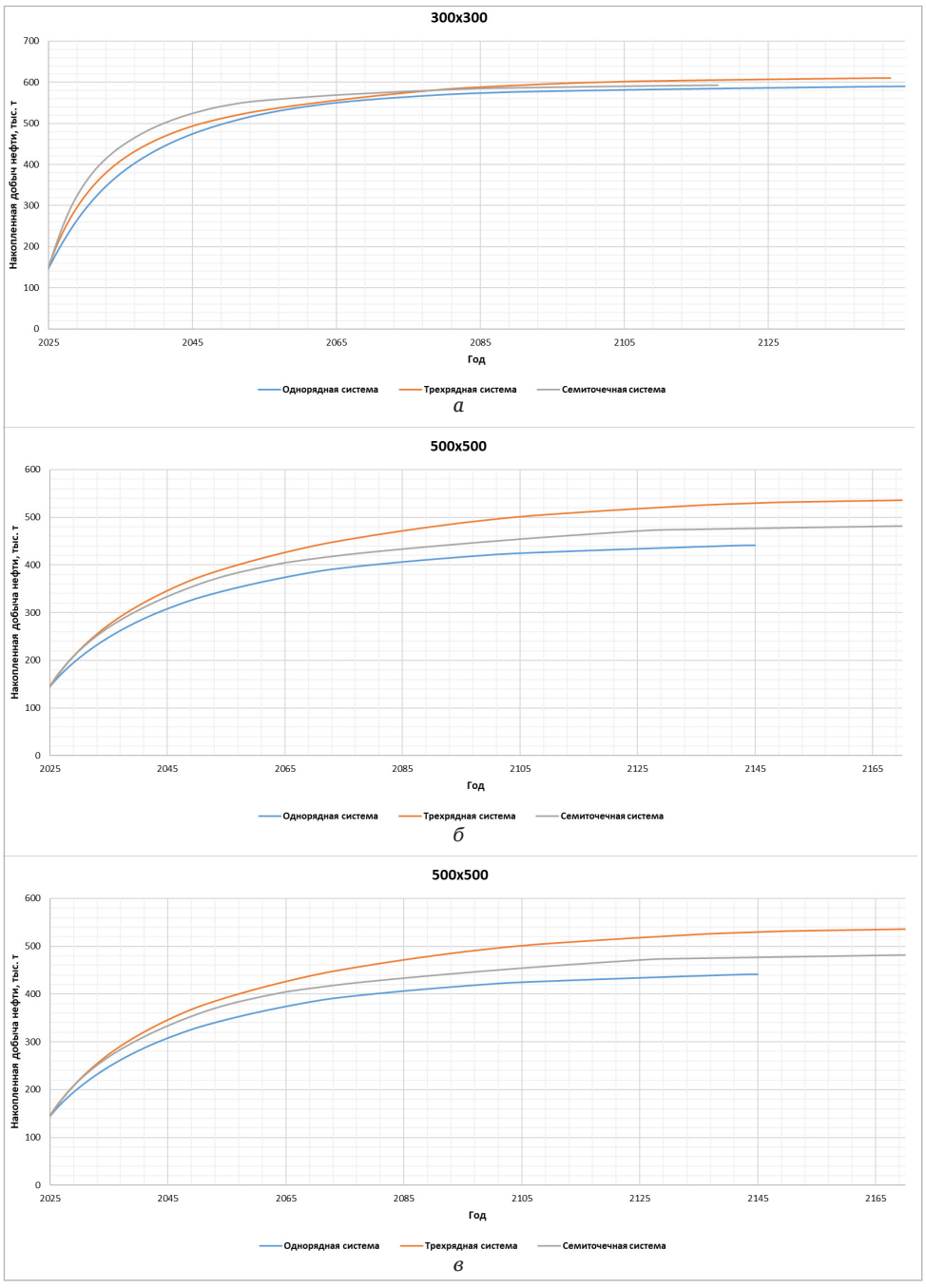


Рис. 4. Динамика накопленной добычи нефти для рассматриваемых систем разработки с расстоянием между скважинами 300 × 300 м (*а*), 350 × 350 м (*б*), 500 × 500 м (*в*)

При увеличении расстояния между скважинами до 350 × 350 и 400 × 400 м эффективность рассмотренных систем разработки изменяется. В данных условиях семиточечная система демонстрирует более высокие значения КИН по сравнению с трехрядной. Так, при сетке 350 × 350 м для семиточечной системы КИН составляет 0,350 доли ед., тогда как для трехрядной – 0,332 доли ед. (рис. 4, *б*). Данный эффект объясняется пространственным распределением нагнетательных скважин: в семиточечной системе они охватывают практически всю площадь объекта, что способствует более равномерному вытеснению нефти и вовлечению зон с пониженной проницаемостью, характерных для пласта $Тл_{2-а}$. Анализ кривых накопленной добычи показывает, что семиточечная система сохраняет более устойчивые темпы добычи на протяжении всего расчетного периода, по сравнению с трехрядной системой разработки. Это хорошо соотносится с выводами работ [41, 42], согласно которым трехрядная система при увеличенном шаге сетки теряет часть своего преимущества, связанного с управлением фронтом заводнения.

При дальнейшем разуплотнении сетки до 450 × 450 и 500 × 500 м наблюдается резкое снижение эффективности систем разработки. КИН по объекту уменьшается до 0,261–0,322 доли ед., а $К_{охв}$ снижается до значений менее 0,600 доли ед. Так при варианте сетки 500 × 500 м показатели накопленной добычи нефти и период разработки при всех системах увеличивается до неприемлемых значений (рис. 4, *в*). В целом разреженная сетка не обеспечивает достаточного охвата неоднородного объекта, что приводит к формированию зон застойной нефти и снижению конечной нефтеотдачи.

Заключение

Выполненное исследование в данной работе подтвердило высокую эффективность применения геолого-гидродинамического моделирования для обоснования систем разработки сложнопостроенных нефтяных объектов. На примере тульского объекта Пермского края показано, что использование универсальных схем размещения скважин без учета геологической неоднородности приводит к потерям извлекаемых запасов.

Раздельный анализ результатов по пластам показывает, что пласт $Тл_{2-б}$ во всех системах разработки характеризуется более высокими значениями коэффициента вытеснения, что обусловлено его высокой проницаемостью. Однако это преимущество сопровождается риском раннего прорыва воды при выборе нерациональной системы заводнения. Пласт $Тл_{2-а}$, обладающий меньшей проницаемостью, демонстрирует более низкие значения $К_{выт}$, но при этом выигрывает от систем с более равномерным распределением нагнетательных скважин. В частности, трехрядная система с плотной сеткой позволяет повысить степень вовлечения данного пласта в разработку за счет равномерного фронта вытеснения.

Однорядные системы разработки во всех рассмотренных вариантах показали наименьшую эффективность. Высокая интенсивность нагнетания в сочетании с линейной схемой размещения скважин приводит к формированию предпочтительных путей фильтрации закачиваемой воды и преждевременному обводнению добывающих скважин. Это подтверждается более низкими значениями КИН и $К_{охв}$, а также характером кривых накопленной добычи, демонстрирующих раннее обводнение добычи и снижение темпов извлечения нефти.

Максимальная полнота выработки запасов нефти достигается при использовании трехрядной системы разработки с расстоянием между скважинами 300 × 300 м, обеспечивающей наибольший КИН и равномерный охват пласта воздействием. В качестве разумной альтернативы также могут рассматриваться семиточечные системы разработки с более разряженной сеткой, так при них обеспечивается наиболее равномерное вытеснение нефти и вовлечение зон с пониженной проницаемостью для пласта $Тл_{2-а}$.

Библиографический список

1. Муллагалин, И.З. Некоторые аспекты моделирования при планировании и анализе разработки / И.З. Муллагалин, Е.И. Хатмуллина // Георесурсы. – 2018. – Т. 20, № 3(1). – С. 165–167. DOI: 10.18599/grs.2018.3.165-167.
2. Ogbeiwi, P. An approach to waterflood optimization: case study of the reservoir X / P. Ogbeiwi, Y. Aladeitan, D. Udebhulu // Arabian Journal of Geosciences. – 2018. – Vol. 11. – P. 271–289. DOI: 10.1007/s13202-017-0368-5.
3. Муслимов, Р.Х. Проблемы моделирования разведки и разработки нефтяных месторождений / Р.Х. Муслимов // Георесурсы. – 2018. – Т. 20, № 3(1). – С. 134–138. DOI: 10.18599/grs.2018.3.134-138.
4. Анализ мирового опыта применения технологий выравнивания профилей приемистости на основе сшитых полимерных гелей / Ю.А. Кетова, С.В. Галкин, А.С. Вотинов, В. Канг, Х. Янг // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 2. – С. 150–161. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.5
5. Optimizing volumetric sweep efficiency in water flooding by streamline simulation / S.A. Sajjadi, H.R. Nasriani, K. Dailami, N. Alizadeh // Energy Sources, Part A. – 2017. – Vol. 39, № 2. – P. 183–191. DOI: 10.1080/15567036.2011.596903.
6. Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин / Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин, И.Н. Хакимзянов, В.Е. Трофимов // Георесурсы. – 2019. – Т. 21, № 3. – С. 55–61. DOI: 10.18599/grs.2019.3.55-61
7. Перспективы поиска новых нефтегазоносных объектов в верхнетурнейско-визейских терригенных отложениях востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на основе комплексных седиментологических и сейсмогеологических исследований / Т.Е. Ермолова, И.А. Мушин, А.А. Ступак, Б.К. Фролов, Г.А. Оксман, Н.Ю. Холмянская // Геология нефти и газа, - 2019. – № 3. – С. 67–85. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-67-85
8. Башлыкова, Е.Ю. Микрофации и фораминиферы тульских отложений (визейский ярус, нижний карбон) юго-востока Восточно-Европейской платформы и Южного Урала / Е.Ю. Башлыкова, Е.Н. Горожанина, Е.И. Кулагина // Георесурсы. – 2025. – Т. 27, № 3. – С. 179–194. DOI: 10.18599/grs.2025.3.26.
9. Потенциал повышения эффективности заводнения на залежах нефти в терригенных отложениях на месторождениях Республики Татарстан на основе низкоминерализованной воды / З.Р. Сайтарова, А.А. Мамонов, С.А. Усманов, А.А. Лутфуллин, В.А. Судаков, М.С. Шипаева, А.А. Шакиров // Георесурсы. – 2022. – Т. 24, № 4. – С. 82–90. DOI: 10.18599/grs.2022.4.7.
10. Осовецкий, Б.М. Возможности применения метода электронной микроскопии при изучении литологических особенностей нефтеносных песчаников / Б.М. Осовецкий, К.П. Казымов, С.В. Галкин // Недропользование. – 2024. – Т. 24, № 4. – С. 178–185. – DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.1.
11. Моделирование гидродинамических исследований скважин с учетом автоГРП в рядной системе разработки / Р.Р. Копейкин, Р.Ф. Абдуллин, С.А. Калинин, Б.Н. Старовойтова, А.Н. Байкин, С.В. Головин // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 12. – С. 30–35. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-12-30-35.
12. Angga, I.G.A.G. Joint well-placement and well-control optimization for energy-efficient water flooding of oil fields / I.G.A.G. Angga, P.E. Bergmo, C.F. Berg // Geoenergy Science and Engineering. – 2023. – Vol. 230. – P. 1–15. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212251.
13. Моделирование процесса закачки полимера в пласт с учетом скорости сдвига / М.Г. Персова, Ю.Г. Соловейчик, Д.А. Леонович, А.В. Насыбуллин, Е.В. Орехов // Георесурсы. – 2025. – Т. 27, № 4. – С. 276–285. DOI: 10.18599/grs.2025.4.8.
14. Malallah, A. Infill well placement optimization in two-dimensional heterogeneous reservoirs under waterflooding using upscaling wavelet transform / A. Malallah, A. Alashwak, I.S. Nashawi // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 201. – P. 1–19. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108439.
15. Do, S.T. Theoretical connections between optimization algorithms based on an approximate gradient / S.T. Do, A.C. Reynolds // Computational Geosciences. – 2013. – Vol. 17. – P. 959–973. DOI: 10.1007/s10596-013-9368-9.

16. Глушаков, А.А. Модель взаимодействия скважин при заводнении слоисто-неоднородного нефтяного пласта в рамках концепции CRM-моделирования / А.А. Глушаков, А.И. Архипов, И.В. Афанаскин // Георесурсы. – 2024. – Т. 26, № 3. – С. 162–174. DOI: 10.18599/grs.2024.3.17.
17. Методика обоснования распределения слоев 3D-сетки геологической модели / Д.В. Потехин, В.А. Барях, А.В. Плотников, С.В. Галкин // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2025. – № 4 (321). – С. 22–34. DOI: 10.33285
18. Методика выбора оптимальных реализаций при многовариантном цифровом 3D-моделировании нефтяных залежей / Д.В. Потехин, В. Ли, С.В. Галкин, С.Г. Ашихмин, К.А. Черный // Недропользование. – 2025. – Т. 25, № 3. – С. 166–173. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.5
19. Sustainable Reservoir Management: Simulating Water Flooding to Optimize Oil Recovery in Heterogeneous Reservoirs Through the Evaluation of Relative Permeability Models / A. Ismail, F. Torabi, S. Azadbakht, F. Ahammad, Q. Yasin, D.A. Wood, E. Mohammadian // Sustainability. – 2025. – Vol. 17, № 6. – P. 1–23. DOI: 10.3390/su17062526.
20. Shirangi, M.G. Closed-Loop Field Development Under Uncertainty by Use of Optimization With Sample Validation / M.G. Shirangi, L.J Durlofsky // SPE Journal. – 2015. – P. 1–15. DOI: 10.2118/173219-PA.
21. Machine-Learned Surrogate Models for Efficient Oil Well Placement Under Operational Reservoir Constraints / S.M. Mousavi, P. Bakhtiarimanesh, F. Enzmann, M. Kersten, S. Sadeghnejad // SPE Journal. – 2024. – P. 1–20. DOI: 10.2118/217467-PA.
22. Дерюшев, А.Б. О необходимости сопоставления геологических и гидродинамических характеристик залежей по данным трехмерного моделирования на примере продуктивного пласта Тл2-б Ножовского месторождения нефти / А.Б. Дерюшев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 13. – С. 15–25. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.2.
23. Кошкин, К.А. Разработка вероятностно-статистических моделей для оценки перспектив нефтегазоносности пластов Тл2-б и Бб Пожвинского участка / К.А. Кошкин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 17, № 1. – С. 4–16. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.1.1.
24. Brouwer, D.R. Dynamic Optimization of Waterflooding With Smart Wells Using Optimal Control Theory / D.R. Brouwer, J.-D. Jansen // SPE Journal. – 2004. – Vol. 9, № 4. – P. 391–402. DOI: 10.2118/78278-PA.
25. Study on Improving Recovery of Highly Heterogeneous Reservoirs by Unsteady Water Injection Technology / L. Zhao, W. Zhao, M. Sun, J. Wang, H. Ma, Y. Li, X. Zhao // Energies. – 2025. – Vol. 18, № 1. – P. 1–14. DOI: 10.3390/en18010159.
26. Particle swarm algorithm with adaptive constraint handling and integrated surrogate model for the management of petroleum fields / M.S. Innocente, S.M.B. Afonso, J. Sienz, H.M. Davies// Applied Soft Computing. – 2015. – Vol. 34. – P. 463–484. DOI: 10.1016/j.asoc.2015.05.032.
27. Chen, Z. Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media / Z. Chen, G. Huan, Y. Ma // SIAM Journal on Scientific Computing. – 2006. – Vol. 28, № 2. – P. 719–747. DOI: 10.1137/1.9780898718942.
28. Robust Method for Reservoir Simulation History Matching Using Bayesian Inversion and Long-Short-Term Memory Network-Based Proxy / Z. Zhang, X. He, M. AlSinan, H. Kwak, H. Hoteit // SPE Journal. – 2022. – Vol. 28. – P. 1–25. DOI: 10.2118/203976-PA.
29. Horowitz, B. Surrogate based optimal waterflooding management / B. Horowitz, S.M.B. Afonso, C.V.P. de Mendonça // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2013. – Vol. 112. – P. 206–219. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.11.006.
30. Геолого-гидродинамическое моделирование сложнопостроенных карбонатных коллекторов с учетом фациальной зональности / С.Н. Кривощеков, А.А. Кочнев, Е.С. Ожгибесов, Д.О. Ширинкин, А.Л. Южаков // Георесурсы. – 2025. – Т. 27, № 4. – С. 235–245. DOI: 10.18599/grs.2025.4.10.
31. Уточнение геолого-гидродинамической модели сложнопостроенной залежи нефти путем комплексного анализа данных / Н.Д. Козырев, А.А. Кочнев, А.Г. Менгалиев, И.С. Путилов, С.Н. Кривощеков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 10. – С. 164–177. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2866.
32. Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения / А.Х. Шахвердиев, Ю.В. Шестопалов, И.Е. Мандрик, С.В. Арефьев // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 118–123. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-118-123.
33. Костюченко, С.В. Локализация текущих извлекаемых запасов нефти и прямой расчет охвата вытеснением в геолого-технологических моделях нелинейной фильтрации / С.В. Костюченко, Н.А. Черемисин, А.Н. Емельянов // Труды ИСА РАН. – 2019. – Т. 69, № 4. – С. 29–37. DOI: 10.14357/20790279190404.
34. Зайцев, М.В. Модели нелинейной фильтрации и влияние параметров нелинейности на дебит скважин в низкопроницаемых коллекторах / М.В. Зайцев, Н.Н. Михайлов, Е.С. Туманова // Георесурсы. – 2021. – Т. 23, № 4. – С. 44–50. DOI: 10.18599/grs.2021.4.5
35. A Novel Approach to Waterflooding Optimization in Irregular Well Patterns Using Streamline Simulation and 3D Visualization / H. Yin, J. Yu, H. Qu, S. Yin // Processes. – 2025. – Vol. 13, № 4. – P. 1–21. DOI: 10.3390/pr13041114.
36. Шустер, В.Л. Повышение эффективности обработки результатов исследований фильтрационно-емкостных параметров коллектора при моделировании сложнопостроенных залежей нефти / В.Л. Шустер, О.В. Тюкавкина, В.В. Шелепов // Вестник московского университета. Серия 4. Геология. – 2022. – № 2. – С. 91–100. DOI: 10.33623/0579-9406-2022-2-91-100.
37. Ogbeiwi, P. Robust optimisation of water flooding using an experimental design-based surrogate model: A case study of a Niger-Delta oil reservoir / P. Ogbeiwi, K.D. Stephen, A.O. Arinkoola // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 195, № 4. – P. 1–23. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107824.
38. Waburoko, J. Effect of Well Orientation on Oil Recovery from Waterflooding in Shallow Green Reservoirs: A Case Study from Central Africa / J. Waburoko, C. Xie, K. Ling // Energies. – 2021. – Vol. 14, № 5. – P. 1–26. DOI: 10.3390/en14051223.
39. Волосков, Д.С. Построение адаптивных гидродинамических моделей пониженного порядка на основе метода POD-DEIM / Д.С. Волосков, Д.А. Коротеев // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 4. – С. 69–81. DOI: 10.18599/grs.2023.4.4.
40. Reduced well path parameterization for optimization problems through machine learning / B.S. Kristoffersen, M.C. Bellout, T.L. Silva, C.F. Berg // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. – P. 1–10 DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109523.
41. Анализ эффективности заводнения месторождений на поздней стадии разработки / И.Г. Фаттахов, А.С. Семанов, А.И. Семанова, Л.С. Кулешова, В.А. Иктисанов // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 8. – С. 64–68. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-8-42-46.
42. Пятибратов, П.В. Оптимизация заводнения на основе моделирования линий тока / П.В. Пятибратов, М. Заммам, Е.А. Туровская // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2021. – № 4 (124). – С. 37–44. DOI: 10.33285/1999-6934-2021-4(124)-37-44.

References

1. Mullagalin I.Z., Khatmullina E.I. Nekotorye aspekty modelirovaniia pri planirovanii i analize razrabotki [Some aspects of modeling in the planning and analysis of development]. Georesursy, 2018, vol. 20, no. 3 (1), pp. 165-167. DOI: 10.18599/grs.2018.3.165-167
2. Ogbeiwi P., Aladeitan Y., Udebhulu D. An approach to waterflood optimization: case study of the reservoir X. Arabian Journal of Geosciences, 2018, vol. 11, pp. 271-289. DOI: 10.1007/s13202-017-0368-5
3. Muslimov R.Kh. Problemy modelirovaniia razvedki i razrabotki neftianykh mestorozhdenii [Problems of exploration and development modeling of oil fields]. Georesursy, 2018, vol. 20, no. 3 (1), pp. 134-138. DOI: 10.18599/grs.2018.3.134-138
4. Ketova Iu.A., Galkin S.V., Votinov A.S., Kang V., Iang Kh. Analiz mirovogo opyta primeneniia tekhnologii vyravnivaniia profilei priemistosti na osnove sshitykh polimernykh gelei [Analysis of the international practice in application of conformance control technologies based on cross-linked polymer gels]. Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo, 2020, vol. 20, no. 2, pp. 150-161. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.5
5. Sajjadi S.A., Nasriani H.R., Dailami K., Alizadeh N. Optimizing volumetric sweep efficiency in water flooding by streamline simulation. Energy Sources, Part A, 2017, vol. 39, no. 2, pp. 183-191. DOI: 10.1080/15567036.2011.596903
6. Iakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Khakimzianov I.N., Trofimov V.E. Optimizatsiia vyrabotki zapasov iz vodoneftianykh zon gorizonta D3ps Shkapovskogo neftianogo mestorozhdeniia s pomoshch'iu gorizontal'nykh skvazhin [Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells]. Georesursy, 2019, vol. 21, no. 3, pp. 55-61. DOI: 10.18599/grs.2019.3.55-61
7. Ermolova T.E., Mushin I.A., Stupak A.A., Frolov B.K., Oksman G.A., Kholmianskaia N.Iu. Perspektivy poiska novykh neftegazonosnykh ob»ektov v verkhneturneisko-vizeiskikh terrigennykh otlozheniiakh vostoka Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi provintsii na osnove kompleksnykh sedimentologicheskikh i seismogeologicheskikh issledovanii [Opportunities for new oil and gas bearing objects prospecting in the Upper Tournaisian-Visean terrigenous formations of eastern part of Volga-Urals Petroleum Province on the basis of integrated sedimentological and geoseismic studies]. Geologiia nefti i gaza, 2019, no. 3, pp. 67-85. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-67-85
8. Bashlykova E.Iu., Gorozhanina E.N., Kulagina E.I. Mikrofatsii i foraminifery tul'skikh otlozhenii (vizeiskii iarus, nizhnii karbon) iugo-vostoka Vostochno-Evropeiskoi platformy i Iuzhnogo Urala [Microfacies and foraminifers of the Tulian horizon (the Visean substage, Lower Carboniferous) of the southeast of the East European platform and the Southern Urals]. Georesursy, 2025, vol. 27, no. 3, pp. 179-194. DOI: 10.18599/grs.2025.3.26
9. Saptarova Z.R., Mamonov A.A., Usmanov S.A., Lutfullin A.A., Sudakov V.A., Shipaeva M.S., Shakirov A.A. Potentsial povysheniia effektivnosti zavodneniia na zalezhakh nefti v terrigennykh otlozheniiakh na mestorozhdeniiakh Respubliki Tatarstan na osnove nizkomineralizovannoi vody [Potential for improving the efficiency of terrigenous oil deposits waterflooding with the use of low salinity technology at fields of the Tatarstan Republic]. Georesursy, 2022, vol. 24, no. 4, pp. 82-90. DOI: 10.18599/grs.2022.4.7
10. Osovetskii B.M., Kazymov K.P., Galkin S.V. Vozmozhnosti primeneniia metoda elektronnoi mikroskopii pri izuchenii litologicheskikh osobennostei neftenosnykh peschanikov [The potential applications of electron microscopy in studying the lithological characteristics of oil-bearing sandstones]. Nedropol'zovanie, 2024, vol. 24, no. 4, pp. 178-185. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.1
11. Kopeikin R.R., Abdullin R.F., Kalinin S.A., Starovoitova B.N., Baikin A.N., Golovin S.V. Modelirovanie gidrodinamicheskikh issledovanii skvazhin s uchetom avtoGRP v riadnoi sisteme razrabotki [Well test simulation accounting induced fracture in a linear development system]. Neftianoe khoziaistvo, 2023, no. 12, pp. 30-35. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-12-30-35

12. Angga I.G.A.G., Bergmo P.E., Berg C.F. Joint well-placement and well-control optimization for energy-efficient water flooding of oil fields. Geoenergy Science and Engineering, 2023, vol. 230, pp. 1-15. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212251
13. Persova M.G., Soloveichik Iu.G., Leonovich D.A., Nasybullin A.V., Orekhov E.V. Modelirovanie protsessa zakachki polimera v plast s uchetom skorosti sdviga [Modeling the Process of Polymer Injection Into the Reservoir Taking Into Account the Shear Rate]. Georesursy, 2025, vol. 27, no. 4, pp. 276-285. DOI: 10.18599/grs.2025.4.8
14. Malallah A., Alashwak A., Nashawi I.S. Infill well placement optimization in two-dimensional heterogeneous reservoirs under waterflooding using upscaling wavelet transform. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, vol. 201, pp. 1-19. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108439
15. Do S.T., Reynolds A.C. Theoretical connections between optimization algorithms based on an approximate gradient. Computational Geosciences, 2013, vol. 17, pp. 959-973. DOI: 10.1007/s10596-013-9368-9
16. Glushakov A.A., Arkhipov A.I., Afanaskin I.V. Model' vzaimodeistviia skvazhin pri zavodnenii sloisto-neodnorodnogo neftianogo plasta v ramkakh kontseptsii CRM-modelirovaniia [Model of Well Interference During Waterflooding of a Layered Heterogeneous Oil Reservoir within the Framework of the CRM Modeling Concept]. Georesursy, 2024, vol. 26, no. 3, pp. 162-174. DOI: 10.18599/grs.2024.3.17
17. Potekhin D.V., Bariakh V.A., Plotnikov A.V., Galkin S.V. Metodika obosnovaniia raspredeleniia sloev 3D-setki geologicheskoi modeli [Methodology for substantiating distribution of layers of geological model 3D grid]. Trudy Rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza imeni I.M. Gubkina, 2025, no. 4 (321), pp. 22-34. DOI: 10.33285
18. Potekhin D.V., Li V., Galkin S.V., Ashikhmin S.G., Chernyi K.A. Metodika vybora optimal'nykh realizatsii pri mnogovariantnom tsifrovom 3D-modelirovanii neftianykh zalezhei [The Method of Choosing Optimal Implementations for Multivariate Digital 3D Modeling of Oil Deposits]. Nedropol'zovanie, 2025, vol. 25, no. 3, pp. 166-173. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.5
19. Ismail A., Torabi F., Azadbakht S., Ahammad F., Yasin Q., Wood D.A., Mohammadian E. Sustainable Reservoir Management: Simulating Water Flooding to Optimize Oil Recovery in Heterogeneous Reservoirs Through the Evaluation of Relative Permeability Models. Sustainability, 2025, vol. 17, no. 6, pp. 1-23. DOI: 10.3390/su17062526
20. Shirangi M.G., Durlofsky L.J. Closed-Loop Field Development Under Uncertainty by Use of Optimization With Sample Validation. SPE Journal, 2015, pp. 1-15. DOI: 10.2118/173219-PA
21. Mousavi S.M., Bakhtiarimanesh P., Enzmann F., Kersten M., Sadeghnejad S. Machine-Learned Surrogate Models for Efficient Oil Well Placement Under Operational Reservoir Constraints. SPE Journal, 2024, pp. 1-20. DOI: 10.2118/217467-PA
22. Deriushev A.B. O neobkhodimosti sopostavleniia geologicheskikh i gidrodinamicheskikh kharakteristik zalezhei po dannym trekhmernogo modelirovaniia na primere produktivnogo plasta Tl2-b Nozhovskogo mestorozhdeniia nefti [On the need to compare geological and hydrodynamic characteristics of a deposit using 3D modelling as exemplified by the Tl2-b pay bed of the Nozhovskoie oil field]. Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo, 2014, no. 13, pp. 15-25. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.2
23. Koshkin K.A. Razrabotka veroiatnostno-statisticheskikh modelei dlia otsenki perspektiv neftegazonosnosti plastov Tl2-b i Bb Pozhvinskogo uchastka [Development of probabilistic and statistical models for evaluation of oil and gas potential of Tl2-b and Bb reservoirs of Pozhvinskiy sector]. Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo, 2018, vol. 17, no. 1, pp. 4-16. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.1.1
24. Brouwer D.R., Jansen J.-D. Dynamic Optimization of Waterflooding With Smart Wells Using Optimal Control Theory. SPE Journal, 2004, vol. 9, no. 4, pp. 391-402. DOI: 10.2118/78278-PA
25. Zhao L., Zhao W., Sun M., Wang J., Ma H., Li Y., Zhao X. Study on Improving Recovery of Highly Heterogeneous Reservoirs by Unsteady Water Injection Technology. Energies, 2025, vol. 18, no. 1, pp. 1-14. DOI: 10.3390/en18010159
26. Innocente M.S., Afonso S.M.B., Sienz J., Davies H.M. Particle swarm algorithm with adaptive constraint handling and integrated surrogate model for the management of petroleum fields. Applied Soft Computing, 2015, vol. 34, pp. 463-484. DOI: 10.1016/j.asoc.2015.05.032
27. Chen Z., Huan G., Ma Y. Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media. SIAM Journal on Scientific Computing, 2006, vol. 28, no. 2, pp. 719-747. DOI: 10.1137/1.9780898718942
28. Zhang Z., He X., AlSinan M., Kwak H., Hoteit H. Robust Method for Reservoir Simulation History Matching Using Bayesian Inversion and Long-Short-Term Memory Network-Based Proxy. SPE Journal, 2022, vol. 28, pp. 1-25. DOI: 10.2118/203976-PA
29. Horowitz B., Afonso S.M.B., De Mendonça C.V.P. Surrogate based optimal waterflooding management. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, vol. 112, pp. 206-219. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.11.006
30. Krivoshchekov S.N., Kochnev A.A., Ozhgibesov E.S., Shirinkin D.O., Iuzhakov A.L. Geologo-gidrodinamicheskoe modelirovanie slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorov s uchetom fatsial'noi zonal'nosti [Hydrodynamic Modeling of Complex Carbonate Reservoirs Considering Facies Zonality]. Georesursy, 2025, vol. 27, no. 4, pp. 235-245. DOI: 10.18599/grs.2025.4.10
31. Kozyrev N.D., Kochnev A.A., Mengaliev A.G., Putilov I.S., Krivoshchekov S.N. Utochnenie geologo-gidrodinamicheskoi modeli slozhnopostroennoi zalezhi nefti putem kompleksnogo analiza dannykh [Refinement of the geological and hydrodynamic model of a complex oil reservoir by means of a comprehensive data analysis]. Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov, 2020, vol. 331, no. 10, pp. 164-177. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2866
32. Shakhverdiev A.Kh., Shestopalov Iu.V., Mandrik I.E., Aref'ev S.V. Al'ternativnaia kontseptsiia monitoringa i optimizatsii zavodneniia neftianykh plastov v usloviiakh neustoichivosti fronta vytesneniia [Alternative concept of monitoring and optimization water flooding of oil reservoirs in the conditions of instability of the displacement front]. Neftianoe khoziaistvo, 2019, no. 12, pp. 118-123. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-118-123
33. Kostiuchenko S.V., Cheremisin N.A., Emel'ianov A.N. Lokalizatsiia tekushchikh izvlekaemykh zapasov nefti i priamoi raschet okhvata vytesneniem v geologo-tekhnologicheskikh modeliakh nelineinoi fil'tratsii [Localization of current recoverable oil reserves and direct calculation of displacement coverage in geological and technological models of nonlinear filtration]. Trudy ISA RAN, 2019, vol. 69, no. 4, pp. 29-37. DOI: 10.14357/20790279190404
34. Zaitsev M.V., Mikhailov N.N., Tumanova E.S. Modeli nelineinoi fil'tratsii i vliianie parametrov nelineinosti na debit skvazhin v nizkopronitsaemykh kollektorakh [Non-linear filtration models and the effect of nonlinearity parameters on flow rates in low-permeability reservoirs]. Georesursy, 2021, vol. 23, no. 4, pp. 44-50. DOI: 10.18599/grs.2021.4.5
35. Yin H., Yu J., Qu H., Yin S. A Novel Approach to Waterflooding Optimization in Irregular Well Patterns Using Streamline Simulation and 3D Visualization. Processes, 2025, vol. 13, no. 4, pp. 1-21. DOI: 10.3390/pr13041114
36. Shuster V.L., Tiukavkina O.V., Shelepov V.V. Povyshenie effektivnosti obrabotki rezul'tatov issledovanii fil'tratsionno-emkostnykh parametrov kollektora pri modelirovanii slozhnopostroennykh zalezhei nefti [Improving the efficiency of processing the results of reservoir filtration studies and parameters when modeling complex oil reserves]. Vestnik moskovskogo universiteta. Geologiia, 2022, no. 2, pp. 91-100. DOI: 10.33623/0579-9406-2022-2-91-100
37. Ogbeiwi P., Stephen K.D., Arinkoola A.O. Robust optimisation of water flooding using an experimental design-based surrogate model: A case study of a Niger-Delta oil reservoir. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, vol. 195, no. 4, pp. 1-23. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107824
38. Waburoko J., Xie C., Ling K. Effect of Well Orientation on Oil Recovery from Waterflooding in Shallow Green Reservoirs: A Case Study from Central Africa. Energies, 2021, vol. 14, no. 5, pp. 1-26. DOI: 10.3390/en14051223
39. Voloskov D.S., Koroteev D.A. Postroenie adaptivnykh gidrodinamicheskikh modelei ponizhennogo poriadka na osnove metoda POD-DEIM [Construction of adaptive reduced-order reservoir models based on POD-DEIM approach]. Georesursy, 2023, vol. 25, no. 4, pp. 69-81. DOI: 10.18599/grs.2023.4.4
40. Kristoffersen B.S., Bellout M.C., Silva T.L., Berg C.F. Reduced well path parameterization for optimization problems through machine learning. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, vol. 208, pp. 1-10 DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109523
41. Fattakhov I.G., Semanov A.S., Semanova A.I., Kuleshova L.S., Iktisanov V.A. Analiz effektivnosti zavodneniia mestorozhdenii na pozdnei stadii razrabotki [Analysis of waterflooding performance in mature fields]. Neftianoe khoziaistvo, 2023, no. 8, pp. 64-68. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-8-42-46
42. Piatibratov P.V., Zammam M., Turovskaia E.A. Optimizatsiia zavodneniia na osnove modelirovaniia linii toka [Water-flooding optimization based on streamlines simulation]. Oborudovanie i tekhnologii dlia neftegazovogo kompleksa, 2021, no. 4 (124), pp. 37-44. DOI: 10.33285/1999-6934-2021-4(124)-37-44

Финансирование. Исследования выполнены при поддержке Правительства Пермского края, исследовательский проект № СЭД-26-08-08-30 от 24.01.2024.
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
Вклад авторов равнозначен.