

На правах рукописи



БАУШИН ВЯЧЕСЛАВ ВАЛЕРЬЕВИЧ

**ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЦИКЛИЧЕСКОГО И
ПОЛИМЕРНО-ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ В НЕОДНОРОДНЫХ
ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА ОСНОВЕ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Специальность 2.8.4. – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Бугульма – 2025

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти («ТатНИПИнефть») ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

Научный руководитель: - **Хакимзянов Ильгизар Нургизарович**
доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты: - **Гильманова Расима Хамбаловна**
доктор технических наук, профессор, общество с ограниченной ответственностью научно-производственное объединение «Нефтегазтехнология», директор

-**Грищенко Вадим Александрович**
кандидат технических наук, общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть НТЦ», руководитель проекта по разработке продуктов (г. Санкт-Петербург.)

Ведущая организация: **Общество с ограниченной ответственностью «Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи» (г. Самара)**

Защита состоится «23» октября 2025 года в 14:00 часов на заседании диссертационного совета 72.1.021.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, по адресу: 423462, Республика Татарстан, г. Альметьевск, улица Советская, д. 186а.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти www.tatnipi.ru.

Автореферат разослан «___» _____ 2025 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Кабирова Алесия Хатиповна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы диссертационной работы

Основными проблемами длительного использования искусственного заводнения в целях поддержания пластового давления нефтяной залежи являются:

- преждевременное обводнение добывающих скважин вследствие прорыва нагнетаемой воды;
- образование многочисленных застойных зон, тупиков, содержащих остаточные запасы нефти и слабо дренируемые при существующей системе разработки;
- неравномерность фронта вытеснения в условиях ухудшенных фильтрационно-емкостных свойств и высокой геологической неоднородности продуктивного пласта. При этом отмечается повышенный объём отбираемой жидкости, что ведет к резкому росту затрат на закачку, транспортировку и подготовку добываемой продукции. Регулирование объёмов закачки воды и отбора жидкости, повышение эффективности нефтеизвлечения являются главными проблемами снижения затратной части при добывче нефти. Поэтому научные изыскания, посвященные проблемам рациональной разработки, увеличения коэффициента нефтеизвлечения (КИН), создания и совершенствования технологий вовлечения остаточных запасов нефти в разработку, становятся крайне актуальными.

Одним из эффективных методов увеличения полноты охвата пласта заводнением в условиях послойно неоднородных пластов является метод нестационарной (циклической) закачки. Метод применим как на ранней, так и на поздней стадии разработки, можно использовать на высокообводненных месторождениях, разрабатываемых методом обычного стационарного заводнения.

Определение оптимальных параметров применения нестационарного заводнения для вовлечения в разработку малопроницаемых, не затронутых процессом вытеснения нефтенасыщенных зон, является на сегодняшний день проблемами современной нефтеотдачи, что и определяет актуальность данной работы. В Западной Сибири наряду с традиционными терригенными пластами имеют место коллекторы, которые обладают двойной пористостью: матричной и трещинной, которые отличаются очень сложным геологическим строением. Большинство этих залежей расположено в юго-восточной и западной частях Западно-Сибирского бассейна. В такой среде матрица породы в большинстве случаев отличается низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами, и перспективы извлечения УВ часто определяются наличием трещиноватости и кавернозности. Поэтому изучение процесса циклического воздействия и доизвлечение остаточных запасов в таких коллекторах носит актуальный характер.

Разработанность темы диссертации

Впервые физическая сущность метода была сформулирована в 1965 году группой авторов из ВНИИнефть и Гипровостокнефть (Боксерман А.А., Губанов А.И., Желтов Ю.П., Кочешков А.А., Оганджанянц В.Г., Сургучев М.Л.).

Проблемами определения оптимального полупериода воздействия в разные годы занимались Оганджанянц В.Г., Сургучев М.Л., Шарбатова И.Н., Цынкова О.Э., Петров В.И., Гавура В.Е., Алеев Ф.И. и др. В начале 70-х годов во ВНИИ под руководством О.Э. Цынковой была создана математическая модель нестационарных процессов. В работах Валиева Э.М., Аубакирова А.Р. определялась зависимость прироста КИН для разных значений проницаемости и продолжительности полуциклов. Газизов А.А., Ваганов Л.А. изучали возможность применения комплексных технологий нестационарного заводнения в совокупности с закачкой полимера. Вопросами исследований периодического гидродинамического воздействия в условиях трещиновато-пористого коллектора занимались также Молокович Ю.М., Марков А.И., Владимиров И.В. и другие. Андреевым Д.В. проводилось исследование взаимодействия матричных блоков и трещин карбонатных трещиновато-поровых коллекторов Пермского края. Влияние на нефтеотдачу сжимаемости пластовой системы установлено Кудиновым В.И. Влияние нестационарного воздействия на коэффициент вытеснения и на КИН изучалось Абдулмазитовым Р.Г., Бакировым И.М. Исследования эффективности нестационарного воздействия также велись Ахметовым З.М., Шавалиевым А.М. на эксплуатационных объектах Татарстана.

В настоящей работе полученные результаты были изучены в комплексе с использованием современных программных средств гидродинамического моделирования для разработки единого подхода к проектированию технологии циклического заводнения.

Цель диссертационной работы - совершенствование технологий циклического и полимерно-циклического заводнения терригенных пластов на основе гидродинамического моделирования для обеспечения наибольшего КИН.

Основные задачи исследований

1. Разработать методический подход для подбора полупериода при циклическом заводнении, основанный на сочетании формулы М. Л. Сургучева и гидродинамических расчетов на полномасштабной модели, учитывающий дополнительные факторы и позволяющий минимизировать вычислительные затраты.
2. Выявить критерии, при которых будет достигнут наибольший охват заводнения, с учетом влияния таких параметров, как длительность полуцикла, плотность сетки скважин, сжимаемость пластовой системы и возможность комплексирования циклического заводнения с закачкой полимера.
3. Исследовать возможность проявления синергетического эффекта при вовлечении запасов в разработку за счет увеличения охвата заводнением при комплексировании методов. При наличии синергии выявить, какой порядок комплексного применения методов окажется наиболее эффективным, изменится ли при этом оптимальный полупериод.
4. Проверить гипотезу, экспериментами на модели с двойной пористостью и проницаемостью, о том, что зависимость КИН от доли трещин в коллекторе носит

немонотонный характер, а также предположение о снижении КИН с ростом проницаемости трещин.

5. Определить большую технологическую эффективность при расходе одной и той же массы полимера в различных вариантах: с повышением концентрации и сокращением времени закачки. Провести сравнительный анализ методик оценки эффекта, по конечному КИН и классической отраслевой.

Научная новизна

1. Показано, что для терригенного пласта при циклическом воздействии со снижением сжимаемости пластовой системы оптимальная длительность полуцикла уменьшается, КИН увеличивается (со снижением сжимаемости системы в 4,4 раза при средних проницаемости 0.472 мкм^2 и пористости в 20 % и при прочих одинаковых параметрах из расчёта 4-х лет проведения циклики КИН увеличивается на 0.90 %).

2. Выявлено, что при комплексировании циклического заводнения с закачкой полимера эффективность возрастает на 8,4 %, а оптимальная длительность полуцикла увеличивается (при средней проницаемости терригенного коллектора – 0.472 мкм^2 и пористости 20 %, из расчёта 4-х лет проведения циклики и 6 месяцев совместной закачки 3.2 т полимера с момента наступления 75 % обводненности).

3. Установлено, что зависимость КИН от доли трещин в коллекторе носит немонотонный характер – убывает с ростом трещиноватости, достигает минимума и далее возрастает. Минимум достигается при 15 % трещинной пористости от общей пористости при проницаемости матричной породы 0.472 мкм^2 и трещин 2.5 мкм^2 (из расчёта 4-х лет проведения циклики с момента наступления 75 % обводненности).

Теоретическая и практическая значимость работы

Разработан методический подход определения длительности полуцикла технологии циклического заводнения нефтяных пластов, сочетающий в себе элементы статистики и математического моделирования на физически содержательных моделях.

Предложенный в работе методический подход может быть положен в основу методики при обосновании и выборе технологий нестационарного заводнения.

Результаты, полученные в диссертационной работе, использованы при составлении проектно-технических документов на разработку месторождений УВС с целью совершенствования системы ППД путем применения циклического заводнения и реализованы при внедрении циклического заводнения на объектах Западной Сибири и Поволжья.

Методология и методы исследований

Решение поставленных задач основано на использовании методов математического моделирования процессов фильтрации жидкостей в пространственно неоднородных коллекторах с применением современных вычислительных методов, обобщении разработанных рекомендаций и проведении промышленных испытаний предлагаемых решений.

Основные защищаемые положения

1. Предложенный методический подход для определения оптимальной длительности полуцикла закачки при циклическом заводнении нефтяных пластов, учитывающий дополнительные факторы, который обеспечивает прогнозирование более точного эффекта технологии.

2. Выявленное распределение коэффициента извлечения нефти от продолжительности полупериода закачки в поровых и трещиновато-пористых коллекторах, обеспечивающее определение границ применимости технологии с учетом проницаемости продуктивного пласта.

3. Установлены закономерности, обеспечивающие оптимальный сценарий проведения технологии полимерно-циклического воздействия, для достижения наибольшего КИН в поровых и трещиновато-пористых коллекторах на основе трехмерного гидродинамического моделирования.

Достоверность и обоснованность результатов

Достоверность и обоснованность полученных результатов достигались путем применения утвержденных методик и современных методов математического моделирования с использованием лицензионного программного обеспечения, прошедшего тесты SPE и признанного всеми крупнейшими нефтяными компаниями мира.

Публикации и апробация результатов работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на конференциях и семинарах различного уровня:

- научно-практическая конференция SPE «Карбонаты. Новые рубежи» (г. Санкт-Петербург, 29 ноября 2012 г.);
- научно-практическая конференция SPE/EAGE «Моделирование в действии: синергия практики и теории» (г. Москва, 30 марта 2016 г.);
- научно-технический совет ОАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» (2018-2021 гг.);
- научно-технический совет Тюменского отделения «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз» (2015-2023 гг.).

По результатам исследований по теме диссертационной работы опубликовано 10 печатных работ, из них одна монография и 9 статей в изданиях, включенных в перечень российских рецензируемых научных журналов, рекомендованных ВАК РФ.

Личный вклад автора

В основе диссертации лежат результаты научных исследований, выполненных автором в период 2011-2023 гг. Автору принадлежат обобщение ранее проведенных научных трудов, постановка задач для математических экспериментов, анализ полученных результатов и выводы, сделанные на их основе, а также организация внедрения рекомендаций в промысловых условиях.

Автором работы проведен анализ результатов многовариантных расчётов эффективности технологий и влияния различных технологических условий на КИН. На основе численного моделирования и аналитического исследования определены

оптимальные параметры применения технологий циклического заводнения и полимерно-циклического воздействия.

Основной целью анализа расчетных экспериментов, выполненных автором, была разработка комплексного подхода исследования физических процессов в терригенных коллекторах для определения оптимальных параметров воздействия, обеспечивающих максимальный КИН при циклическом заводнении и полимерно-циклическом воздействии на месторождениях Западной Сибири и Поволжья.

Структура и объём работы

Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы. Работа содержит 134 страницы машинописного текста, 66 рисунков, 4 таблицы, 164 библиографических ссылки.

Благодарности

Автор выражает благодарность своему научному руководителю - доктору технических наук, профессору, заведующему лабораторией отдела разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина Хакимзянову И.Н. за помощь в подготовке диссертации.

Автор выражает свою признательность за помощь и поддержку академикам РАН Муслимову Р.Х. и Никифорову А.И.

Автор благодарит за помощь, профессиональные рекомендации и поддержку членов кафедры «Теоретических основ разработки месторождений нефти и газа» геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова Шпуррова И.В., Шелепова В.В., Рамазанова Р.Г., Реймерса А.Н.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы, цель и задачи исследования, обозначены основные положения, научная новизна и практическая значимость работы, указан объём и структура диссертации.

В первой главе сформулирована физическая сущность метода циклического заводнения и современное представление о технологии, рассмотрена история изученности вопроса. Оценены слабо изученные моменты в применении технологии, а именно неоднородность нефтяных объектов, трещиноватость коллекторов, комплексирование циклической закачки с полимерным воздействием. Определена нацеленность настоящей работы.

Во второй главе рассмотрен опыт проведения нестационарного воздействия на нефтяных месторождениях Татарстана, Самарской области, Западной Сибири и других регионов.

Приведен пример подбора длительности полупериода закачки и схемы циклирования на двух месторождениях Западной Сибири.

В главе приведена ретроспектива по реализованным зарубежным и отечественным проектам закачки полимера, эффективность которых такова, что дополнительная добыча на 1 т полимера варьируется от 48 до 12,8 тыс. м³ нефти.

Рассмотрен пилотный проект полимерного воздействия по месторождению Каламкас с использованием результатов комплекса лабораторных исследований на керне с разработкой дизайна реализации. Зависимости, полученные при экспериментах, автор использует в своей работе при моделировании технологии.

Однако имеется ряд вопросов, связанных с изменением эффективности при моделировании циклического заводнения в комплексе с закачкой линейного полимера, а также рассмотрение этих вопросов в трещиновато-пористых коллекторах.

В третьей главе рассмотрены численные эксперименты с применением гидродинамического симулятора Tempest More (полностью неявная двухфазная трехмерная модель нелетучей нефти). Для экспериментов использовалась модель пласта, представляющего собой слоистую неоднородную структуру, содержащую геологические тела с высокими и низкими фильтрационно-емкостными свойствами, воспроизводящая основные особенности природных резервуаров – наличие высокопроводящих каналов и слабопроницаемых включений.

Параметрические величины брались в пределах значений конкретных объектов месторождений Западной Сибири (Западно-Сургутское, Савойское, Тромъеганское, Мурьяунское, Назаргалеевское и др.). Параметры также характерны для продуктивных пластов живетского яруса (Д₄, Д₃, Д₂) среднего девона Ромашкинского месторождения, где пористость колеблется от 16.5 до 20 % и в среднем составляет – 18.3 %, а коэффициент проницаемости от 0.146 до 0.499 мкм², в среднем – 0.303 мкм², нефтенасыщенность в среднем – 0.679 д. ед.

Размерность сетки модели 50×50×4. Коэффициент абсолютной проницаемости задавался вероятностным образом и менялся по напластованию в пределах 0.0003-13.798 мкм² (среднее по слоям: 0.133, 0.44, 0.175, 1.139 мкм², среднее по модели – 0.472 мкм²). Плотность нефти составляет 0.848 кг/м³×10⁻³, воды – 1.01 кг/м³×10⁻³. Вязкость нефти – 4 мПа×с, воды – 0.43 мПа×с. Сжимаемость нефти 5×10⁻⁴ МПа⁻¹, сжимаемость воды 4×10⁻⁴ МПа⁻¹, сжимаемость породы 2×10⁻⁵ МПа⁻¹. Давление насыщения – 23.06 МПа. Стохастические модели других реализаций, безусловно, будут влиять на результаты расчёта, но на методику подбора длительности полуцикла не повлияют. По оси z коэффициент проницаемости отличался на множитель 0.1. Пористость и нефтенасыщенность пласта считались постоянными, соответственно равными 0.2 и 0.6. Геологические запасы нефти пласта по модели составляют 0.972 млн. м³ нефти.

В модели задавались функции относительных фазовых проницаемостей и капиллярное давление схожие с одним из месторождений Западной Сибири. Четыре нагнетательные скважины (I-1, I-2, I-3, I-4) располагались в вершинах элемента заводнения, а одна добывающая Р-1 – в центре. Расстояние между соседними нагнетательными скважинами 450 м, толщина пласта 40 м.

Параметры модели были использованы для всех экспериментов по умолчанию, особые условия оговаривались в конкретных расчетах.

Целью первого эксперимента являлось исследование влияния продолжительности полупериода циклической закачки в условиях проницаемостной неоднородности на величину коэффициента извлечения нефти.

Циклическое воздействие на пласт моделировалось только после достижения 75 % обводненности продукции добывающей скважины в течение четырех лет при условии сохранения объемов закачки стационарного заводнения. На добывающей скважине поддерживалось постоянное давление 20 МПа. Во время стационарной закачки воды на нагнетательных скважинах задавалась приемистость 75 м³/сут, а в течение полуцикла при циклировании – 150 м³/сут. В первый полуцикл работали скважины I-1 и I-2, во второй – I-3 и I-4. Расчеты циклического воздействия выполнялись с полупериодом закачки в 5, 15, 30, 60, 90 и 120 суток до конца разработки, то есть до достижения обводненности продукции скважины 98 % (далее по тексту конечный КИН).

Эффективность воздействия оценивалась: на момент завершения последнего полупериода закачки, на момент завершения эффекта отраслевым методом, на конец разработки по достижению обводненности продукции скважин 98 %.

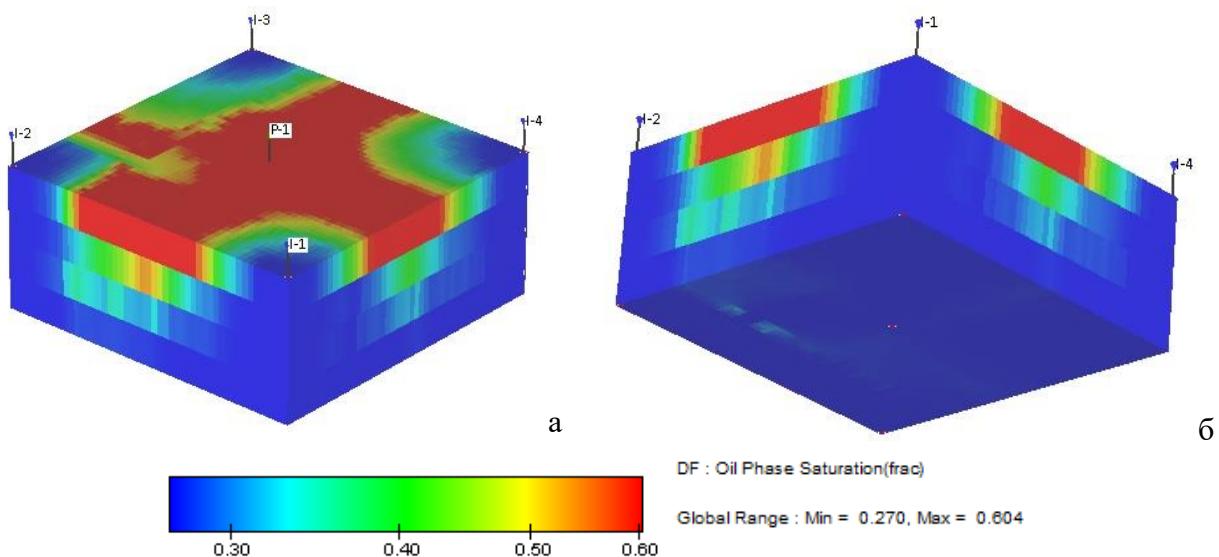


Рис. 1 – Куб нефтенасыщенности пласта на конец разработки после циклического воздействия: вид сверху (а), вид снизу (б)

Понятие « заводнение » на графиках является базовым (обычным) вариантом заводнения, соответствующим стационарному режиму закачки (рис. 2).

Результаты расчетов показали, что циклическое воздействие эффективно при любой (разумной) длительности полупериода закачки, но существует оптимальная длительность полуцикла, при которой достигается наибольший эффект.

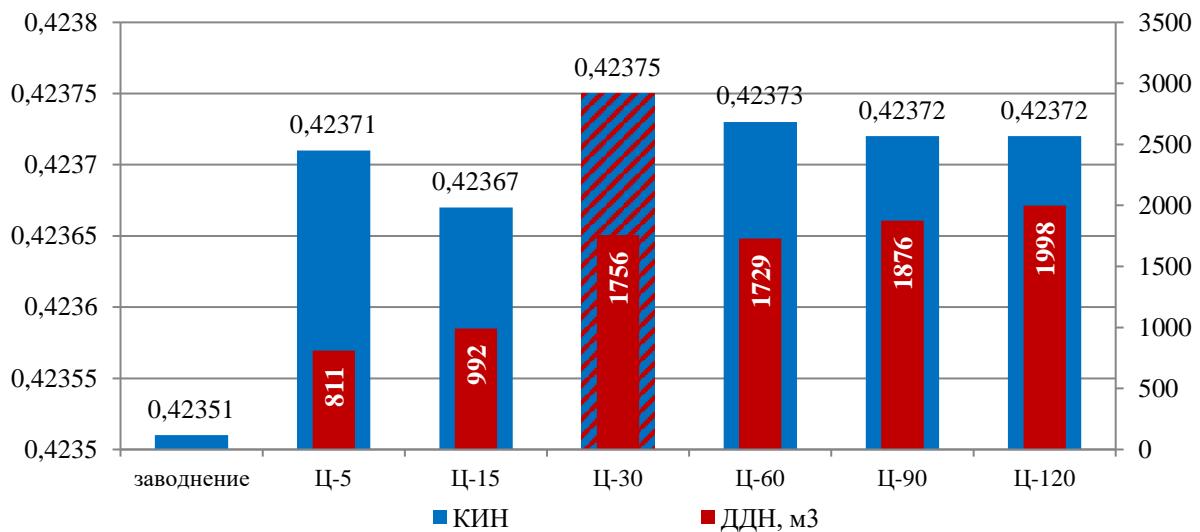


Рис. 2 – Конечный КИН и дополнительная добыча нефти при различных полупериодах закачки

Для моделируемого объекта оптимальная длительность полуцикла составила 30 суток с дополнительной добычей нефти (ДДН) – 1756 м³ и КИН -0.42375.

Необходимо отметить, что полученные количественные оценки воздействия характерны только для выбранной схемы циклирования и особенностей ФЕС пласта.

Далее приводятся результаты сравнения, полученных расчетным методом перебора вариантов и методическим подходом.

Методический подход, в основе которого лежит метод разбиения проницаемости коллектора по классам, позволяет более точно оценивать запасы углеводородов, что обеспечивает повышение точности прогноза и оптимизацию процессов расчета. Для детального анализа применялась геологическая информация из кубов модели объекта по слоям и скважинам. Плотность подвижных запасов нефти по скважине взята из модели на момент, когда отборы достигли 75 %, т. е. на начало циклического заводнения. Было выделено три класса: 1 класс – до 220×10^{-3} мкм², 2 класс – от 220 до 550×10^{-3} мкм², 3 класс – более 550×10^{-3} мкм². Длительность полупериода закачки, рассчитанная по формуле Сургучева для классов по проницаемости, составляет 27, 6 и 1 суток.

Расчет показал, что продолжительность полупериода различается незначительно, т. е. практически совпадает. Таким образом, применение методики позволяет минимизировать вычислительные затраты, а выделение классов коллекторов – рассчитать набор длительностей полуциклов, а затем, по результатам моделирования, выбрать оптимальный.

Во втором эксперименте рассмотрено влияние на нефтеизвлечение размеров технологической ячейки разработки при циклическом заводнении с полупериодами закачки в 5, 15, 30, 60, 90 суток.

Эксперимент был поставлен на моделях пласта одинаковой толщины с расстоянием между ближайшими нагнетательными скважинами 212, 450 и 636 м, т. е. минимальный линейный размер элемента заводнения отличался от максимального в три раза.

Из формулы Сургучёва видно, что при уменьшении расстояния между скважинами период циклирования должен быть меньше, однако из неё невозможно определить вариант с наилучшим конечным КИН в зависимости от длительности полуцикла. Так как в модели с сеткой в 212 м обводнение добывающей скважины в 98 % происходит в более короткий период разработки, поэтому дополнительная добыча нефти гораздо меньше, чем по моделям с размерами сетки в 450 и 636 м (таблица 1).

Таблица 1

Конечный КИН и дополнительная добыча нефти в вариантах с наилучшими показателями при циклическом заводнении

Параметр	Расстояние 212 м, Ц-	Расстояние 450 м, Ц-30	Расстояние 636 м, Ц-30
КИН, д. ед.	0.43634	0.4375	0.41789
Доп. добыча нефти, м ³	793	1756	2024

По результатам расчета можно сделать следующий вывод: объекту, имеющему меньшие размеры (плотность сетки скважин выше), соответствует меньший оптимальный полупериод циклического воздействия. Подтверждается известный факт, что на объекте с большой плотностью сетки скважин (в данном случае – линейный размер 212 м) достигается больший КИН, а циклическое воздействие только усиливает этот эффект.

В третьем эксперименте рассмотрено влияние на нефтеизвлечение сжимаемости нефти. Значения задавались следующим образом: по воде и породе как среднее референтное по месторождениям Западной Сибири, их варьирование не столь велико, поэтому сжимаемости по нефти кратно увеличивали в вариантах, меняя сжимаемость системы.

Варианты для моделирования представлены следующими параметрами:

- вариант 1: нефти 8×10^{-4} МПа⁻¹, воды 3×10^{-4} МПа⁻¹, породы 1.27×10^{-4} МПа⁻¹;
- вариант 2: нефти 15×10^{-4} МПа⁻¹, воды 3×10^{-4} МПа⁻¹, породы 2.75×10^{-4} МПа⁻¹;
- вариант 3: нефти 30×10^{-4} МПа⁻¹, воды 3×10^{-4} МПа⁻¹, породы 7.2×10^{-4} МПа⁻¹.

Сжимаемости системы выражается через общую сжимаемость:

$$\beta_{общ} = \beta_v \times m \times S_v + \beta_h \times m \times S_h + \beta_p$$

- вариант 1: 2.21×10^{-4} МПа⁻¹;
- вариант 2: 4.18×10^{-4} МПа⁻¹;
- вариант 3: 9.66×10^{-4} МПа⁻¹.

Видно, что вариант 3 отличается увеличением общей сжимаемости системы в 4,4 раза по сравнению с вариантом 1.

На самых длительных вариантах циклирования упругость системы дополнительную добычу меняет незначительно. Кроме того, на коротких циклах в 5 и 15 суток с ростом сжимаемости наблюдается тренд роста КИН. Однако, начиная с периода циклирования в 30 суток и во всех последующих полуциклах, а также при обычном заводнении, тренд меняется – с увеличением сжимаемости системы наблюдается снижение КИН (рис. 3).

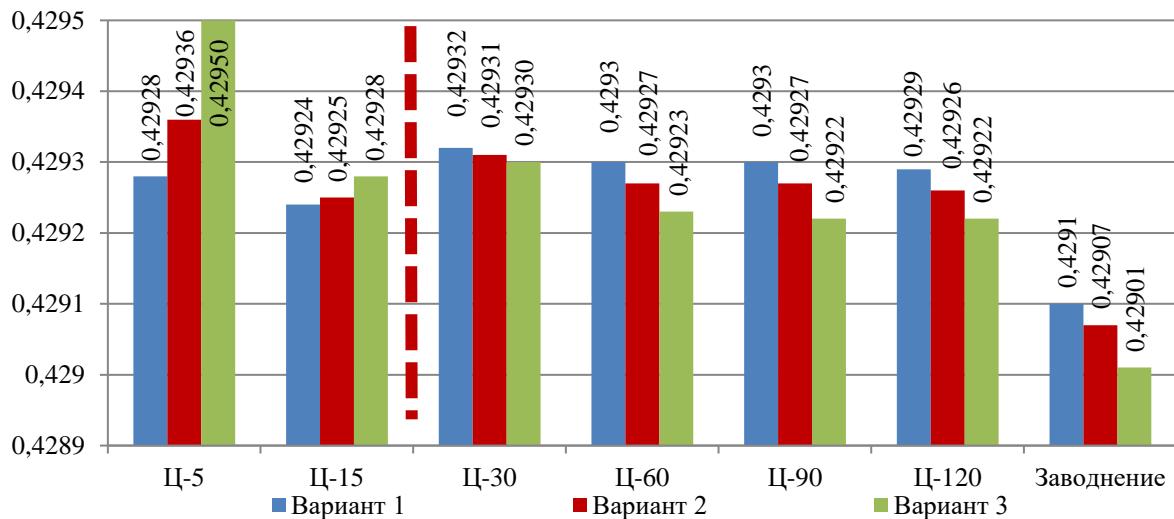


Рис. 3 – Конечный КИН в зависимости от сжимаемости системы при различных полупериодах циклической закачки

Отсюда можно сделать вывод, что существует граница (на рисунке 3 отделен красной пунктирной линией) значения полупериода циклической закачки с обратной зависимостью сжимаемости системы и конечного КИН, которая требует дополнительного изучения. В связи с этим данные по этому диапазону исключены из анализа.

Результаты расчётов показывают, что наибольший прирост КИН и ДДН по сравнению с базовым заводнением достигается в варианте 1 с низкой сжимаемостью системы и составляет +0,9 %. Данный вывод справедлив без учёта периода циклирования 5-15 суток, где наблюдается обратный тренд.

Таблица 2

Конечный КИН и дополнительная добыча нефти в вариантах с наилучшими показателями с различной сжимаемостью системы

Параметр	вариант 1(Ц-30)	вариант 2 (Ц-5)	вариант 3 (Ц-5)
КИН, д. ед.	0,42932	0,42936	0,4295
Доп. добыча нефти, м ³	1828	1497	1879
Прирост к КИН, %	0,90	0,74	0,93

Полученные результаты свидетельствуют, что с ростом сжимаемости системы при циклическом заводнении снижается КИН, а со снижением сжимаемости системы уменьшается оптимальная длительность полуцикла.

Целью четвертого эксперимента являлось определение эффективности циклического заводнения в комплексе с полимерным воздействием. В расчетах задавались следующие параметры закачиваемого полимера: сорбция необратимая, молекулярный вес – 10 000 000, фактор извилистости (4.0), параметр снижения водопроницаемости (1.2), концентрация водного полимера, при которой абсорбция полимера достигает половины максимального значения (0.005), средняя скорость сдвига (2.3), показатель скорости сдвига X (2.4), а также зависимость вязкости раствора полимера от концентрации, которая определялась в соответствии с графиком, построенным на основе лабораторных исследований с использованием керна и пластовых флюидов месторождения

Каламкас. Концентрация полимера задавалась в 0.006 % мас., что составляет $0.06 \text{ кг}/\text{м}^3$ (по аналогии с проектами по месторождениям Брелам и Норт Барбенк, имеющие схожие геологические характеристики пласта (проницаемость и вязкость нефти), где использовался полимер Pusher).

Вначале рассчитывалась *непрерывная закачка полимера (без циклического воздействия)*. Выявлено, что эффект от полимерного воздействия проявляется не одновременно с началом закачки (при объемах закачки 54 тыс. м^3 или 3,3 % порового объема участка), а спустя полгода, и достигает своего максимума через год после окончания закачки. При этом отмечается характерное повышение забойного давления на нагнетательных скважинах в начале закачки полимера.

Далее оценивался эффект от закачки полимера *в начале циклического воздействия*. Во время активного полуцикла дебит нагнетательных скважин удваивался. Расчеты выполнялись при полупериодах циклирования 30, 60 и 90 суток.

Максимальный эффект достигается через год после окончания закачки полимера. Технологическая эффективность длится пять с половиной лет с начала полимерно-циклического воздействия (определяется по точке схождения кривых добычи нефти) (рис. 4).

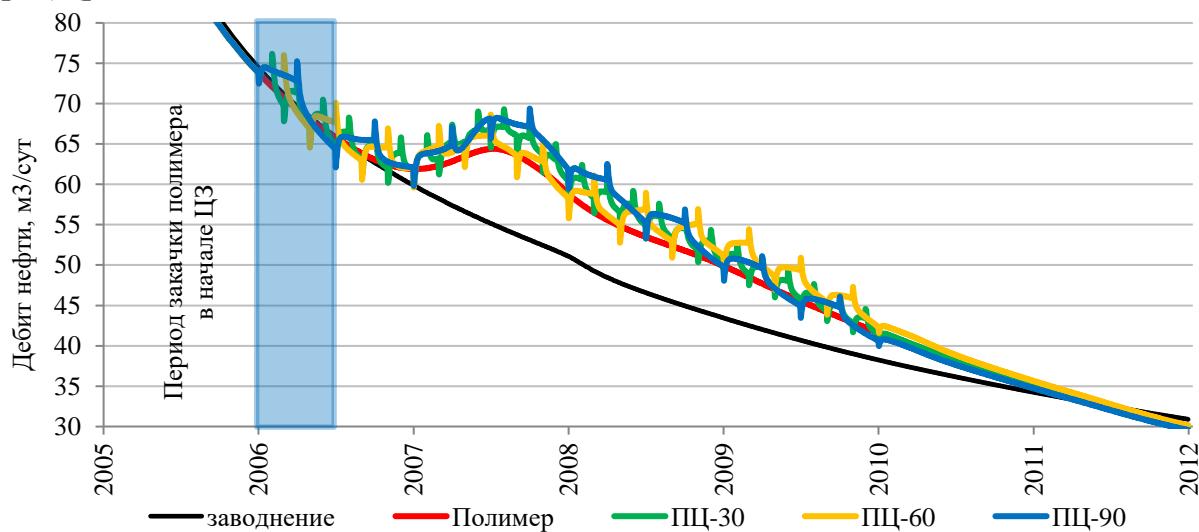


Рис. 4 – Дебит нефти при обычном заводнении, полимерном воздействии и при циклической закачке совместно с полимером при различных полупериодах закачки

Расчет показал, что максимальная дополнительная добыча нефти, как и КИН, зависит от длительности полупериода закачки (рис. 5). Существует оптимальная длительность полупериода (для рассчитываемого объекта – 60 суток с удельной эффективностью на 1 т полимера 3.28 тыс. м^3 нефти), где прирост к КИН составил 2.6 %.

Оптимальная длительность полупериода не совпадает с оптимальной длительностью полупериода при циклировании без полимера (30 суток).

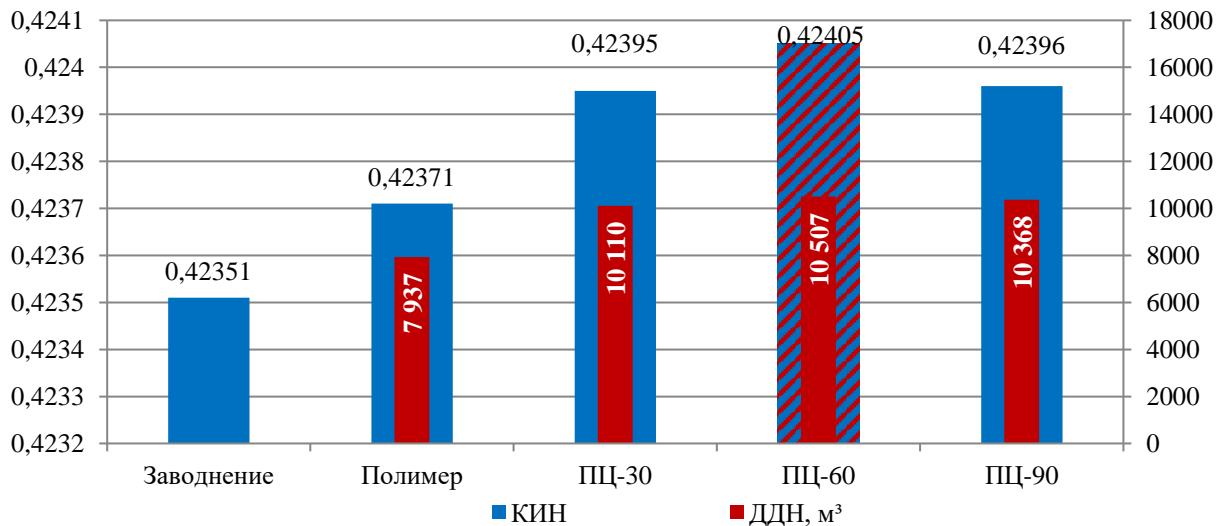


Рис. 5 – Конечный КИН и дополнительная добыча нефти в вариантах полимерного воздействия совместно с циклической закачкой. Полимер закачивается в начале циклирования

Моделирование показало, что ДДН от совместного применения двух технологий выше на 8.4 %, чем простая сумма ДДН от циклического заводнения-16.3 % и полимерного воздействия – 75.3 %, т. е. проявляется синергетический эффект.

Далее моделировалась закачка полимера в последние полгода циклического воздействия с полупериодами 30, 60 и 90 суток до перехода на стационарное заводнение.

Эффект по КИН оказался выше на 0.00015 д. ед., чем в предыдущем случае, однако если сравнивать по дополнительной добыче, то он ниже на 4401 т нефти, так как воздействие полимера происходит позже, а значит при большей обводненности и выработанности запасов участка.

Наибольшая эффективность по КИН достигается при закачке полимера в конце циклики. Если же оценка дополнительной добычи ведется по отраслевому методу, то вариант закачки полимера в начале циклики имеет наилучшие показатели. В обоих вариантах лучшим остается вариант с полуциклом закачки в 60 суток.

Порядок применения полимера при комплексировании циклического заводнения влияет на результат, но оптимальный полупериод при этом остаётся неизменным.

Таким образом, на основании моделирования полимерно-циклического воздействия можно сделать следующие выводы:

- эффект от полимерного воздействия проявляется не одновременно с началом закачки (при объемах закачки 54 тыс. м³), а спустя полгода;
- максимальный прирост в добыче нефти - через год после окончания закачки полимера;
- примерно через полтора года после окончания полимерно-циклического воздействия на пласт эффект заканчивается и кривые добычи проходят ниже базовой кривой (обычное заводнение).

Методики оценки эффективности меняют показатели вариантов воздействия. На момент завершения эффекта по промысловой оценке дополнительная добыча будет

выше, чем, если ее оценивать по завершению разработки с изменением коэффициента охвата (конечный КИН).

Результаты теоретических и численных расчетов показали, что технология полимерного воздействия в комплексе с циклическим заводнением приводит к проявлению синергетического эффекта и в таком случае является потенциально перспективным методом увеличения нефтеотдачи с повышением КИН.

В четвертой главе исследуются результаты моделирования технологий на трещиновато-пористых коллекторах. При этом коэффициент проницаемости матричной породы по напластованию на сеточных блоках распределялся вероятностным образом в пределах от 0.0001 до 1.38 мкм² (среднее значение 0,047 мкм²), а проницаемость трещин бралась постоянной (значение оговаривается в конкретных расчетах). По оси z коэффициент проницаемости матричной породы отличался от коэффициента проницаемости по напластованию на множитель 0.1, а трещин – на множитель 0.5.

Вначале *моделировалось циклическое заводнение*. Циклирование осуществлялось с длительностью полупериодов в 5, 15, 30, 60, 90 суток. На добывающей скважине задавалось забойное давление 9 МПа, на нагнетательных – приемистость 75 м³/сут при технологическом ограничении на забойное давление в 32 МПа, что делает результаты расчёта максимально приближенными к реальности.

При исследовании *влияния на нефтеизвлечение доли пористости трещин в общей пористости* было рассмотрено три варианта, в которых общая пористость равнялась 0.2, а пористость матричной породы и трещин составляли соответственно 0.184 и 0.016, 0.192 и 0.008, 0.196 и 0.004. Расчеты показали, что чем больше трещинная пористость, тем меньше конечный КИН (рис. 6).

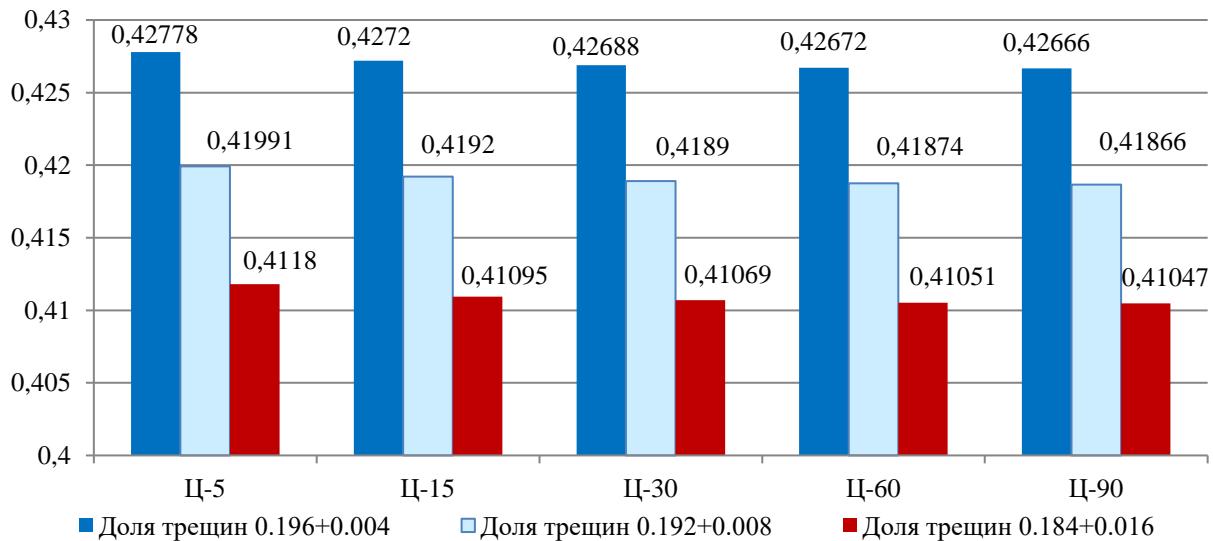


Рис. 6 – Сравнение конечного КИН в зависимости от трещиноватости коллектора и длительности полупериода циклической закачки

В области малой трещиноватости волны давления, накладываясь на разность давлений в блоках и трещинах, интенсифицируют массообменные процессы между ними, причём, чем короче полуцикл, тем интенсивнее перетоки. Этот результат

справедлив только в окрестности малых значений трещинной пористости, что характерно для терригенных коллекторов.

В общем случае зависимость КИН от доли трещин в коллекторе носит немонотонный характер и при смещении в область большой трещиноватости КИН возрастает, так как, в соответствии с функциями относительных фазовых проницаемостей, снижается доля остаточной нефтенасыщенности в трещинах (рис. 7).

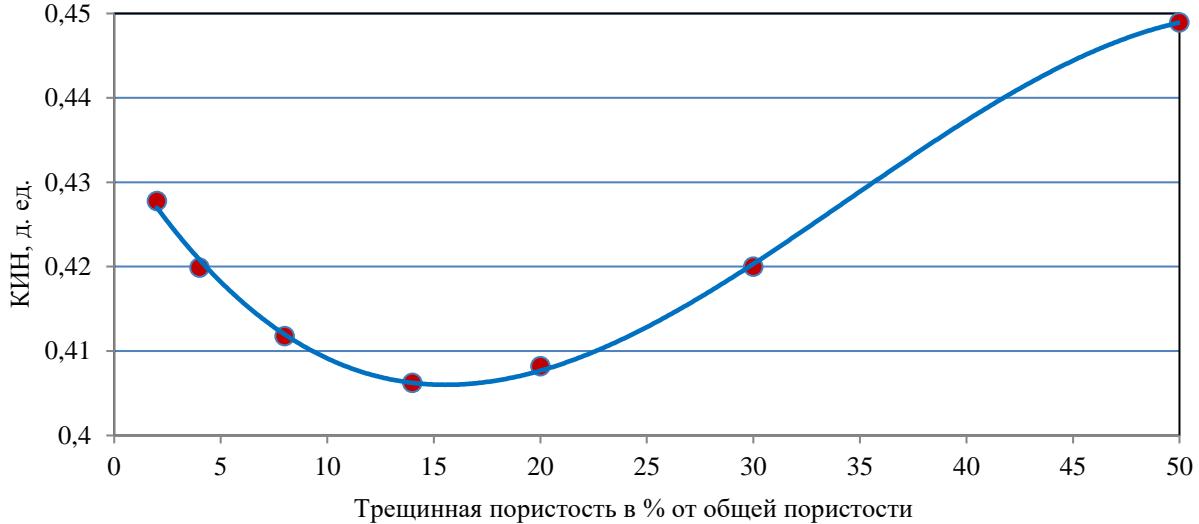


Рис. 7 – Зависимость КИН от трещиноватости

Влияние проницаемости трещин на конечный КИН оценивалось на примере наиболее успешного варианта с полупериодом закачки в 5 суток соотношении пористости блоков и трещин: 0.192 и 0.008.

Расчеты в области нереально высоких значений проницаемости трещин, как второй среды в модели фильтрации, выполнены в качестве вычислительного эксперимента с целью выяснения вида зависимостей. Они показали, что с ростом проницаемости трещин нелинейно снижается КИН.

От проницаемости трещин существенно зависит и время разработки залежи. Анализ зависимости времени разработки объекта и объема вытесняющего агента, требуемого для достижения обводненности продукции 98 %, от проницаемости трещин показал, что для достижения конечного КИН при проницаемости 20 мкм^2 требуется закачать самый большой объем воды и, соответственно, требуется самое большое время разработки залежи.

Далее моделировалось циклическое заводнение совместно с закачкой полимера в условиях трещиновато-пористого коллектора. При этом в первом эксперименте фиксировалась длительность закачки полимера (в течение полугода с момента начала циклической закачки). В остальном условия остались прежними (рис. 8).

По расчетам текущая добыча нефти при полимерном воздействии на рассматриваемом промежутке времени оказалась выше, чем при полимерно-циклическом воздействии, что явилось следствием сравнительно меньшей массы закачанного полимера при полимерно-циклическом воздействии из-за действия ограничения по забойному

давлению на нагнетательных скважинах. Вместо 3.2 т полимера (такое количество полимера было закачано при непрерывном полимерном воздействии) по вариантам полимерно-циклического воздействия было закачано 1.33 т.

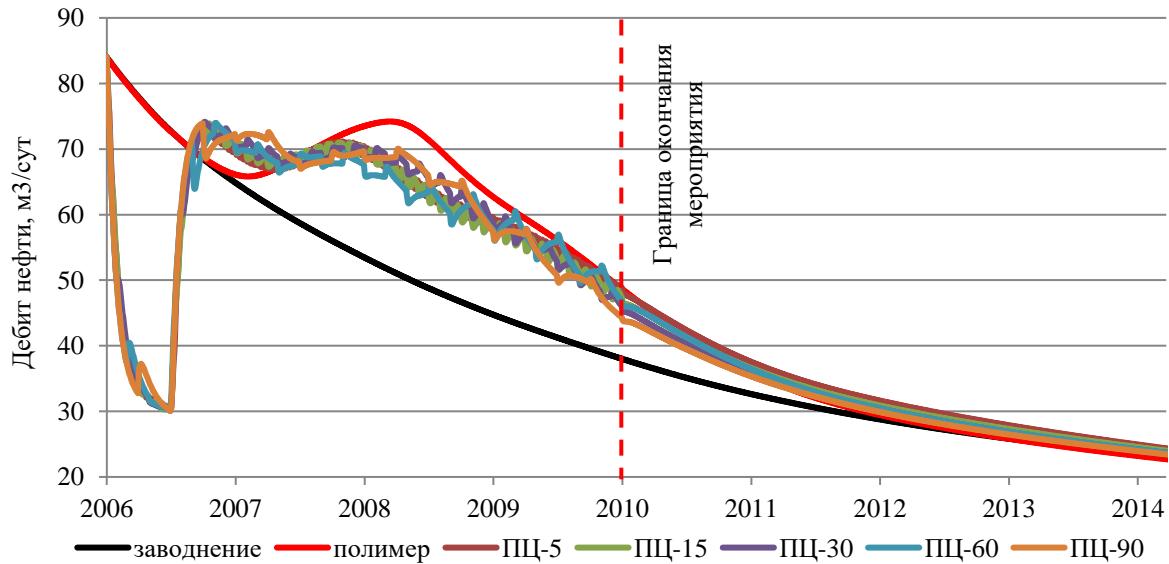


Рис. 8 – Дебит нефти при обычном заводнении, полимерном воздействии и при циклической закачке совместно с полимером при различных полупериодах. Расчет на модели двойной пористости и двойной проницаемости

Из расчетов следует, что с учетом ограничения отборов в момент циклирования во всех вариантах снижается дополнительная добыча нефти в сравнение с обычной закачкой полимера, где компенсации отбора закачкой находится в 100 % балансе - вследствие этого нет отрицательных эффектов и соответственно высокая эффективность. При полимерном воздействии (масса полимера 1.33 т) удельная добыча на 1 т полимера составляет 9.76 тыс. м³ нефти, при закачке 1.33 т полимера с полупериодом в 5 суток – 9.6 тыс. м³.

Несмотря на отставание в добыче в период циклирования от полимерного воздействия, конечный КИН при полимерно-циклическом воздействии оказывается выше (на 0.32 %), т. е. проявился синергетический эффект от одновременного применения двух методов повышения нефтеизвлечения – циклического и полимерного воздействий.

Для оценки влияние концентрации полимера на конечный коэффициент нефтеизвлечения проведены расчёты, при которых концентрация полимера в два раза ниже, но длительность закачки увеличена в два раза. Качественно зависимость КИН от длительности полуцикла сохранилась, но при меньших показателях. Таким образом, экономически выгоднее закачать полимер высокой концентрации, чем такое же количество полимера низкой концентрации.

Далее проводился эксперимент, где фиксировалась масса закачанного полимера (3.2 т) как при непрерывном полимерном воздействии.

Дополнительная добыча при полимерном воздействии в «чистом виде» с закаченной массой полимера в 3.2 т, когда компенсация отбора закачкой находится в 100

% балансе, составляет 20.039 тыс. м³, удельная добыча на 1 т полимера составляет 6.26 тыс. м³ нефти.

Во всех вариантах при полимерно-циклическом воздействии, ввиду ограничения отборов в момент циклирования и, соответственно, закаченной меньшей массы полимера (1.33 т), дополнительная добыча нефти снижается. Но по удельному показателю на 1 т полимера дополнительная добыча выше, чем при обычном полимерном воздействии и максимально в варианте с закачкой с полупериодом в 5 суток достигается 9.6 тыс. м³. В экспериментах с 3.2 т полимера удельная дополнительная добыча нефти ниже и максимально составляет в варианте с закачкой с полупериодом в 5 суток 5.96 тыс. м³ нефти.

В таблице 3 приведены результаты расчетов вариантов технологий.

Таблица 3

Сводная таблица эффективности
(составил В.В. Баушин)

Параметр	Базовый (завод-е)	полимер	Ц-5	Ц-15	Ц-30	Ц-60	Ц-90	Ц-120
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Циклическое заводнение								
Время экспл-и мес-я, сут	13147		13077	13076	13042	13046	13042	13040
КИН конечный, д. ед.	0.42351		0.42371	0.42367	0.42375	0.42373	0.42372	0.42372
Доп. добыча нефти, м ³			811	992	1756	1729	1746	1698
Прирост % к КИН			0.27	0.34	0.57	0.56	0.57	0.56
Различная сжимаемость системы, вариант 1								
Время экспл-и мес-я, сут	13079		13008	13007	12975	12979	12976	12974
КИН конечный, д. ед.	0.4291		0.42928	0.42924	0.42932	0.4293	0.42929	0.4291
Доп. добыча нефти, м ³			991	1051	1828	1682	1817	1831
Прирост % к КИН			0.49	0.52	0.90	0.83	0.90	0.91
Различная сжимаемость системы, вариант 2								
Время экспл-и мес-я, сут	13080		12993	13002	12973	12978	12976	12974
КИН конечный, д. ед.	0.42907		0.42936	0.42925	0.42931	0.42927	0.42927	0.42926
Доп. добыча нефти, м ³			1497	1113	1748	1687	1815	1827
Прирост % к КИН			0.74	0.55	0.86	0.83	0.90	0.90
Различная сжимаемость системы, вариант 3								
Время экспл-и мес-я, сут	13083		12946	12986	12966	12977	12976	12975
КИН конечный, д. ед.	0.42901		0.4295	0.42928	0.4293	0.42923	0.42922	0.42922
Доп. добыча нефти, м ³			1879	1357	1845	1724	1823	1829
Прирост % к КИН			0.93	0.67	0.91	0.85	0.90	0.90
Полимерно-циклическое воздействие, закачка полимера в начале циклики (масса полимера 3.2 т)								
Время экспл-и мес-я, сут	13147	50433			12711	12672	12712	
КИН конечный, д. ед.	0.42351	0.42371			0.42395	0.42405	0.42396	
Доп. добыча нефти, м ³		7937			10110	10507	10368	
Уд. доп.. добыча н., м ³ /1 т полимера		2480			3159	3283	3240	
Прирост % к КИН		1.96			2.50	2.60	2.56	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Полимерно-циклическое воздействие, закачка полимера в конце циклики (масса полимера 3.2 т)								
Время экспл-и мес-я, сут	13147	50503			12777	12740	12778	
КИН конечный, д. ед.	0.42351	0.42381			0.424	0.4242	0.42396	
Доп. добыча нефти, м ³		4159			6082	6106	6102	
Уд. доп. добыча н., м ³ /1 т полимера		1300			1901	1908	1907	
Прирост % к КИН		1.35			1.96	1.98	1.98	
Трещиновато-пористые коллектора, полимерно-циклическое воздействие (масса полимера 1.33 т)								
Время экспл-и мес-я, сут	14404	50904	13506	13633	13673	13693	13744	
КИН конечный, д. ед.	0.42649	0.42651	0.42789	0.42729	0.42696	0.42684	0.42673	
ВНФ	12.32		11.41	11.56	11.61	11.63	11.7	
Доп. добыча нефти, м ³		12688	12773	10992	10583	10243	9661	
Уд. доп. добыча н., м ³ /1 т полимера		9765	9604	8265	7957	7702	7264	
Прирост % к КИН		4.5	4.0	3.4	3.3	3.2	3.1	
Трещиновато-пористые коллектора, полимерно-циклическое воздействие (масса полимера 3.2 т)								
Время экспл-и мес-я, сут	14404	50657	12958	13033	13048	13099	13073	
КИН конечный, д. ед.	0.42649	0.42654	0.4279	0.42734	0.42705	0.42687	0.42684	
ВНФ	12.32		10.71	10.8	10.83	10.88	10.86	
Доп. добыча нефти, м ³		20039	19074	17900	17677	16998	17240	
Уд. доп. добыча н., м ³ /1 т полимера		6262	5961	5594	5524	5312	5388	
Прирост % к КИН		6.9	5.8	5.5	5.4	5.2	5.3	

Видно, что для выбранных параметров моделируемых технологий:

- полимерное воздействие в силу малых объёмов закачиваемого полимера не-значительно лучше обычного стационарного заводнения, а эффект от циклики с полимером максимальный даже при малых объёмах;
- наибольшая эффективность по конечному КИН в трещиновато-пористых пла-стах при циклическом и полимерно-циклическом воздействиях достигается при самой короткой длительности полуцикла;
- комплексирование циклического заводнения с закачкой полимера, несомненно, увеличивает эффективность мероприятия по конечному КИН, но сопряжено с возможным снижением приемистости нагнетательных скважин вследствие ограничения по давлению нагнетания из-за повышенной вязкости закачиваемого раствора. Как следствие – более низкая эффективность по отраслевой методике на конец эффекта по сравнению с обычным полимерным воздействием.

Далее в эксперименте моделировалась закачка полимера в течение всего периода циклического воздействия (в течение четырех лет). Масса полимера в каждом варианте составлял приблизительно 10 т. В вариантах обычной закачки полимера дополнительная добыча больше, так как сохранялся баланс отбора и закачки. Так удельная добыча на 1 т полимера при закачке 25 т полимера составляет 3.1 тыс. м³ нефти, 10 т – 4.6 тыс. м³, при закачке 10 т полимера в циклическом режиме – 3.04 тыс. м³ нефти. Из

этого можно сделать вывод, что, комплексируя методы, важно учитывать условие возможности сохранения объемов закачки при необходимой 100 % компенсации отборов.

Классическая оценка эффективности любого ГТМ чаще всего проводится в точке схождения, когда добыча нефти по базовому варианту и добыча по варианту с ГТМ совпадают. Как показывают расчеты, лучший вариант на этот момент времени может оказаться не лучшим по конечному КИН.

В расчетах, где пористость матричной породы и трещин составляла 0.196 и 0.004 (доля трещин 2 %) во всех вариантах КИН выше, чем без него.

Следует отметить, что через некоторое время после проведения ГТМ может наблюдаться отрицательный эффект, который проявляется в том, что текущая добыча нефти опускается ниже, чем в базовом варианте, и который может отличаться в вариантах, как по продолжительности, так и по величине отрицательного эффекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты работы демонстрируют один из путей совершенствования технологий циклического и полимерного заводнения терригенных пластов путем их комбинированного применения. Получены следующие новые знания, имеющие прикладной характер.

1. Предложен методический подход для определения оптимальной длительности полуцикла технологии циклического заводнения нефтяных пластов. В отличие от существующих методов, данный подход учитывает дополнительные факторы, включая выделение классов коллекторов по абсолютной проницаемости, по которым можно рассчитать набор длительностей полуциклов, а затем выбрать оптимальный вариант на основе гидродинамического моделирования. Метод сочетает формулу М. Л. Сургучёва с полномасштабными гидродинамическими расчетами, и применим к различным схемам воздействия, адаптированным под геолого-физические свойства конкретного коллектора.

2. По результатам проведенных вычислительных экспериментов по циклическому воздействию на нефтяные пластины было выявлено, что:

➤ циклическое воздействие эффективно при любой (разумной) длительности полуцикла, но существует оптимальная длительность полуцикла, при которой достигается наибольший эффект;

➤ при одинаковых параметрах пласта объекту, имеющему меньшие размеры (большую плотность сетки скважин), соответствует меньший оптимальный полупериод циклического воздействия;

➤ со снижением сжимаемости пластовой системы оптимальная длительность полуцикла уменьшается, КИН увеличивается (прирост 0.90 % к КИН);

➤ при комплексировании циклического заводнения с закачкой полимера эффективность возрастает, а оптимальная длительность полуцикла увеличивается.

3. Также было определено следующее:

3.1. эффект от закачки полимера проявляется не одновременно с началом закачки, а спустя полгода, и достигает своего максимума через год после её окончания;

3.2. прирост в добыче от полимерно-циклического воздействия на пласт больше, чем простая сумма приростов только от циклического воздействия и только от полимерного воздействия, т. е. проявляется синергетический эффект комплексирования технологий по увеличению охвата заводнением (цифры из таблицы);

3.3. время применения полимера при комплексировании с циклическим заводнением влияет на результат, но оптимальный полупериод при этом остаётся неизменным.

4. На моделях пластов с двойной пористостью и проницаемостью было доказано, что:

4.1. зависимость КИН от доли трещин в коллекторе носит немонотонный характер и имеет минимум, а при смещении в область большой трещиноватости КИН возрастает, т. к. возрастает роль трещин, в которых доля остаточной нефти ниже, чем в блоках;

4.2. с ростом проницаемости трещин КИН снижается нелинейно.

5. Результаты расчетов показали, что:

5.1. выгоднее закачать полимер высокой концентрации, чем такое же количество полимера низкой концентрации при увеличенной длительности закачки;

5.2. при планировании полимерно-циклического воздействия на пласт важно учитывать условие технологического ограничения с целью сохранения объёмов стационарной закачки для компенсации отборов;

5.3. лучший вариант мероприятия по отраслевому методу (на конец эффекта) может не совпадать с оптимальным вариантом по конечному КИН.

Таким образом, работа вносит вклад в совершенствование методов повышения нефтеотдачи и оптимизацию процессов разработки месторождений с применением циклического заводнения и полимерно-циклического воздействия.

Основные результаты работы опубликованы в следующих научных трудах

В изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. Взгляд специалиста. Инновационное проектирование объектов нефтегазового сектора в России: утопия или реальность? / Ю.А. Волков, Г.А. Ковалева, В.В. Баушин [и др.] // НефтьГазНовации. – № 3. – 2012. – С. 8-15.
2. Цифровой инжиниринг: инновации в сфере нефтегазового проектирования / В.В. Баушин, С.В. Садовников, В.М. Захаров [и др.] // НефтьГазНовации. – № 9. – 2019. – С. 62-70.
3. Баушин, В.В. Метод подбора длительности полуцикла при циклическом заводнении нефтяных пластов / В.В. Баушин, А.И. Никифоров, Р.Г. Рамазанов // НефтьГазНовации. – № 2 (255). – 2022. – С. 51-55.

4. Баушин, В.В. Особенности организации и моделирования процесса нестационарного циклического заводнения / В.В. Баушин, А.И. Никифоров, Р.Г. Рамазанов // НефтьГазНовации. – № 5 (528). – 2022. – С. 37-41.
5. О нефтеотдаче трещиновато-пористых пластов при циклическом и полимерно-циклическом заводнении / В.В. Баушин, Р.Х. Муслимов, А.И. Никифоров, Р.Г. Рамазанов // Нефтяное хозяйство. – № 1. – 2023. – С. 40-43
6. Дулкарнаев, М.Р. Повышение эффективности нефтеизвлечения с применением комплексных методов увеличения нефтеотдачи при разработке низкопроницаемых коллекторов месторождения "Дружное" / М.Р. Дулкарнаев, В.В. Баушин, М.В. Исаева // НефтьГазНовации. – № 11. – 2011. – С 6-9.
7. Обоснование применения нестационарного заводнения и совершенствование системы поддержания пластового давления на месторождении Дружное / М.Р. Дулкарнаев, А.А. Вильданов, В.В. Баушин, В.Н. Гуляев // Нефтяное хозяйство. – № 4. – 2013. – С. 104-106.
8. Компьютерные модели для анализа эффективности методов воздействия на пласт: Монография / В.В. Шелепов, Д.В. Булыгин, Р.Г. Рамазанов, В.В. Баушин. – Москва: КДУ, Университетская книга, 2017. – 232 с. ISBN 978-5-91304-739-7.
9. Расчет полимерного заводнения нефтяного пласта по модели фильтрации с фиксированной трубкой тока / А.Б. Мазо, К.А. Поташев, В.В. Баушин, Д.В. Булыгин // Георесурсы. – 2017. – Т. 19. – № 1. – С. 15-20.
10. Баушин, В.В. Об оценке эффекта от применения методов повышения нефтеотдачи на примере циклического и полимерно-циклического воздействия / В.В. Баушин, И.Н. Хакимзянов, А.И. Никифоров // Нефтяная провинция. – 2023. - № 3 (35). – С. 84-93.