



ISSN 2712-8008

Том / Volume 23 №2 2023

Домашняя страница журнала: <http://vestnik.psturu/geo/>

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276.031

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2023

## Эффективность стационарного и нестационарного режимов закачки горячей воды при разработке залежи высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах месторождения Республики Коми

С.Н. Култышева, А.В. Распопов

<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПнефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

## Efficiency of Stationary and Non-Stationary Modes of Hot Water Injection during the Development of High-Viscosity Oil Deposits in Carbonate Reservoirs of the Komi Republic Field

Svetlana N. Kultysheva, Aleksei V. Raspopov

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

Получена / Received: 23.12.2022. Принята / Accepted: 31.05.2023. Опубликовано / Published: 22.03.2024

### Ключевые слова:

сверхвязкая нефть, опережающее обводнение, матрица, трещины, тепловые методы, горячая вода, попутно добываемая вода, характеристики вытеснения, геолого-технологическая модель, стационарная закачка, циклическая закачка, пьезопроводность, полупериод, химическая композиция, нерентабельные скважины, гидротранспорт.

### Keywords:

superviscous oil, advance watering, matrix, fractures, thermal methods, hot water, produced water, displacement characteristics, geological and technological model, stationary injection, cyclic injection, piezconductivity, half-cycle, chemical composition, unprofitable wells, hydraulic transport.

Представлен геолого-промысловый анализ эффективности стационарного и нестационарного режимов работы системы поддержания пластового давления, при которых проводилась закачка горячей воды при разработке одной из карбонатных залежей месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Определяющими сложность разработки исследуемого объекта являются сверхвысокая вязкость нефти и значительная геологическая неоднородность. Вследствие указанных факторов разработка залежи осложнена опережающим обводнением. Текущий водонефтяной фактор составляет 7,9. Повышение эффективности разработки объекта возможно в том числе за счет совершенствования технологии закачки горячей воды, организованной на опытном участке залежи в 2020 г.

Авторами статьи на основе негативного опыта реализации технологии, связанного с прорывами воды к добывающим скважинам в период стационарной закачки, разработана комплексная технология закачки, которая основана на сочетании циклической закачки горячей воды, применения химической композиции в нагнетательных скважинах для выравнивания фронта вытеснения и предупреждения прорывов воды в добывающие скважины, и ограничения объемов попутно добываемой воды для сокращения непроизводительной закачки и снижения водонефтяного фактора за счет останки нерентабельных высокодебитных скважин.

Нестационарное заводнение позволяет улучшить эффективность извлечения запасов благодаря инициации обмена флюидами между поровыми блоками и трещинами за счет создаваемого переменного градиента давления, тогда как стационарная закачка позволяет вовлечь запасы нефти только наиболее проницаемых интервалов. В условиях высокой обводненности продукции оптимизация технологии закачки позволит повысить темп отбора остаточных запасов нефти и снизить объемы попутно добываемой воды, а также обеспечить большую экономическую эффективность разработки залежи за счет снижения операционных расходов.

The paper presents a geological and field analysis of the effectiveness of stationary and non-stationary operating modes of the reservoir pressure maintenance system, during which hot water was pumped during the development of one of the carbonate deposits of the Timan-Pechora oil and gas province. The determining factors for the complexity of the development of the studied object are the ultra-high viscosity of oil and significant geological heterogeneity. Due to these factors, advanced watering complicates the development of the deposit. The current oil-water factor is 7.9. Increasing the efficiency of development of the facility is possible, among other things, by improving the technology of hot water injection, organized at the pilot site of the deposit in 2020.

Based on the negative experience of implementing the technology associated with water breakthroughs to production wells during stationary injection, a complex injection technology was developed. It based on a combination of cyclic hot water injection, chemical composition use in injection wells to equalize the displacement front and prevent water breakthroughs in producing wells, and limiting the produced water volume to reduce unproductive injection and reduce the water-oil factor by shutting down unprofitable high-rate wells.

Non-stationary flooding improves the efficiency of reserves recovery due to the initiation of fluid exchange between pore blocks and fractures due to the created variable pressure gradient, while stationary injection allows only the most permeable intervals to be involved in oil reserves. In conditions of high water cut, optimization of the injection technology will increase the recovery rate of residual oil reserves and reduce produced water volume, as well as ensure greater economic efficiency of reservoir development by reducing operating costs.

© Култышева Светлана Николаевна (ORCID: 0009-0008-0719-8298) – руководитель проекта (тел.: +007 (919) 480 58 11, e-mail: skultysheva@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

© Распопов Алексей Владимирович (ORCID: 0000-0002-0581-0235) – кандидат технических наук, доцент (тел.: +007 (912) 981 86 88, e-mail: Raspopov.Aleksey.V@gmail.com).

© Svetlana N. Kultysheva (Author ID in Scopus: 57739520400, ORCID: 0009-0008-0719-8298) – Project Manager (tel.: +007 (919) 480 58 11, e-mail: skultysheva@mail.ru). The contact person for correspondence.

© Aleksei V. Raspopov (Author ID in Scopus: 30267829600, ORCID: 0000-0002-0581-0235) – PhD in Engineering, Associate Professor (tel.: +007 (912) 981 86 88, e-mail: Raspopov.Aleksey.V@gmail.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Култышева С.Н., Распопов А.В. Эффективность стационарного и нестационарного режимов закачки горячей воды при разработке залежи высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах месторождения Республики Коми // Недропользование. – 2023. – Т.23, №2. – С.85–92. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.5

Please cite this article in English as:

Kultysheva S.N., Raspopov A.V. Efficiency of Stationary and Non-Stationary Modes of Hot Water Injection during the Development of High-Viscosity Oil Deposits in Carbonate Reservoirs of the Komi Republic Field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2023, vol.23, no.2, pp.85-92. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.5

**Введение**

Современный тренд изменения структуры текущих запасов нефти определяет все более возрастающую актуальность поиска наиболее эффективных технологий разработки залежей со сверхвысокой вязкостью флюида.

В статье рассмотрен опыт реализации стационарного и нестационарного режимов закачки горячей воды при разработке одной из карбонатных залежей месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, характеризующейся сверхвязкой нефтью и значительной геологической неоднородностью, вследствие чего разработка залежи осложнена необходимостью отбора большого объема попутной воды. Повышение эффективности разработки возможно в том числе за счет совершенствования технологии закачки горячей воды, организованной на опытном участке залежи в 2020 г. В условиях высокой обводненности продукции оптимизация технологии закачки позволит повысить темп отбора остаточных запасов нефти, снизить объемы попутно добываемой воды и операционные расходы.

**Краткая геолого-физическая характеристика объекта разработки**

Карбонатная залежь пластово-массивного типа с этажом нефтеносности до 300 м характеризуется сложным геологическим строением. Продуктивные отложения залегают в среднем на глубине -1200 м. Коллектор трещинно-порово-кавернозного типа обладает высокой расцененностью 51,1 ед., проницаемостью в среднем 0,857 мкм<sup>2</sup>, насыщен нефтью с вязкостью 710 мПа·с в пластовых условиях.

**Опыт применения технологий разработки залежи**

За историю разработки объекта накоплен значительный опыт реализации различных технологий нефтедобычи и закачки теплоносителей.

Готовые технологии для рассматриваемой залежи отсутствуют. Опробование различных подходов к разработке позволило выявить наиболее эффективные из них. Поиск ведется в основном в классическом направлении – это тепловые методы [1–4]. Именно нагрев пластовой нефти дает наибольший технологический эффект за счет снижения вязкости (рис. 1), повышения подвижности нефти в пластовых условиях [5, 6].

Эффективность применения различных теплоносителей в условиях фильтрационной неоднородности коллектора целесообразно оценивать по данным реализации в промысловых условиях. Лабораторные эксперименты на керне не способны охватить все многообразие форм пустотного пространства, в особенности трещинную составляющую. Роль последней в значительной мере находится в зависимости от величины пластового давления. С сокращением разницы между пластовым и боковым горным давлением снижается коэффициент охвата трещиноватостью пласта и становится выше деформация сжатия трещин. Снижение степени раскрытия трещин оказывает влияние на дебиты скважин [7–25]. Влияние указанных процессов в лабораторных условиях оценить проблематично.

В разные периоды времени на объекте применялось несколько видов теплоносителя на разных участках залежи. По трем технологиям теплового площадного воздействия выполнена оценка прогнозного коэффициента извлечения нефти (КИН): закачка пара температурой 300 °С, закачка горячей воды 210 °С, закачка подогретой воды 90 °С. Величина прогнозного КИН получена путем осреднения результатов расчетов по характеристикам

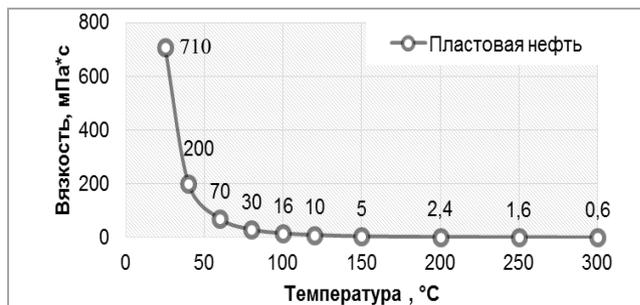


Рис. 1. Зависимость вязкости пластовой нефти от температуры

вытеснения Б.Ф. Сазонова, Г.С. Камбарова, Н.В. Сипачева, Л.Г. Пасевича и С.Н. Назарова.

Наибольший прогнозный КИН 0,42 доли ед. получен по технологии закачки пара температурой 300 °С. Пар по сравнению с горячей водой обладает повышенной энтальпией, способствует капиллярной пропитке матрицы породы, обработке подвергается больший объем пласта, что делает закачку пара предпочтительной. Однако применение технологии площадной закачки пара является энергетически и финансово затратной, поэтому применение ее ограничено.

В случае применения технологии закачки подогретой воды с температурой рабочего агента на поверхности 90 °С прогнозный КИН составляет 0,22 доли ед. Относительно низкая температура теплоносителя согласно данным оптоволоконной системы в интервалах перфорации нагнетательных скважин не превышает 65 °С, и, соответственно, небольшая область прогрева пласта не позволяет достичь значительного коэффициента извлечения нефти.

Технология закачки горячей воды температурой 210 °С позволяет достичь больший КИН (0,27 доли ед.) по сравнению с подогретой до 90 °С водой и требует меньше затрат по сравнению с закачкой пара, по этим причинам является перспективной.

**Закачка горячей воды температурой 210 °С**

Основанием для применения технологии закачки горячей воды температурой 210 °С стали результаты лабораторных исследований керна в период 2012–2015 гг. Коэффициент вытеснения, полученный при закачке горячей воды температурой 210 °С, составил 0,51 доли ед. и соответствовал коэффициенту вытеснения, полученному при закачке пара температурой 300 °С. Таким образом, по результатам фильтрационных экспериментов для рассматриваемой залежи доказано, что не обязательно тратить энергию для доведения температуры агента до 300 °С, когда нагрев на 90 °С ниже обеспечивает тот же эффект (см. рис. 1). Результаты данных исследований послужили импульсом для опробования технологии на залежи.

Для оценки эффективности технологии закачки горячей воды 210 °С в стационарном режиме на опытном участке в период 2020–2021 гг. проведены опытно-промышленные работы (ОПР). Технология заключалась в термическом и гидродинамическом воздействии на пласт путем площадной закачки горячей воды 210 °С.

Применение новой технологии было направлено на обеспечение компенсации отборов на участке, ранее разрабатывавшемся на естественном режиме эксплуатации, для восстановления пластовой энергии, увеличения коэффициента вытеснения за счет изменения подвижности нефти. Для повышения коэффициента охвата заводнением применялась химическая композиция, позволяющая снижать принимающую способность высокопроницаемых каналов.

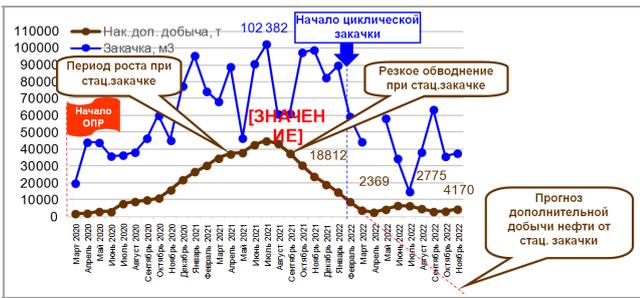


Рис. 2. Динамика накопленной дополнительной добычи нефти от закачки горячей воды

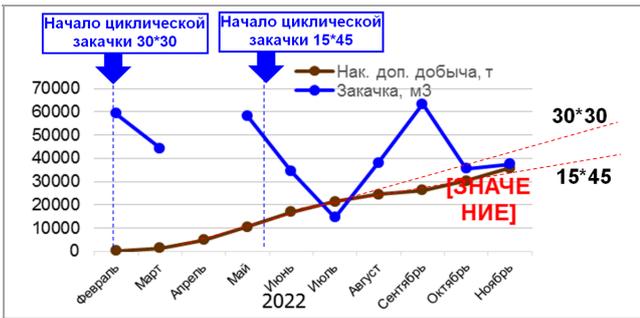


Рис. 3. Динамика накопленной дополнительной добычи нефти при циклическом режиме закачки

Фактически технология реализована в трех режимах: стационарная закачка в период 2020–2021 гг. и циклическая закачка с последовательным применением режимов «30 на 30 сут» и «15 на 45 сут» (2022 г.).

Динамика накопленной добычи от стационарной закачки горячей воды показывает, что технология не подтвердила свою эффективность (рис. 2). Получен прорыв воды вследствие высокой фильтрационной неоднородности пласта. Достигнутый в начальный период дополнительный объем добычи затем полностью нивелировался вследствие более высоких темпов обводнения продукции в последующий период.

После завершения ОПР закачка горячей воды продолжена, но уже в циклическом режиме. Стоит отметить, что накопленная дополнительная добыча нефти от циклической закачки сопоставима с максимальной накопленной добычей от стационарной закачки (см. рис. 2).

Технология нестационарной закачки показала большую эффективность за счет вовлечения в разработку запасов матрицы, дренирование которых при стационарном режиме закачки не осуществлялось. Опробовано два режима циклической закачки – «30 на 30 сут» и «15 на 45 сут». Режим «30 на 30 сут» обладает большим потенциалом, так как характеризуется большим темпом прироста дополнительной добычи нефти по сравнению с режимом «15 на 45 сут» (рис. 3).

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи пласта являются перспективными в условиях добычи сверхвязкой нефти. Технология закачки горячей воды на рассматриваемой залежи в целом правильное направление развития. Рациональным решением в данном случае является учет негативного опыта проведения технологии и ее адаптация под условия реализации.

Обзор отечественных и зарубежных научных источников [2; 27, 28] показал небольшой объем публикаций по вопросу закачки горячей воды в циклическом режиме в залежи карбонатного коллектора, насыщенного высоковязкой нефтью. Большинство публикаций ограничивается расчетом циклического режима на гидродинамической модели, при этом

описание реализации нестационарного режима в промысловых условиях отсутствует.

Накопленный мировой опыт разработки залежей высоковязкой нефти сосредоточен, главным образом, на терригенных коллекторах. Залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах по сравнению с терригенными значительно меньше. Соответственно, опыт разработки карбонатных отложений ограничен. В частности, технология циклической закачки горячей воды в карбонатных коллекторах высоковязкой нефти в мире недостаточно изучена.

В Удмуртии испытаны и внедрены в промышленном масштабе термополимерные и термоциклические технологии закачки горячей воды в карбонатном коллекторе высоковязкой нефти. Новые технологии позволяют достичь КИН 40–45 %, тогда как традиционная технология заводнения максимум 25 %.

### Комплексная технология циклической закачки горячей воды

Авторами статьи разработана новая стратегия применения технологии закачки горячей воды на залежи. Предложена комплексная технология, которая основана на следующем:

1. Циклический режим закачки «30 на 30 сут» как наиболее эффективный площадной метод воздействия на трещиноватый пласт.
2. Применение химической композиции в нагнетательных скважинах для выравнивания фронта вытеснения и предупреждения прорывов воды в добывающие скважины.
3. Ограничение объемов попутно добываемой воды для сокращения непроизводительной закачки и снижения водонефтяного фактора.

Неоднородный по проницаемости коллектор, насыщенный высоковязкой нефтью, является благоприятным по характеристикам объектом для применения нестационарного воздействия [28]. В случае, когда на объекте присутствует развитая система трещин, площадь контакта высокопроницаемых каналов фильтрации с низкопроницаемой матрицей может быть достаточной для получения дополнительной добычи нефти [29–33].

Одним из ключевых параметров, которым управляют при реализации нестационарного заводнения, является продолжительность полупериода [28].

Обоснование режима циклической закачки горячей воды базировалось на:

- геолого-промысловом анализе влияния различной продолжительности остановок нагнетательных скважин на добывающий фонд;
- аналитической зависимости, которая позволяет по данным величины пьезопродности и расстояния между парой скважин оценить величину полупериода (рис. 4).

Расчет величины полупериода выполнен с использованием формулы, полученной В.Н. Щелкачевым [37]:

$$t = \frac{l^2}{2\chi},$$

где  $l$  – расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами, м;  $\chi$  – пьезопродность пласта, м<sup>2</sup>/с.

Наличие двух зависимостей на рис. 4 объясняется удаленностью добывающей скважины от нагнетательной. По мере удаления от возмущающей скважины величина импульса давления снижается, а с увеличением расстояния возрастает влияние неоднородности коллектора – связанности, макронеоднородности (в том числе трещин), что создает дополнительные фильтрационные сопротивления.

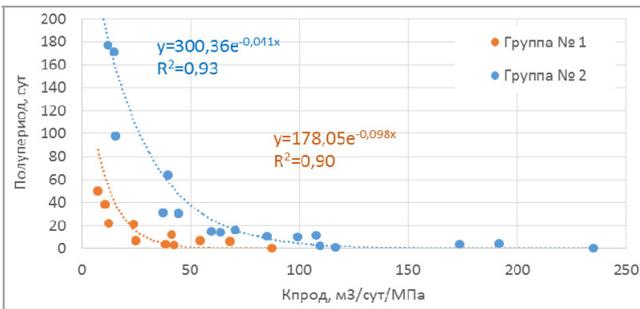


Рис. 4. Зависимость полупериода циклической закачки от коэффициента продуктивности скважин

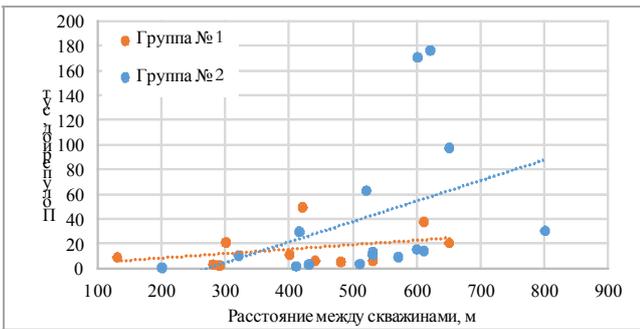


Рис. 5. Зависимость полупериода от расстояния между скважинами

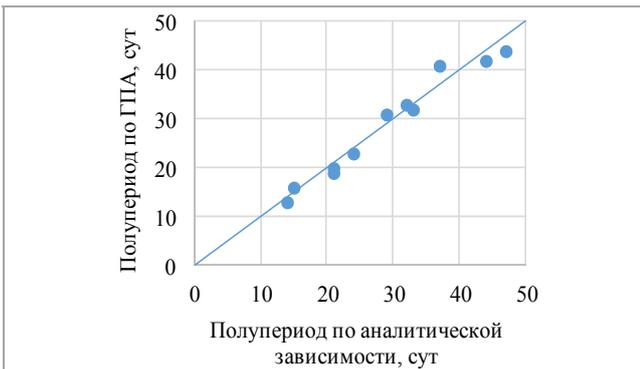


Рис. 6. Кросс-плот по полупериоду

На рис. 5 представлены зависимости полупериода от расстояния между нагнетательной и добывающей скважинами. Выделенные группы скважин на рис. 4 и 5 идентичны. Видно, что для группы № 1 характерны относительно низкие значения полупериода, тогда как для группы № 2 полупериод с увеличением расстояния значительно нарастает. При определении полупериода нестационарного режима закачки принято, что при расположении добывающей скважины от возмущающей до 350 м справедливо уравнение группы № 1, на расстоянии более 350 м – уравнение группы № 2.

Для определения величины полупериода для каждого очага нагнетательных скважин выявлен перечень реагирующих скважин (ориентировочно 20 % добывающих скважин в очаге), давших 80 % дополнительной добычи нефти от реализации закачки горячей воды (принцип Парето). По перечню скважин, давших основную дополнительную добычу, определена максимальная величина полупериода. Максимальное значение обеспечивает соблюдение условия, что все наиболее значимые скважины в очаге прореагируют на изменение режима работы нагнетательной скважины.

Результат сопоставления полупериода по обоим методам показал высокую сходимость (рис. 6), что позволяет говорить о достоверности полученных

результатов. Для всех нагнетательных скважин опытного участка определена единая величина полупериода, равная 30 сут.

Для перераспределения фильтрационных потоков в условиях закачки теплоносителей на залежи применяются «интеллектуальные» гелеобразующие химические композиции. Сущность разработки химических композиций [35] заключается в создании систем, которые способны химически эволюционировать в пласте с приобретением коллоидно-химических свойств, оптимальных с точки зрения вытеснения нефти. Термотропные системы под воздействием тепловой энергии теплоносителя, закачиваемого в пласт, превращаются в гели без сшивающего агента [36–40].

Выбор химической композиции для предложенной комплексной технологии основан на опыте применения двух видов гелеобразующих составов на залежи. Рассматриваемые химические композиции термотропны, способны работать при температурах до 300 °С, что отвечает условиям применения предложенной комплексной технологии – закачке горячей воды температурой 210 °С. Для выравнивания профиля приемистости выбрана композиция с наибольшим опытом применения для решения подобных задач на залежи, характеризующаяся меньшей стоимостью и при этом большей величиной удельной дополнительной добычи нефти на скважину. Кроме того, результаты промысловых геофизических исследований после закачки выбранного химического состава показывают выравнивание профиля приемистости и его фиксацию во времени, что отвечает требованиям, предъявляемым к химическому составу.

Для решения задачи снижения объемов попутно добываемой воды на опытном участке рассмотрен фонд нерентабельных высокообводненных скважин. Сформирован перечень из 25 скважин с суммарным дебитом жидкости 5052 м<sup>3</sup>/сут, что составляет около 35 % от суммарного показателя по участку. Стоит отметить, что массовая остановка высокодебитных обводненных скважин на рассматриваемой залежи, как показал промысловый опыт [41], сопровождается явлением интерференции [42, 43]. Эффект от перераспределения флюидов в пласте между остановленными скважинами и их окружением также учтен при выполнении исследований.

Оценена технологическая возможность остановки выбранных нерентабельных высокодебитных скважин. Результаты расчетов текущих и прогнозных условий эксплуатации скважин на кустах, где планируется остановка нерентабельных скважин, подтверждают сохранение условий гидротранспорта продукции по промысловым трубопроводам – текущая и ожидаемая обводненность продукции по кустам скважин составляет более 70 %.

### Оценка технологической эффективности комплексной технологии

Прогноз технологической эффективности разработанной авторами статьи комплексной технологии выполнен с использованием геолого-технологической модели (ГТМ).

Моделируемый объект разработки приурочен к ловушке сложного строения. Пласты зонально неоднородны, часть из них имеет прерывистый характер, выделены зоны замещения коллекторов плотными породами. Полнота и качество исходных данных являлись недостаточными для построения детальной геологической модели. Распределение параметров в объеме залежи выполнено методом стохастического моделирования. При построении структурно-тектонического каркаса учтено множество разрывных нарушений, выявленных по результатам

интерпретации сейсморазведочных работ 3D и детальной корреляции скважин.

Фильтрационная модель залежи трехфазная (нефть, вода, газ), трехкомпонентная (нефть, вода, растворенный в нефти газ), неизотермическая. Для настройки модели использованы результаты лабораторных исследований собственных образцов керна, пластовой нефти. Учтены результаты фильтрационных исследований при закачке теплоносителя.

Для моделирования комплексной технологии авторами статьи разработан алгоритм прогноза технологических показателей на ГТМ, учитывающий влияние закачки химической композиции на профиль приемистости и обеспечение устойчивого энергетического состояния при циклическом режиме закачки.

Прогнозные расчеты технологических показателей разработок выполнены на секторе ГТМ залежи (рис. 7).

Создание и адаптация геолого-технологической модели выполнены в соответствии с методическими рекомендациями Регламента по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений [44]. По результатам настройки сектора технологические параметры эксплуатации находились в пределах допустимых отклонений.

Моделирование выравнивания профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин за счет закачки химической композиции выполнено путем изменения сообщаемости «скважина – пласт» в интервалах перфорации скважин. Величина сообщаемости изменена таким образом, чтобы удовлетворить двум условиям: потенциальная приемистость скважины снизилась на 17 %, обеспечено выравнивание профиля приемистости скважины.

Снижение приемистости на 17 % при моделировании комплексной технологии закачки горячей воды основано на результатах закачки выбранной химической композиции в скважины, расположенные в аналогичных геолого-физических условиях относительно опытного участка. Схожие характеристики коллектора позволяют проводить аналогии по эффективности закачки химической композиции.

Оценка эффекта от моделирования выравнивания профиля приемистости за счет закачки химической композиции выполнялась по мгновенной приемистости нагнетательных скважин. Пример моделирования выравнивания профиля приемистости после закачки химической композиции представлен на рис. 8.

Моделирование циклической закачки горячей воды в режиме «30 на 30 сут» выполнено с учетом ежегодной остановки установки подготовки рабочего агента на техническое обслуживание.

Для обеспечения устойчивого энергетического состояния в прогнозный период объемы закачки рассчитывались в режиме заданных компенсаций. При малых градиентах давления подвижной будет только вода, поэтому важно обеспечить приемлемый уровень пластового давления [29–33].

Опытный участок разделен на 11 групп, каждая из которых состояла из нагнетательной скважины и перечня окружающих добывающих скважин. Для каждой группы задан уровень компенсации отборов, необходимый для поддержания пластового давления. Данная величина компенсации определена при закачке горячей воды в период, когда отмечалась стабильная динамика технологических показателей (в том числе динамический уровень), что свидетельствовало об установившемся режиме эксплуатации и соответственно стабильном пластовом давлении. Величина компенсации определена в период стационарной закачки, поэтому для нестационарного режима закачки компенсация удвоена.

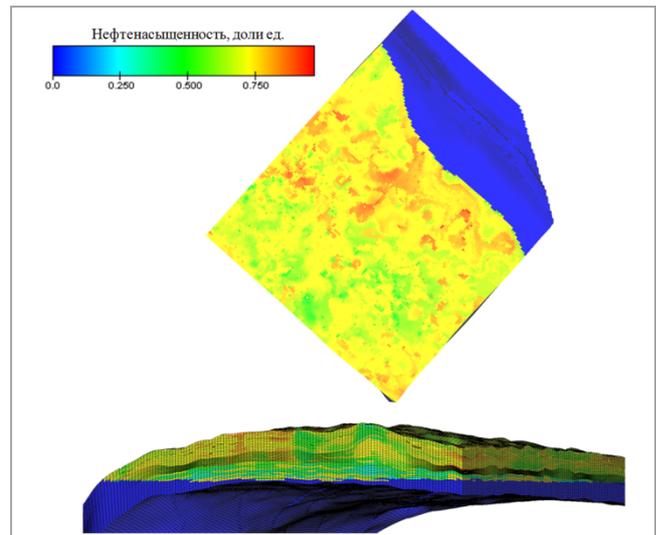


Рис. 7. Внешний вид и разрез сектора геолого-технологической модели на примере поля распределения текущей нефтенасыщенности

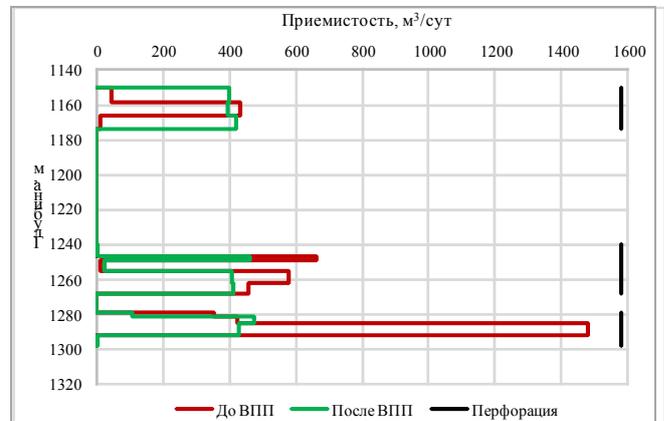


Рис. 8. Пример моделирования выравнивания профиля приемистости после закачки химической композиции

Выполнено четыре прогнозных варианта расчета технологических показателей с 01.01.2023 по 01.01.2034:

- вариант 1 – эксплуатация участка на естественном упруговодонапорном режиме;
- вариант 2 – эксплуатация участка в постоянном режиме закачки горячей воды с 01.01.2024;
- вариант 3 – эксплуатация участка в циклическом режиме «30 на 30 сут» закачки горячей воды с 01.01.2024;
- вариант 4 – эксплуатация участка в циклическом режиме «30 на 30 сут» закачки горячей воды с 01.01.2024 с остановкой нерентабельных скважин с 01.01.2024.

Расчеты выполнены в режиме ограничений: приемистость/дебит жидкости скважин; забойное давление; температура теплоносителя; заданные компенсации; минимальный дебит нефти, при достижении которого скважина переводится в бездействующий фонд.

Накопленные показатели добычи по скважинам опытного участка на 01.01.2024 в разрезе прогнозных вариантов представлены в таблице. В данной статье расчеты показателей продемонстрированы с приведением условных значений исходных и расчетных параметров, любые совпадения с реальными значениями показателей добычи являются случайными.

Анализ технологических показателей разработки по рассмотренным вариантам позволяет сделать вывод, что предложенная комплексная технология циклической закачки горячей воды наиболее эффективна среди рассмотренных. Вариант характеризуется наиболее

Накопленные показатели добычи по скважинам опытного участка на 01.01.2024 в разрезе прогнозных вариантов

Показатели на 01.01.2024 по опытному участку	Варианты расчетов			
	Естественный	Стац. закачка	Цикл. закачка	Цикл. Закачка с ост. доб. скв.
Накопленная добыча нефти, тыс. т	20 539	20 863	20 930	20 862
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	120 088	128 184	126 017	119 474

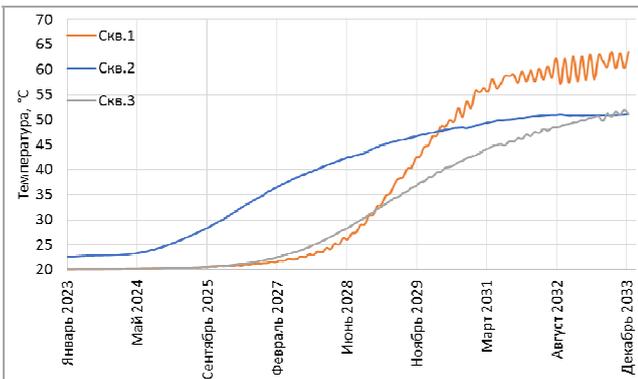


Рис. 13. Примеры динамики изменения пластовой температуры добывающих скважин за счет влияния циклической закачки горячей воды

благоприятной динамикой обводнения, позволяет сократить объемы попутно добываемой и закачиваемой воды. Сокращение действующего фонда добывающих скважин за счет остановки нерентабельных высокодебитных скважин позволит снизить затраты на обслуживание фонда скважин, поддержание их в работоспособном состоянии.

Нестационарное заводнение позволяет улучшить эффективность извлечения запасов благодаря инициации обмена флюидами между поровыми блоками и трещинами [28] за счет создаваемого переменного градиента давления, тогда как стационарная закачка позволяет вовлечь запасы нефти только наиболее проницаемых интервалов.

Накопленная дополнительная добыча нефти за 10 лет реализации комплексной технологии циклической закачки составит 323 тыс. т, сокращение добычи

**Библиографический список**

1. Степанов В.А., Култышева С.Н. Разработка инженерного программного модуля прогнозирования параметров теплоносителя по стволу скважины в процессе проведения пароциклических обработок на примере пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения в зависимости от геолого-промысловых данных // Искусственный интеллект в решении актуальных социальных и экономических проблем XXI века : сборник статей по материалам Седьмой всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Пермь, 21–22 октября 2021 года. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2021. – С. 188–196. – EDN BZKAXG.
2. Кудинова В.И. Тепловые технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких и высоковязких нефтей // Георесурсы. – 2009. – № 2(30). – С. 16–19.
3. Рузин Л.М. Особенности и инновационные направления освоения ресурсов высоковязких нефтей // Известия Коми научного центра УрО РАН. – 2010. – № 2(2). – С. 92–97. – EDN NCVJRJ.
4. Дияшев Р.Н. О тенденциях применения методов увеличения нефтеотдачи в мире // Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов: материалы международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «ФЭН» АНРТ, 2008. – С. 143–148.
5. Kulysheva S.N., Rasporov A.V., Khizhnyak G.P. Evaluation of the variability of the oil viscosity of the Permian-Carboniferous reservoir Usinskoye field // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science: 14, Perm, Virtual, 09–12 ноября 2021 года. – Perm, Virtual, 2022. – P. 012005. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012005. – EDN IUHGRW.
6. Култышева С.Н., Мукаев Р.Х., Хижняк Г.П. Оценка изменчивости вязкости нефти в нижнепермских, верхне- и среднекаменноугольных отложениях Усинского месторождения. – 2021. – Т. 1. – С. 282–290. – EDN XENLBD.
7. Култышева С.Н., Некрасов А.С. Модель объемной сетки трещин фаменской залежи Леккерского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 7(367). – С. 33–43. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-7(367)-33-43. – EDN CEEKNN.
8. Култышева С.Н., Некрасов А.С. Модель трещиноватости фаменских отложений Леккерского нефтяного месторождения // Недропользование. – 2022. – Т. 22, № 2. – С. 65–72. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.2.3. – EDN CJREEN.
9. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2013. – № 61. – P. 223–230. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2013.02.012
10. Westphal H., Riegl B., Eberli G.P. Carbonate Depositional Systems: Assessing Dimensions and Controlling Parameters. – Springer Science + Business Media B.V., 2010. – 235 p. DOI: 10.1007/978-90-481-9364-6
11. Khanna A., Neto L.B., Kotousov A. Effect of residual opening on the inflow performance of a hydraulic fracture // International Journal of Engineering Science. – 2014. – № 74. – P. 80–90. DOI: 10.1016/j.ijengsci.2013.08.012

жидкости – 614 тыс. т. Результаты расчета на ГТМ согласуются с фактическими данными. За счет циклической закачки горячей воды в 2022 г. (один год) получена дополнительная добыча нефти в размере 35,8 тыс. т.

На рис. 13 представлены примеры динамики изменения пластовой температуры в районе трех добывающих скважин за счет влияния циклической закачки горячей воды. На тренде увеличения пластовой температуры в районе скважины № 1 прослеживается циклический режим нагрева и остывания пласта в зависимости от эксплуатации нагнетательных скважин с периодичностью «30 на 30 сут».

Повышение температуры добываемой продукции облегчит транспортировку сверхвязкой нефти по промышленным трубопроводам. В целом для реализации предлагаемой технологии адаптация обустройства промысла не требуется. Состав объектов обустройства и их мощность удовлетворяют требованиям предлагаемой технологии.

**Заключение**

По результатам геолого-промыслового анализа эффективности стационарного и нестационарного режимов работы системы поддержания пластового давления, при которых проводилась закачка горячей воды при разработке карбонатной залежи месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, насыщенной сверхвязкой нефтью и обладающей значительной геологической неоднородностью, предложена комплексная технология закачки горячей воды, которая основана на следующем:

1. Циклический режим закачки «30 на 30 сут» как наиболее эффективный площадной метод воздействия на трещиноватый пласт.
2. Применение химической композиции для выравнивания фронта вытеснения и предупреждения прорывов воды в добывающие скважины.
3. Ограничение объемов попутно добываемой воды для сокращения непроизводительной закачки и повышения водонефтяного фактора.

В условиях высокой обводненности продукции оптимизация технологии закачки позволит повысить темп отбора остаточных запасов нефти и снизить объемы попутно добываемой воды, а также обеспечит повышение экономической эффективности разработки на рассматриваемом участке залежи за счет снижения операционных затрат.

12. The Fracture Characterization and Fracture Modeling of a Tight Carbonate Reservoir – The Najmah-Sargelu of West Kuwait / Olivier Fonta, Naveen Verma, Saad Matar, Vincent Divry, Hanadi Al-Qallaf // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – 2007. – Vol. 10. – № 6. – P. 695–710. DOI: 10.2118/93557-PA
13. Jerry Lucia F. Carbonate Reservoir Characterization. – 2nd Edition. – Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007. – 337 p.
14. Hildegard Westphal, Bernhard Riegl, Gregor P. Eberli. Carbonate Depositional Systems: Assessing Dimensions and Controlling Parameters. – Springer Science + Business Media B.V., 2010. – 235 p.
15. Najurieta H.L. A theory for pressure transient analysis in naturally fractured reservoirs // *J. Pet. Technol.* – 1980. – July. – P. 1241–1250. DOI: 10.2118/6017-PA
16. Jackson R.R., Banerjee R. Application of reservoir simulation and history matching methods to MDT vertical interference testing and determination of permeability anisotropy // Paper presented at the 8th European Conference on the mathematics of oil recovery. – Freiberg, Germany, 2002.
17. Louis H. Reiss. The Reservoir engineering aspects of fractured formations // Institut francais du petrole, 1980. – P. 110.
18. Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz field, Maracaibo basin / R.A. Nelson, E.P. Moldovanyi, C.C. Matcek, I. Azpirixaga, E. Bueno // *Venezuela: AAPG Bulletin*. – 2000. – Vol. 84, no. 11. – P. 1791–1809. DOI: 10.1306/8626C393-173B-11D7-8645000102C1865D
19. Practical Flow-Simulation Method for a Naturally Fractured Reservoir: A Field Study / Salem Salem, Maged El Deeb, Medhat Abdou, Steef Linthorst, Asnul Bahar, Mohan Kelkar // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering – SPE RESERV EVAL ENG*. – 2006. – Vol. 9, no. 2. – P. 173–185. DOI: 10.2118/88761-PA
20. Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models, Elsevier Science B.V., P.O. Box 211, 1000 AE. – Amsterdam, The Netherlands, 2002.
21. Djebar Tiab, Erle C. Donaldson Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. – 2nd Edition Elsevier, 2004. – P. 889.
22. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М.Л. Сургуев, В.И. Колганов, А.В. Гавура [и др.]. – М.: Недра, 1987. – 230 с.
23. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. – М.: Недра, 1988. – 150 с.
24. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра, 1984. – 211 с.
25. Расповов А.В., Щипанов А.А. Влияние динамической деформации трещинно-порового коллектора на добычу нефти // *Нефтяное хозяйство*. – № 6. – 2002. – С. 97–99.
26. Схаб Мазен Надиб. Повышение нефтеотдачи карбонатных коллекторов с высоковязкой нефтью с применением современных технологий воздействия на пласт (на примере месторождений севера Ирака): автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Уфа: Ин-т проблем трансп. энергоресурсов, 2011. – 23 с.
27. Теплофизическое воздействие на пласт на примере Гремчихинского месторождения / Э.М. Альмухаметова, Д.И. Фаттахов, А.А. Файзуллин, С.Р. Марупов // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2018. – № 4(114). – С. 27–31. DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-4-27-31. – EDN XTUVSP.
28. Применение нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости. Теория / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, Э.М. Альмухаметова, Д.Т. Абилахиров // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2014. – № 4(98). – С. 16–25. – EDN UGAVFR.
29. Владимиров И.В., Андреев Д.В., Егоров А.Ф. Исследование эффективности нестационарного воздействия на коллектора двойной пористости // *НТЖ «Нефтепромысловое дело»*. – М.: ВНИИОЭНГ, 2011. – № 7. – С. 17–21.
30. Владимиров И.В. Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы развития, современное состояние и перспективы). – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2004. – 216 с.
31. Научно-техническое сопровождение разработки месторождения Северные Бузачи: сводный отчет за 2012 год / ЗАО «Конкорд». – М., 2013. – 209 с.
32. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти / И.В. Владимиров, Э.М. Альмухаметова, Р.Р. Варисова [и др.] // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2014. – № 3(97). – С. 33–44. – EDN UAAXGP.
33. Владимиров И.В., Пичугин О.Н. Исследование выработки запасов высоковязкой нефти из послонно неоднородного по проницаемости коллектора с применением полимерного заводнения и теплового воздействия // *Нефтепромысловое дело*. – 2013. – № 11. – С. 31–40. – EDN RKWKFP.
34. Гуляев В.Н. Исследование и обоснование выбора участков на эксплуатационных объектах для применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – 26 с.
35. Увеличение нефтеотдачи пермо-карбонатной залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения физико-химическими и комплексными технологиями (обзор) / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов [и др.] // *Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Химия*. – 2018. – Т. 11, № 4. – С. 462–476. DOI: 10.17516/1998-2836-0091. – EDN BKZPVL.
36. Romero-Zeron Laura. Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) – A Practical Overview // *InTech*. – 2016. – 200 p. DOI: 10.5772/61394
37. Altunina L., Kuvshinov V., Kuvshinov I. Promising physical-chemical IOR technologies for Arctic oilfields // *Society of Petroleum Engineers – SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition. AEE*. – 2013. – Vol. 2. – P. 1057–1082. DOI: 10.2118/166872-MS
38. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Physicochemical methods for enhanced oil recovery in oilfields (review) // *Russian Chemical Reviews*. – 2007. – Vol. 76(10). – P. 971–987. DOI: 10.1070/RC2007v076n10ABEN003723
39. Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева, И.В. Кувшинов // *Химия в интересах устойчивого развития*. – 2018. – Т. 26, № 3. – С. 261–277. DOI: 10.15372/KhUR20180303
40. Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермо-карбонатной залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов, Л.А. Стасьева, М.В. Чертенков, Л.С. Шкрабюк, Д.В. Андреев // *Нефтяное хозяйство*. – 2017. – № 7. – С. 26–29. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-26-29
41. Севонькаева К.С. Разработка рекомендаций по снижению потерь добычи нефти за счет интерференции между скважинами по данным промыслового эксперимента / К.С. Севонькаева, С.Н. Култышева, А.Ю. Карманов // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2022. – № 9(369). – С. 76–81. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-9(369)-76-81. – EDN TJTYWO.
42. Kazemi H., Seth M.S., Thomas G.W. The interpretation of interference tests in naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution // *SPEJ*, December. – 1969. – P. 463–472. DOI: 10.2118/2156-B
43. Interference Testing in Reservoirs With Conductive Faults or Fractures. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* / M. Abbaszadeh, K. Asakawa, H. Cinco-Ley, H. Arihara // *SPE RESERV EVAL ENG*. – 2000. – Vol. 3, no. 5. – P. 426–434. DOI: 10.2118/66406-PA
44. РД 153-39.0-047-00. Минтопэнерго РФ «Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений». – М., 2000.

## References

1. Stepanov V.A., Kultysheva S.N. Razrabotka inzhenernogo programmnogo modulia prognozirovaniia parametrov teplonostitelia po stvolu skvazhiny v protsesse provedeniia parotsiklicheskikh obrabotok na primere permo-karbonovoi zalezhi Usinskogo mestorozhdeniia v zavisimosti ot geologo-promyslovyykh dannykh [Development of the engineering software module for forecasting the coolant parameters by well borehole in the process of performing steam treatment on the example of the Permo-Carbon bedroom of the Usinskoe field depending on the geological field data]. *Iskusstvennyi intellekt v reshenii aktual'nykh sotsial'nykh i ekonomicheskikh problem KhKhI veka : sbornik statei po materialam Sed'moi vsrossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem, Perm', 21-22 October 2021*. Perm: Permskii gosudarstvennyi natsional'nyi issledovatel'skii universitet, 2021. pp. 188-196. EDN BZKAXG.
2. Kudinova V.I. Toplayte tekhnologii razrabotki slozhnostroennykh mestorozhdenii viazkikh i vysokoviazkikh neftei [Thermal technologies for the development of complex fields of viscous and high-viscosity oils]. *Geosursy*, 2009, no. 2(30), pp. 16-19.
3. Ruzin L.M. Osobennosti i innovatsionnye napravleniia osvoeniia resursov vysokoviazkikh neftei [Features and innovative areas of the development of high-viscosity oil resources]. *Izvestiia Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniia Rossiiskoi akademii nauk*, 2010, no. 2(2), pp. 92-97. EDN NCVJRJ.
4. Diiashev R.N. O tendentsiiaakh primeneniia metodov uvelicheniia nefteotdachi v mire [On trends in the use of enhanced oil recovery methods in the world]. *Aktual'nye problemy pozdnei stadii osvoeniia neftegazodobyvaushchikh regionov. Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*. Kazan': "FEN" Akademii nauk Respubliki Tatarstan, 2008, pp. 143-148.
5. Kultysheva S.N., Raspopov A.V., Khizhnyak G.P. Evaluation of the variability of the oil viscosity of the Permian-Carboniferous reservoir Usinskoye field. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science: 14, Perm, Virtual, 09-12 November 2021*. Perm, Virtual, 2022, 012005 p. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012005. EDN IUHGRW.
6. Kultysheva S.N., Mukaeв R.Kh., Khizhniak G.P. Otsenka izmenchivosti viazkosti nefei v nizhnepermiskikh, verkhne- i srednekamennougol'nykh otlozheniiaakh Usinskogo mestorozhdeniia [Assessment of oil viscosity variability in the Lower Permian, Upper and Middle Carboniferous sediments of the Usinsk field]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2021, vol. 1, pp. 282-290. EDN XEHLBD.
7. Kultysheva S.N., Nekrasov A.S. Model' ob'emnoi setki treshchin zamenski zalezhi Lekkerskogo mestorozhdeniia [A volumetric fracture grid model of the Famennian deposit of the Lekkersky field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2022, no. 7(367), pp. 33-43. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-7(367)-33-43. EDN CEEKNN.
8. Kultysheva S.N., Nekrasov A.S. Model' treshchinovosti famenskikh otlozhenii Lekkerskogo nefiyanogo mestorozhdeniia [Fracturing model of the Famennian deposits of the Lekkerskoye oil field]. *Nedropol'zovanie*, 2022, vol. 22, no. 2, pp. 65-72. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.2.3. EDN CJREEN.
9. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2013, no. 61, pp. 223-230. DOI: 10.1016/j.ijrmm.2013.02.012
10. Westphal H., Riegl B., Eberli G.P. Carbonate Depositional Systems: Assessing Dimensions and Controlling Parameters. Springer Science + Business Media B.V., 2010, 235 p. DOI: 10.1007/978-90-481-9 364-6
11. Khanna A., Neto L.B., Kotousov A. Effect of residual opening on the infl ow performance of a hydraulic fracture. *International Journal of Engineering Science*, 2014, no. 74, pp. 80-90. DOI: 10.1016/j.ijengsci.2013.08.012
12. Fonta Olivier, Verma Naveen, Matar Saad, Divry Vincent, Al-Qallaf Hanadi. The Fracture Characterization and Fracture Modeling of a Tight Carbonate Reservoir - The Najmah-Sargelu of West Kuwait. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2007, vol. 10, no. 6, pp. 695-710. DOI: 10.2118/93557-PA
13. Jerry Lucia F. Carbonate Reservoir Characterization. 2nd Edition. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007. – 337 p.
14. Hildegard Westphal, Bernhard Riegl, Gregor P. Eberli. Carbonate Depositional Systems: Assessing Dimensions and Controlling Parameters. Springer Science + Business Media B.V., 2010, 235 p.
15. Najurieta H.L. A theory for pressure transient analysis in naturally fractured reservoirs. *J. Pet. Technol.*, 1980, July, pp. 1241-1250. DOI: 10.2118/6017-PA

16. Jackson R.R., Banerjee R. Application of reservoir simulation and history matching methods to MDT vertical interference testing and determination of permeability anisotropy. *Paper presented at the 8th European Conference on the mathematics of oil recovery*. Freiberg, Germany, 2002.
17. Louis H. Reiss. The Reservoir engineering aspects of fractured formations. Institut francais du petrole, 1980, 110 p.
18. Nelson R.A., Moldovanyi E.P., Matcek C.C., Azpirtxaga I., Bueno E. Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz field, Maracaibo basin. Venezuela: AAPG Bulletin, 2000, vol. 84, no. 11, pp. 1791-1809. DOI: 10.1306/8626C393-173B-11D7-8645000102C1865D
19. Salem Salem, Maged El Deeb, Medhat Abdou, Steef Linthorst, Asnul Bahar, Mohan Kelkar. Practical Flow-Simulation Method for a Naturally Fractured Reservoir: A Field Study. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering - SPE RESERV EVAL ENG*, 2006, vol. 9, no. 2, pp. 173-185. DOI: 10.2118/88761-PA
20. Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models, Elsevier Science B.V., P.O. Box 211, 1000 AE. Amsterdam, the Netherlands, 2002.
21. Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2nd Edition Elsevier, 2004, 889 p.
22. Sjuguchev M.L., Kolganov V.I., Gavura A.V. et al. Izvlechenie nefiti iz karbonatnykh kollektorov [Oil recovery from carbonate reservoirs]. Moscow: Nedra, 1987, 230 p.
23. Viktorin V.D. Vliianie osobennosti karbonatnykh kollektorov na effektivnost' razrabotki nefitnykh zalezhei [The influence of carbonate reservoir features on the efficiency of oil reservoir development]. Moscow: Nedra, 1988, 150 p.
24. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. Dvizhenie zhidkosti i gazov v prirodnykh plastakh [Movement of liquids and gases in natural formations]. Moscow: Nedra, 1984, 211 p.
25. Raspopov A.V., Shchikanov A.A. Vliianie dinamicheskoi deformatsii treshchinnno-porovogo kollektora na dobychu nefiti [The influence of dynamic deformation of a fractured-pore reservoir on oil production]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2002, no. 6, pp. 97-99.
26. Skhab Mazen Nadiib. Povyshenie nefteotdachi karbonatnykh kollektorov s vysokoviazkoi neftiu s primeneniem sovremennykh tekhnologii vozdeistviia na plast (na primere mestorozhdenii severna Iraka) [Enhancing oil recovery from carbonate reservoirs with high-viscosity oil using modern reservoir stimulation technologies (using the example of fields in northern Iraq)]. Abstract of Ph. D. thesis. Ufa: Institut problem transporta energoresursov, 2011, 23 p.
27. Al'mukhametova E.M., Fattakhov D.I., Faizullin A.A., Marupov S.R. Teplotitsklicheskoe vozdeistvie na plast na primere Gremikhinskogo mestorozhdeniia [Thermal cyclic impact on formation on the example of Gremikhinskoye oil field]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov*, 2018, no. 4(114), pp. 27-31. DOI: 10.17122/nij-oil-2018-4-27-31. EDN XTUVSP.
28. Vladimirov I.V., Veliev E.M., Al'mukhametova E.M., Abilkhairov D.T. Primenenie nestatsionarnogo zavodneniia na zalezhakh vysokoviazkoi nefiti s kollektorom dvoinoi pronitsaemosti. Teoriia [Application of non-stationary flooding for extra-viscous oil from the collector with dual permeability. Theory]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov*, 2014, no. 4(98), pp. 16-25. EDN UGAVFR.
29. Vladimirov I.V., Andreev D.V., Egorov A.F. Issledovanie effektivnosti nestatsionarnogo vozdeistviia na kollektora dvoinoi poristosti [Investigation of efficiency of non-stationary impact on double-porous collectors]. *NTZh "Neftepromyslovoe delo"*. Moscow: VNIIOENG, 2011, no. 7, pp. 17-21.
30. Vladimirov I.V. Nestatsionarnye tekhnologii nefteodobychi (etapy razvitiia, sovremennoe sostoianie i perspektivy) [Non-stationary oil production technologies (stages of development, current state and prospects)]. Moscow: OAO VNIIOENG, 2004, 216 p.
31. Nauchno-tekhnicheskoe soprovozhdenie razrabotki mestorozhdeniia Severnye Buzachi: svodnyi otchet za 2012 god [Scientific and technical support for the development of the Northern Buzachi field: summary report for 2012]. Moscow: ZAO "Konkord", 2013, 209 p.
32. Vladimirov I.V., Al'mukhametova E.M., Varisova R.R. et al. Teoreticheskoe issledovanie primeneniia nestatsionarnogo zavodneniia v razlichnykh geologo-tekhnologicheskikh usloviakh razrabotki zalezhei vysokoviazkoi nefiti [Theoretical study of applicability of unsteady water flood in various geological and technological conditions for heavy oil deposits development]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov*, 2014, no. 3(97), pp. 33-44. EDN UAAXGP.
33. Vladimirov I.V., Pichugin O.N. Issledovanie vyrabotki zapasov vysokoviazkoi nefiti iz posloino neodnorodnogo po pronitsaemosti kollektora s primeneniem polimernogo zavodneniia i teplovogo vozdeistviia [Study of extraction of high-viscous oil reserves out of layer-by-layer-permeably-heterogeneous reservoir by implementing of polymer water-flooding and thermal effect]. *Neftepromyslovoe delo*, 2013, no. 11, pp. 31-40. EDN RKKWFP.
34. Guliaev V.N. Issledovanie i obosnovanie vybora uchastkov na ekspluatatsionnykh ob'ektakh dlia primeneniia gidrodinamicheskikh metodov uvelicheniia nefteotdachi [Research and justification for the selection of sites at production facilities for the application of hydrodynamic methods for enhanced oil recovery]. Abstract of Ph. D. thesis. Tiumen': Tiumenskii gosudarstvennyi neftegazovyi universitet, 2015, 26 p.
35. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V. et al. Uvelichenie nefteotdachi permo-karbonovoi zalezhi vysokoviazkoi nefiti Usinskogo mestorozhdeniia fiziko-khimicheskimi i kompleksnymi tekhnologiyami (obzor) [Enhanced oil recovery from Permian-Carboniferous deposit of high-viscosity oil in the Usinsk oilfield with physicochemical and complex technologies]. *Zhurnal Sibirskogo federal'nogo universiteta. Khimiia*, 2018, vol. 11, no. 4, pp. 462-476. DOI: 10.17516/1998-2836-0091. EDN BKZPVL.
36. Romero-Zeron Laura. Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) - A Practical Overview. *InTech*, 2016, 200 p. DOI: 10.5772/61394
37. Altunina L., Kuvshinov V., Kuvshinov I. Promising physical-chemical IOR technologies for Arctic oilfields. *Society of Petroleum Engineers - SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition*. AEE, 2013, vol. 2, pp. 1057-1082. DOI: 10.2118/166872-MS
38. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Physicochemical methods for enhanced oil recovery in oilfields (review). *Russian Chemical Reviews*, 2007, vol. 76(10), pp. 971-987. DOI: 10.1070/RC2007v076n10ABEH003723
39. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stas'eva L.A., Kuvshinov I.V. Tendentsii i perspektivy razvitiia fiziko-khimicheskikh metodov uvelicheniia nefteotdachi mestorozhdenii tiazheloi nefiti [Trends and prospects of physicochemical methods for enhanced oil recovery of heavy oil fields]. *Khimiia v interesakh ustoychivogo razvitiia*, 2018, vol. 26, no. 3, pp. 261-277. DOI: 10.15372/KhUR20180303
40. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stas'eva L.A., Chertenkov M.V., Shkrabiuk L.S., Andreev D.V. Fiziko-khimicheskie i kompleksnye tekhnologii uvelicheniia nefteotdachi permo-karbonovoi zalezhi vysokoviazkoi nefiti Usinskogo mestorozhdeniia [Physical-chemical and complex EOR/IOR technologies for the Permian-Carboniferous deposit of heavy oil of the Usinskoye oil field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2017, no. 7, pp. 26-29. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-26-29
41. Sevon'kaeva K.S., Kultysheva S.N., Karmanov A.Iu. Razrabotka rekomendatsii po snizheniiu poter' dobychi nefiti za schet interferentsii mezhdu skvazhinami po dannym promyslovogo eksperimenta [Development of recommendations to reduce oil production losses due to the interference between wells according to field experiment data]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2022, no. 9(369), pp. 76-81. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-9(369)-76-81. EDN TJTYWO.
42. Kazemi H., Seth M.S., Thomas G.W. The interpretation of interference tests in naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. *SPEJ*, December, 1969, pp. 463-472. DOI: 10.2118/2156-B
43. Abbaszadeh M., Asakawa K., Cinco-Ley H., Arihara H. Interference Testing in Reservoirs With Conductive Faults or Fractures. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. *SPE RESERV EVAL ENG*, 2000, vol. 3, no. 5, pp. 426-434. DOI: 10.2118/66406-PA
44. RD 153-39.0-047-00. Mintopenergo RF "Reglament po sozdaniiu postoianno deistvuiushchikh geologo-tekhnologicheskikh modelei nefitnykh i gazoneftnykh mestorozhdenii" [RD 153-39.0-047-00. Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation "Regulations for the creation of permanent geological and technological models of oil and gas-oil fields"]. Moscow, 2000.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.