ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №2 2025
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276.6
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Многовариантное моделирование систем перфорации нагнетательного фонда

А.В. Распопов, М.А. Филатов, С.В. Кривонос, О.В. Тимофеев, Д.О. Бартов

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Российская Федерация, 614015, Россия, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

Multivariate modeling of injection well perforation systems

Aleksei V. Raspopov, Maksim A. Filatov, Sofia V. Krivonos, Oleg V. Timofeev, Dmitrii O. Bartov

LUKOIL-Engineering LLC (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 16.12.2024. Принята / Accepted: 05.12.2024. Опубликована / Published: 01.04.2025

Ключевые слова:
система заводнения, поддержание пластового давления, оптимизация системы ППД, высокая неоднородность, неравномерное влияние закачки, повышение эффективности разработки, перераспределение закачки, выравнивание профиля приемистости, многовариантное гидродинамическое моделирование, геолого-технические мероприятия, влияние нагнетательных скважин, процесс вытеснения, очаг заводнения, прорыв закачиваемого агента, гидродинамическая связь.

Верхневизейско-башкирский нефтегазоносный комплекс вносит значительный вклад в объем добычи нефти в Пермском крае. Объекты разработки рассматриваемого нефтегазоносного комплекса характеризуются сложным геологическим строением с высокой неоднородностью пластов. На большинстве рассматриваемых эксплуатационных объектов отмечается снижение пластового давления в зонах отбора добывающих скважин, что обусловлено недостаточным влиянием применяемых систем заводнения для его поддержания. Одним из факторов, оказывающих негативное влияние на эффективность системы заводнения, является неравномерное влияние нагнетательных скважин на добывающие в условиях разработки высокорасчлененного пласта. При разработке эксплуатационных объектов большим действующим фондом добывающих и нагнетательных скважин стоит задача поиска наиболее оптимальной схемы влияния нагнетательных скважин на добывающие. Высокая вариативность возможных сочетаний интервалов перфорации из-за значительной расчлененности и невыдержанности распространения пропластков коллекторов по площади существенно осложняет решение этой задачи.
Авторами предложен подход к оптимизации системы поддержания пластового давления на основе многовариантных расчетов с использованием постоянно действующей геолого-гидродинамической модели. Суть подхода заключается в сравнении множества сценариев перераспределения закачиваемого агента по разрезу путем перебора вариантов с различными интервалами перфорации на нагнетательном фонде. Выбор рекомендуемого варианта реализуется на основе сочетания двух факторов – максимизации добычи нефти и восстановлении либо стабилизации пластового давления по залежи. С помощью предлагаемого подхода сформированы комплексные геолого-технические мероприятия на нагнетательном фонде. Они включают в себя изоляцию интервалов закачки, по которым потенциально может быть прорыв воды, либо интервалов, не оказывающих влияние на добывающие скважины, а также дострел неохваченных перфорацией интервалов пласта. Применение предлагаемого подхода позволяет повысить эффективность текущей системы поддержания пластового давления за счет увеличения пластового давления, вовлечения в процесс вытеснения закачиваемой водой новых интервалов и снижения риска прорыва воды.

Keywords:
waterflooding system, reservoir pressure maintenance, optimization of the reservoir pressure maintenance system, high heterogeneity, uneven impact of injection, increasing development efficiency, injection redistribution, alignment of the injectivity profile, multivariate hydrodynamic modeling, geological and technical measures, impact of injection wells, displacement process, flooding source, breakthrough of the injected agent, hydrodynamic connection.

The Upper Visean-Bashkirian oil and gas complex makes a significant contribution to the volume of oil production in the Perm Krai. The development objects of the oil and gas complex are characterized by a complex geological structure with high heterogeneity of the formations. At most of the production objects, a decrease in reservoir pressure was noted in the zones of selection of production wells, which was due to the insufficient influence of the applied flooding systems to maintain it. One of the factors that has a negative impact on the efficiency of the flooding system is the uneven influence of injection wells on production wells in the conditions of development of a highly dissected formation. When developing production objects with a large operating stock of production and injection wells, the task is to find the most optimal scheme of the injection wells influence on production wells. High variability of possible combinations of perforation intervals due to significant dissection and inconsistency of the reservoir layers distribution over the area significantly complicates the solution of this problem.
The authors propose an approach to optimization of the reservoir pressure maintenance system based on multivariate calculations using a permanent geological and hydrodynamic model. The essence of the approach lies in comparing multiple scenarios for redistributing the injected agent across the section by enumerating options with different perforation intervals in the injection wells. The recommended option is selected based on a combination of two factors: maximizing oil production and restoring or stabilizing reservoir pressure in the deposit. Using the proposed approach, complex geological and technical measures were formed in the injection wells. They included isolation of injection intervals that may potentially experience a water breakthrough, or intervals that did not affect production wells, as well as completion of unperforated reservoir intervals. The use of the proposed approach improves the efficiency of the current reservoir pressure maintenance system by increasing reservoir pressure, involving new intervals in the process of displacing injected water, and reducing the risk of a water breakthrough.

Распопов Алексей Владимирович (Author ID in Scopus: 30267829600, ORCID: 0000-0002-0581-0235) – кандидат технических наук, доцент, руководитель проекта (тел.: +007 (342) 233 64 44, e-mail: Aleksej.Raspopov@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.
Филатов Максим Анатольевич (Author ID in Scopus: 56978991000) – руководитель проекта (Разработка месторождений, Пермский регион и Республика Коми) (тел.: + 007 (342) 233 64 13, e-mail: Maksim.Filatov@lukoil.com).
Кривонос София Владимировна – инженер 1-й категории (тел.: +007 (342) 233 63 38, e-mail: Sofiya.Krivonos@lukoil.com).
Тимофеев Олег Витальевич – инженер 2-й категории (тел.: +007 (342) 233 62 03, e-mail: Oleg.Timofeev2@lukoil.com).
Бартов Дмитрий Олегович – инженер 2-й категории (тел.: +007 (342) 233 75 62, e-mail: Dmitriy.Bartov@lukoil.com).

Aleksei V. Raspopov (Author ID in Scopus: 30267829600, ORCID: 0000-0002-0581-0235) – PhD in Engineering, Associate Professor, Project Manager (tel.: +007 (342) 233 64 44, e-mail: Aleksej.Raspopov@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.
Maksim A. Filatov (Author ID in Scopus: 56978991000) – Project Manager (Field Development, Perm Region and Komi Republic) (tel.: + 007 (342) 233 64 13, e-mail: Maksim.Filatov@lukoil.com).
Sofia V. Krivonos – 1st category Engineer (tel.: +007 (342) 233 63 38, e-mail: Sofiya.Krivonos@lukoil.com).
Oleg V. Timofeev – 2nd category Engineer (tel.: +007 (342) 233 62 03, e-mail: Oleg.Timofeev2@lukoil.com).
Dmitrii O. Bartov – 2nd category Engineer (tel.: +007 (342) 233 75 62, e-mail: Dmitriy.Bartov@lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Многовариантное моделирование систем перфорации нагнетательного фонда/ А.В. Распопов, М.А. Филатов, С.В. Кривонос, О.В. Тимофеев, Д.О. Бартов // Недропользование. – 2025. – Т.25, №2. – С. 102–108. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.2.6

Please cite this article in English as:
Raspopov A.V., Filatov M.A., Krivonos S.V., Timofeev O.V., Bartov D.O. Multivariate modeling of injection well perforation systems. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.2, pp. 102-108. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.2.6

Введение

Наиболее распространенным способом разработки месторождений углеводородов является поддержание пластового давления закачкой воды в пласт. Несмотря на колоссальный опыт применения, теория и практика данного метода постоянно улучшаются [1–4]. Разнообразие геолого-физических условий в различных нефтегазоносных регионах мира, необходимость освоения объектов с все более сложным геологическим строением и меньшей продуктивностью стимулируют непрерывное развитие методов поддержания пластового давления [5–7].

В современный период добычи нефти в Пермском крае одним из основных нефтегазоносных комплексов (НГК) является верхневизейско-башкирский [8, 9], на долю которого приходится четверть от всей добытой нефти за всю историю в Пермском крае и 20 % годовой добычи на текущий момент. При этом 25 % остаточных запасов нефти в Пермском крае сосредоточено в данном НГК. Коллекторы представлены преимущественно среднепроницаемыми известняками, насыщенными нефтью как незначительной, так и повышенной вязкости. Продуктивные отложения характеризуются значительной неоднородностью геологического строения с высокими значениями расчлененности.

Из 64 эксплуатационных объектов (ЭО) верневизейско-башкирского НГК система поддержания пластового давления (ППД) организована на 42 объектах. При этом на большинстве ЭО (83 %) применяется внутриконтурная система заводнения, на оставшихся (17 %) применяется приконтурная система заводнения. Более чем на половине ЭО присутствуют зоны пониженного пластового давления, что свидетельствует о недостаточном воздействии нагнетательных скважин.

В ходе анализа энергетического состояния и динамики технологических показателей выявлена недостаточная эффективность системы заводнения при компенсации системы заводнения порядка 100 %. Кроме того, при увеличении объема закачки агента наблюдается интенсивный прорыв закачиваемой воды.

Совершенствование систем поддержания пластового давления на объектах разработки верхневизейско-башкирского комплекса позволит повысить ее эффективность. Данный рост может быть сопоставим, а в некоторых случаях даже превысить эффективность дорогостоящих третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) [10–13].

Повышение эффективности системы ППД

Анализ работ специалистов, изучавших вопрос эффективности систем ППД, выявил ряд наиболее характерных негативных факторов, влияющих на снижение ее результативности, за исключением потерь рабочего агента поверхностных и технических в скважине: отток закачиваемой воды в законтурную область от законтурных и приконтурных нагнетательных скважин; организация поддержания пластового давления на низкопродуктивных пластах со сложным геологическим строением после значительного снижения начального пластового давления; неполное влияние нагнетательных скважин на работу добывающих из-за неоднородности литологического строения продуктивных отложений; неравномерное распределение закачки агента по площади объекта разработки [14–17].

По причине высокой расчлененности и неоднородности разреза рассматриваемых ЭО выделяются неэффективные объемы закачки вследствие несоответствия интервалов перфорации нагнетательных и добывающих скважин. При этом полное сопоставление интервалов не гарантирует эффективность системы поддержания пластового давления, поскольку это может привести к прорывам воды через высокопроницаемые каналы [18].

Отследить такие каналы затруднительно ввиду расчлененного и сильно дифференцированного по фильтрационно-емкостным свойствам разреза в условиях высокой вариативности сопоставления интервалов при большем количестве действующего фонда скважин. В целом если на начальных этапах разработки месторождений основное внимание уделяется поддержанию пластового давления, то на поздних стадиях основной целью оптимизации системы ППД является снижение обводненности и закачки без потерь в добыче нефти [1]. При этом внедрение метода анализа, заключающегося в предварительном моделировании ситуации, обозначения возможных проблем и реакции на них, позволяет предотвратить возможные потери нефти заблаговременно [16]. Проведение многовариантных расчетов на гидродинамической модели позволяет выявить оптимальную систему заводнения, следовательно, определить параметры систем заводнения, как приводящие к потерям нефти, так и повышающие ее извлечение. В настоящий момент многовариантные расчеты на гидродинамической модели хорошо зарекомендовали себя при оценке неопределенностей параметров, влияющих на уровни добычи [19–21].

Проведению многовариантных расчетов на гидродинамической модели предшествует этап анализа применяемой системы заводнения. При анализе уделяется основное внимание выделению непроизводительной закачки и оценки гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами [15, 21, 22]. Для установления гидродинамической связи между скважинами применяются следующие разновидности методов: технологические, такие как закачка трассеров и гидропрослушивание [23–27], и аналитические, заключающиеся в обработке и анализе промысловой информации с использованием различных математических и численных методов [28–31]. Такие методы основаны в том числе на гидродинамическом моделировании разного уровня сложности [32–34]. На текущий момент инженерами-разработчиками применяется большое разнообразие аналитических методов оценки взаимовлияния между скважинами, начиная с наиболее простых статистических методов, например, методов ранговой корреляции Спирмена и Кендалла [35–37]; они используются в основном для экспресс-оценки. Также существуют наиболее ресурсозатратные методы, такие как гидродинамическое моделирование и нейронные сети [28, 38].

Под непроизводительной закачкой подразумевается не только неэффективная закачка, не совершающая полезной работы в продуктивном пласте, но и объем воды, который не дошел до устья нагнетательных скважин по причинам неисправности поверхностной системы ППД, и объем воды, не дошедший до целевого объекта по техническим причинам – нарушениям состояния конструкции скважины [39]. Для выявления непроизводительной закачки инженерами-разработчиками принято использовать инструмент гидродинамического моделирования, но при этом для оперативного оценочного анализа применяется множество методов оценки эффективности закачки на основе уравнения материального баланса [14].

Для решения проблемы оптимизации системы ППД в условиях разработки высокорасчлененных и высоконеоднородных ЭО, таких как объекты верневизейско-башкирского НГК Пермского края, авторами

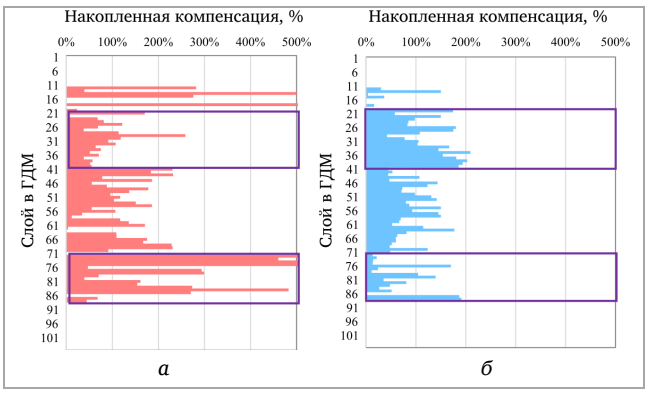


Рис. 1. Сопоставление по накопленной компенсации:
а – базовый вариант; *б* – рекомендуемый вариант

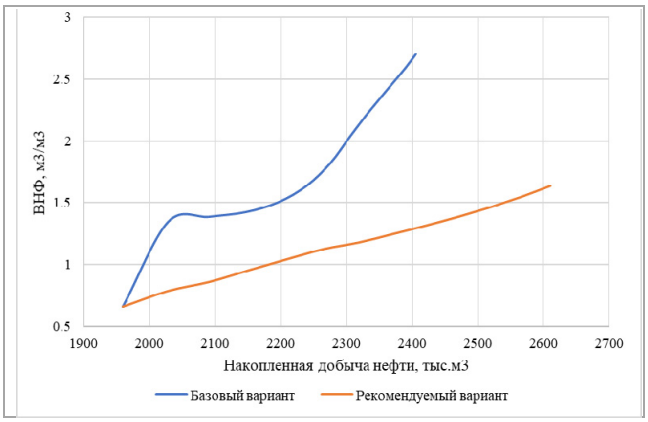


Рис. 2. Зависимость ВНФ от накопленной добычи нефти

использованы многовариантные расчеты с использованием постоянно действующей геолого-гидродинамической модели. Суть подхода заключается в сравнении множества сценариев перераспределения закачиваемого агента по разрезу путем перебора вариантов с различными интервалами перфорации на нагнетательном фонде скважин [40]. В итоге на основе расчетов подбирается комплекс геолого-технических мероприятий (ГТМ) на нагнетательном фонде, включающий в себя ремонтно-изоляционные работы интервалов закачки, не оказывающих влияние на добывающие скважины, а также имеющие вероятность прорыва воды, и дострел неохваченных перфорацией интервалов пласта для усиления влияния на зоны отбора [41–43].

По сравнению с традиционным методом, при котором определение оптимальных интервалов перфорации заключается в последовательном подборе и расчете каждого ГТМ на ГДМ, предлагаемый подход позволяет не только ускорить процесс подбора мероприятий на нагнетательном фонде, но и охватить большее количество альтернативных сценариев оптимизации системы ППД.

Апробация подхода проведена на ЭО С2b (Бш) одного из месторождений Пермского края. Было проведено свыше 300 вариантов расчетов. Между собой варианты отличались интервалами перфораций по всем нагнетательным скважинам. В рамках расчетов варьировался параметр сообщаемости «пласт – скважина» для каждой нагнетательной скважины в диапазоне от 0 до 1. Данный параметр принят в качестве показателя неопределенности. В сумме в модель заложено 150 модификаций по 15 нагнетательным скважинам. В среднем для каждой скважины варьировалось около 10 параметров сообщаемости (0 или 1) по интервалам перфораций. Прогнозный период составил 10 лет [40].

В качестве целевых функций были выбраны показатели такие показатели, как увеличение накопленной добычи нефти, стабилизация или увеличение пластового давления [43–46]. При анализе различных вариантов выбран рекомендуемый, обеспечивающий максимальную добычу нефти за 10 лет, способствующий стабилизации пластового давления по залежи и минимизирующий обводнение добывающих скважин.

В рекомендуемом варианте удалось обеспечить выравнивание закачки по разрезу, что подтверждается распределением накопленной компенсации по слоям гидродинамической модели в сравнении с базовым вариантом (рис. 1, *а*, *б*). При анализе распределения накопленной компенсации отмечается перераспределение закачки с подошвенной части в кровельную и среднюю часть пласта. При этом в базовом варианте (с фактическими интервалами перфорации в нагнетательных скважинах) по отдельным слоям накопленная компенсация достигает высоких значений; в рекомендуемом варианте происходит выравнивание накопленной компенсации в среднем на уровне 100–120 %. За счет перераспределения закачки в разрезе пласта удалось снизить риск преждевременного прорыва воды в добывающие скважины.

Рекомендуемый вариант в сравнении с базовым характеризуется более низким темпом обводнения скважин и высокой накопленной добычей (рис. 2), что обусловлено более оптимальным вскрытием и охватом закачкой по разрезу пласта.

Интервалы, по которым есть вероятность прорыва воды, в рекомендуемом варианте изолированы; зависимость имеет вид прямой и характеризуется равномерным вытеснением. Накопленная добыча нефти по рекомендуемому варианту составила 2611 тыс. м^3, водонефтяной фактор (ВНФ) на конец расчета – 1,64 м^3/м^3; по базовому варианту – 2406 тыс. м^3, ВНФ – 2,7 м^3/м^3. Увеличение добычи нефти составило 8,5 % при снижении ВНФ на 39 %.

Также в рекомендуемом варианте отмечается изменение вскрытых слоев по нагнетательным скважинам на 24,5 % по сравнению с базовым вариантом, что включает в себя изоляцию и дострел дополнительных слоев в соотношении 30/70 %. Достаточно изолировать 30 % вскрытых прослоев, чтобы добыть почти в два раза меньше воды. Для получения 8,5 % дополнительной добычи нефти потребовалось вскрыть более чем в два раза больше дополнительных прослоев. При этом стоит отметить, что дополнительная перфорация проведена по слоям кровельной части пласта, где отмечается больше вскрытых слоев на добывающем фонде скважин по сравнению с нагнетательным (рис. 3).

Кроме того, проведена изоляция средней части пласта (слои 40–42), где явно нарушена гидродинамическая связь между добывающими и нагнетательными скважинами (рис. 4).

Анализ результатов многовариантных расчетов

По результатам анализа выполненных вариантов расчета установлено, что в 26 % вариантов отмечается увеличение средневзвешенного пластового давления, по сравнению с базовым вариантом, по 27 % вариантам пластовое давление не меняется, а по половине вариантов пластовое давление ниже, чем в базовом варианте.

Для определения объема непроизводительной закачки авторами определялась вероятная доля влияния нагнетательных на добывающие скважины с использованием функции трассеров и матрицы дренирования в гидродинамической модели. Таким образом, весь объем закачиваемой воды разделен на

эффективный и неэффективный, который, в свою очередь, разделен на закачиваемую воду, уходящую в линзы и за контур, а также воду, поступающую в ранее обводненные интервалы перфорации и высокопроницаемые каналы, приводящие к преждевременному обводнению добывающих скважин.

При сравнении различных вариантов (рис. 5) наименьший объем эффективной закачки (18 %) наблюдается в варианте с максимальным вскрытием, поскольку задействованы интервалы, приводящие к преждевременному интенсивному обводнению добывающих скважин. Рекомендуемый вариант с наибольшей добычей нефти относительно других вариантов характеризуется меньшим вскрытием обводняющих интервалов и большим процентом эффективной закачки.

Для анализа влияния системы перфорации нагнетательных скважин на энергетическое состояние ЭО проведено ранжирование вариантов по динамике среднего пластового давления залежи. Получившиеся варианты дифференцированы по группам эффективности на положительные, отрицательные, нейтральные. За положительные варианты приняты варианты расчетов, по которым среднее пластовое давление в залежи больше пластового давления базового варианта на 1 МПа и выше. Нейтральными вариантами приняты те, по которым пластовое давление изменилось не более чем на 1 МПа. Отрицательные варианты показали снижение пластового давления более чем на 1 МПа.

Для анализа влияния изменения схемы перфорации нагнетательных скважин на показатели работы окружающих добывающих скважин варианты сгруппированы отдельно по каждому очагу нагнетательной скважины (таблица):

– с большим влиянием от смены перфорации, где отмечался рост как пластового давления, так и дополнительной добычи нефти, по сравнению с базовым вариантом;

– с частичным влиянием от смены перфорации (увеличение добычи нефти без влияния на пластовое давление);

– с наименьшим влиянием от смены перфорации либо полное отсутствие влияния (увеличение пластового давления без влияния на добычу нефти).

Наибольшее влияние от изменения перфорации в нагнетательных скважинах наблюдается по очагам в купольной части залежи, характеризующейся более высокими нефтенасыщенными толщинами и лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Зоны с наименьшим влиянием расположены в приконтурной части залежи, в основном на восточной части, скважины которых расположены в более низких толщинах и худших ФЕС, а также с более высокой расчлененностью пласта в межскважинном пространстве.

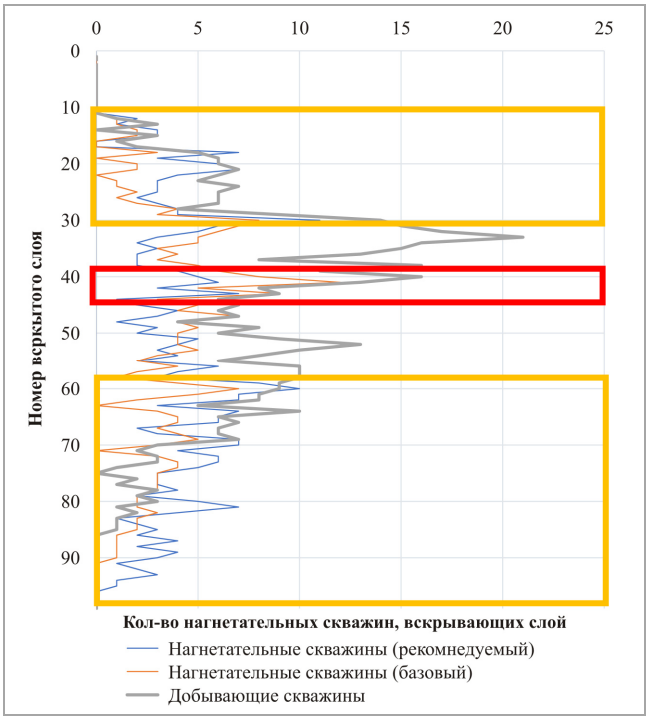


Рис. 3. Распределения количества скважин, вскрывающих слои

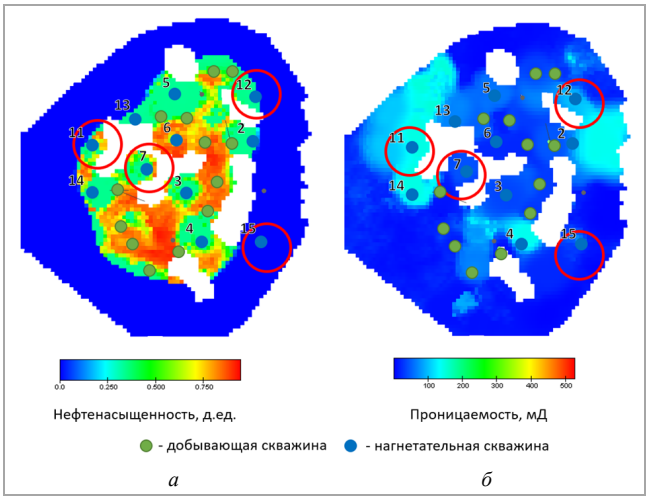


Рис. 4. Пример распределения куба текущей нефтенасыщенности (*а*) и проницаемости (*б*) на 41 слое модели с выделением скважин со слабой гидродинамической связью с фондом добывающих скважин



Рис. 5. Процентное распределение закачки сравниваемых вариантов: *а* – рекомендуемый вариант; *б* – базовый вариант; *в* – вариант с максимальным вскрытием

Распределение ансамбля вариантов по очагам заводнения

Номер элемента	Положительные варианты по давлению, %	Положительные варианты по доп. добыче нефти, %	Положительные варианты по давлению и доп. добыче нефти
1	2,7	95,3	2,7
2	1,7	100,0	1,7
3	45,2	58,8	23,9
4	32,6	39,5	8,6
5	5,3	99,7	5,3
6	29,6	99,7	29,6
7	23,9	100,0	23,9
8	45,5	92,0	42,5
9	33,6	95,3	31,9
10	2,7	6,3	0,0
11	4,3	93,7	4,0
12	1,0	100,0	1,0
13	22,9	98,0	21,3
14	15,9	78,7	15,0
15	26,2	100,0	26,2

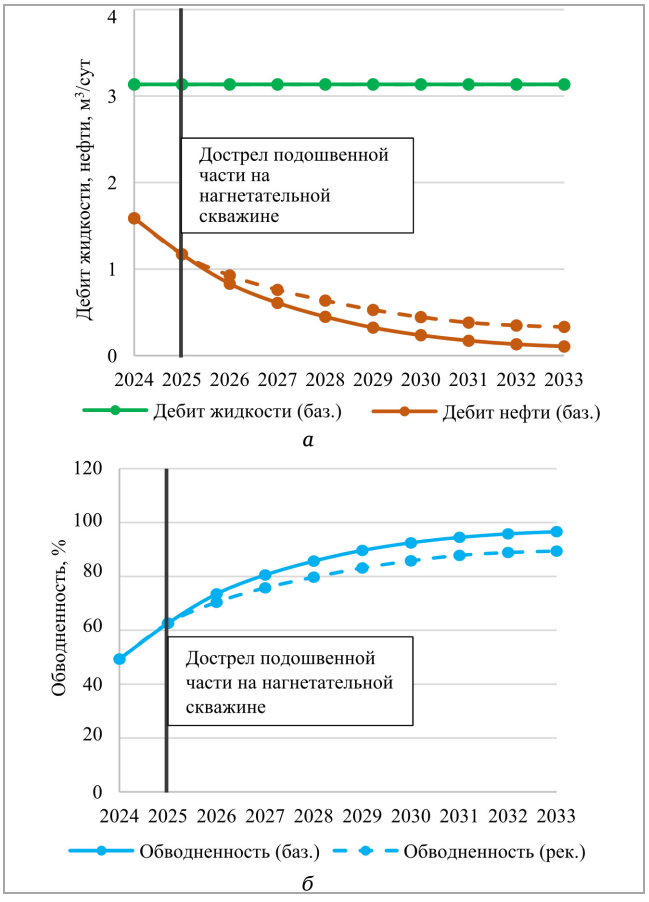


Рис. 6. Динамика работы добывающей скважины:
а – дебит жидкости и нефти, м³/сут; *б* – обводненность, %

Проведен анализ по наличию гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами по базовому и рекомендуемому вариантам.

В рекомендуемом варианте увеличилось количество добывающих скважин, на которых ранее нагнетательный фонд оказывал недостаточное влияние, их количество составило порядка 16 %. Основной рост добычи нефти происходит по двум причинам: полное перераспределение закачки в законтурных скважинах (закрытие текущих интервалов, перфорация новых); новое распределение профиля приемистости за счет дострелов других интервалов.

Полное изменение конфигурации интервалов перфорации на единичных нагнетательных скважинах относительно базового варианта отмечается на скважинах, расположенных за контуром, где низкая гидродинамическая связь с близрасположенными добывающими скважинами.

Например, по району скважины, расположенной в северо-восточной части залежи, по результатам расчетов рекомендовано вскрытие кровельной части пласта, которая более продуктивна по своим характеристикам по сравнению со средней, рекомендованной к изоляции. Такое перераспределение закачки позволяет повысить эффективность влияния закачки на добывающий фонд и снизить количество закачки, уходящей за контур.

По району скважины, расположенной в восточной части залежи, по результатам многовариантного моделирования рекомендуется прострелять подошвенную часть пласта. Это позволило перераспределить закачку так, чтобы меньший объем закачиваемого агента попадал в относительно высокопроницаемые каналы, связывающие нагнетательную скважину с одной из окружающих добывающих скважин. Расчеты показывают, что в результате перераспределения потока нагнетаемой воды обводненность добывающей скважины снизилась на последний год расчетов на 10 % по сравнению с базовым вариантом (рис. 6).

Анализ каждого очага в отдельности показал, что существует потенциал повышения эффективности реализуемой системы разработки за счет изменения схемы перфорации нагнетательных скважин.

Заключение

Высокая неоднородность коллектора башкирских отложений осложняет процессы вытеснения нефти закачиваемой водой и поддержания пластового давления вследствие нарушения гидродинамической связи коллекторов как по разрезу, так и по площади. Достигаемый охват заводнением в этих условиях может быть повышен за счет оптимизации системы перфорации нагнетательных скважин.

Авторами использован метод многовариантного расчета на гидродинамической модели. Применение предлагаемого подхода позволяет ускорить процесс подбора мероприятий на нагнетательном фонде за счет автоматического перебора интервалов перфорации нагнетательных скважин и охватить большее количество альтернативных вариантов.

В процессе анализа рекомендуемого варианта сделаны выводы, что при применении подхода многовариантного моделирования удалось добиться вовлечения в процесс вытеснения закачиваемой водой новых интервалов пласта, снизить риск прорыва воды за счет изоляции высокопроницаемых интервалов и увеличить объемы эффективной закачки.

Библиографический список

1. Оптимальная стратегия заводнения на объектах нижнего карбона / И Г. Фаттахов, А.С. Семанов, А.И. Семенова, З.А. Гарифуллина // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 7. – С. 5–12. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-7(643)-5-12
2. Мазаев, В.В. Разработка неоднородных по проницаемости коллекторов с использованием нестационарного полимерного заводнения / В.В. Мазаев, Д.В. Толстолыткин, Ю.В. Земцов // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 4. – С. 71–75. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-71-75
3. Королев, М.С. Оценка эффективности и оптимизация систем поддержания пластового давления / М.С. Королев, С.С. Королев // Территория Нефтегаз. – 2009. – № 8. – С. 74–78.
4. Wo Yuen, B.B. Optimization production / injection and accelerating recovery of Mature field through fracture simulation model / B.B. Wo Yuen, S.A. Al-Garni, N.F. Najjar // International Petroleum Technology Conference. – Doha, Qatar, 2005. DOI: 10.2523/IPTC-10433-MS

5. Waterflooding surveillance and optimization for a super-giant carbonate reservoir / Ch. Wei, Y. Li, B. Song [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Amsterdam, 2014. DOI: 10.2118/170621-MS
6. Yang, H.D. Dilute Surfactant IOR-Design Improvement for Massive, Fractured Carbonate Applications / H.D. Yang, E.E. Wadleigh // SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico. – Villahermosa, Mexico, 2000. DOI: 10.2118/59009-MS
7. Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs by Chemical Stimulation / X. Xie, W.W. Weiss, Z. Tong, N.R. Morrow // SPE/DOE 14th Symposium on IOR. – Tulsa, Oklahoma, USA, 2004. DOI: 10.2118/89424-PA
8. Воеводкин, В.Л. Динамика добычи нефти в Пермском крае: тенденции и извлеченные уроки / В.Л. Воеводкин, Д.В. Антонов // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 8. – С. 44–49. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-8-44-49
9. Воеводкин, В.Л. Факторы роста добычи нефти в Пермском крае в 2000-х годах. Совершенствование разработки зрелых месторождений / В.Л. Воеводкин, Д.В. Антонов // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 10. – С. 52–58. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-10-52-58
10. Викторин, В.Д. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам / В.Д. Викторин, Н.А. Лыков. – М.: Недра, 1980. – 183 с.
11. Королев, М.С. Разработка и исследование технико-технологических параметров регулирования систем поддержания пластового давления: дис. … канд. техн. наук. – Тюмень, 2008. – 164 с.
12. Тиаб, Дж. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Дж. Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон; пер. с англ. – М.: Премиум Инжиниринг. – 2009. – 868 с.
13. Manrique, E.J. EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States / SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery / E.J. Manrique, M.E. Gurfinkel, V.E. Muci. – Tulsa, Oklahoma, USA, 2003. DOI: 10.2118/100063-PA
14. Розбаев, Д.А. Метод повышения эффективности реализуемой системы заводнения на месторождении Западной Сибири / Д.А. Розбаев // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири: материалы XXVI науч.-практ. конф. – Ханты-Мансийск, 2023. – С. 177–183.
15. Об определении коэффициента эффективности закачки в карбонатных коллекторах месторождений Республики Башкортостан / М.Н. Харисов, В.Ш. Мухаметшин, А.Г. Малов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 5. – С. 116–120. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-5-116-120
16. Полякова, Н.И. Комплексный подход к применению методов анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов / Н.И. Полякова, Ю.А. Максимова, П.Н. Зятиков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 10. – С. 91–98. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2853
17. Optimization of Smart Water Flooding in Carbonate Reservoir / M. Fani, H. Al-Hadrami, P. Pourafshary [et al.] // Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi, UAE, 2018. DOI: 10.2118/193014-MS
18. Рахмаев, Л.Г. О возможности оптимизации режима закачки нагнетательных скважин в условиях Восточно-Лениногорской площади Ромашкинского месторождения / Л.Г. Рахмаев, Р.Х. Низаев, Ю.А. Гуторов // Нефтяная провинция. – 2016. – № 3 (7). – С. 61–86. DOI: 10.25689/NP.2016.3.61-86
19. Анализ и снижение неопределенности параметра проницаемости при моделировании карбонатного резервуара / Н.Д. Козырев, С.Н. Кривощеков, А.А. Кочнев, Е.С. Ожгибесов, П.О. Чалова, А.Н. Боталов // Недропользование. – 2024. – Т. 24, № 1. – С. 18–26. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.1.3
20. Нарыгин, Э.И. Опыт проведения многовариантных расчетов с автоматизированной системой построения гидродинамической модели месторождения / Э.И. Нарыгин, А.П. Коваленко, К.Б. Кузив // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 5. – С. 22–26. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-22-26
21. Розбаев, Д.А. Опыт оптимизации режимов добычи и закачки на месторождении Большехетской впадины / Д.А. Розбаев, Э.Т. Бабаев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 5 (377). – С. 49–54. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-5(377)-49-54
22. Анализ эффективности заводнения месторождений на поздней стадии разработки / И.Г. Фаттахов, А.С. Семанов, А.И. Семанова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 8. – С. 42–46. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-8-42-46
23. A fast method of waterflooding performance forecast for largescale thick carbonate reservoirs / Y. Li, Q. Zhang, D. Wang, B. Song, P. Liu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 192. – P. 107227. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107227
24. Song, X. Optimum development options and strategies for water injection development of carbonate reservoirs in the Middle East / X. Song, Y. Li // Petroleum Exploration and Development. – 2018. – Vol. 45, no. 4. – P. 723–734. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30075-2
25. Inter-well interferences and their influencing factors during water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoirs / J. Wang, W. Zhao, H. Liu [et al.] // Petroleum Exploration and Development. – 2020. – Vol. 47, no. 5. – P. 1062–1073. DOI: 10.1016/S1876- 3804(20)60117-3
26. Абрамов, Т.А. Определение непроницаемости барьеров по результатам гидропрослушивания / Т.А. Абрамов, Д.Э. Исламов, М.Л. Карнаухов // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 12. – С. 36–41.
27. Гуляев, Д.Н. Анализ взаимовлияния скважин по результатам мониторинга на основе секторного моделирования / Д.Н. Гуляев, В.В. Кокурина, М.И. Кременецкий // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 5. – С. 82–85.
28. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования / С.В. Степанов, С.В. Соколов, А.А. Ручкин, А.В. Степанов, А.В. Князев, А.В. Корытов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 3. – С. 146–164. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164
29. Quantitative well placement optimization of five-spot patterns in an anisotropic oil reservoir / W. Xie, X. Wang, C. Li, Y. Zhou // International Journal of Oil, Gas and Coal Technology. – 2019. – Vol. 21, no. 3. – P. 333–356. DOI: 10.1504/IJOGCT.2019.100226
30. The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities / J.-Zh. Zhao, J. Li, W.-T. Wu, Q. Cao, Y.-B. Bai, Ch. Er // Petroleum Science. – 2019. – Vol. 16, iss. 2. – P. 229–251. DOI: 10.1007/s12182-018-0286-2
31. Study of the relationship between fractures and highly productive shale gas zones, Longmaxi Formation, Jiaoshiba area in Eastern Sichuan / Y.-F. Li, W. Sun, X.-W. Liu, D.W. Zhang, Y.-Ch. Wang, Z.-Y. Liu // Petroleum Science. – 2018. – Vol. 15, iss. 3. – P. 498–509. DOI: 10.1007/s12182-018-0249-7
32. Performance-based fractal fracture model for complex fracture network simulation / W.-D. Wang, Y.-L. Su, Q. Zhang, G. Xiang, S.-M. Cui // Petroleum Science. – 2018. – Vol. 15, iss. 1. – P. 126–134. DOI: 10.1007/s12182-017-0202-1
33. Soleimani, M. Naturally fractured hydrocarbon reservoir simulation by elastic fracture modeling / M. Soleimani // Petroleum Science. – 2017. – Vol. 14, iss. 2. – P. 286–301. DOI: 10.1007/s12182-017-0162-5
34. CRM-модель для анализа обводнения группы скважин при заводнении с учетом взаимовлияния добывающих скважин / И.В. Афанаскин, С.Г. Вольпин, М.Ю. Ахапкин, Ю.М. Штейнберг // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 9 (657). – С. 22–29. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-9(657)-22-29
35. Мартюшев, Д.А. Экспресс-оценка взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами на турне-фаменской залежи Озерного месторождения / Д.А. Мартюшев, П.Ю. Илюшин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 33–41. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.4
36. Архипов, А.С. Скважинная интерференция как метод анализа эффективности системы заводнения на карбонатном типе коллектора / А.С. Архипов, М.И. Кузьмин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 2. – С. 154–163. DOI: 10.18799/24131830/2023/2/3701
37. Заммам, М. Разработка методики перераспределения объемов закачиваемой воды между скважинами для повышения эффективности заводнения: дис. … канд. техн. наук: 25.00.17. – М., 2024. – 128 с.
38. Grif, A.M. Determination of the effect of injection wells on production wells in their work dynamics by using hydrodynamic modeling / A.M. Grif, M.G. Persova, Yu.G. Soloveichik // Science Bulletin of the Novosibirsk State Technical University. – 2019. – No. 4 (77). – P. 31–44. DOI: 10.17212/1814-1196-2019-4-31-44
39. Как повысить эффективность системы поддержания пластового давления при разработке месторождений / Р.Р. Ахметзянов, А.А. Жильцов, В.В. Самойлов [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 2. – С. 14–17.
40. Оптимизация системы поддержания пластового давления для разработки залежей нефти башкирских отложений Пермского края / А.В. Распопов, М.А. Филатов, С.В. Кривонос, О.В. Тимофеев // Нефтепромысловое дело. – 2024. – № 10 (670). – С. 42–49.
41. Бекенов, Е.М. Оптимизация системы заводнения месторождения Тюлюс (Республика Казахстан) / Е.М. Бекенов, Р.А. Юсубалиев, Г.Ш. Досказиева // Газовая промышленность. – 2018. – № 8 (772). – С. 42–47.
42. Zholdybayeva, A.T. Study of tertiary methods for enhancing oil recovery in carbonate reservoir fields / A.T. Zholdybayeva, K.M. Kunzharikova, M.V. Pokhilyuk // Kazakhstan journal for oil & gas industry. – 2024. – No. 6 (2). – P. 61–76. DOI: 10.54859/kjogi108726
43. Козырев, Н.Д. Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки / Н.Д. Козырев, А.Ю. Вишняков, И.С. Путилов // Недропользование. – 2020. – Т. 20, № 4. – С. 356–368. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.5
44. Козырев, Н.Д. Применение технологии многовариантного моделирования с целью прогнозирования технологических показателей разработки в условиях неопределенности свойств пласта / Н.Д. Козырев // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2022. – Т. 1. – С. 242–249.
45. Выбор рациональной системы разработки газонефтяных месторождений с помощью многовариантного моделирования / М.Б. Полозов, К.Р. Потапов, Н.Г. Трубицына, С.Ю. Борхович // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 3 (82). – С. 29–32. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-29-32
46. Zheng-Xiao, X. A Review of Development Methods and EOR Technologies for Carbonate Reservoirs / X. Zheng-Xiao // Petroleum Science. – 2020. – Vol. 17, issue 4. – P. 990–1013. DOI: 10.1007/s12182-020-00467-5

References

1. Fattakhov I.G., Semanov A.S., Semenova A.I., Garifullina Z.A. Optimal'naia strategiia zavodneniia na ob"ektakh nizhnego karbona [Water-flooding optimal strategy at low carboniferous deposits]. *Neftepromyslovoe delo*, 2022, no. 7, pp. 5-12. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-7(643)-5-12
2. Mazaev V.V., Tolstolytkin D.V., Zemtsov Iu.V. Razrabotka neodnorodnykh po pronitsaemosti kollektorov s ispol'zovaniem nestatsionarnogo polimernogo zavodneniia [Applying unsteady-state polymer flooding to develop reservoirs with heterogeneous permeability]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2023, no. 4, pp. 71-75. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-71-75
3. Korolev M.S., Korolev S.S. Otsenka effektivnosti i optimizatsiia sistem podderzhaniia plastovogo davleniia [Evaluation of the efficiency and optimization of reservoir pressure maintenance systems]. *Territoriia Neftegaz*, 2009, no. 8, pp. 74-78.
4. Wo Yuen B.B. Wo Yuen B.B., Al-Garni S.A., Najjar N.F. Optimization production injection and accelerating recovery of Mature field through fracture simulation model. *International Petroleum Technology Conference*. Doha, Qatar, 2005. DOI: 10.2523/IPTC-10433-MS
5. Wei Ch., Li Y., Song B. et al. Waterflooding surveillance and optimization for a super-giant carbonate reservoir. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Amsterdam, 2014. DOI: 10.2118/170621-MS
6. Yang H.D., Wadleigh E.E. Dilute Surfactant IOR-Design Improvement for Massive, Fractured Carbonate Applications. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*. Villahermosa, Mexico, 2000. DOI: 10.2118/59009-MS
7. Xie X., Weiss W.W., Tong Z., Morrow N.R. Improved Oil Recovery from Carbonate Reservoirs by Chemical Stimulation. *SPE/DOE 14th Symposium on IOR*. Tulsa, Oklahoma, USA, 2004. DOI: 10.2118/89424-PA

8. Voevodkin V.L., Antonov D.V. Dinamika dobychi nefti v Permskom krae: tendentsii i izvlechennye uroki [Oil production profile behavior in Perm region: tendencies and lessons learned]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2021, no. 8, pp. 44-49. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-8-44-49
9. Voevodkin V.L., Antonov D.V. Faktory rosta dobychi nefti v Permskom krae v 2000-kh godakh. Sovershenstvovanie razrabotki zrelykh mestorozhdenii [The drivers of oil production growth in Perm region in the 2000s. Mature fields oil production improvement]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2021, no. 10, pp. 52-58. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-10-52-58
10. Viktorin V.D., Lykov N.A. Razrabotka neftianykh mestorozhdenii, priurochennykh k karbonatnym kollektoram [Development of oil fields associated with carbonate reservoirs]. Moscow: Nedra, 1980, 183 p.
11. Korolev M.S. Razrabotka i issledovanie tekhniko-tekhnologicheskikh parametrov regulirovaniia sistem podderzhaniia plastovogo davleniia [Development and research of technical and technological parameters for regulation of reservoir pressure maintenance systems]. Ph D. thesis. Tiumen', 2008, 164 p.
12. Tiab Dzh., Donaldson Erl Ch. Petrofizika: teoriia i praktika izucheniia kollektorskikh svoistv gornykh porod i dvizheniia plastovykh fliuidov [Petrophysics: theory and practice of studying reservoir properties of rocks and movement of formation fluids]. Moscow: Premium Inzhiniring, 2009, 868 p.
13. Manrique E.J., Gurfinkel M.E., Muci V.E. EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, Oklahoma, USA, 2003. DOI: 10.2118/100063-PA
14. Rozbaev D.A. Metod povysheniia effektivnosti realizuemoi sistemy zavodneniia na mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri [Method for increasing the efficiency of the implemented flooding system at a field in Western Siberia]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Zapadnoi Sibiri. Materialy XXVI nauchno-prakticheskoi konferentsii.* Khanty-Mansiisk, 2023, pp. 177-183.
15. Kharisov M.N., Mukhametshin V.Sh., Malov A.G. et al. Ob opredelenii koeffitsienta effektivnosti zakachki v karbonatnykh kollektorakh mestorozhdenii Respubliki Bashkortostan [Estimation of the injected water loss in the carbonate reservoirs of the oilfields of the Republic of Bashkortostan]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2024, no. 5, pp. 116-120. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-5-116-120
16. Poliakova N.I., Maksimova Iu.A., Ziatikov P.N. Kompleksnyi podkhod k primeneniiu metodov analiza effektivnosti sistemy zavodneniia neftianykh plastov [Integrated approach to application of methods for analyzing the effectiveness of the oil reservoir flooding system]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2020, vol. 331, no. 10, pp. 91-98. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2853
17. Fani M., Al-Hadrami H., Pourafshary P. et al. Optimization of Smart Water Flooding in Carbonate Reservoir. *Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, UAE, 2018. DOI: 10.2118/193014-MS
18. Rakhmaev L.G., Nizaev R.Kh., Gutorov Iu.A. O vozmozhnosti optimizatsii rezhima zakachki nagnetatel'nykh skvazhin v usloviiakh Vostochno-Leninogorskoi ploshchadi Romashkinskogo mestorozhdeniia [Optimization of water injection schedule in Romashkinskoye oilfield, East-Leninogorskaya area]. *Neftianaia provintsiia*, 2016, no. 3 (7), pp. 61-86. DOI: 10.25689/NP.2016.3.61-86
19. Kozyrev N.D., Krivoshchekov S.N., Kochnev A.A., Ozhgibesov E.S., Chalova P.O., Botalov A.N. Analiz i snizhenie neopredelennosti parametra pronitsaemosti pri modelirovanii karbonatnogo rezervuara [Analysis and Reduction of Permeability Parameter Uncertainty in Carbonate Reservoir Modeling]. *Nedropol'zovanie*, 2024, vol. 24, no. 1, pp. 18-26. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.1.3
20. Narygin E.I., Kovalenko A.P., Kuziv K.B. Opyt provedeniia mnogovariantnykh raschetov s avtomatizirovannoi sistemoi postroeniia gidrodinamicheskoi modeli mestorozhdeniia [Experience in conducting multivariate calculations with an automated system for constructing a hydrodynamic model of the field]. *Ekspozitsiia Neft' Gaz*, 2022, no. 5, pp. 22-26. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-22-26
21. Rozbaev D.A., Babaev E.T. Opyt optimizatsii rezhimov dobychi i zakachki na mestorozhdenii Bol'shekhetskoi vpadiny [Experience of optimizing production and pumping modes in the deposit of the Bolshekhetskaya depression]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2023, no. 5 (377), pp. 49-54. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-5(377)-49-54
22. Fattakhov I.G., Semanov A.S., Semanova A.I. et al. Analiz effektivnosti zavodneniia mestorozhdenii na pozdnei stadii razrabotki [Analysis of waterflooding performance in mature fields]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2023, no. 8, pp. 42-46. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-8-42-46
23. Li Y., Zhang Q., Wang D., Song B., Liu P. A fast method of waterflooding performance forecast for largescale thick carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 192, 107227 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107227
24. Song X., Li Y. Optimum development options and strategies for water injection development of carbonate reservoirs in the Middle East. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, vol. 45, no. 4, pp. 723-734. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30075-2
25. Wang J., Zhao W., Liu H. et al. Inter-well interferences and their influencing factors during water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, vol. 47, no. 5, pp. 1062-1073. DOI: 10.1016/S1876- 3804(20)60117-3
26. Abramov T.A., Islamov D.E., Karnaukhov M.L. Opredelenie nepronitsaemosti bar'erov po rezul'tatam gidroproslushivaniia [Determination of impermeable barriers by the results of well interference testing]. *Neftepromyslovoe delo*, 2013, no. 12, pp. 36-41.
27. Guliaev D.N., Kokurina V.V., Kremenetskii M.I. Analiz vzaimovliianiia skvazhin po rezul'tatam monitoringa na osnove sektornogo modelirovaniia [Wells interference determination by permanent down-hole monitoring on base of sector modeling]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 5, pp. 82-85.
28. Stepanov S.V., Sokolov S.V., Ruchkin A.A., Stepanov A.V., Kniazev A.V., Korytov A.V. Problematika otsenki vzaimovliianiia dobyvaiushchikh i nagnetatel'nykh skvazhin na osnove matematicheskogo modelirovaniia [Considerations on mathematical modeling of producer-injector interference]. *Vestnik Tiumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika*, 2018, vol. 4, no. 3, pp. 146-164. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164
29. Xie W., Wang X., Li C., Zhou Y. Quantitative well placement optimization of five-spot patterns in an anisotropic oil reservoir. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 2019, vol. 21, no. 3, pp. 333-356. DOI: 10.1504/IJOGCT.2019.100226
30. Zhao J.-Zh., Li J., Wu W.-T., Cao Q., Bai Y.-B., Er Ch. The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities. *Petroleum Science*, 2019, vol. 16, iss. 2, pp. 229-251. DOI: 10.1007/s12182-018-0286-2
31. Li Y.-F., Sun W. Liu, X.-W., Zhang D.W., Wang Y.-Ch., Liu Z.-Y. Study of the relationship between fractures and highly productive shale gas zones, Longmaxi Formation, Jiaoshiba area in Eastern Sichuan. *Petroleum Science*, 2018, vol. 15, iss. 3, pp. 498-509. DOI: 10.1007/s12182-018-0249-7
32. Wang W.-D., Su Y.-L., Zhang Q., Xiang G., Cui S.-M. Performance-based fractal fracture model for complex fracture network simulation. *Petroleum Science*, 2018, vol. 15, iss. 1, pp. 126-134. DOI: 10.1007/s12182-017-0202-1
33. Soleimani M. Naturally fractured hydrocarbon reservoir simulation by elastic fracture modeling. *Petroleum Science*, 2017, vol. 14, iss. 2, pp. 286-301. DOI: 10.1007/s12182-017-0162-5
34. Afanaskin I.V., Vol'pin S.G., Akhapkin M.Iu., Shteinberg Iu.M. CRM-model' dlia analiza obvodneniia gruppy skvazhin pri zavodnenii s uchetom vzaimovliianiia dobyvaiushchikh skvazhin [CRM-model for the analysis of water encroachment of a group of wells during waterflooding, taking into account the mutual influence of producing wells]. *Neftepromyslovoe delo*, 2023, no. 9 (657), pp. 22-29. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-9(657)-22-29
35. Martiushev D.A., Iliushin P.Iu. Ekspress-otsenka vzaimodeistviia mezhdu dobyvaiushchimi i nagnetatel'nymi skvazhinami na turne-famenskoi zalezhi Ozernogo mestorozhdeniia [Express Assessment of the Interaction Between The Production and Injection Wells in the Tournaisian-Famennian Deposits of Ozernoe Field]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2016, vol. 15, no. 18, pp. 33-41. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.4
36. Arkhipov A.S., Kuz'min M.I. Skvazhinnaia interferentsiia kak metod analiza effektivnosti sistemy zavodneniia na karbonatnom tipe kollektora [Interaction of wells as a method for analyzing the effectiveness of a flooding system on a carbonate type of reservoir]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2023, vol. 334, no. 2, pp. 154-163. DOI: 10.18799/24131830/2023/2/3701
37. Zammam M. Razrabotka metodiki pereraspredeleniia ob"emov zakachivaemoi vody mezhdu skvazhinami dlia povysheniia effektivnosti zavodneniia [Development of a method for redistributing the volumes of injected water between wells to improve the efficiency of flooding]. Ph D. thesis. Moscow, 2024, 128 p.
38. Grif A.M., Persova M.G., Soloveichik Yu.G. Determination of the effect of injection wells on production wells in their work dynamics by using hydrodynamic modeling. *Science Bulletin of the Novosibirsk State Technical University*, 2019, no. 4 (77), pp. 31-44. DOI: 10.17212/1814-1196-2019-4-31-44
39. Akhmetzianov R.R., Zhil'tsov A.A., Samoilov V.V. et al. Kak povysit' effektivnost' sistemy podderzhaniia plastovogo davleniia pri razrabotke mestorozhdenii [How to improve the efficiency of reservoir pressure maintenance systems during field development]. *Territoriia Neftegaz*, 2015, no. 2, pp. 14-17.
40. Raspopov A.V., Filatov M.A., Krivonos S.V., Timofeev O.V. Optimizatsiia sistemy podderzhaniia plastovogo davleniia dlia razrabotki zalezhei nefti bashkirskikh otlozhenii Permskogo kraia [Optimization of the reservoir pressure maintenance system for the Bashkirian stage oil deposits development in the Perm region]. *Neftepromyslovoe delo*, 2024, no. 10 (670), pp. 42-49.
41. Bekenov E.M., Iusubaliev R.A., Doskazieva G.Sh. Optimizatsiia sistemy zavodneniia mestorozhdeniia Tiulius (Respublika Kazakhstan) [Optimization of waterflooding pattern of the Tulyus field (Republic of Kazakhstan)]. *Gazovaia promyshlennost'*, 2018, no. 8 (772), pp. 42-47.
42. Zholdybayeva A.T., Kunzharikova K.M., Pokhilyuk M.V. Study of tertiary methods for enhancing oil recovery in carbonate reservoir fields. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*, 2024, no. 6 (2), pp. 61-76. DOI: 10.54859/kjogi108726
43. Kozyrev N.D., Vishniakov A.Iu., Putilov I.S. Otsenka vliianiia parametrov neopredelennosti na prognozirovanie pokazatelei razrabotki [Assessment of the Uncertainty Parameters Influence on the Development Indicators Forecasting]. *Nedropol'zovanie*, 2020, vol. 20, no. 4, pp. 356-368. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.5
44. Kozyrev N.D. Primenenie tekhnologii mnogovariantnogo modelirovaniia s tsel'iu prognozirovaniia tekhnologicheskikh pokazatelei razrabotki v usloviiakh neopredelennosti svoistv plasta [Application of multivariate modeling technology for the purpose of forecasting technological development indicators under conditions of reservoir property uncertainty]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2022, vol. 1, pp. 242-249.
45. Polozov M.B., Potapov K.R., Trubitsyna N.G., Borkhovich S.Iu. Vybor ratsional'noi sistemy razrabotki gazoneftianykh mestorozhdenii s pomoshch'iu mnogovariantnogo modelirovaniia [The selection approach for the efficient development method gas-and-oil fields based on multialternative calculations]. *Ekspozitsiia Neft' Gaz*, 2021, no. 3 (82), pp. 29-32. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-29-32
46. Zheng-Xiao X. A Review of Development Methods and EOR Technologies for Carbonate Reservoirs. *Petroleum Science*, 2020, vol. 17, iss. 4, pp. 990-1013. DOI: 10.1007/s12182-020-00467-5

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
Вклад авторов равноценен.