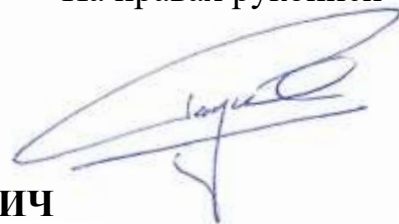


Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти  
(ТатНИПИнефть) ПАО "Татнефть" имени В.Д. Шашина

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

**ДИССЕРТАЦИЯ**  
на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель  
доктор технических наук, профессор  
Хакимзянов Ильгизар Нургизарович

Бугульма – 2025

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ .....	12
1.1 Основные положения технологии нестационарного заводнения .....	12
1.2 История изученности вопроса нестационарного воздействия .....	13
2 МИРОВОЙ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ .....	28
2.1 Нестационарные методы заводнения.....	28
2.1.1 Отечественный опыт применения .....	28
2.1.2 Примеры подбора длительности полупериода закачки и схемы циклирования .....	39
2.2 Полимерное заводнение .....	46
2.2.1 Зарубежный опыт применения полимерного воздействия .....	46
2.2.2 Современный опыт применения полимерного воздействия.....	51
3 ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ И МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ.....	56
3.1 Параметры геолого-гидродинамической модели, используемой для экспериментов .....	56
3.2 Влияние на нефтеизвлечение длительности полупериода закачки.....	60
3.3 Методический подход подбора полупериода закачки при циклическом заводнении .....	64
3.4 Влияние на нефтеизвлечение расстояния между нагнетательными скважинами.....	67
3.5 Влияние на нефтеизвлечение сжимаемости системы .....	71
3.6 Влияние на нефтеизвлечение закачки полимера при нестационарном заводнении .....	76
3.6.1 Полимерное воздействие .....	77
3.6.2 Закачка полимера в начале циклического воздействия.....	79
3.6.3 Закачка полимера в конце циклического воздействия .....	82
3.6.4 Некоторые замечания и выводы .....	87
4 ЦИКЛИЧЕСКОЕ ЗАВОДНЕНИЕ И ПОЛИМЕРНО-ЦИКЛИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ПЛАСТОВ .....	88
4.1 Циклическое заводнение .....	89
4.1.1 Влияние на нефтеизвлечение доли пористости трещин в общей пористости.....	90

4.1.2	Влияние на нефтеизвлечение проницаемости трещин .....	92
4.2	Полимерно-циклическое воздействие .....	93
4.2.1	Фиксированная длительность закачки полимера.....	94
4.2.2	Фиксированная масса закачанного полимера .....	97
4.2.3	Закачка полимера в течение всего времени циклирования .....	102
4.3	Еще раз об оценке эффекта от применения методов повышения нефтеизвлечения .....	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....		107
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....		109
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....		129
СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ .....		130
СПИСОК РИСУНКОВ.....		131

## ВВЕДЕНИЕ

### 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 электроэнергию, транспортировку и подготовку добываемой продукции. Регулирование объёмов закачки воды и отбора жидкости и повышение эффективности нефтеизвлечения являются главными проблемами снижения затратной части при добыче нефти. Поэтому научные изыскания, посвященные проблемам рациональной разработки, увеличения коэффициента нефтеизвлечения, 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 жидкости [30, 40, 83, 114, 120, 126]. Согласно классификации, приведенной в источнике [140], технологии нестационарного воздействия различаются по способам создания переменного поля давления и особенностям промышленной реализации. Выделяют следующие виды нестационарного воздействия:

1. периодическая эксплуатация высокообводненных добывающих скважин или ограничение отборов жидкости из них;

2. форсированный отбор жидкости;
3. избирательное увеличение приемистости групп нагнетательных скважин для выравнивания фронта заводнения;
4. снижение скорости потоков пластовой жидкости для интенсификации обмена между слоями коллектора за счет действия капиллярных и гравитационных сил. Ограничение отборов жидкости в целях недопущения образования водных конусов в зонах естественных и техногенных контактных водонефтяных зон;
5. периодическая остановка нагнетательных скважин или ограничение объёмов закачиваемой воды;
6. снижение остаточной нефтенасыщенности в заводненной зоне пласта за счет уменьшения пластового давления ниже давления насыщения и разгазирования нефти.

Представленные выше виды нестационарного воздействия могут объединяться в комбинированные технологии воздействия.

В данной работе исследование эффективности циклического воздействия предусматривает изменение режима нагнетания воды в пласт по группам нагнетательных скважин с целью создания в нем нестационарных перепадов давления, способствующих включению в работу прослоев, зон и участков коллекторов с пониженной проницаемостью, ранее не охваченных заводнением. При этом между участками с различной проницаемостью, как по площади, так и по разрезу создаются дополнительные градиенты давления, которые обуславливают перетоки жидкости между блоками и системами трещин, создаются условия для нарушения равновесия капиллярных сил. Эти процессы обеспечивают дополнительное вытеснение нефти из низкопроницаемых нефтенасыщенных прослоев и элементов, т. е. увеличивают коэффициент охвата, а, следовательно, и на нефтеизвлечение.

Метод нестационарного заводнения применим как на ранней, так и на поздней стадии разработки, можно использовать на высокообводненных месторождениях, разрабатываемых методом обычного стационарного заводнения.

Для месторождений, вступивших в заключительную стадию разработки, характерно массовое выбытие скважин из действующего фонда. При этом наруша-

ется регулярность сетки скважин, система заводнения начинает преобразовываться в очаговую или избирательную. Для таких залежей для получения эффекта от воздействия требуется создание оптимальной технологии нестационарного заводнения.

Учет совокупности данных по распределению фильтрационно-емкостных свойств, взаимовлиянию скважин, производительности скважинного оборудования позволяет наиболее эффективно организовать нестационарное заводнение на месторождении с минимальными рисками и максимальной выгодой для компании.

Преимущество нестационарного заводнения заключается в ее низкой стоимости, при этом эффект от технологии может достигать значимых величин (10...15 % от накопленных отборов за время применения технологии) [36].

Таким образом, 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.

**Цель диссертационной работы** - совершенствование технологий циклического и полимерно-циклического заводнений 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.

### **Объект и предмет исследования**

Для численных экспериментов использовались слоистая неоднородная структура, содержащая геологические тела с высокими и низкими ФЕС, воспроизводящая основные особенности природных резервуаров – наличие высокопрводящих каналов и слабопроницаемых включений. Предметом исследования является технология циклического заводнения в комплексе с полимерным воздей-

ствием на нефтяные пласты в условиях проницаемостной неоднородности залежи нефти с учетом влияния технологических факторов.

### **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  $0.472 \text{ мкм}^2$  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 –  $0.472 \text{ мкм}^2$  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 не-монотонный характер – убывает с ростом трещиноватости, достигает минимума и далее возрастает. Минимум достигается при 15 % трещинной пористости от общей пористости при проницаемости матричной породы  $0.472 \text{ мкм}^2$  и трещин  $2.5 \text{ мкм}^2$  (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, обобщение разработанных рекомендаций и проведения 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 основе них, 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 месторождения Западной Сибири и Поволжья.

### **Структура и объём работы**

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

### **Благодарности**

Автор выражает благодарность своему научному руководителю доктору технических наук, 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 РАЕН 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 факультет МГУ имени М.В. Ломоносова Шпурова И.В., Шелепова В.В., Рамазанова Р.Г., Реймерса А.Н.

# **1 СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

## **1.1 Основные положения технологии нестационарного заводнения**

При стационарном заводнении неоднородных пластов часть запасов нефти в низкопроницаемых прослоях остается не охваченными процессом заводнения. При этом попытки доизвлечения таких запасов сопровождаются большими объемами попутно добываемой воды. Нестационарные состояния, обусловленные попеременно изменяющимися по величине и направлению градиентами гидродинамического давления, создают условия для внедрения нагнетаемой воды в застойные нефтенасыщенные малопроницаемые зоны и каналы и перемещения из них нефти в зоны активного дренирования.

В промысловых условиях при искусственном заводнении нестационарное давление в пласте может быть создано периодическим изменением объема нагнетаемой воды и добываемой жидкости.

Суть технологий нестационарного заводнения состоит в целенаправленном изменении градиентов пластового давления и использовании пластовых упругих сил с целью достижения более полного охвата заводнением гидродинамически взаимосвязанных нефтенасыщенных участков неоднородного пласта.

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., Оганджаниянц В.Г., Сургучев М.Л.). Была подана заявка на авторское свидетельство "Способ разработки нефтяных месторождений". Физический смысл циклического воздействия был интерпретирован следующим образом: "Способ предусматривает увеличение упругого запаса пластовой системы путем периодического повышения и снижения давления нагнетания воды. Это является предпосылкой для возникновения внутри пласта нестационарных перепадов давления и соответствующих нестационарных перетоков жидкости между слоями (участками) разной проницаемости. При этом в полуцикл повышения давления нагнетания вода из слоев с большей проницаемостью внедряется в

малопроницаемые слои, а в полувсплеск снижения давления нефть из малопроницаемых прослоев перемещается в высокопроницаемую часть коллектора" [9, 21, 46, 47, 53, 138].

Циклическое заводнение представлялось совокупностью двух неразрывно связанных процессов – гидродинамическим внедрением закачиваемой воды в коллекторы под действием перераспределения давления из-за неоднородности среды и капиллярной пропиткой (замещением) нефти водой в низкопроницаемых зонах пласта, вызываемой высокой неоднородностью среды [9].

## **1.2 История изученности вопроса нестационарного воздействия**

Предположение об эффективности нестационарности процесса было высказано М. Л. Сургучевым в конце 50-х годов XX в. по результатам периодического характера разработки залежи пласта Б<sub>2</sub> месторождения Яблоневый овраг и основного пласта Ново-Степановского участка Калиновского месторождения [121]. Периодические остановки эксплуатации данных залежей по техническим и природно-климатическим причинам способствовало снижению обводненности продукции скважин. Были сделаны приближенные расчеты для двухслойного пласта, которые показали, что при существующем оборудовании для нагнетания путем изменения режима работы скважин можно интенсифицировать добычу нефтяного пласта.

В 1964 г. данный метод был применен впервые на Губкинском месторождении Куйбышевской области, где дал хорошие результаты и в последующее время быстро распространился на другие месторождения Куйбышевской области и Татарской АССР. С начала 70-х гг. метод стали внедрять на нефтяных месторождениях Тюменской области (Усть-Балыкском, Западно-Сургутском и др.).

В 1965 г. группа авторов ВНИИ (А. А. Боксерман, А. И. Губанов, Ю. П. Желтов, А. А. Кочешков, В. Г. Оганджянц, М. Л. Сургучев) подали заявку на авторское свидетельство "Способ разработки нефтяных месторождений" [9].

В 1967 году в работе А. А. Боксермана и Б. В. Шалимова [30] для оценки результатов циклического воздействия на трещиноватые пласты была использована модель с двойной пористостью, в которой делается допущение, что обмен жидкостями между матричной породой и трещинами пропорционален разности давления в них. На основании выполненных оценок делается вывод, что «выбор слишком большой длительности полуцикла нецелесообразен, так как это может привести к излишнему удлинению общего времени циклического процесса».

Далее А. А. Боксерман и др. в работе [29, 129] и В. Г. Оганджаниянц [89] изучали вопросы неустановившейся фильтрации несмешивающихся жидкостей в пласте при периодическом изменении давления или расхода воды на линии нагнетания. Во всех этих работах реальный пласт представлялся в виде двухслойной системы с различной характеристикой слоев.

В 1977 г. во ВНИИнефть имени А. П. Крылова, после обобщения теоретических исследований и опыта применения циклического заводнения, предложена аналитическая модель. В результате в 1978 г. создано «Руководство по проектированию и применению циклического заводнения» [110]. В соответствии с разработанной моделью для расчета технологической эффективности слоисто-неоднородный пласт, изначально состоящий из набора многих слоев, преобразуется в двухслойный, сложное распределение проницаемости – в двухступенчатое [141].

В первый (высокопроницаемый) слой были сгруппированы все прослои с проницаемостью выше средневзвешенной по толщине пласта  $k_{ср}$ , во второй (низкопроницаемый) объединяются прослои, имеющие проницаемость ниже средневзвешенной по толщине пласта  $k_{ср}$ .

Если в осреднении участвуют проницаемости по  $N$  скважинам, на каждой из которых выделено  $L$  пропластков, то общее количество значений проницаемости, участвующих в осреднении, будет равно  $N \times L$ .

Математическое ожидание  $M|k|$  или среднее значение случайной величины проницаемости  $k_{ср}$  записано в следующем виде:

$$k_{cp} = M|k| = \frac{\sum_{i=1}^L k_i h_i}{\sum_{i=1}^L h_i} \quad (1)$$

Здесь  $L$  – число слоев (усредняемых значений проницаемости);

$k_i$  – проницаемость  $i$ -го прослая, мкм<sup>2</sup>;

$h_i$  – толщина  $i$ -го прослая, м.

По Сургучеву [119] средняя проницаемость объединенных слоев  $\bar{k}_1, \bar{k}_2$  определяется соотношениями:

$$\bar{k}_1 = \frac{\sum_{i \in \Omega_1} k_i h_i}{\sum_{i \in \Omega_1} h_i}, \quad \bar{k}_2 = \frac{\sum_{i \in \Omega_2} k_i h_i}{\sum_{i \in \Omega_2} h_i}, \quad (2)$$

где  $\Omega_1$  – множество прослоев с  $k_i < k_{cp}$ , число которых равно  $L_1$ ;

$\Omega_2$  – множество прослоев с  $k_i \geq k_{cp}$ , число которых равно  $L_2$ .

Толщина двух осредненных слоев определяется как:

$$\bar{h}_1 = \frac{\sum_{i \in \Omega_1} h_i}{L_1}, \quad \bar{h}_2 = \frac{\sum_{i \in \Omega_2} h_i}{L_2}, \quad (3)$$

где  $\bar{h}_1$  и  $\bar{h}_2$  – средняя толщина соответственно мало- и высокопроницаемого слоев, м;

Получается двухслойная модель пласта, характеризующаяся четырьмя параметрами:  $\bar{k}_1, \bar{k}_2, \bar{h}_1, \bar{h}_2$ . Очевидно, что чем выше проницаемостная неоднородность пласта по толщине, тем больше разнятся значения  $\bar{k}_1$  и  $\bar{k}_2$ .

При использовании такой двухслойной модели возникают трудности – модель работает корректно только при условии гидродинамической связи между пропластками [142].

Кроме рассмотренных параметров геологическая модель пласта должна быть охарактеризована коэффициентами удержания воды  $\beta$  и упругости породы и жидкости  $C$ .

Коэффициент удержания воды  $\beta$ , называемый коэффициентом использования воды, представляет собой долю воды, удержанной малопроницаемым слоем, поступившей в него из обводненного высокопроницаемого слоя:

$$\beta = \frac{V_1 - V_2}{V_1}. \quad (4)$$

Здесь  $V_1$  – объём воды, вошедшей в малопроницаемый слой в полуцикле повышения давления;

$V_2$  – объём воды, вышедшей из малопроницаемого слоя в полуцикле снижения давления.

Очевидно, что при  $\beta = 0$ , когда вода не удерживается в малопроницаемом слое, процесс циклического заводнения неэффективен.

В работе [68] показано, что коэффициент удержания воды  $\beta$  зависит от проницаемости и пористости коллектора, поверхностного натяжения и угла смачивания, вязкости нефти и воды, продолжительности цикла, скорости вытеснения в период понижения давления, расстояния, на которое вода перемещается в пористой среде в период повышения давления.

Лабораторные модели пористой среды, используемые при изучении нестационарного заводнения, воспроизводили наличие элементов малопроницаемых включений, блоков трещиновато-пористой среды, малопроницаемых слоев в слоистом пласте. С помощью этих моделей изучали процесс капиллярного удержания воды в пористых средах, смачиваемость пород, вязкость нефти, водонасыщенность, удельный расход воды, продолжительность циклов и др. [32, 61, 63, 64, 65, 74, 81, 102, 143].

Изучение зависимости полноты капиллярного удержания воды в малопроницаемых элементах пласта от продолжительности циклов показало, что степень удержания малопроницаемыми слоями внедрившейся в них воды зависит от продолжительности полуцикла снижения давления нагнетания.

Эксперименты также показали, что для обеспечения условий полного капиллярного удержания воды без существенного снижения скорости извлечения



нефти продолжительности циклов должны быть неодинаковы, возрастая с некоторого минимального значения до максимальной экономически допустимой величины, а также, что в пористой среде непрерывно происходит капиллярное перераспределение воды независимо от стадии процесса при повышении или понижении пластового давления.

При этом наряду с капиллярным перераспределением воды, внедренной в пористую среду принудительно, при циклическом воздействии на пласт, так же как и при стационарном заводнении, происходит противоточное капиллярное вытеснение нефти водой. В пористых средах объём воды в высокопроницаемых слоях достаточно велик, и капиллярная противоточная пропитка может наблюдаться на всех стадиях цикла. В этом случае эффективность циклического процесса определяется эффектами капиллярного перераспределения воды, принудительно закачанной в малопроницаемые включения, повышением пластового давления и противоточной капиллярной пропиткой, происходящей независимо от периодичности процесса заводнения. В трещиновато-пористых средах проявлением противоточной пропитки можно пренебречь, так как объём воды, содержащийся в трещинах, по сравнению с поровым объёмом невелик и вода быстро капиллярно внедряется в нефтесодержащие блоки. В трещиновато-пористых коллекторах эффективность нестационарных процессов определяется, прежде всего, капиллярным перераспределением воды, принудительно внедрившейся в блоки.

Результаты исследований влияния начальной водонасыщенности порового пространства на процесс капиллярного перераспределения нефти и воды при циклическом воздействии на пласт показали, что начальное водосодержание поровой среды способствует более скорому капиллярному перераспределению воды и, чем выше начальное водосодержание, тем интенсивнее происходит капиллярное перераспределение жидкостей.

Изучение вопроса с использованием математической модели, симулирующей процессы, протекающие в продуктивном пласте при циклическом воздействии, позволило не только раскрыть сущность метода и выявить основные фак-

торы, влияющие на эффективность циклического заводнения, но и прогнозировать технологический эффект [41].

Лабораторные эксперименты и опытно-промышленные работы по опробованию технологии в различных геолого-физических условиях в разных регионах России позволили констатировать, что метод применим практически на всех месторождениях, разрабатываемых заводнением, где пласты характеризуются неоднородностью по проницаемости. При этом между участками с различной проницаемостью создаются дополнительные градиенты давления переменного направления, которые обуславливают перетоки жидкости между блоком и системами трещин, создаются условия для нарушения равновесия капиллярных сил, что обеспечивает дополнительное вытеснение нефти.

Было выявлено, что данный метод будет наиболее эффективным для мощных слоисто-неоднородных пластов и для трещиновато-пористых коллекторов. Чем выше гидрофильность породы, тем выше способность воды удерживаться скелетом горной породы и она будет вытеснять нефть из пор, что также оказывает положительное влияние на эффективность применения метода циклического воздействия. Высокая газонасыщенность флюида также дает положительный эффект [122].

В работах [3, 42, 43, 50, 100, 135, 143, 146] было выявлено, что определяющее влияние на внедрение воды в низкопроницаемые пропластки оказывает амплитуда колебания давления.

Оптимальная частота смены циклов должна в каждом конкретном случае определяться в зависимости от упругих свойств коллектора и расстояния от линии нагнетания до текущего положения фронта вытеснения нефти закачиваемым агентом. При расчете частоты смены циклов основными критериями является упругая характеристика пласта, а также положение фронта нагнетания для каждой нагнетательной скважины.

Так, в работах [90, 137, 145] для определения длительности колебаний предлагается использование следующего выражения:

$$T = \frac{L^2}{2 \cdot K_{пвез}}, \text{ где} \quad (5)$$

$T$  – длительность полуцикла, сутки;

$K_{пвез}$  – средняя пьезопроводность пласта, Па<sup>-1</sup>;

$L$  – расстояние от нагнетательной скважины до фронта вытеснения нефти водой, м;

$$K_{пвез} = \frac{k}{\mu \cdot m \cdot (\beta_{жид} + \beta_{сред})}, \text{ где} \quad (6)$$

$k$  – средняя проницаемость пласта, мкм<sup>2</sup>;

$\mu$  – динамическая вязкость пластовой нефти, Па\*с;

$m$  – пористость, д. ед.;

$\beta_{жид}$ ,  $\beta_{сред}$  – коэффициент упругости жидкости и породы, 1/Па.

Представленное соотношение показывает, что чем хуже упругоёмкость пласта, тем меньше должен быть период полуцикла; по мере продвижения фронта вытеснения период полуцикла должен увеличиваться по квадратичной зависимости.

Методики осреднения проницаемости, как и среднего расстояния до фронта вытеснения в технологических ячейках, разные. Авторских методик и подходов много, с некоторыми из них можно ознакомиться в работах [7, 13, 45, 54, 87, 103].

В монографии [50] отмечается, что максимальное воздействие на пласты при циклической закачке достигается при колебаниях расхода на линиях нагнетания и на линиях отбора в противоположных фазах, то есть в период максимальной закачки вытесняющего агента в пласт отбор должен быть минимальным и, наоборот, в период минимальной закачки отбор должен быть максимальным. Анализ результатов численных исследований изменения интенсивности обмена жидкостями между слоями при различной продолжительности цикла, проведенный автором, показал, что с увеличением времени цикла интенсивность обмена сначала

возрастает, а затем практически становится постоянной. При этом амплитуда давления на линиях отбора и нагнетания с ростом времени цикла возрастает неограниченно. Отсюда вытекает основной принцип выбора продолжительности цикла – время цикла должно быть достаточно большим, чтобы циклический процесс протекал при максимальной интенсивности обмена, то есть с максимальным использованием запасов упругой энергии пласта, вместе с тем, продолжительность цикла ограничивается, чтобы колебания давления на линиях нагнетания и отборов не превосходили максимальных значений, допустимых техническими возможностями оборудования скважин [50].

Нестационарное воздействие на нефтяные пласты не влияет на коэффициент вытеснения, который определяется главным образом строением и свойствами вмещающих пород [14, 15, 19, 147].

Теоретические и экспериментальные исследования, а также результаты промысловых испытаний легли в основу руководящих документов по проектированию и промышленному внедрению технологии циклического заводнения [110, 111, 112, 113].

В августе 1974 г. Центральная комиссия по разработке нефтяных месторождений Министерства нефтяной промышленности приняла решение по новым и уже разрабатываемым месторождениям при составлении технологических схем их разработки использовать наряду с традиционными вариантами разработки и варианты с применением циклического заводнения.

Расчеты эффективности циклического заводнения велись для условий эксплуатационных объектов месторождений Западной Сибири, Татарии, Казахстана, а также для гипотетических пластов. На основании этого сформулированы важнейшие принципы проектирования технологии, обоснованы способы её технической реализации [1, 6, 10, 11, 12, 19, 31, 35, 37, 38, 82, 101, 104, 114, 121, 124, 125, 136]. При этом оценивалась эффективность воздействия с учетом особенностей геологического строения эксплуатационного объекта, выявлены благоприятные и неблагоприятные зоны для планируемых технологий нестационарных процессов.

В 2004 г. в КогалымНИПИнефть был предложен подход, расширяющий возможности моделирования послойной неоднородности. В предложенной четырехслойной модели геологические пропластки объединяются в группы высоко- и низкопроницаемые несвязные слои. Подобное усреднение параметров серьезно затрудняет оценку технологической эффективности объектов, характеризующихся высокой степенью фильтрационной неоднородности и высокой расчлененностью, смазывая детали их строения [7].

С переходом залежей на разработку с применением блоковых и блочно-замкнутых систем заводнения проводятся исследования технологии, где эффект от нестационарных процессов дополняется эффектом от смены направлений фильтрационных потоков. Наиболее часто применяемыми являются технологии ограничения притока воды и потокоотклоняющие технологии [2, 22, 23, 51, 82, 97]. При этом происходит перераспределение давления с изменением линий тока от нагнетательных скважин к эксплуатационным, и вовлекаются в разработку слабо дренируемые нефтенасыщенные зоны.

Технологии по повышению нефтеотдачи пластов основаны на химической природе реагентов и механизмах физико-химических процессов, приводящих к образованию из них в пластовых условиях блокирующего водоотклоняющего экрана. Наиболее распространены системы на основе полиакриламида [2, 75, 97, 106, 132, 133, 152, 153].

Закачка воды с полимерными добавками позволяет увеличить охват пласта процессом вытеснения за счет улучшения соотношения подвижностей закачиваемой жидкости и углеводородов в пласте, повышая коэффициент извлечения нефти. Классический вариант полимерного заводнения – это использование больших объемов (десятков процентов от объема пор пласта) растворов полимеров (примерно 0,05 % масс.) [62].

Известны также комплексные методы воздействия на нефтяной пласт путём закачки ПАА с другими компонентами. В работах [76, 161, 164] рассмотрены основные виды заводнений с применением полимеров.

Один из таких методов - мицеллярно-полимерное заводнение путем закачки смеси ПАВ, спиртов, растворителей нефти, воды и водного раствора ПАА, а также различных стабилизаторов, которые обеспечивают их устойчивость. В качестве углеводородной жидкости применяется сжиженный газ, керосин, лёгкая нефть. Важной составной частью раствора является вода. Применяют обычную пресную воду, но есть линейка полимеров, которые можно использовать с пластовой высокоминерализованной водой [116].

Также нашли широкое применение следующие комбинированные технологии: щелочно-полимерное (AP), ПАВ - полимерное (SP) и щелочь-ПАВ-полимерное заводнения (ASP).

При смешивании нескольких веществ существует вероятность образования мицелл смешанного строения. Свойства таких мицелл довольно сложно предсказать, компоненты разных ПАВ могут, как дополнять друг друга, т. е. проявлять синергию, так и оказывать негативное влияние. Однако использование смесей, состоящих из нескольких поверхностно-активных веществ, позволяет оптимизировать их свойства. Увеличение КИН может составлять до 18 % [99].

ASP - заводнение представляет собой последовательную закачку так называемых оторочек, закачивается раствор щелочного агента для предотвращения адсорбции ПАВ на породе, затем раствор ПАВ, который способствует снижению поверхностного натяжения на границе «вода-нефть», лишь затем закачивается раствор полимера, который вытесняет нефть из пласта. То есть их совместно использование взаимно усиливает действие друг друга [161, 164, 127, 130].

При использовании технологии ASP КИН увеличивается в диапазоне 15-25 %, причем зависит от концентрации полимера. Оптимальным в оторочках является содержание: щелочи - более 1 %, ПАВ - около 0,3 %, полимер - более 0,15 % [127].

Общая идея нагнетания смеси растворов щелочи, ПАВ и полимера состоит в достижении синергетического эффекта в целом [60].

Применение комплексных технологий нестационарного заводнения обеспечивает возможность довытеснения остаточной нефти на поздних стадиях разра-

ботки и повышения эффективности вытеснения нефти в высокообводненных и неоднородных по фильтрационно-емкостным свойствам коллекторах за счет увеличения объёмного охвата продуктивного пласта нагнетаемой водой [34, 139]. В результате уменьшается или стабилизируется обводненность добываемой жидкости и увеличиваются коэффициенты охвата и нефтеизвлечения.

Рассмотренные методы имеют следующие недостатки [148, 149]:

- резкое снижение приемистости вследствие возрастания кажущейся вязкости из-за деструкции молекул полимера в призабойной зоне;
- невозможность использования в условиях повышенной минерализации пластовых вод (солевая деструкция);
- не эффективен метод в однородных пластах с маловязкой нефтью (до 5 МПа×с);
- снижение эффективности с увеличением проницаемости коллектора (более 1,5 мкм<sup>2</sup>);
- низкая эффективность при обводненности более 70 %, после образования обширных промытых зон;
- увеличение образования отложений в добывающих скважинах;
- чувствительность метода к содержанию в закачиваемой воде двухвалентных катионов;
- реагенты для ASP требуют оптимальной минерализации и снижения солей жесткости в пластовой и закачиваемых водах;
- щелочи снижают эффективность действия полимера;
- возможна реакция щелочи с глинами, алюмосиликатами и т.д., что приводит к снижению проницаемости породы;
- более высокая коррозия наземного и подземного оборудования;
- образование стойких эмульсий, осложняющих процесс сбора и подготовки скважинной продукции;

- наибольшую эффективность технологии показывают в терригенных коллекторах, так как карбонатные коллектора усложняют процессы за счет наличия трещин и каверн.

К основным недостаткам относятся сложность технологии и большая потребность в химических реагентах, которые представлены в основном зарубежными производителями и являются дорогостоящими.

Также нужно отметить высокие капиталовложения из-за комплексных технологических установок, что ограничивает эффективность этой технологии.

В работах не рассмотрено применение данных технологий в циклическом режиме закачки. Метод, исследуемый в данной диссертации, предполагает значительное сокращение затрат на реагенты, а также ожидаемо несёт синергию от комплексного воздействия.

В работе [69] установлено, что чем выше сжимаемость пластовой системы, тем больше по величине должны быть градиенты давления и, соответственно, интенсивнее перетоки жидкости между неоднородными по проницаемости слоями нефтенасыщенных пород.

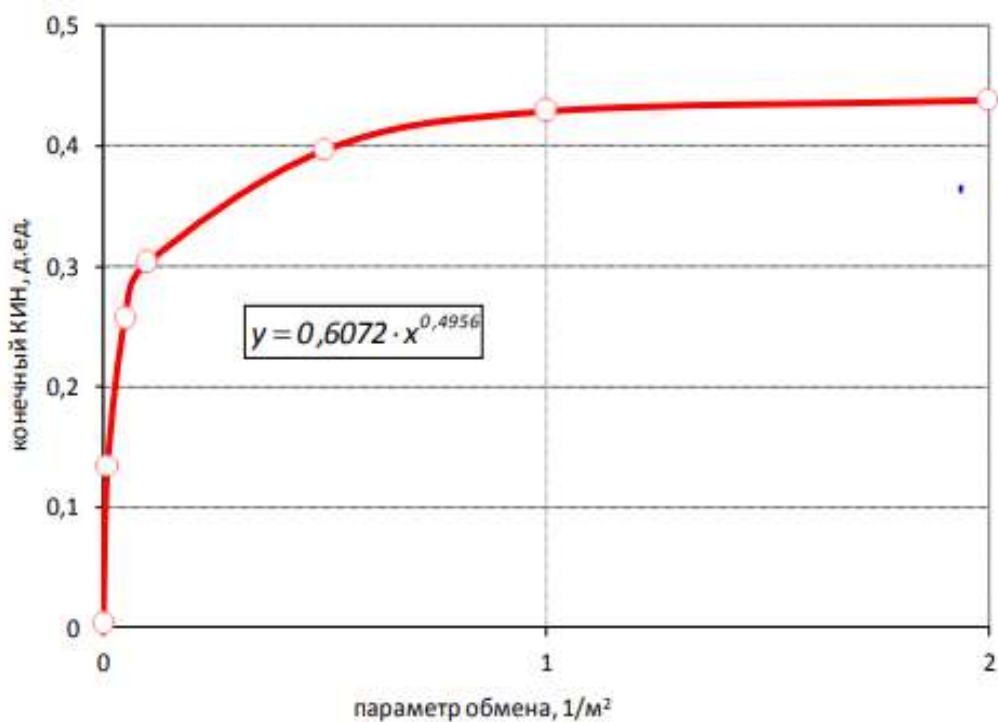
Использование методов и средств математического моделирования позволило определить оптимальные период циклического воздействия и режимы работы добывающих и нагнетательных скважин, избежать риски и более точно спрогнозировать эффективность от применения технологии с учетом совокупности данных по распределению фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Кроме того, при проектировании технологии циклического заводнения можно использовать различные системы размещения скважин, изменять режимы их работы и учитывать основные факторы, влияющие на эффективность циклического заводнения: слоистую и зональную неоднородность пласта с высокой степенью детализации; соотношение подвижностей нефти и воды; сжимаемость нефти, воды и породы; влияние капиллярных и гравитационных сил [48].

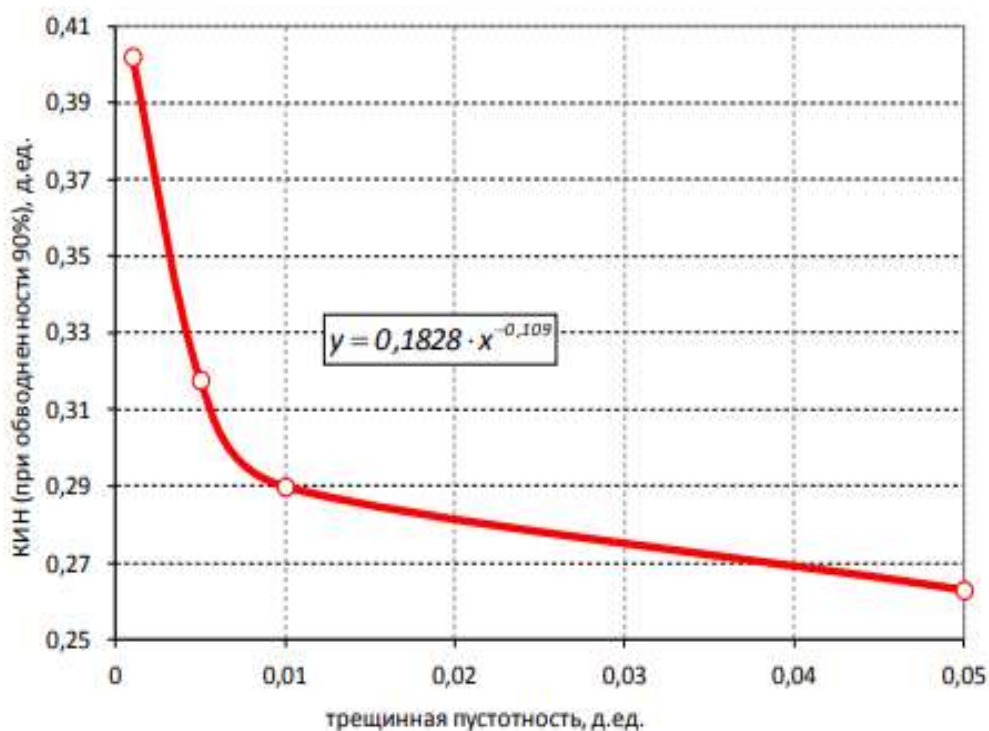
Вопросом исследований периодического гидродинамического воздействия в условиях трещиновато-пористого коллектора занимались Молокович Ю.М., Марков А.И., Владимиров И.В. и другие [28, 46, 47, 49, 68, 94, 102, 131, 150].



В работе Андреева Д.В. [5] проводилось исследование влияния взаимодействия между системами матричных блоков и трещин на выработку запасов нефти карбонатных трещиновато-поровых коллекторов Пермского края. Было рассмотрено влияние трещинной пустотности (пористости) на выработку запасов нефти из коллектора с двойной пористостью (рисунок 1.1).



а



б

Рисунок 1.1 – Зависимости конечного КИН при разработке залежи с коллектором двойной пористости от параметра интенсивности обмена пластовыми флюидами между системами пор и трещин (а), при 90 % обводненности от показателя трещинной пустотности (б)

По результатам поставленных экспериментов было выявлено, что показатель трещинной пустотности играет значительную роль в процессах выработки запасов нефти из коллекторов с двойной пористостью. При этом роль этого показателя неоднозначна. С ростом объёма трещин увеличиваются отборы нефти, но в то же время снижается эффективность выработки запасов, сокращается срок безводной эксплуатации. В этом отношении технологии интенсификации закачки воды в трещинные коллектора могут не всегда приносить ожидаемый эффект.

Показано, что при заводнении коллектора с двойной пористостью из-за повышенной сжимаемости трещин увеличивается объём трещинного пространства. Как было изложено выше, это в свою очередь приводит к снижению эффективности процесса нефтеизвлечения.

Также в этой работе рассмотрено нестационарное воздействие на коллектора с двойной пористостью со стороны нагнетательной скважины. Исследовался режим нестационарного воздействия с симметричными циклами (период работы равен периоду простоя нагнетательной скважины) (рисунок 1.2).

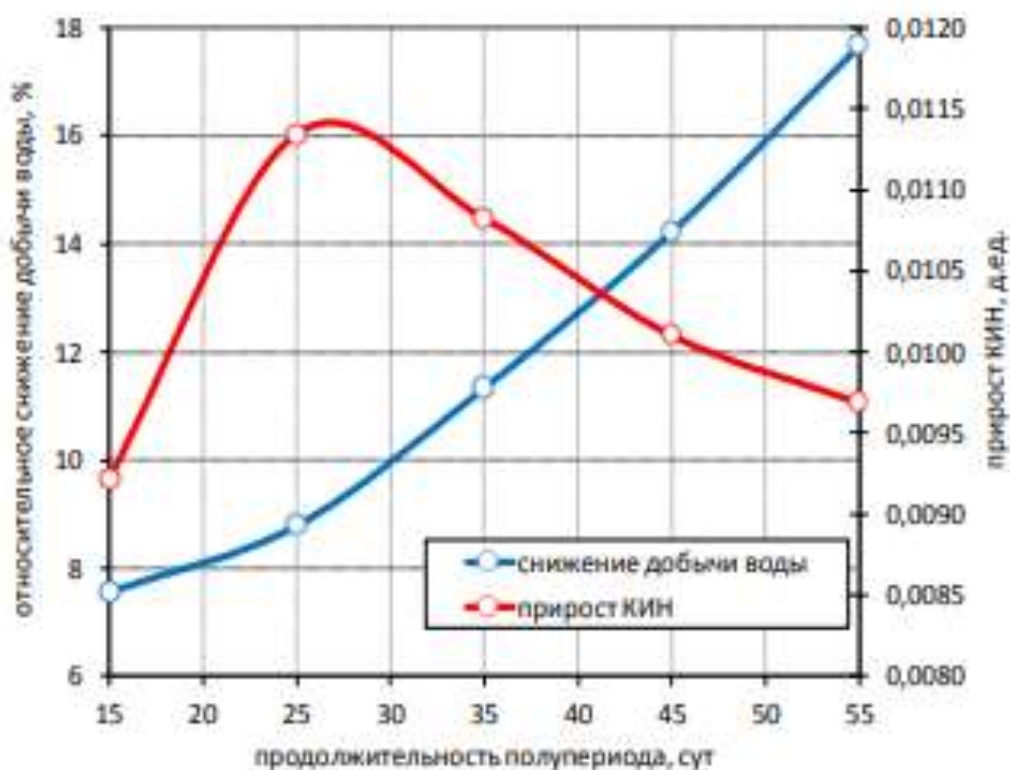


Рисунок 1.2 – Зависимость относительного снижения объёмов добываемой воды и прироста КИН от продолжительности полупериода при нестационарном воздействии

В работе сделан вывод, что нестационарное воздействие со стороны нагнетательной скважины на коллектора с двойной пористостью является всегда эффективным. Эффективность нестационарного воздействия незначительно зависит от продолжительности полупериода работы (остановки) нагнетательной скважины и, чем выше длительность полупериода работы (остановки), тем ниже объёмы попутно добываемой воды (при равных накопленных объёмах закачанной воды).

Проведенный выше анализ экспериментальных и лабораторных исследований, а также опыт применения технологии нестационарного заводнения показал:

- формула Сургучёва, базирующаяся на двухслойной модели, не охватывает всего многообразия геологической неоднородности нефтяных объектов, где в пределах одного пласта могут встречаться пропластки с явно выраженным различием по пористости, проницаемости и насыщенности;

- в формуле Сургучёва не учитывается влияние трещиноватости на полупериод закачки;

- недостаточно изучены вопросы влияния на коэффициент нефтеизвлечения сжимаемости системы, расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами, двойной пористости и проницаемости и комплексирования с полимерным воздействием (в т. ч. с учетом технологического ограничения по забойному давлению).

В настоящей работе данные показатели были изучены с использованием современных программных средств гидродинамического моделирования для разработки единого подхода проектирования технологии циклического заводнения.

## **2 МИРОВОЙ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ**

### **2.1 Нестационарные методы заводнения**

#### **2.1.1 Отечественный опыт применения**

Метод циклического (нестационарного) заводнения нашел широкое применение на нефтяных месторождениях Татарстана, Самарской области, Западной Сибири и т.д. Внедрение циклической закачки в условиях этих месторождений позволяет рассчитывать на повышение нефтеизвлечения в среднем на завершающих стадиях разработки на 1-3 % [19, 93, 98, 101, 107, 108, 109].

Испытание технологии циклического заводнения по Западной Сибири проводилось на ряде основных месторождений: Мамонтовское, Западно-Сургутское, Усть-Балыкское, Федоровское, Правдинское (Сургутский район); Мегионское, Самотлорское (Нижневартовский район); Аганское, Мортымья-Тетеревское, Убинское, Даниловское и др. (Шаимский район).

В условиях Мамонтовского месторождения с трехрядным размещением добывающих скважин циклическое воздействие применялось с 1975 г. Продуктивные пласты представлены песчаниками с прослоями аргиллитов, алевролитов и известняков с проницаемостью коллектора основного эксплуатационного объекта (БС<sub>10</sub>) 0,14 мкм<sup>2</sup> и начальной нефтенасыщенностью 65 %. На первом этапе освоения технологии закачка в циклическом режиме велась по шестому разрезающему ряду, скважины которого были поделены на группы и закачка по ним осуществлялась в разных фазах изменения объема закачиваемой воды. Фаза уменьшения объема нагнетания создавалась отключением нагнетательных скважин на 10 суток, фаза увеличения объема закачки – также 10 суток. Эффективность оценивалась по добывающим скважинам первого ряда. В результате за три года испытания технологии было получено 154 тыс. т дополнительной нефти или 5,1 % от ожидаемой добычи нефти по этим скважинам за весь срок разработки при обычном заводнении. С введением поперечных нагнетательных рядов и переходом на блочно-замкнутую систему заводнения в 1978 г. за три года циклирования эффект составил около 3 % по сравнению с обычным заводнением.

В последующие годы (1984, 1986 гг.) циклическая закачка производилась с мая по октябрь путем попеременной остановки поперечных и продольных рядов по 15 суток. Дополнительно добыто в целом по месторождению 78.5 и 29 тыс. т нефти с сокращением отбора попутно добываемой воды на 59.2 и 121.3 тыс. м<sup>3</sup> соответственно.

По Солкинской площади Усть-Балыкского многопластового месторождения продуктивные залежи представлены терригенными породами. По пласту БС<sub>1</sub> с проницаемостью коллектора основного эксплуатационного объекта (БС<sub>10</sub>) 0,5 мкм<sup>2</sup> и начальной нефтенасыщенностью 75 % циклическое воздействие производилось с 1975 г. Скважины объекта размещены по треугольной сетке, система заводнения - линейная, с выделением 4-5 рядных полос. Для испытания нагнетательные ряды из 11 скважин были поделены на две группы по 5-6 в каждой. Эти группы работали в противофазах по 15-17 суток. За 1975-1976 гг. проведения эксперимента дополнительно извлечено 57 тыс. т нефти, что составило 10 % прироста по сравнению с обычным заводнением.

В 1977-1978 гг. технология процесса несколько изменена – циклическая закачка велась круглый год и длительность циклов в летний период увеличилась вдвое, а в зимний период производилась с изменения направления фильтрационных потоков с отключением на длительный период нагнетательных скважин с максимальными объемами закачиваемой воды. Это способствовало значительному увеличению эффекта в сравнении с предыдущим периодом испытания. За счет применения метода циклической закачки за 4 года было добыто 5515 тыс. т нефти [79].

В работе по обобщению опыта нестационарного заводнения на месторождениях Западной Сибири все многообразие методов было сведено к шести основным вариантам, отличающимся принципами группировки нагнетательных скважин, способами регулирования закачки, продолжительностью циклов и т. д. [39, 56].

1 вариант – испытывался в начальной стадии внедрения технологии. Заключается в попеременной работе групп нагнетательных скважин (2-4), сгруппиро-

ванных по принципу «через одну» или «подряд» в разрезающих рядах с полуциклами закачки и нагнетательных скважин. Продолжительность прекращения закачки – от 5 до 30 суток, увеличение объёмов закачки – от 10 до 30 суток.

2 вариант – связан с регулированием продвижения газонефтяного контакта и водонефтяного контакта. Применялся на Южно-Тетеревском месторождении, где присутствует газовая шапка, а нагнетательные скважины расположены в приконтурной зоне. Скважины нагнетательных рядов группировались по принципу «подряд», продолжительность полуциклов закачки и остановки – 30 суток.

3 вариант - длительное прекращение закачки воды на 120-180, реже до 270 суток в относительно теплое время.

4 вариант связан с неравномерностью распределения нагнетательных скважин по удельной величине накопленной закачки воды (на 1 м эффективной толщины пласта). Для их выравнивания закачка воды прекращалась до 730 суток, по остальным велась круглогодично (Правдинское и пр. месторождения).

5 вариант обусловлен переходом к блоковым и блочно-замкнутым системам заводнения. Объём закачки перераспределялся и на вновь созданные ряды. Регулирование закачки осуществлялось остановкой скважин или ограничением закачки. В первом случае процесс производился в теплое время, во втором – в течение всего года. Продолжительность полуциклов от 30 до 90 суток (Федоровское и пр. месторождения).

6 вариант - круглогодичная закачка с поочередным ограничением на 50 % и увеличением текущих объёмов нагнетаемой воды. Скважины группировались по принципу «через одну» или «подряд», продолжительность полуциклов снижения и увеличения текущих объёмов закачки от 30 до 120 суток (Самотлорское, Аганское и пр. месторождения).

Таким образом, испытания циклического воздействия и его различных модификаций на месторождениях Западной Сибири начали производиться с начала 70-х годов. Выбор технологии осуществлялся в зависимости от стадии разработки объектов, расположением нагнетательных и добывающих скважин, обустройством системы ППД.

Первый этап внедрения технологии циклической закачки испытывались и внедрялись на залежах с рядным расположением скважин, которые позволяли снижать пластовое давление, выравнивать продвижение в пластах фронта закачиваемой воды. При этом сокращались объёмы закачки, улучшались технико-экономические показатели разработки. Испытание проводилось в теплое время года.

Второй этап применения нестационарных процессов характеризуется переходом на круглосуточную закачку с ограничением объёмов до 50 % нагнетания во избежание замерзания водоводов.

Третий этап характеризуется переходом от рядных систем к блоковым и блочно-замкнутым. Эффект дополнялся эффективностью изменения направления фильтрационных потоков (ИНПФ). Технология метода заключается в том, что закачка воды прекращается в одних скважинах и переносится на другие, в результате чего обеспечивается изменение направления фильтрационных потоков до  $90^\circ$ .

На более поздней стадии разработки залежей циклическое воздействие и ИНПФ сопровождалось регулированием отборов и закачки по отдельным скважинам при помощи физико-химических методов. Условия применения циклического воздействия по существу совпадают с условиями применения обычного заводнения.

Анализ эффективности и условий проведения циклического воздействия показал, что для залежей Мортимья-Тетеревского месторождения циклическое воздействие наиболее эффективно при обводненности продукции в 70 %. При этом дополнительная добыча в среднем на одну скважину составляла 8,9 тыс. т, с более высокой обводненностью – 2,2 тыс. т на одну скважину.

По Убинскому месторождению эти величины соответственно равны 2,4 и 1,5 тыс. т на одну скважину. Время реагирования скважин менялось от 1 до 9 месяцев. Продолжительность реагирования – от 6 до 9 месяцев. Не выявлена зависимость перечисленных показателей от расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами, от числа циклов и обводненности, достигнутой до начала реагирования [50].



Отмечается, что на Самотлорском месторождении объектами применения нестационарных процессов являлись в основном монолитные пласты с рядной системой заводнения [117].

Важнейшим параметром циклического воздействия является продолжительность цикла. Известно, что максимальное воздействие на пласты при циклической закачке достигается при колебаниях расхода на линиях нагнетания и линиях отбора в противоположных фазах, то есть в период максимальной закачки вытесняющего агента в пласт отбор должен быть минимальным, и, наоборот, в период минимальной закачки отбор должен быть максимальным [75].

Эффективность технологии зависит от продолжительности периода разработки при стационарном заводнении до перехода на циклическое. Так, по месторождениям Западной Сибири, где доциклический период в среднем вдвое меньше по сравнению с площадями Ромашкинского месторождения (3-12 лет против 9-26 лет), эффект от применения был втрое выше.

На основе обобщения опыта испытания и внедрения циклического заводнения и метода изменения направления фильтрационных потоков были разработаны следующие критерии применимости на нефтяных месторождениях. Наиболее эффективными методы являются:

- для мощных слоисто-неоднородных пластов (с высокой расчлененностью, зональной неоднородностью, резким изменением свойств от слоя к слою, от участка к участку);
- коллекторов с наличием гидродинамической связи между слоями, зонами, участками, допускающей перетоки воды при изменении градиента давления;
- с достаточно гидрофильной поверхностью пористой среды в пластовых условиях;
- для залежей с высокой упругоемкостью за счет сжимаемости нефти и свободного газа в пласте, либо за счет возможности создания большой амплитуды колебания давлений;
- для продуктивных объектов с начальной нефтенасыщенностью 55-75 %;



- для залежей с газонасыщенной маловязкой нефтью. Вязкость нефти влияет на продолжительность эффективного периода воздействия [145].

Метод изменения направления фильтрационных потоков в целях улучшения показателей разработки нефтяных месторождений проводится как на стадии значительного обводнения пласта, так и в ранний период разработки на многих месторождениях компании «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». На сегодняшний день в башкирскую залежь на Сухобизярском поднятии закачка воды ведется стационарно. При таком установившемся процессе вытеснения вода, как правило, обходит малопроницаемые прослои, и вытеснение нефти из них происходит с опозданием или вообще образуются застойные зоны. При такой обычной технологии заводнения в геологически неоднородных пластах, действительно, значительная часть запасов нефти в малопроницаемых слоях, зонах или блоках остается неохваченной нагнетаемой водой. Объект данного исследования – башкирский карбонатный пласт – по литологическому описанию керна сложен пористыми и трещиноватыми известняками и доломитами. Проницаемость изменяется в широких пределах от 1,3 до  $303,3 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, значение пористости варьирует в большом диапазоне – от 8,1 до 21 %, нефтенасыщенность по ГИС изменяется от 38,9 до 85,6 %. Неоднородность можно оценить по коэффициентам: коэффициент расчлененности по залежи изменяется от 2,8 до 5,7 д. ед., а коэффициент песчанистости – от 0,26 до 0,34 д. ед., т. е. данный пласт характеризуется низкой долей коллектора в тонких пропластках при достаточно однородной расчлененности.

Эффективность применения циклической закачки положительно оценена в период с 1998 до 2002 г., когда прирост нефти составил 25 т/сут при стабильных значениях пластового давления и обводненности [144].

В октябре 2009 г. специалистами ЗАО «ИННЦ» была произведена оценка эффекта от нестационарного заводнения на месторождениях ОАО «Удмурт-нефть». Максимальный эффект был получен на Гремихинском месторождении: в циклике принимали участие 58 скважин, суммарная дополнительная добыча нефти за год составила 9,2 тыс. т нефти. С целью выявления оптимального режима работы нагнетательных скважин при циклической закачке по Гремихинскому

месторождению собрана статистика зависимости дополнительной добычи нефти по участкам от различных параметров – свойств пласта, показателей разработки скважин участка, режимов работы и др. В результате анализа выявлены следующие факторы:

1. Высокое забойное давление на нагнетательной скважине на момент начала циклики, которое приводит к активному внедрению закачиваемого агента в низкопроницаемые прослой.

2. Высокое забойное давление на добывающих скважинах во время циклического заводнения: при высоких депрессиях вода проходит по высоко проницаемым зонам от нагнетательных скважин к добывающим, не успевая вторгнуться в матрицу, что подтверждает теорию о предпочтительности остановки добывающих скважин в полупериод нагнетания.

3. Большая начальная нефтенасыщенная толщина свидетельствует о высоких запасах в низкопроницаемых зонах пласта.

4. Высокий средневзвешенный коэффициент проницаемости, т. е. присутствие в разрезе суперколлектора, по которому происходит основная фильтрация жидкости.

5. Высокая обводненность продукции добывающих скважин на момент начала циклики: на данный фактор повлияло отсутствие статистики по низкообводненным участкам, т.к. все исследуемые участки характеризуются высокой обводненностью продукции, это говорит о значительной промытости высокопроницаемых зон и включении в работу низкопроницаемых участков за счет циклического заводнения.

6. Режим работы нагнетательной скважины – 3 дня простоя / 1 день работы [134].

Опытно-промышленные работы по нестационарному заводнению, реализованные в различных геолого-физических условиях залежей, разрабатываемых в условиях обычного заводнения, показали его эффективность на всех месторождениях Западной Сибири. Начиная с 2013 г., опытно-промышленная реализация осуществлялась на 251 опытных участках 36 месторождений Западной Сибири. В

последние годы на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» наиболее массово начали применять циклическое заводнение пластов.

Большинство месторождений характеризуется сложным геологическим строением, многопластовостью, наличием непроницаемых пропластков (степень расчлененности – от 4 до 11), слоистой и зональной неоднородностью, высокой начальной водонасыщенностью, низкой проницаемостью, наличием интервалов разреза с повышенной глинизацией. По перечисленным признакам значительная часть месторождений относится к категории объектов с трудноизвлекаемыми запасами.

Ниже показаны графики ОФП месторождения Западной Сибири, на котором проводилась работа по проектированию нестационарного заводнения.

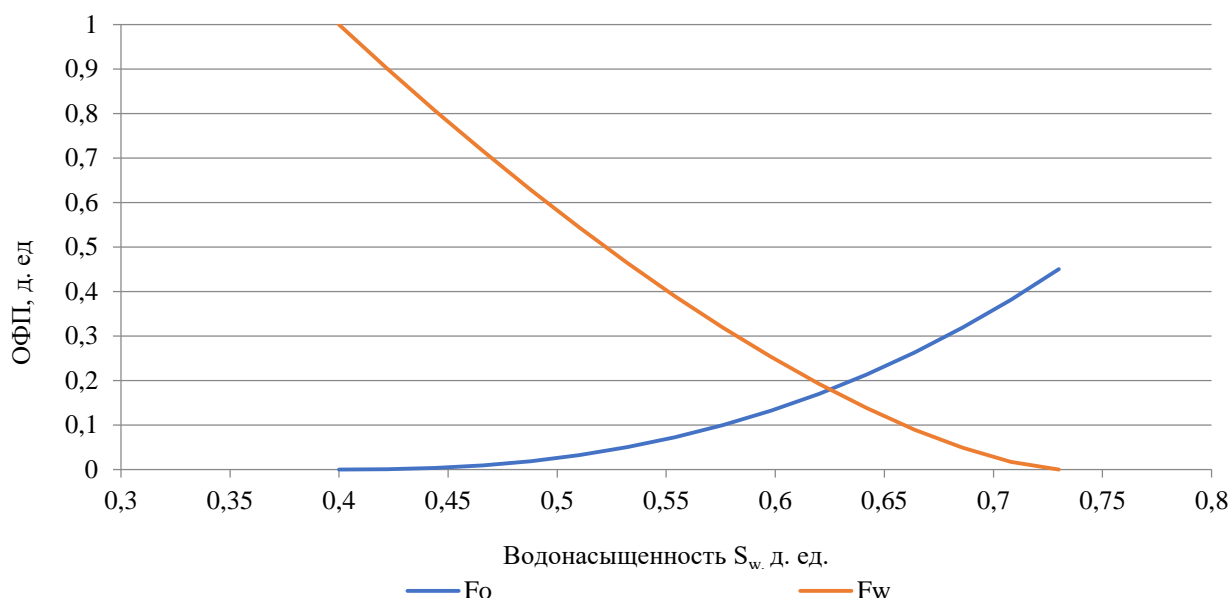


Рисунок 2.1 – Функции ОФП объекта АС9-10 Тромъеганского месторождения Западной Сибири

На графике:

$S_w$  – водонасыщенность,

$F_w$  и  $F_o$  – относительные фазовые проницаемости воды и нефти,

$P_c$  – капиллярное давление между нефтяной и водной фазами.

Проведенный анализ особенностей проведения нестационарного заводнения и влияние различных геолого-технических мероприятий на его эффективность показал:

1. Анализ эффективности циклической закачки на участках комплексного воздействия с физико-химическими методами увеличения нефтеизвлечения показал, что, если адресные обработки нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами провели в период остановок нагнетательных скважин, то технологическая эффективность обоих методов невысокая и, наоборот, проведение химического воздействия на пласт более чем за 4 месяца до проведения нестационарного заводнения или после его проведения дает хороший технологический эффект и от физико-химических МУН и от нестационарной закачки.

2. Удельная эффективность нестационарного заводнения на участках с гидравлическим разрывом пласта максимальна при охвате ГРП не более 25 % добывающих реагирующих скважин. При увеличении охвата скважин участка нестационарного заводнения ГРП более чем на 50 %, и увеличении количества повторных операций ГРП эффективность циклического воздействия снижается.

3. Дополнительные геолого-технические мероприятия, направленные на увеличение конечного коэффициента извлечения нефти по месторождениям, проведенные в период между первой и последующими операциями нестационарного воздействия, положительно отразились на эффективности повторных нестационарных закачек, по-видимому, из-за подключения в разработку за счет выполненных ГТМ новых, слабо выработанных зон. Поэтому эффективность повторных нестационарных закачек увеличилась [58].

На сегодняшний день месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» характеризуются высокой обводненностью продукции скважин и значительным истощением наиболее продуктивных пластов. Так, на 76 месторождениях Общества обводненность составляет более 90 %. Для охвата заводнением не вовлеченных в разработку нефтенасыщенных слоев используются разные методы повышения нефтеизвлечения пластов. Один из них – нестационарное заводнение.

За период с 2014 по 2019 гг. циклическое заводнение было реализовано на 301 участке 25 месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Подтверждена высокая эффективность методики подбора участков для всех групп пластов (АВ, БВ, БС, ЮВ, ЮС) месторождений. Успешность метода циклического заводнения

за указанный период составила 90 % от общего количества участков. Всего было проведено 2749 скважино-операций.

Установлено, что основной эффект составил 278,4 тыс. т. Эффект по интенсификации составил 61,4 тыс. т. Сокращение отборов попутно добываемой воды превысило 1754 тыс. м<sup>3</sup>, сокращение закачки на участках – порядка 25670 тыс. м<sup>3</sup> [55].

В статье [86] рассматривается объект АВ1-3 месторождения, который характеризуется слоистой и зональной неоднородностью, и поэтому в процессе разработки остаются застойные тупиковые зоны и малодренируемые участки, включение которых в работу возможно при проведении гидродинамических МУН.

Применение нестационарного воздействия на месторождении началось в 2007 году. Их эффективность со временем начала снижаться. На месторождении в 2013 и 2014 годах проводили комплексное воздействие – нестационарное заводнение в сочетании с адресными обработками нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами, основная цель применения которых стабилизация или снижение темпов роста обводненности добываемой продукции на поздней стадии разработки месторождения [65, 76, 78].

В 2013 году на первом участке нестационарного заводнения в нагнетательные скважины проводились закачки гелеобразующего состава ГОС-1(АС) за 2 месяца до начала реализации циклического воздействия, на втором участке в нагнетательные скважины проводились обработки ГОС за 5 месяца до начала реализации циклики. На третьем участке в нагнетательные скважины закачка ГОС за 3 месяца до начала реализации и в одной скважине после проведения нестационарного воздействия.

В 2014 году на первом участке в нагнетательные скважины проводились закачки потокоотклоняющего состава за 3 месяца до начала реализации нестационарного заводнения.

Приемистость низкопроницаемых интервалов уменьшается сильнее, чем высокопроницаемых. При пониженном давлении закачки (на десятки атмосфер ниже устьевого давления при нагнетании в пласт жидкости) низкопроницаемые

(нефтенасыщенные) пропластки перестают принимать закачиваемую воду. Для того чтобы закачиваемая биополимерная композиция попала преимущественно в промытую водонасыщенную зону, закачка композиции в пласт производится при давлении на 5-10 атмосфер ниже давления в линии ППД.

Снижение обводненности и рост показателей работы скважин (дебит нефти) по реагирующим скважинам на участке комплексного воздействия, начался именно после окончания реализации циклического заводнения.

В период проведения циклики в сочетании с адресными обработками скважин потокоотклоняющими составами, отмечается тенденция к снижению обводненности в 96 % добывающих скважинах. Обработка нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами положительно отражается на работе окружающих добывающих и позволяет снизить и стабилизировать обводненность продукции.

Дополнительная добыча нефти за счет обработки нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами на участках нестационарного воздействия составила 15,4 тыс. т в 2013 году и 1,7 тыс. т в 2014 году. За счет проведения циклической закачки – 6,6 тыс. т в 2013 г. и 0,24 тыс. т в 2014 г.

Анализ показал, что при проведении адресных обработок нагнетательных скважин ГОС за 3-6 месяцев до начала циклики, в период проведения нестационарного заводнения происходит снижение обводненности, а увеличение дебитов нефти происходит в период после проведения воздействия.

Низкая эффективность отмечается при проведении мероприятий, направленных на целенаправленное тампонирующее потокоотклоняющими составами высокопроницаемых и обводнённых пропластков, в период остановок нагнетательных скважин по программе нестационарной закачки, так как невозможно поддерживать давление на уровне, исключающем образование техногенной трещиноватости. Смена фильтрационных потоков вызывает знакопеременные, по величине и направлению действия, нагрузки на сформировавшийся в пористой среде гель. Это, в свою очередь, приводит к разупрочнению структурных связей между кластерами молекул геля, снижению адгезионных сил сцепления геля с горной породой, к значительным сдвигам деформациям тела геля [4].

Регулирование с помощью потокоотклоняющих составов обеспечивается перераспределением фильтрационных потоков внутри пласта. Такое воздействие приводит к вовлечению в процесс вытеснения «застойных» зон, не охваченных процессом фильтрации. К положительным результатам проведения мероприятий относятся также существенное сокращение объёма закачиваемой и попутно-добываемой воды [80, 111].

### **2.1.2 Примеры подбора длительности полупериода закачки и схемы циклирования**

Далее на примере трех участков месторождений демонстрируется методика подбора двух важнейших параметров технологии – схемы циклирования и длительности полуцикла. Проведение циклического воздействия предполагается в течение 6 месяцев при условии полного завершения цикла, эффективность мероприятия оценивалась с начала проведения мероприятия и за год наблюдения эффекта со времени окончания последнего цикла.

При проектировании технологии были рассмотрены как классические схемы применения технологии нестационарного заводнения (через одну или две нагнетательные скважины), так и схемы, основанные на учете особенностей геолого-физических свойств коллектора.

Эффективность нестационарного заводнения проявлялась в дополнительно добытой нефти, в уменьшении или стабилизации обводненности добываемой продукции, в уменьшении объёмов добычи попутной воды, а также в снижении объёма закачиваемой воды при нестационарном заводнении по сравнению со стационарным.

**Объект X.** Разработка объекта находится на завершающей стадии. На данной стадии разработки произошел переход от рядной системы к избирательной с применением приконтурного и очагового заводнений. Для опробования технологии были выделены два участка, характеризующиеся проницаемостной неоднородностью - коэффициент абсолютной проницаемости проницаемых интервалов по скважинам участков лежит в интервале величин от 0,001 до 2,25 мкм<sup>2</sup>.

*По участку № 1* (рисунок 2.2) для расчета полуциклов закачки выполнено ранжирование проницаемости интервалов пласта-коллектора с разделением на 4 класса в следующих диапазонах: 1 класс - до  $50 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (9,6 % от общего числа проницаемых интервалов), 2 класс -  $50 - 270 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> – 5,3 %, 3 класс -  $270 - 450 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> – 4,1 %; 4 класс – более  $450 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> – 81 %.

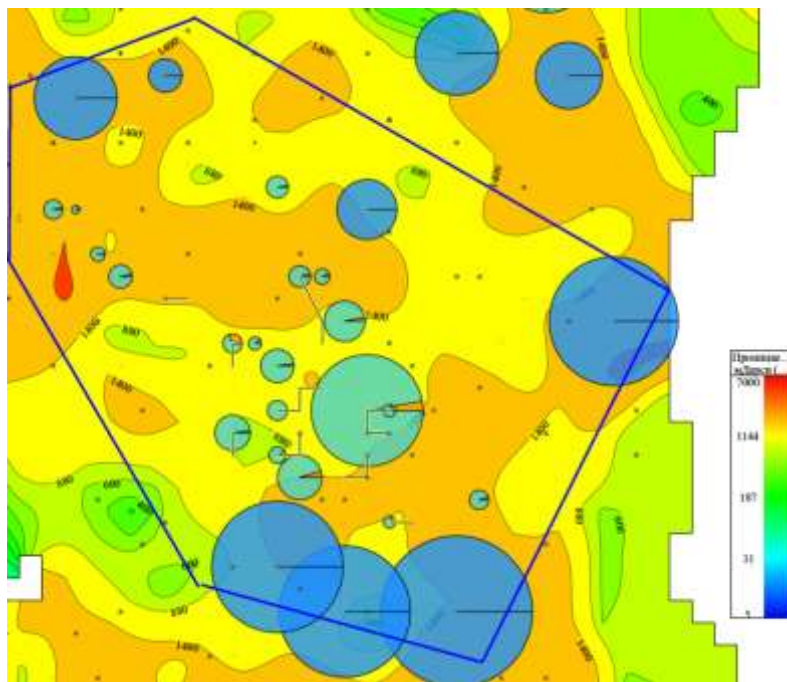


Рисунок 2.2 – Выкопировка с карты проницаемости объекта X с нанесенными границами участка № 1

За 100 % взято суммарное количество значений абсолютной проницаемости проницаемых интервалов по всем слоям (рисунок 2.3).

Длительность полуциклов для выделенных классов коллекторов, рассчитанная по формулам М.Л. Сургучева, соответственно равна 156, 15, 6 и 3 суткам, для расчета принята 15, 6 и 3 суток.

Устанавливать слишком большую продолжительность циклов нецелесообразно, поскольку волна градиента давления после прохождения по пласту от возмущающей скважине к реагирующей исчезает и для запуска новой волны требуется переключение режимов [27].



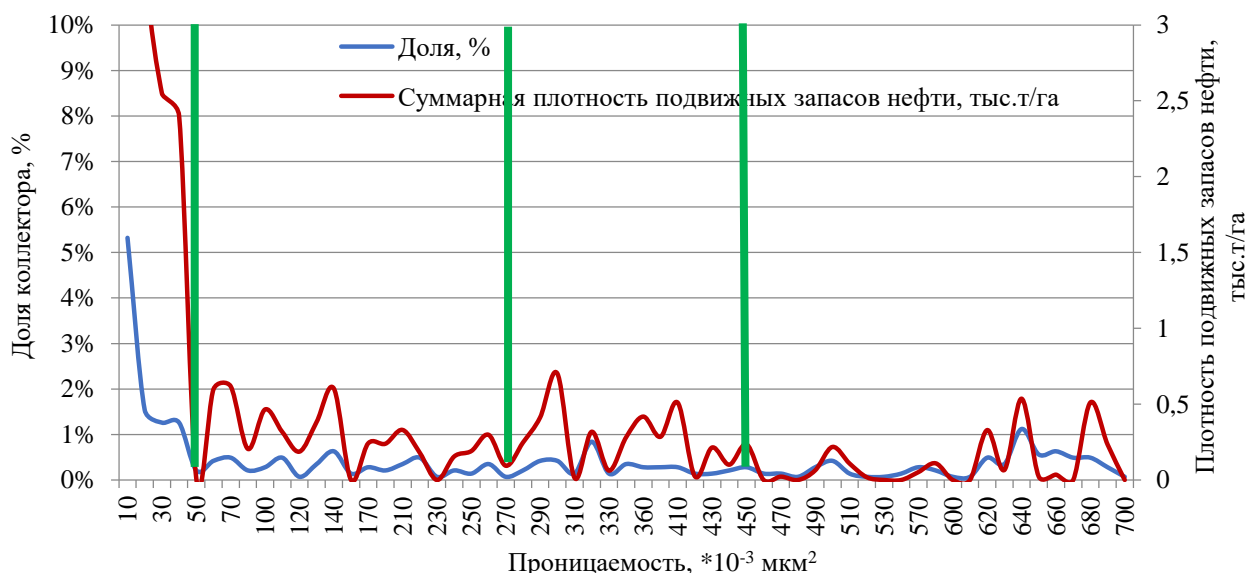


Рисунок 2.3 – Распределение доли коллектора и плотности подвижных запасов нефти в зависимости от значений абсолютной проницаемости продуктивных интервалов по скважинам участка №1

Кроме того, при длительных остановках в первый полупериод происходит значительная потеря добычи нефти за счет снижения компенсации отборов закачкой и, следовательно, пластового давления, невосполнимые в следующем полупериоде.

По участку были подобраны три схемы циклического воздействия: рядная с севера на юг, рядная с запада на восток, через одну нагнетательную скважину. Предполагается постоянная работа узловой скважины (рисунок 2.4).

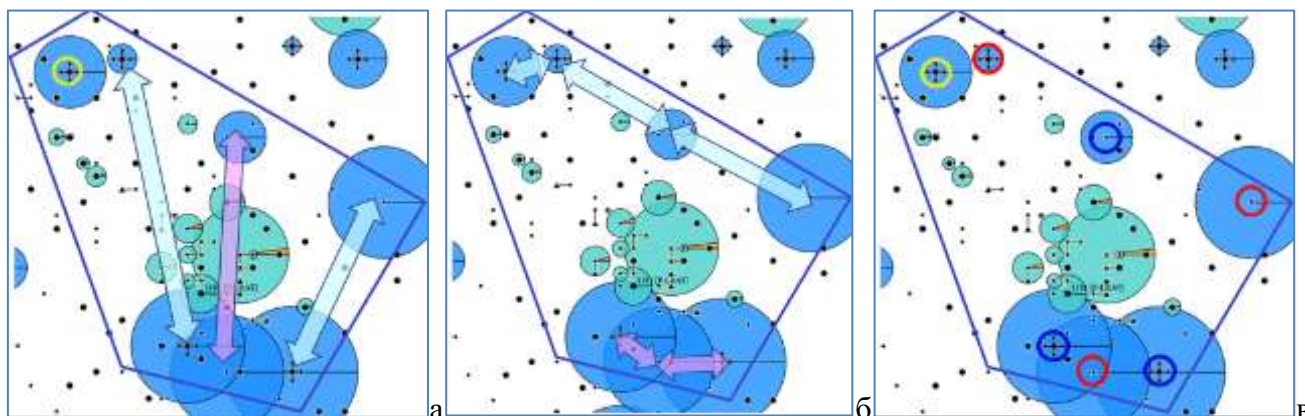


Рисунок 2.4 – Рядная с севера на юг (а), с запада на восток (б), через одну нагнетательную скважину (в) схемы циклического заводнения по участку № 1

Использование узловой скважины позволит исключить резкое снижение пластового давления всего участка, а также даст возможность при необходимости

скорректировать объёмы закачки при увеличении освободившегося объёма воды в результате остановки нагнетательных скважин.

Для участка № 2 (рисунок 2.5) выполнено ранжирование проницаемости интервалов пласта-коллектора с разделением также на 4 класса в следующих диапазонах: 1 класс - до  $100 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (22,2 % от общего числа проницаемых интервалов), 2 класс -  $100,0 - 580 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$  – 12,2 %; 3 класс –  $580-1020 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$  – 15,6 %; 4 класс – более  $1020 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$  – 50 % (рисунок 2.6).

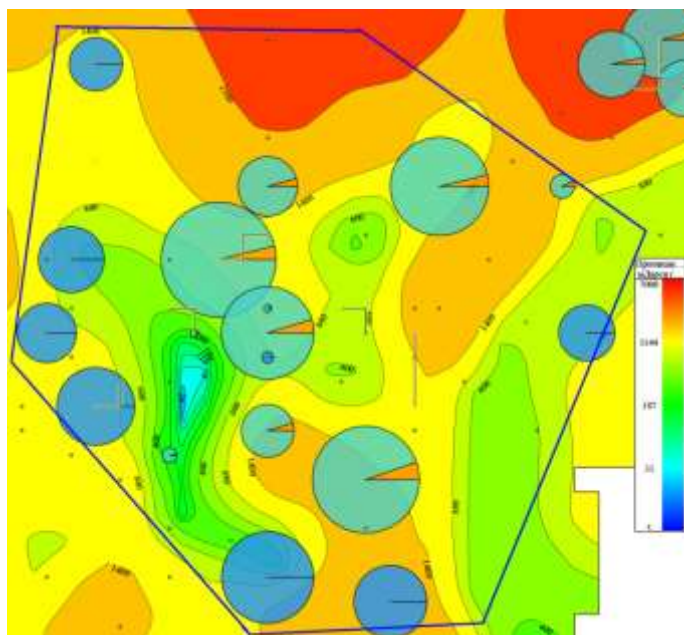


Рисунок 2.5 – Выкопировка с карты проницаемости объекта X с нанесенными границами участка № 2



Рисунок 2.6 – Распределение доли коллектора и плотности подвижных запасов нефти в зависимости от значений абсолютной проницаемости продуктивных интервалов по скважинам участка № 2

Длительность полуциклов для выделенных классов коллекторов соответственно равна 15, 6, 3 и 1 суткам. Для расчета длительность принята 15, 6 и 3 суток, так как полупериоды менее 3 суток в условиях неоднородного коллектора из-за удаленности зоны отбора слишком малы для создания значительных перепадов давлений, а также технически сложно выполнимые.

По участку были подобраны три схемы циклического воздействия: угловая, через одну нагнетательную скважину, по две нагнетательные скважины.

**Объект У.** По залежи реализована трёхрядная система в сочетании с приконтурным и очаговым заводнениями, на краевых участках – площадная пятиточечная система с горизонтальными добывающими скважинами.

По скважинам участка коэффициент абсолютной проницаемости по слоям находится в диапазоне от 0,001 до 1,8 мкм<sup>2</sup> (рисунок 2.7).

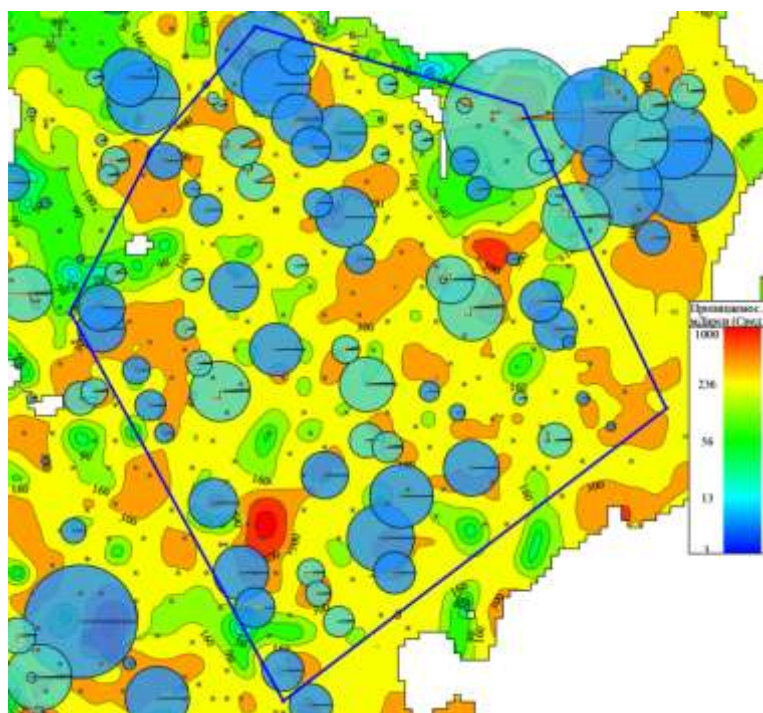


Рисунок 2.7 – Выкопировка с карты проницаемости объекта У с нанесенными границами участка № 3

Выполнено ранжирование проницаемости интервалов пласта-коллектора с разделением также на 3 класса в следующих диапазонах: 1 класс - до  $40,0 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (4,8 % от общего числа проницаемых интервалов), 2 класс -  $40,0 - 150 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> – 22,6 %; 3 класс – более  $150 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> – 72,6 % (рисунок 2.8).

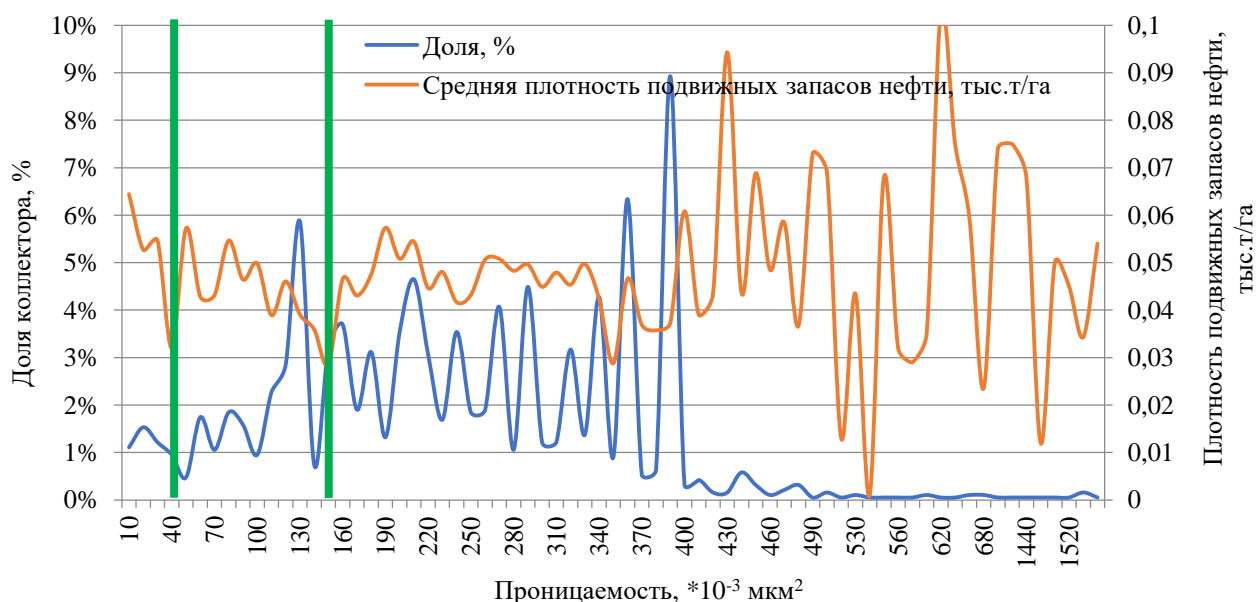


Рисунок 2.8 – Распределение доли коллектора и плотности подвижных запасов нефти в зависимости от значений абсолютной проницаемости продуктивных интервалов по скважинам участка № 3

Длительность полуциклов для выделенных классов коллекторов соответственно равна 80, 15 и 6 суткам, для расчета принята 15 и 6 суток.

По участку приняты следующие схемы закачки: попеременно-рядная с постоянной работой узловой скважины, перекрестная через две нагнетательные скважины, перекрестно-рядная, схема через одну нагнетательную скважину.

Таким образом, по трем участкам для выделенных классов коллекторов рассчитана длительность полуциклов, сформированы от трех до пяти схем циклического заводнения, эффективность которых оценивалась на основе гидродинамического расчета.

Цикл работы нагнетательных скважин в вариантах с нестационарным заводнением складывается из двух полуциклов равной длительности – полуциклов нагнетания и простоя. С целью сохранения накопленных объёмов закачки в полуцикле нагнетания приемистость нагнетательных скважин увеличивается по сравнению с приемистостью в варианте со стационарным заводнением.

Распределение удельной (из расчета на одну реагирующую добывающую скважину) дополнительной добычи в зависимости от полупериодов и схем циклической закачки по 24 вариантам, полученное по результатам моделирования, представлено на графике (рисунок 2.9).

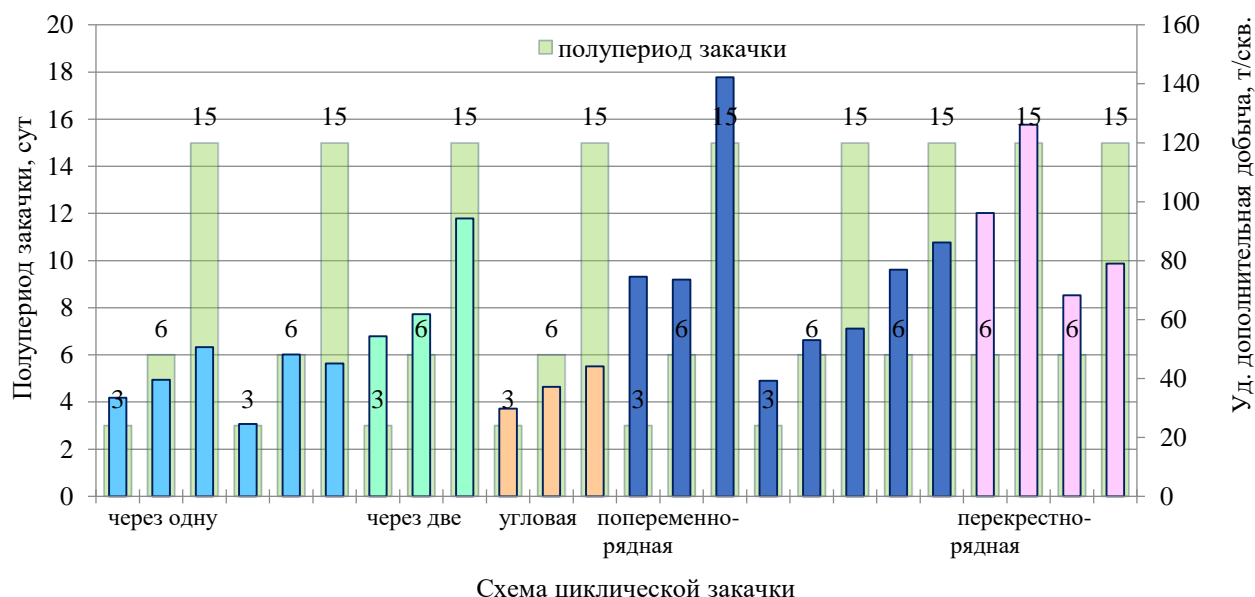


Рисунок 2.9 – Зависимость удельной дополнительной добычи нефти от полупериода и схемы воздействия

Исходя из анализа зависимости эффективности от полупериода закачки, представленном на графике (рисунок 2.10а), просматривается линейный рост удельной дополнительной добычи с увеличением полупериода. Однако расчеты с полупериодом в 60 суток показали, что на участке при выбранной попеременно рядной схеме происходит падение дополнительной добычи нефти (рисунок 2.10б).

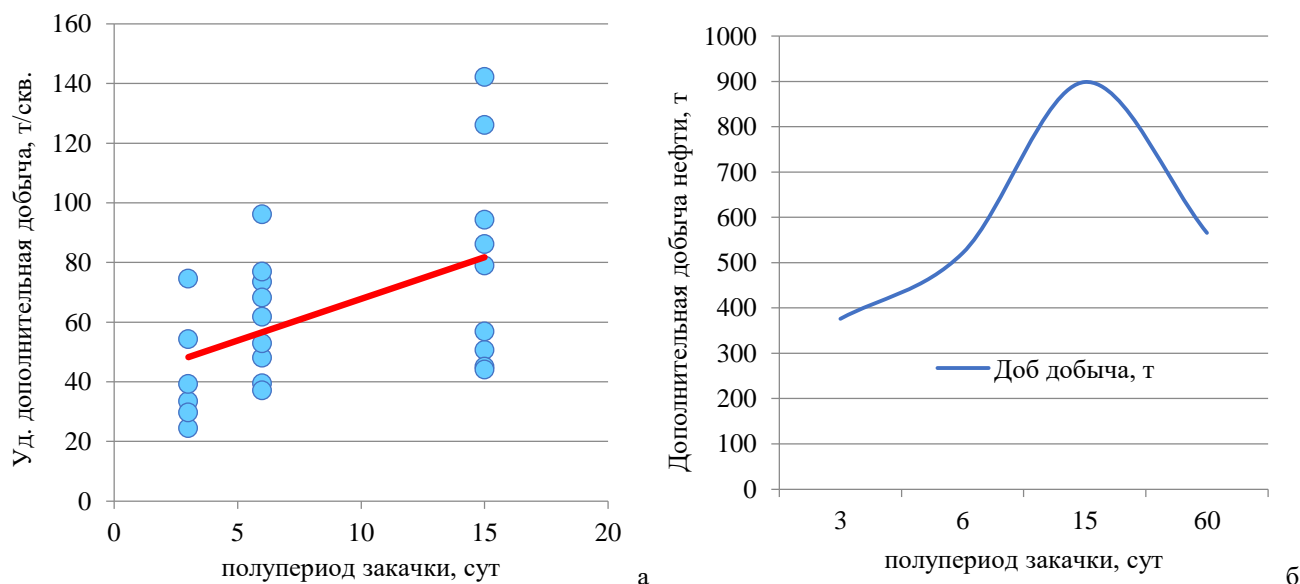


Рисунок 2.10 – Зависимость удельной дополнительной добычи от полупериодов закачки в 3, 6, 15 суток (а), зависимость дополнительной добычи от полупериодов при попеременно рядной схеме (б)

Из анализа графиков видно, что наибольшая эффективность различных схем воздействия по участкам выявляется при закачке с полупериодом в 15 суток, что является оптимальным полупериодом для трёх участков, два из которых схожи по геологическому строению [24].

## **2.2 Полимерное заводнение**

### **2.2.1 Зарубежный опыт применения полимерного воздействия**

Полимерное заводнение является одним из высокоэффективных методов физико-химического воздействия на продуктивный пласт, которое заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент - полимер, обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снизить проводимость среды, способствуя выравниванию фронта вытеснения, тем самым увеличивая охват заводнением и продлевая безводный период эксплуатации скважин.

В России технологии полимерного воздействия в 1960-90-е годы испытаны и применялись в промышленных масштабах на месторождениях Самарской области, республик Башкортостан, Татарстан и Удмуртии, Западной Сибири и других нефтедобывающих регионах страны, а также на многочисленных объектах по всему миру: США, Канада, Китай, Франция, Индия, Индонезия, Венесуэла, Германия, Бразилия, Аргентина. В таблице 1 представлена сводная информация по реализованным проектам на наиболее крупных объектах СССР и мира [96].

*На Орлянском месторождении Куйбышевской области* первый опыт ПЗ приходится на 1966 г. на пласте А4, сложенном известняками. Вначале непрерывная закачка раствора велась на северном куполе, затем на южном. К концу 1973 г. в каждый купол закачано примерно по 1 млн. м<sup>3</sup> раствора концентрацией 0,014-0,015 %. Дополнительная добыча нефти на 1 т геля ПАА определена в 230 т северном и 56 т на южном куполе [52, 120, 123, 57].



Таблица 1

**Характеристики зарубежных и отечественных проектов по полимерному заводнению нефтяных пластов**

Месторождение, страна	Вязкость нефти, мПа*с	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Температура, °С	Полимер и его концентрация, %	Эффективность
1	2	3	4	5	6
Норс Хосвил, Техас Хант Ойл, Дау Кемикл, 1963	0,07-0,09	0,05	105	Pusher, 0,025-0,05	КИН + 3,3 %
Вернон, Канзас, 1963	75	0,03 (0,023-	24	Pusher, 0,045	ДДН* 515 м <sup>3</sup> на 1 т полимера, КИН + 8,6 %
Найтингтон Бич, Калифорния Стандарт Оил К, 1964	37-76	2,3	52	Pusher, 0,05-0,035	ДДН 473 м <sup>3</sup> на 1 т полимера, КИН + 4,1 %
Вгеа Olinda Калифорния (Юнион ойл К), 1967	25-100	0,75 (10-6000)	57	Pusher, 0,08	ДДН 12,8 тыс. м <sup>3</sup> на 1 т полимера
Скал Крик, 1967	3,2	0,07	51	Pusher-500, 0,024	КИН + 8,2%
Орлянокое, юж. купол, Куйбышев нефть (1968 - 1976	9 - 14	0.4-1.3	24	ПАА, 0,01 - 0,015	ДДН 1832 т на 1 т реагента
Орлянокое сев. купол, Куйбышев нефть (1973 - 1976					ДДН 1106 т на 1 т реагента
Брелам, 1969 Дьювед, Техасо Inc.	9,8	0,4	44	Pusher-723, 0,0389-0,007	ожидаемый КИН + 8,6 %
Уилмингтон, Калифорния Мобил ойл корпорейшн, 1969	30,8	очень высокая	57	Pusher -700, 0,021	неудача: концентрация полимера и размер оторочки были слишком малы
Норт Барбенк, Phillips, 1970	3,0	1-2	47	Pusher-1000, 0,025-0,002	КИН +1,6 %
Тейбер Менвилл, Альберта, Канада, Chevron, 1971	120	1,92	33	Pusher-700, 0,025	увеличение темпа отбора нефти
Ноф Алма 1971	29,5	0,11	52	Kelzan, 0,05	снижение обводненности
Уэст Семлек, Крук, Вайоминг, Terra Resources Inc., 1973	12,3	0,65	62-63	Betz, 0,02	последовательная закачка катионного и анионного полимеров, КИН + 4,4%
Ново-Хазинская пл. Арланского мес-я, 1975 -	19-29	0,66	24	ПАА 0,03 - 0,07	ДДН 104 т на 1 т реагента
Норт Стенли, Осадж, Оклахома, Gulf, 1976	2,2	0,3	41	Pusher-700, 0,0285	ДДН 48,4 м <sup>3</sup> на 1 т полимера
Норт Стенли, Осадж, Оклахома, Gulf, 1977	40	1	-	ПАА	в контрольной скв. обводненность снизилась с 90 до 20%
Ист Коалинга, 1978 Фресно, Калифорния, Shell	25	0,28 (0,05-0,48)	38	Kelgan, 0,05	ожидаемый прирост КИН + 2,8%
Каламкас, Казахстан 1981 - 1986	20 - 25	до 5	-	ПАА + РДА-1020, 0,1	ДДН 190 т на 1 т реагента
Каламкас (Казахстан)	23,3	946	39		уд. эф-ть – 77 м3 / 1 т полимера
Нуралы (Казахстан)	0,4-1,7	2-2200	81		уд. эф-ть – 53 м3/ 1 т полимера
Дацин, Китай PetroChina, 1994	9	0,16 -0,86	113		КИН +20%
Matzep (Австрия)	19	500	50		уд. эф-ть – 55-60 м3 / 1 т полимера
Dalia (Ангола)	6,5	1000	51		уд. эф-ть – 63-227 м3 / 1 т полимера

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
LD10-1 (Ангола)	13,3	1034	17		уд. эф-ть – 48 м3 / 1 т полимера
JZ9-3 (Ангола)	16,9	1000	56		уд. эф-ть – 140 м3 / 1 т полимера
Sirikit (Тайланд)	0,95	35	85-95		уд. эф-ть – 113-129 м3 / 1 т полимера
Yarigui-Cantagallo (Колумбия)	24	50-182	59		уд. эф-ть – 85 м3 / 1 т полимера
Palogrande-Cebu (Колумбия)	9,4	6-150	620		уд. эф-ть – 78 м3 / 1 т полимера
Canto do Amaro (Бразилия)	7-20	204-250	55-56		уд. эф-ть – 81 м3 / 1 т полимера
La-Sa-Xing (Китай, полномасштабное внедрение)	8,5-10,3	610	45-50		уд. эф-ть – 91,7 м3 / 1 т полимера

*ДДН \* – дополнительно добытая нефть*

Применение технологии ПЗ осуществлялось на *Ново-Хазинской площади Арланского месторождения* на ранней стадии разработки. Закачивали гелеобразный ПАА концентрацией 0,03-0,07 %, чередуя с нагнетанием воды, затем перешли на непрерывную закачку порошкообразного ПАА повышенной молекулярной массы. При этом текущая добыча нефти на опытном участке возросла на 12-13 % [52, 151].

*Месторождение Rapdan* расположено в провинции Saskatchewan, штат Alberta, Канада [156] и *месторождение Cantodo Amaro* [154]. Основной эффект применения полимерного заводнения на столь зрелых месторождениях с высокой геологической неоднородностью связан даже не столько с увеличением вязкости вытесняющего агента, сколько со значительным снижением проницаемости высокопромытых зон благодаря адсорбции полимера и остаточному фактору сопротивления.

*Месторождение Palogrande-Cebu* (Колумбия) [161] находился на завершающей стадии разработки. Реализовано 2 пилотных проекта. Здесь, в связи с высокой геологической неоднородностью и низкой вязкостью нефти, ПЗ направлено не только на контроль подвижностей вытесняющего агента и нефти, но и на перераспределение нагнетаемой воды в менее проницаемые участки, как по вертикали, так и по площади. Именно последнее объясняет быструю реакцию на добывающих скважинах в виде снижения обводненности и увеличения дебитов по нефти.



Однако, необходимо отметить, что полученный эффект достигнут также благодаря таким мероприятиям, как механическое или химическое запечатывание высокопроницаемых интервалов на нагнетающих скважинах, что приводит к улучшению вертикального профиля приемистости.

*Месторождение Sirikit* (Тайланд) [159]. В 2019 г. начат крупномасштабный пилотный проект, через 6 месяцев фиксировалось падение обводненности в среднем на 20 %. Удельная технологическая эффективность - 113-129 т нефти на 1 т полимера.

Пилотный проект на месторождении *NorthStanleyStringer* (штат Оклахома, США) [162] - суммарная закачка полимерного раствора различных концентраций составила около 12 %  $V_{пор}$ . После этого продолжили дальнейшее традиционное заводнение. Суммарная дополнительная добыча нефти составила более 4,7 тыс. м<sup>3</sup> нефти, что составляет дополнительный 1,1 % от базового варианта заводнения [155].

Рассмотрим комплекс месторождений *Lamadian-Saertu-Xingshugang* (*La-Sa-Xing*) [66], находящийся на северо-востоке Китая, содержащий несколько эксплуатационных объектов, сложенных различными по ФЕС полимиктовыми коллекторами (рисунок 2.11).

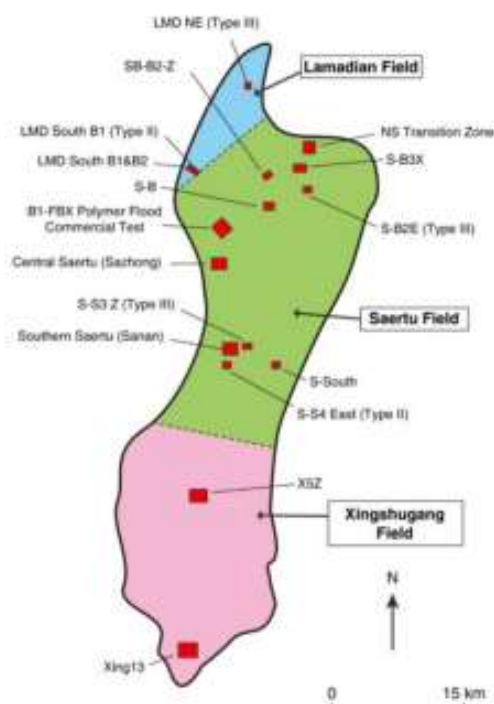


Рисунок 2.11 – Месторождение La-Sa-Xing

С 1972 г. было реализовано более 18 пилотных проектов, различающиеся по масштабности. Тестировались как различные марки полимеров, так и различные концентрации, и объёмы закачки. По состоянию на 2007 г. суммарная закачка полимерного раствора превысила 761 тыс. т, а дополнительная добыча нефти составила более 70 млн. м<sup>3</sup> с удельным эффектом 91,7 т нефти на 1 т полимера.

*На месторождении Каламкас* первоначально в 1981-1983 гг. испытано чисто ПЗ, эффективность которого оказалась низкой вследствие повышенной минерализации и состава закачиваемых вод, большой доли высокопроницаемых пластов в продуктивном пласте. В связи с этим дальнейшие ОПР на участке осуществлялись периодическими обработками ВУС. Достигнутый эффект: 190 т дополнительно добытой нефти на 1 т закачанного реагента [85, 117].

Анализ мирового опыта применения технологии показывает, что ПЗ использовалось в пластах, сложенных песками, песчаниками и конгломератами, в том числе заглинизированными песчаниками, а также в известняках, однако в последних наблюдаются большие потери полимера вследствие адсорбции на породе.

Закачка полимерных растворов осуществлялась на объектах, представленных как терригенными, так и карбонатными коллекторами, различающихся по проницаемости (0,075-0,96 мкм<sup>2</sup>), вязкости нефти в пластовых условиях (2,1-36,0 мПа·с), пластовой температуре (24-68 °С), удельная технологическая эффективность в среднем 3404 т нефти на одну тонну закаченного полимера.

Огромное значение имеет неоднородность по проницаемости. В сильно кавернозных и трещиноватых пластах, а также в резконеоднородных пластах, когда проницаемость высокопроводящих зон достигает нескольких мкм<sup>2</sup>, проведение ПЗ в «чистом» виде может быть малоэффективным.

При закачке раствора полимера в пласты с низкой проницаемостью могут возникнуть две проблемы: снижение приемистости скважин, приводящее к уменьшению темпов отбора и увеличению срока разработки, и значительная сдвиговая деструкция в ПЗП. Нижний предел проницаемости определен 0,020 мкм<sup>2</sup>. В пластах с высокой проницаемостью требуются повышенные концентрации полимера, что отражается на экономических показателях [70].

Таким образом, практика полимерного заводнения также подтвердила тот факт, что в дополнение к выравниванию подвижностей и увеличению охвата пласта заводнением, полимерное заводнение также улучшает механизм вытеснения нефти. В проектах с незначительной вязкостью нефти (менее 5 мПа·с), но с высокой неоднородностью пластов по проницаемости, при применении полимерного заводнения достигался высокий технологический эффект в виде снижения обводненности.

### 2.2.2 Современный опыт применения полимерного воздействия

Пилотный проект полимерного воздействия с использованием гидролизованного ПАА в условиях терригенных коллекторов месторождения Каламкас начал реализовываться в 2014 г., находящегося на завершающей стадии разработки с обводненностью добываемой продукции более 90 % (рисунок 2.12).

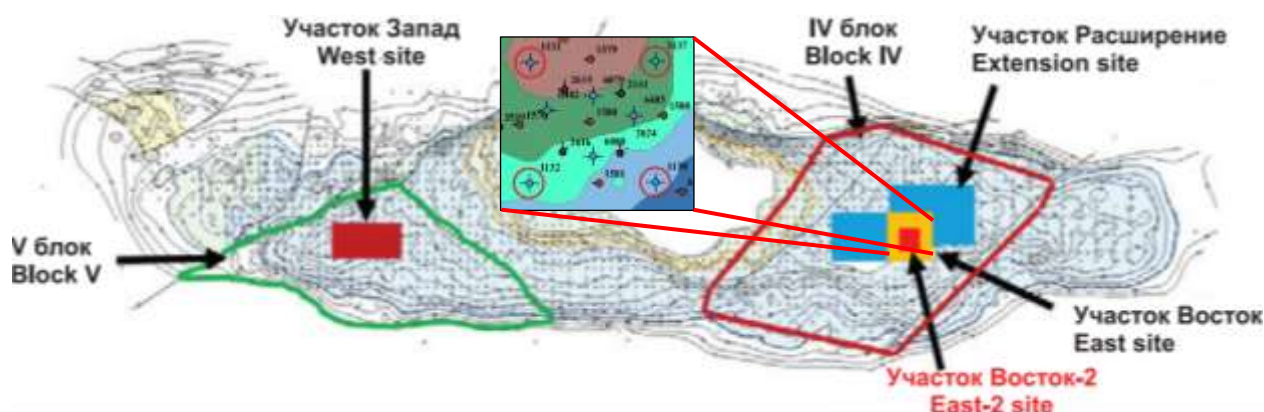


Рисунок 2.12 – Пилотные проекты месторождения Каламкас (Казахстан)

Эффективная нефтенасыщенная толщина участка меняется в пределах 8-16 м, плотность начальных геологических запасов 0,4-3,5 т/м<sup>2</sup>, проницаемость - 48-666 мД. Обводненность добывающих скважин до начала работ 91,7 %.

Для моделирования ПЗ по участку ПЗ Восток пласта Ю-1 была построена секторная геологическая модель с учётом трассерных исследований, седиментологического анализа и результатов последних сейсмических исследований по участку Восток, проведена её адаптация к истории разработки и гидродинамический расчет [84, 66, 85].

Перед моделированием ПЗ проведен комплекс лабораторных исследований, который позволил экспериментально обосновать оптимальные параметры полимерных составов в геолого-физических условиях пилотных участков и разработать дизайн для реализации технологии (таблица 2).

Таблица 2

**Физико-химические характеристики полимеров**

№	Марка полимера	Производитель	Содержание основного вещества, %	Степень гидролиза, %	Характеристическая вязкость, см <sup>3</sup> /г	Молекулярная масса, млн.
1	Superpusher K 129	SNF	90,8	7,7	22,1	16,7
2	FLOPAAM 1630 S	SNF	90,0	8,1	26,2	23,2
3	FLOPAAM 6010 S	SNF	91,0	13,1	23,2	17,4

Фракционный состав образцов данных полимеров определялся ситовым методом. Плохой растворимостью характеризуется образец полимера FLOPAAM 6010 S. Полученные результаты подтвердили плохую совместимость с высокоминерализованными водами полимера акриламида, обладающего высокой анионностью заряда макромолекул.

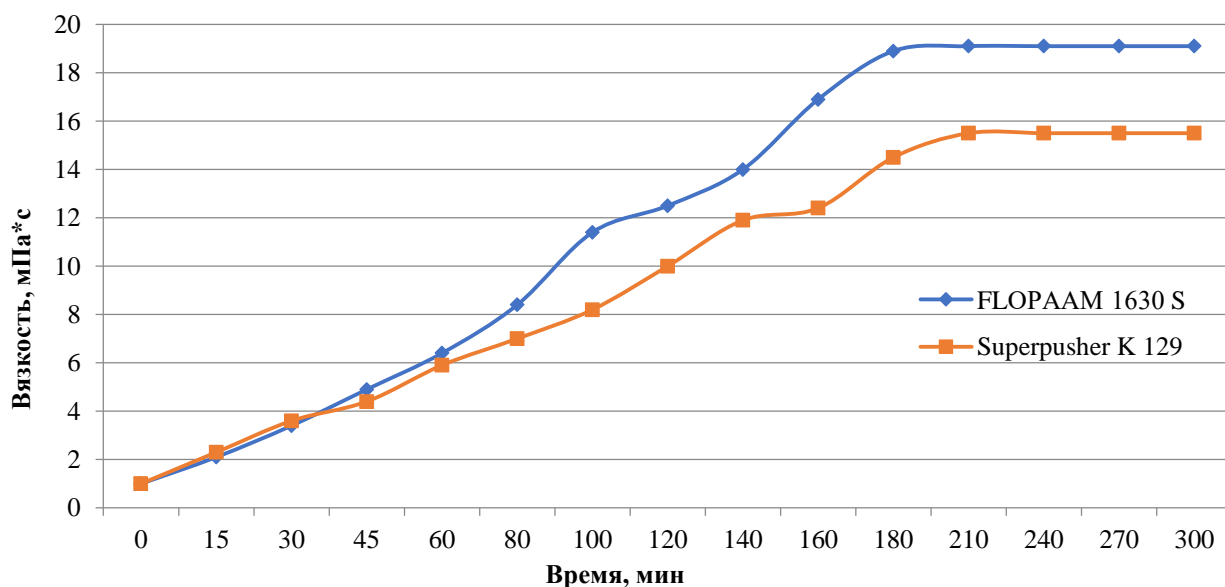


Рисунок 2.13 - Кинетика растворения полимеров. Растворитель - модельная вода 116 г/л;  $t=25^{\circ}\text{C}$ ;  $j=6,1 \text{ c}^{-1}$ ;  $C_p=1,5 \text{ г/л}$

Проводились исследования вязкостных характеристик растворов полимеров для сравнения их загущающей способности при простом сдвиговом течении в свободном объеме. Выявлено, что течение растворов в диапазоне скоростей сдвига  $0,61 - 122,0 \text{ c}^{-1}$  носит явный псевдопластический характер.

При одной и той же концентрации полимеров различие в вязкости их растворов у разных образцов весьма существенно и зависит от их молекулярного строения (рисунки 2.14-2.15).

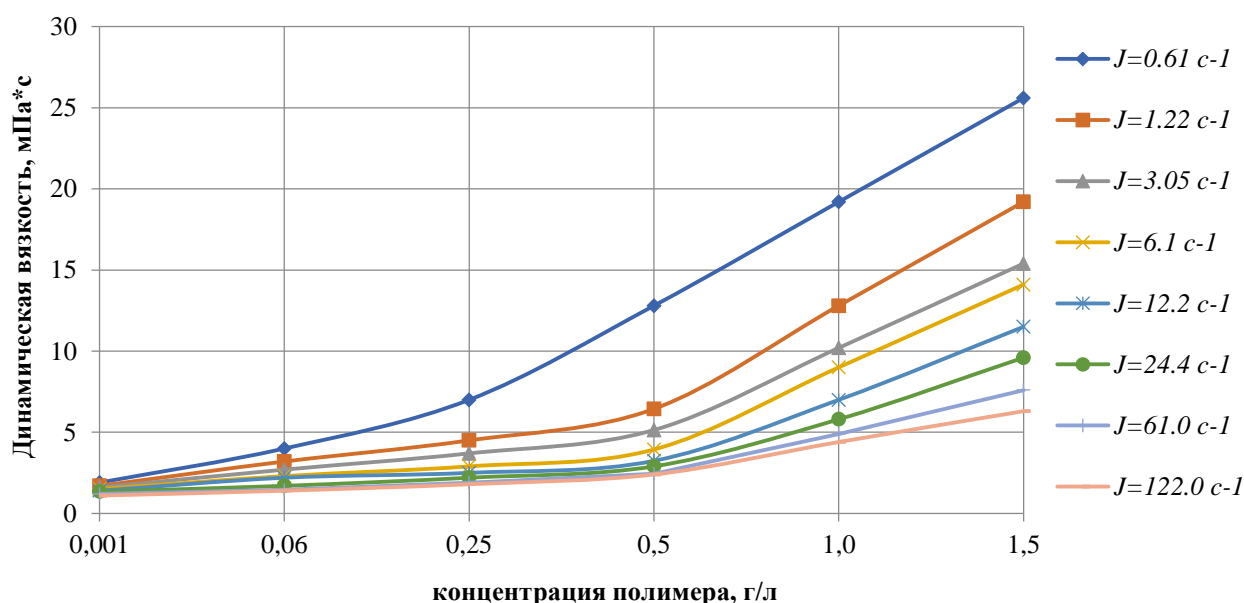


Рисунок 2.14 - Зависимости вязкости растворов полимера FLOPAAM 1630 8 от концентрации.  
C=116 г/л; t=40°C

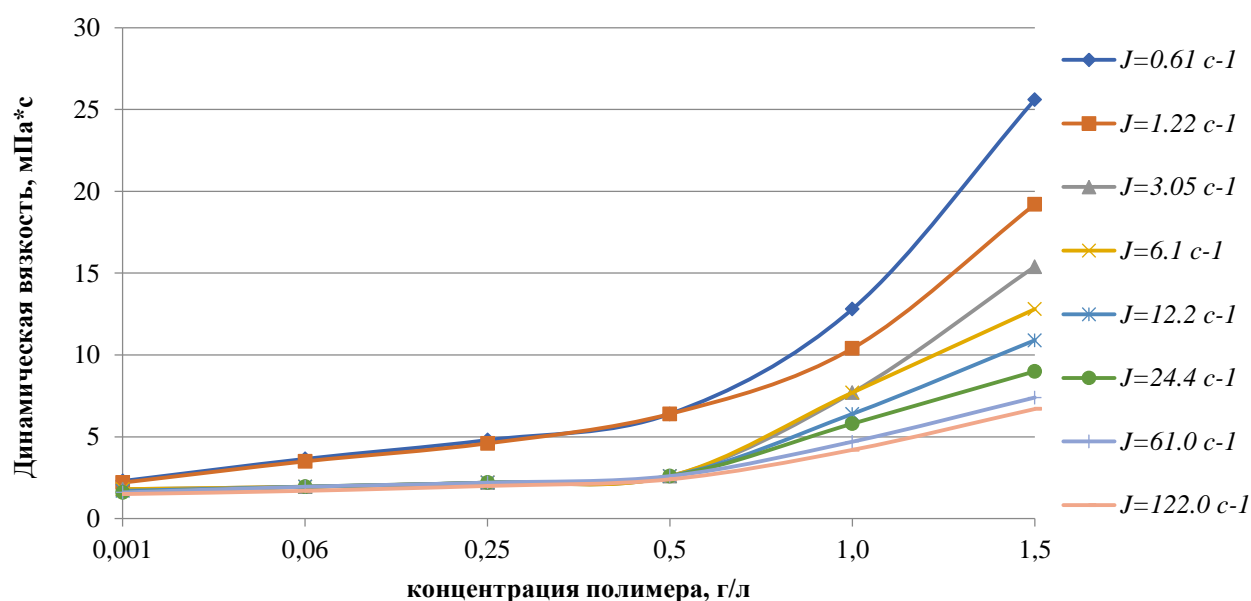


Рисунок 2.15 - Зависимости вязкости растворов полимера Superspinner K129 от концентрации.  
C=116 г/л; t=40°C

Зависимости, полученные при лабораторных экспериментах на керне по месторождению Каламкас, автор будет использовать в своей работе при моделировании полимерного воздействия.

Далее полимеры подвергали фильтрационным исследованиям на модельных

кернах для оценки основных технологических свойств полимерных растворов в пористой среде, определения диапазона рабочих концентраций полимера.

Графики зависимости перепадов давления от прокаченного объёма растворов представлены на рисунке 2.16.

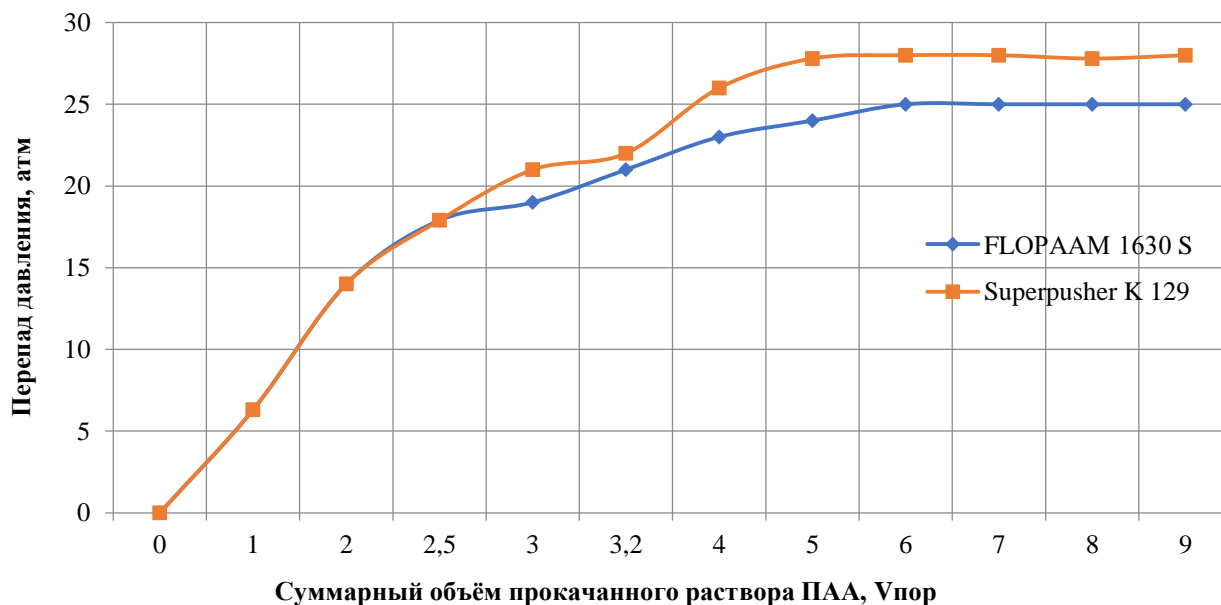


Рисунок 2.16 - Фильтруемость растворов полимеров. Растворитель - модельная вода 116 г/л;  $t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $C_{\text{п}} = 1,5\text{ г/л}$

По результатам экспериментальных исследований был рекомендован полимер марки Superpusher K129 с концентрацией в диапазоне от 0,8 г/л до 1,5 г/л.

Для адаптации технологии к условиям реального объекта проводились исследования с использованием раствора полимера и естественного кернавого материала с использованием флюидов месторождения. Загружены в модель результаты лабораторных и промышленных исследований - зависимость вязкости от концентрации, адсорбция полимера, вязкость полимера от скорости сдвига и концентрация закачки.

Анализ результатов реализации пилотного проекта на опытном участке «Восток» месторождения Каламкас за 58 месяцев показал дополнительную добычу нефти по сравнению с базовым вариантом в 153952 т, удельный эффект на 1 т закачанного полимера в 34,2 т. Затрачено полимера – 4 499 т. Всего было закачано 24,6 % порового объёма полимерного раствора, КИН увеличился на 2 %.

## **Выводы**

1. Предложен методический подход к выбору полупериода закачки при циклическом заводнении, основанный на сочетании формулы М. Л. Сургучёва и гидродинамических расчетов на полномасштабной модели, позволяющий минимизировать вычислительные затраты и применим к различным схемам воздействия адаптированным под геолого-физические свойства конкретного коллектора.
2. Выделение классов коллекторов в зависимости от значений абсолютной проницаемости позволяет рассчитать набор длительностей полуциклов воздействия нестационарным заводнением, а затем, по результатам гидродинамического моделирования, выбрать из них оптимальный.
3. Показано, что для выбранных участков объектов полупериод 15 дней является оптимальным с наибольшей дополнительной добычей нефти.

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.

### **3 ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ И МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ**

#### **3.1 Параметры геолого-гидродинамической модели, используемой для экспериментов**

Нестационарное заводнение нефтяных пластов направлено на увеличение охвата невовлеченных участков продуктивного пласта, снижение обводнения залежи за счет возникновения градиента давления между низко- и высокопроницаемыми участками и прослоями коллектора.

Численные эксперименты с применением гидродинамического симулятора, рассмотренные в данной главе, направлены на определение оптимального полупериода циклической закачки и прогнозирование эффективности различных вариаций длительности полуцикла. Расчеты проводились с использованием программного пакета Tempest More (полностью неявная двухфазная трехмерная модель нелетучей нефти) [160].

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 (рисунок 3.1).

Параметрические величины брались в пределах значений конкретных объектов месторождений Западной Сибири (Западно-Сургутское, Савуйское, Тромъеганское, Мурьяунское, Назаргалеевское и др.). Параметры также характерны для продуктивных пластов живетского яруса среднего девона ( $D_4$ ,  $D_3$ ,  $D_2$ ) Ромашкинского месторождения, где пористость колеблется от 16.5 до 20 %, в среднем составляя 18.3 %, коэффициент проницаемости - от 0.146 до 0.499 мкм<sup>2</sup>, в среднем – 0.303 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенность в среднем – 0.679 д. ед. [19].

Размерность сетки модели 50×50×4. Коэффициент абсолютной проницаемости задавался вероятностным образом и менялся по напластованию в пределах



0.0003-13.798 мкм<sup>2</sup> (среднее по слоям: 0.133, 0.44, 0.175, 1.139 мкм<sup>2</sup>, среднее по модели – 0.472 мкм<sup>2</sup>).

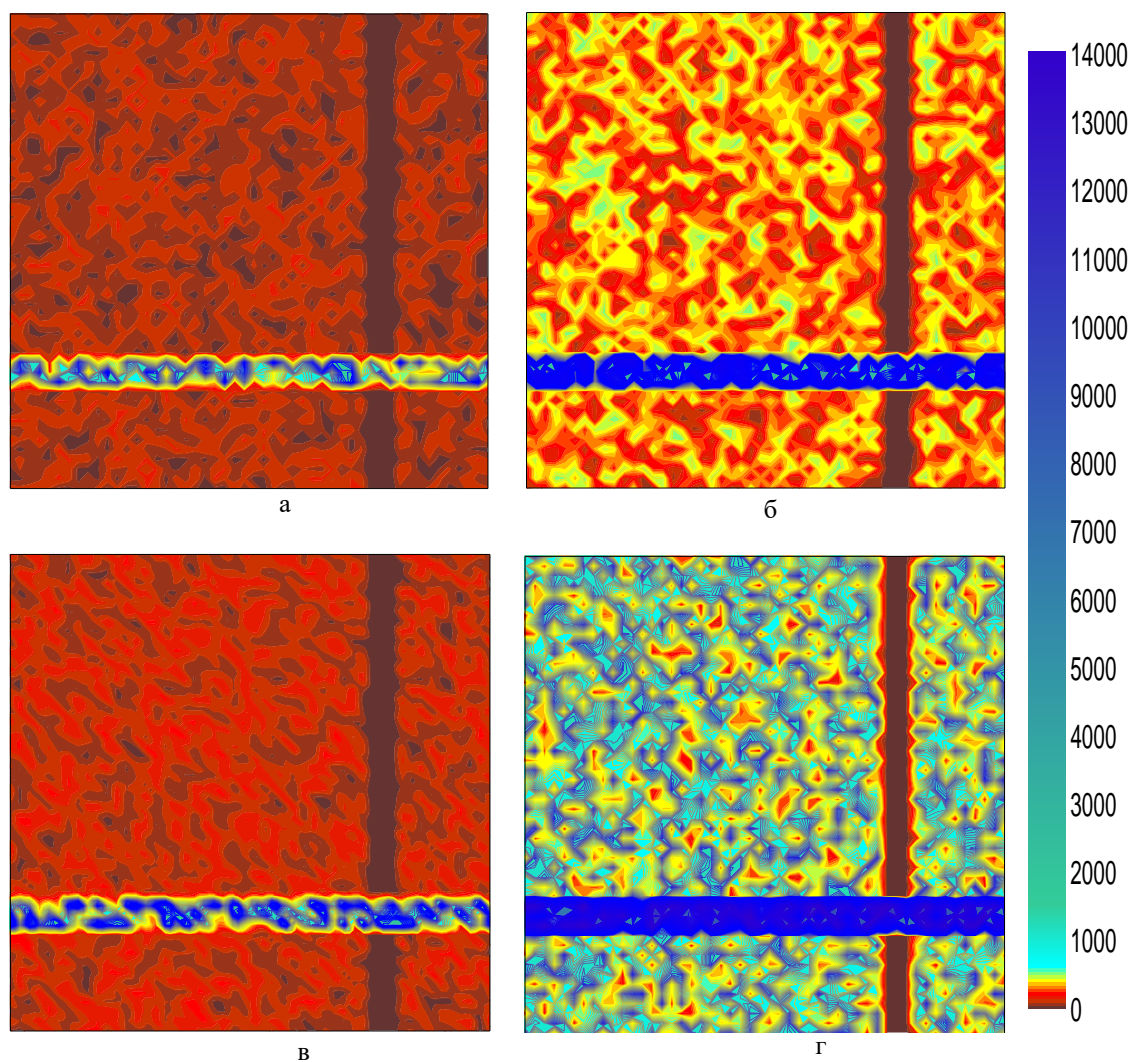


Рисунок 3.1 – Распределение поля проницаемости по слоям модели: слой 1 (а), слой 2 (б), слой 3 (в), слой 4 (г)

В модели задавались функции относительных фазовых проницаемостей и капиллярное давление схожие с одним из месторождений Западной Сибири:

Sw	Fw	Fo	Pc
0.40000	0.00000	1.00000	0.05733
0.42200	0.00002	0.90169	0.05038
0.44400	0.00142	0.80682	0.04403
0.46600	0.00480	0.71554	0.03827
0.48800	0.01138	0.62799	0.03211
0.51000	0.02222	0.54433	0.02735
0.53200	0.03840	0.46476	0.02337
0.55400	0.06098	0.38949	0.02075
0.57600	0.09102	0.31879	0.01850
0.59800	0.12960	0.25298	0.01638
0.62000	0.17778	0.19245	0.01452
0.64200	0.23662	0.13771	0.01285
0.66400	0.30720	0.08944	0.01146
0.68600	0.39058	0.04869	0.01027
0.70800	0.48782	0.01721	0.00883
0.73000	0.60000	0.00000	0.00004

Графики этих зависимостей приведены на рисунке 3.2.

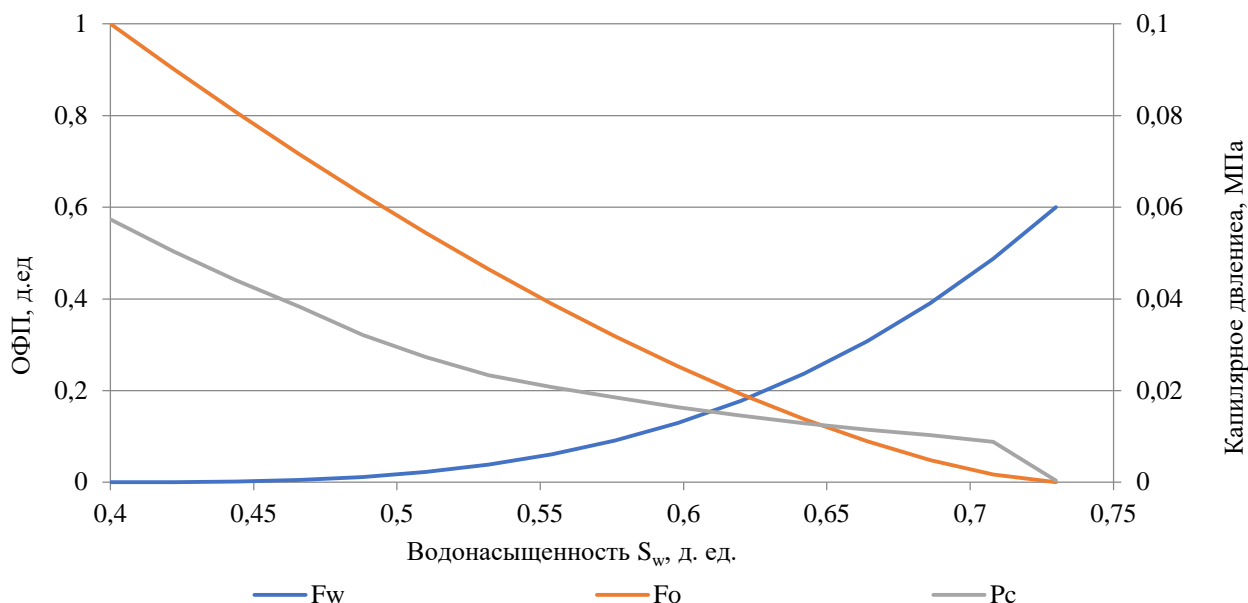


Рисунок 3.2 – Функции относительных фазовых проницаемостей и капиллярное давление

В таблице и на графике:

$S_w$  – водонасыщенность,

$F_w$  и  $F_o$  – относительные фазовые проницаемости воды и нефти,

$P_c$  – капиллярная разность давлений между нефтяной и водной фазами.

Плотность нефти составляет  $0.848 \text{ кг/м}^3 \times 10^{-3}$ , воды –  $1.01 \text{ кг/м}^3 \times 10^{-3}$ . Вязкость нефти –  $4 \text{ мПа} \times \text{с}$ , воды –  $0.43 \text{ мПа} \times \text{с}$ . Сжимаемость нефти  $5 \times 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ , сжимаемость воды  $4 \times 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ , сжимаемость породы  $2 \times 10^{-5} \text{ МПа}^{-1}$ . Давление насыщения –  $23.06 \text{ МПа}$ .

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 д. ед. Геологические запасы нефти пласта по модели составляют 0.972 млн.  $\text{м}^3$  нефти.

Четыре нагнетательные скважины (I-1, I-2, I-3, I-4) располагались в вершинах элемента заводнения, а одна добывающая P-1 – в центре. Расстояние между соседними нагнетательными скважинами 450 м, толщина пласта 40 м.

Параметры модели были использованы для всех экспериментов по умолча-

нию, особые условия оговаривались в конкретных расчетах.

На рисунке 3.3 представлен куб насыщенности пласта нефтью после стационарного заводнения при достижении обводненности продукции скважины в 98 % (базовый вариант).

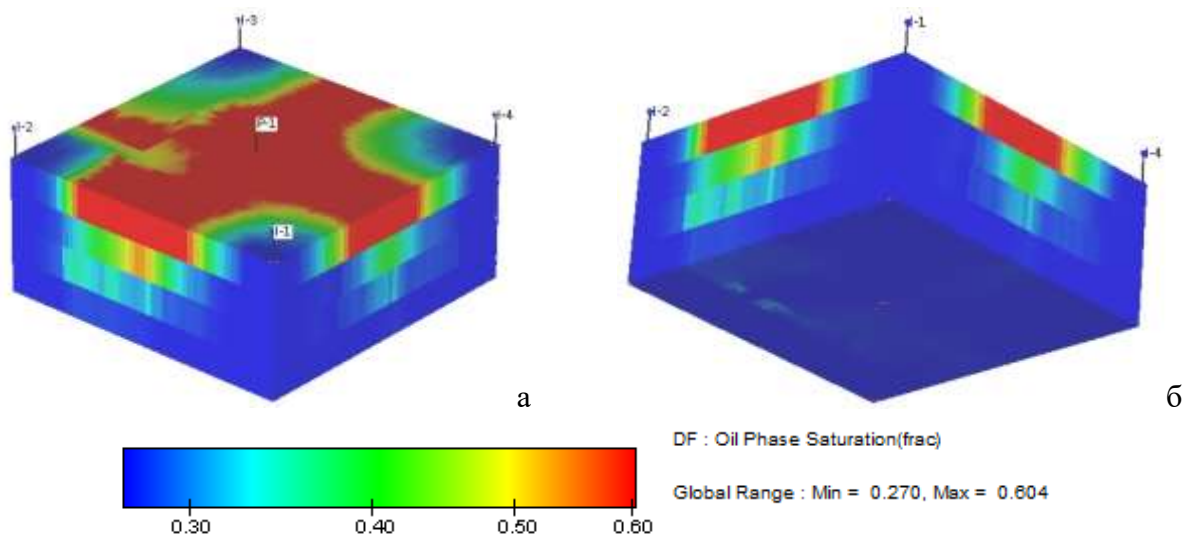
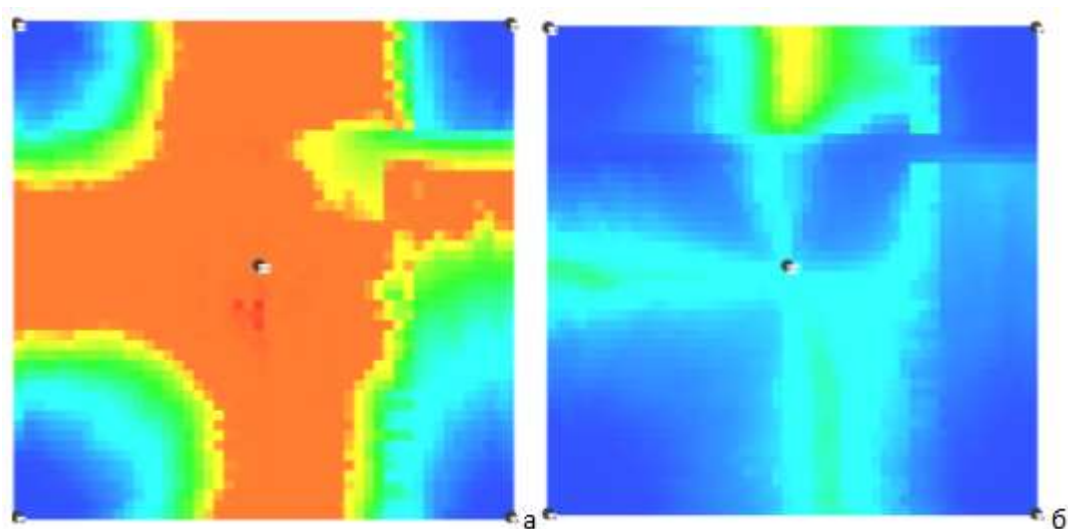


Рисунок 3.3 – Куб нефтенасыщенности пласта на конец разработки после циклического воздействия: вид сверху (а), вид снизу (б)

По рисунку видно, что в верхних слабопроницаемых слоях пласта остались не выработанными значительные запасы нефти. Доизвлечение таких запасов – основная цель методов повышения нефтеизвлечения.

Распределение нефтенасыщенности по слоям приведено на рисунке 3.4.



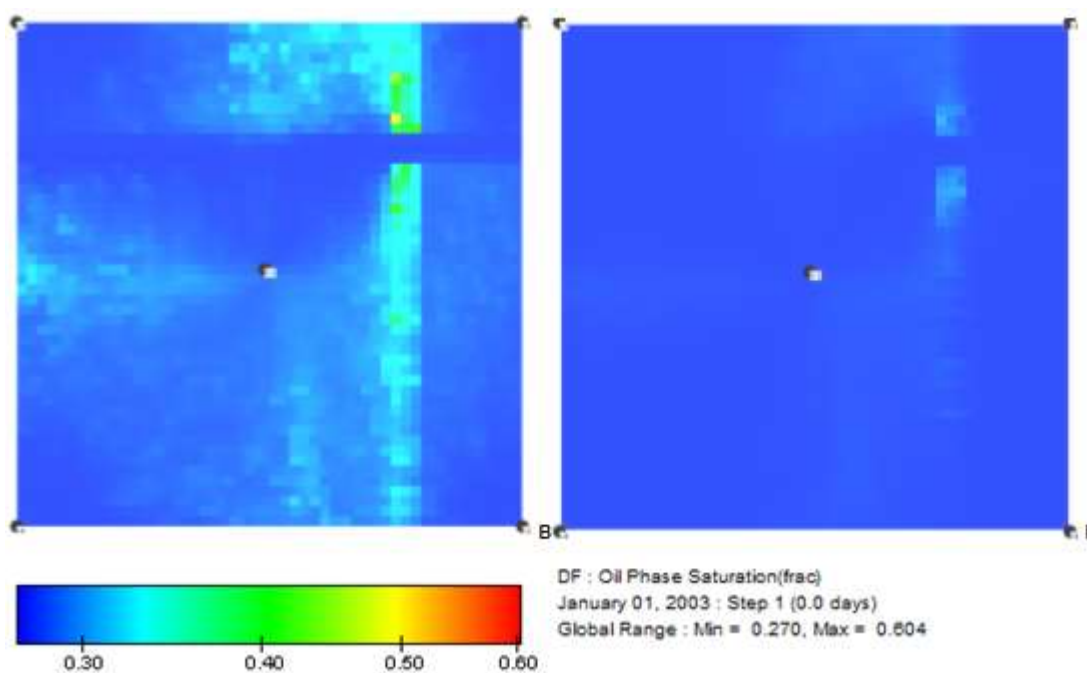


Рисунок 3.4 – Нефтенасыщенность по слоям: слой 1 (а), слой 2 (б), слой 3 (в), слой 4 (г)

### 3.2 Влияние на нефтеизвлечение длительности полуцикла закачки

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 обводненности продукции добывающей скважины в 75 % в течение четырех лет при условии сохранения объёмов закачки стационарного заводнения.

На добывающей скважине поддерживалось постоянное давление 20 МПа.

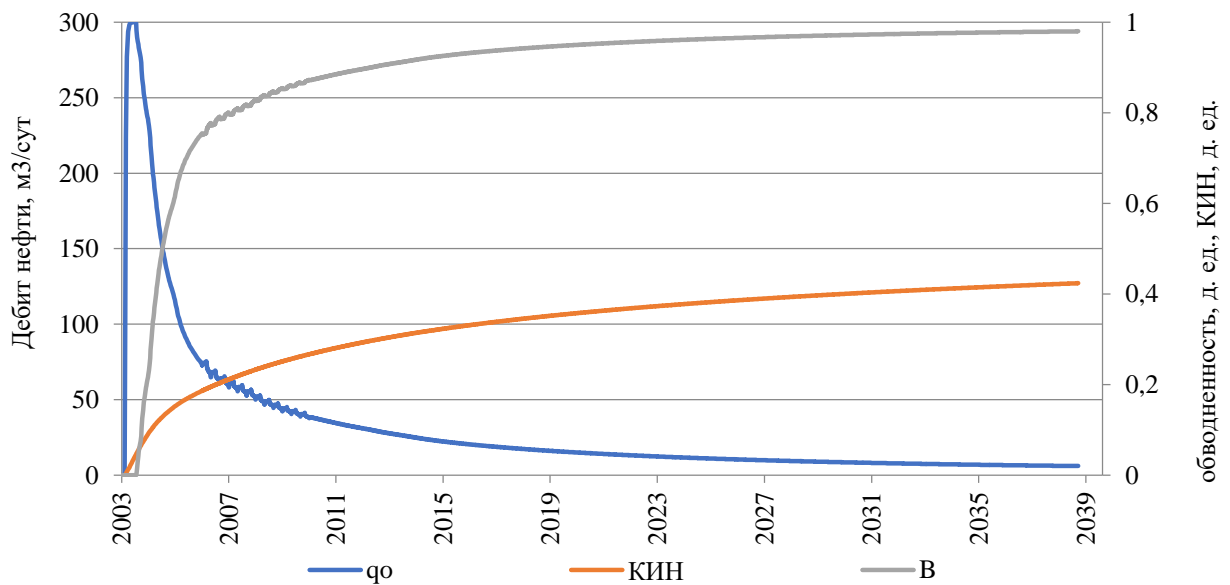
Во время стационарной закачки воды на нагнетательных скважинах задавалась приемистость 75 м<sup>3</sup>/сут, а в течение полуцикла при циклировании – 150 м<sup>3</sup>/сут. В первый полуцикл работали скважины I-1 и I-2, во второй – I-3 и I-4.

Расчеты циклического воздействия выполнялись с полупериодом закачки 5, 15, 30, 60, 90 и 120 суток до конца разработки, то есть до достижения обводненности продукции скважины 98 % (далее по тексту конечный КИН).

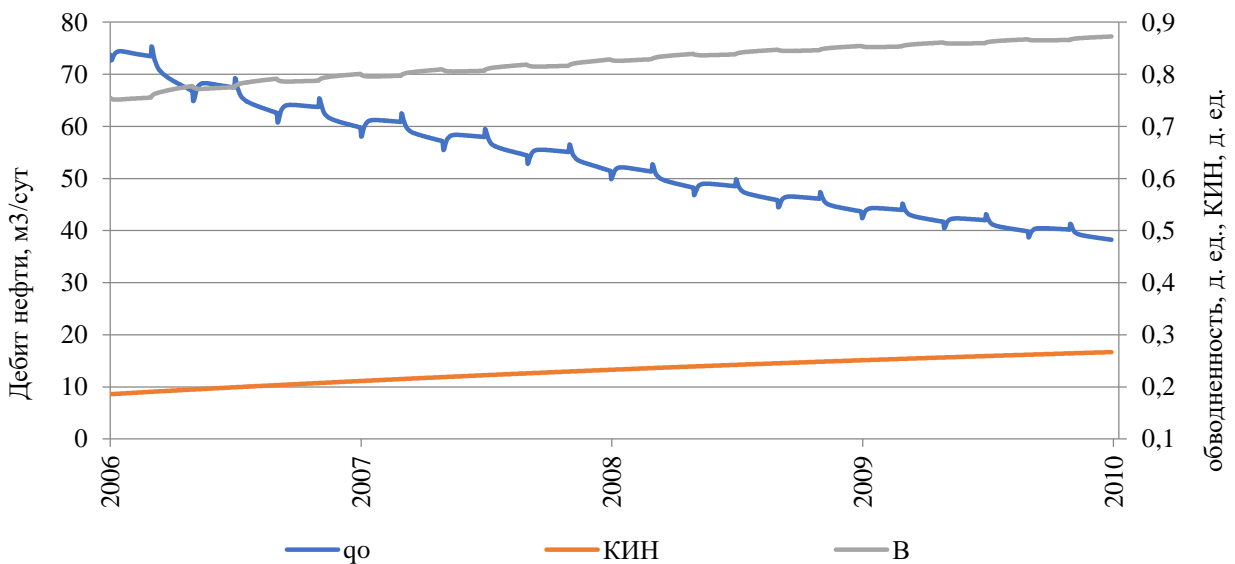
Эффективность воздействия оценивалась на момент завершения последнего полупериода закачки, на момент завершения эффекта отраслевым методом и на конец разработки по достижению обводненности продукции скважин 98 %.

По результатам эксперимента получены графики изменения дебита нефти, накопленной добычи и обводненности за весь период разработки и за период циклического воздействия, а также графики изменения забойного давления в районе нагнетательных скважин. Накопленный объём добычи представлен на конец разработки, то есть при достижении обводненности продукции скважины 98 %.

На рисунках 3.5-3.6 показаны типичные графики дебита нефти, обводненности продукции скважины и КИН, а также забойного давления нагнетательных скважин при циклической закачке с полупериодом в 60 суток.



а



б

Рисунок 3.5 – Дебита нефти, обводненность и КИН при циклическом заводнении с полупериодом закачки 60 суток: за весь период разработки (а), за период циклической закачки (б)

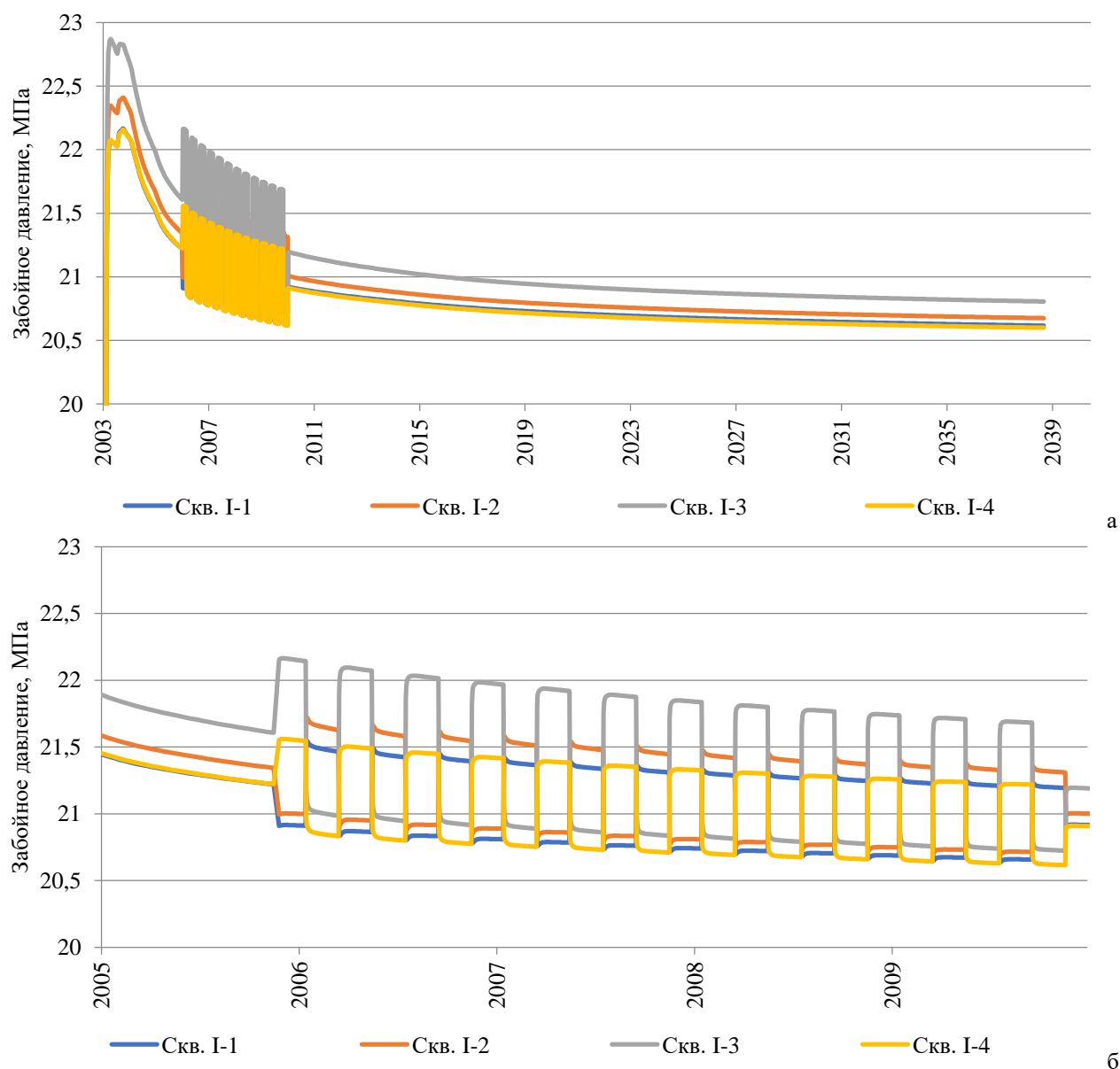


Рисунок 3.6 – Забойное давление нагнетательных скважин при циклическом заводнении с полупериодом 60 суток: за весь период разработки (а), за период циклической закачки (б)

На рисунках и далее по тексту:

$q_0$  - дебит нефти ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ),

КИН - коэффициент извлечения нефти (д. ед.),

$B$  – обводненность продукции (д. ед.).

Конечный коэффициент извлечения нефти для различной продолжительности полупериода закачки представлен на рисунке 3.7.

Здесь и далее на графиках понятие «заводнение» является базовым (обычным) вариантом, соответствующим стационарному режиму закачки.



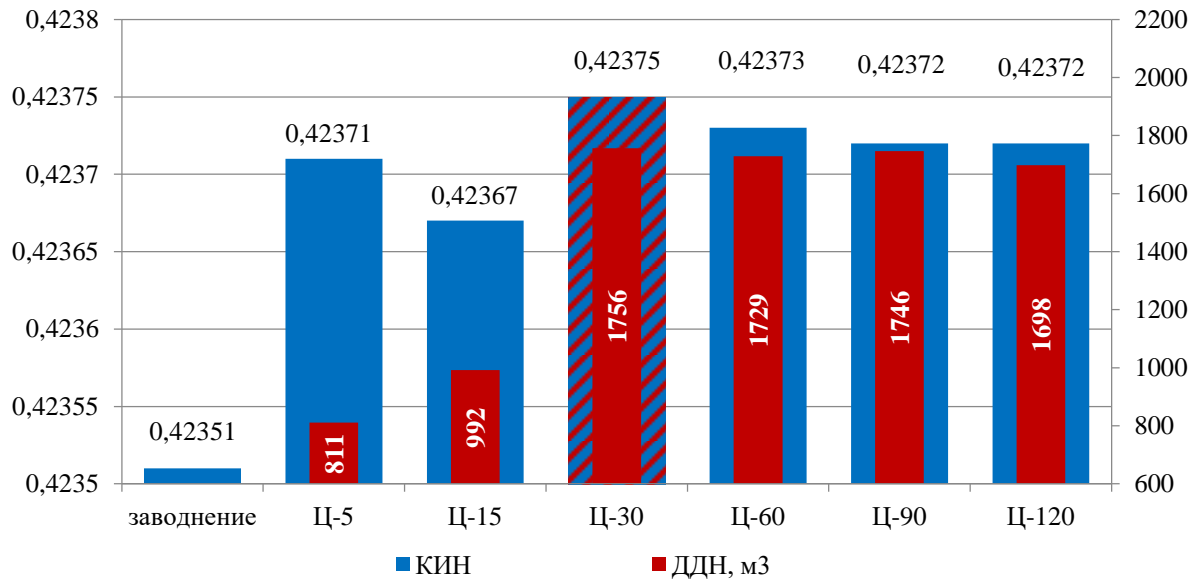


Рисунок 3.7 – Конечный КИН и дополнительная добыча нефти при различных полупериодах закачки

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

Ниже на рисунке 3.8 показана карта разницы нефтенасыщенностей по верхнему слабопроницаемому слою, рассчитанных при обычном и при циклическом заводнении, иллюстрирующая вовлеченные в разработку запасы и дополнительно добытую нефть от циклического воздействия.

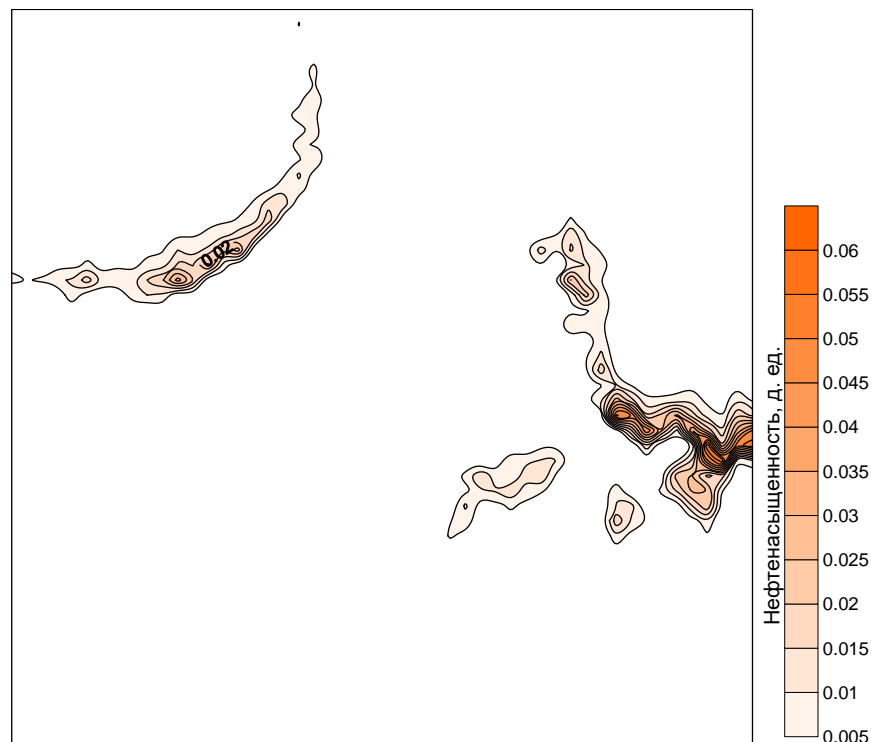


Рисунок 3.8 – Карта разности нефтенасыщенностей верхнего слоя при обычном и при циклическом заводнении

Результаты расчета различных полупериодов закачки показали следующее:

- циклическое воздействие эффективно при любой (разумной) длительности полупериода закачки;
- существует оптимальная длительность полуцикла, при которой достигается наибольший эффект. Для моделируемого объекта оптимальная длительность полуцикла составила 30 суток с дополнительной добычей нефти (ДДН) – 1756 м<sup>3</sup> нефти и КИН – 0,42375.

Необходимо отметить, что полученный результат характерен только для выбранной схемы циклирования и особенностей ФЕС пласта.

### 3.3 Методический подход подбора полупериода закачки при циклическом заводнении

Любой метод воздействия на нефтяные залежи с целью повышения коэффициента извлечения нефти требует подбора оптимальных параметров технологии путем предварительных расчетов на физически содержательных математических моделях [8, 33, 71, 72, 73, 95, 105].

Для минимизации количества расчетных вариантов и сокращения вычислительных затрат предлагается схема выбора технологии циклического заводнения, в которой объект разбивается на «классы» по проницаемости с определенными диапазонами параметра. Для этого выполняется ранжирование всех вскрытых скважинами ячеек по проницаемости и выделяется  $L$  классов. Для каждого класса вычисляется среднее значение проницаемости по аналогам формул М. Л. Сургучева:

$$\bar{k}_j = \frac{\sum_{i \in \Omega_j} k_i h_i}{\sum_{i \in \Omega_j} h_i}, \quad 1 \leq j \leq L, \quad (7)$$

здесь  $\Omega_j$  - множество ячеек, входящих в  $j$ -ый класс;

$k_i$  – проницаемость  $i$ -ой ячейки, мкм<sup>2</sup>;

$h_i$  – толщина  $i$ -ой ячейки, м.



Для каждого класса вычисляется продолжительность полупериода воздействия по формулам (5), (6).

Затем с полученными значениями полупериодов закачки выполняется гидродинамическое моделирование технологии циклического заводнения и выбирается наилучший вариант [24, 25, 59, 65, 88, 91, 92].

Для детального анализа распределения проницаемости коллектора по интервалам применялась геологическая информация из кубов модели объекта по слоям и скважинам.

По результатам ранжирования параметра абсолютной проницаемости проницаемых интервалов выделяются три класса в следующих диапазонах:

1 класс – до  $220 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , что составляет 58.65 % от общего числа проницаемых интервалов;

2 класс – от 220 до  $550 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$  – 21.43 %;

3 класс – более  $550 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$  – 19.92 %.

Здесь наиболее низкими ФЕС обладают коллектора 1 класса проницаемости - коллектора с низким фильтрационным потенциалом, где фронтальное вытеснение нефти крайне затруднено. Коллектора групп 3 и 4 класса являются наиболее проницаемыми.

За 100 % взято суммарное количество значений абсолютной проницаемости проницаемых интервалов по всем слоям.

В графике (рисунок 3.9) сведены распределение плотности подвижных запасов и доля коллектора в зависимости от значений абсолютной проницаемости продуктивных интервалов.

Плотность подвижных запасов нефти по скважине взята из модели на момент, когда отборы достигли 75 %, т. е. на начало циклического заводнения.

Выделенные классы по проницаемости использовались для расчета полупериодов закачки (таблица 3).

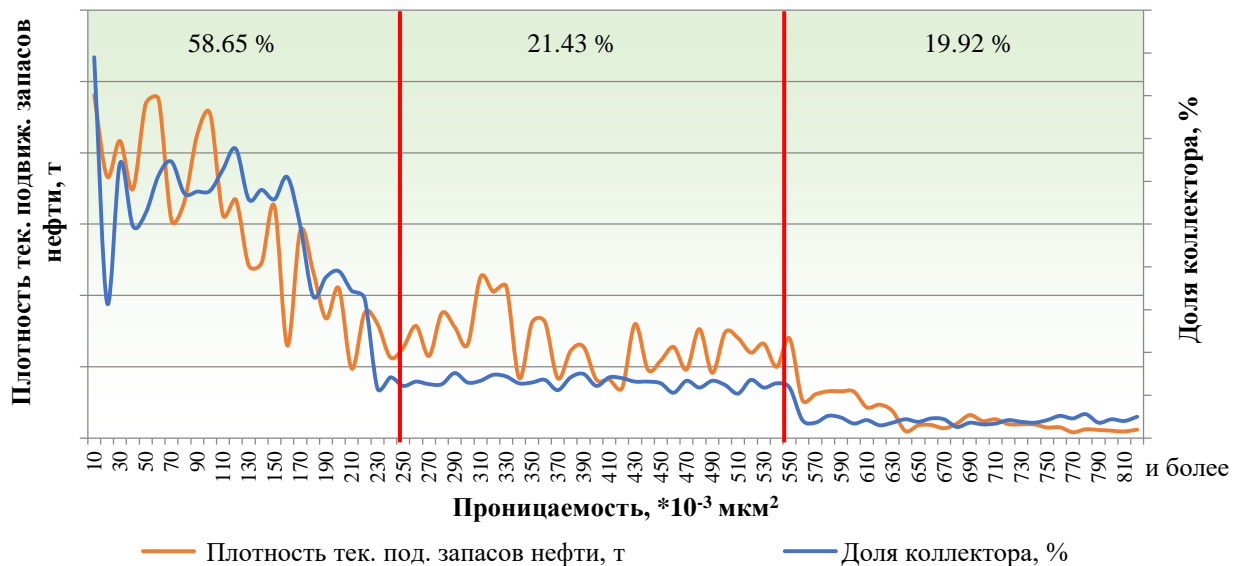


Рисунок 3.9 – Распределение плотности подвижных запасов нефти в зависимости от значений абсолютной проницаемости продуктивных интервалов

Таблица 3

Длительность полупериодов по классам по проницаемости

Класс по проницаемости	Полупериод, сут
1	27
2	6
3	1

По результатам расчета полупериоды по классам по проницаемости составляют от 1 до 27 суток, расчет при режиме циклирования в одни сутки нецелесообразен.

Для подтверждения полупериодов выделенных классов проведен расчет методом перебора вариантов с кратным шагом их продолжительности.

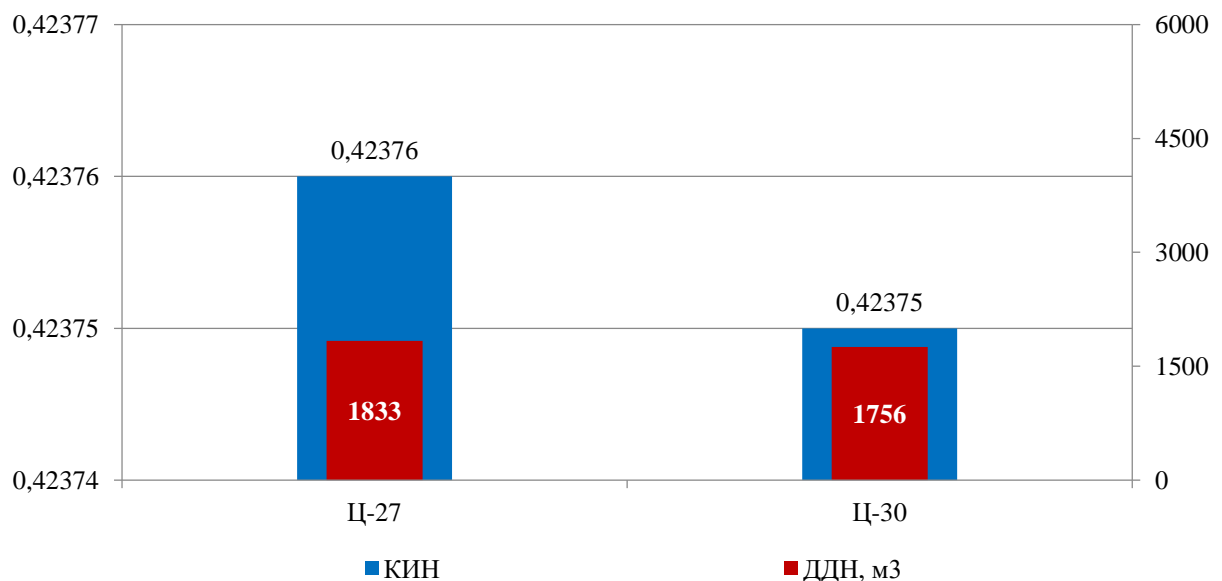


Рисунок 3.10 – Конечные КИН и ДДН при циклической закачке с полупериодом в 27 и 30 суток

Результатами для сравнения расчетов будут являться значение конечного КИН и дополнительная добыча нефти по отраслевому методу (рисунок 3.10).

При сравнении результата расчета с использованием методического подхода с разбиением проницаемости по классам и расчета методом перебора вариантов видно, что продолжительность полупериода различается незначительно, т. е. практически совпадает.

Применение методики позволяет минимизировать вычислительные затраты, а выделение классов коллекторов - рассчитать набор длительностей полуциклов, а затем, по результатам моделирования, выбрать оптимальный.

### **3.4 Влияние на нефтеизвлечение расстояния между нагнетательными скважинами**

В следующем эксперименте изучалось влияние размеров технологической ячейки разработки на эффективность циклического заводнения 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.

Во всех вариантах расчеты выполнялись на сетке  $50 \times 50 \times 4$ , при этом абсолютная проницаемость соответствующих ячеек сохранялась.

Условием проведения являлось применение воздействия при обводненности добываемой продукции скважины в 75 % с сохранением равенства объёмов закачки и отбора (то есть при компенсации добычи закачкой 100 %) и продолжалось четыре года с дальнейшим переходом на стационарный режим до наступления обводненности в 98 %.

Результаты расчета конечного коэффициента нефтеизвлечения приведены на рисунке 3.11.

Во всех вариантах базовый расчет (без циклического воздействия) имеет КИН ниже всех вариантов расчета с применением циклического заводнения.



Рисунок 3.11 – Конечный КИН при различных размерах элемента заводнения и полупериодах закачки



Рисунок 3.12 – Конечный КИН при различных вариантах длительности полупериода закачки.  
Размеры элемента заводнения 212 м (а), 450 м (б), 636 м (в)

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 полупериода.

Вариант с наибольшим конечный КИН имеет самый маленький объект с сеткой 212 м в варианте с полупериодом в 15 суток (рисунок 3.13).

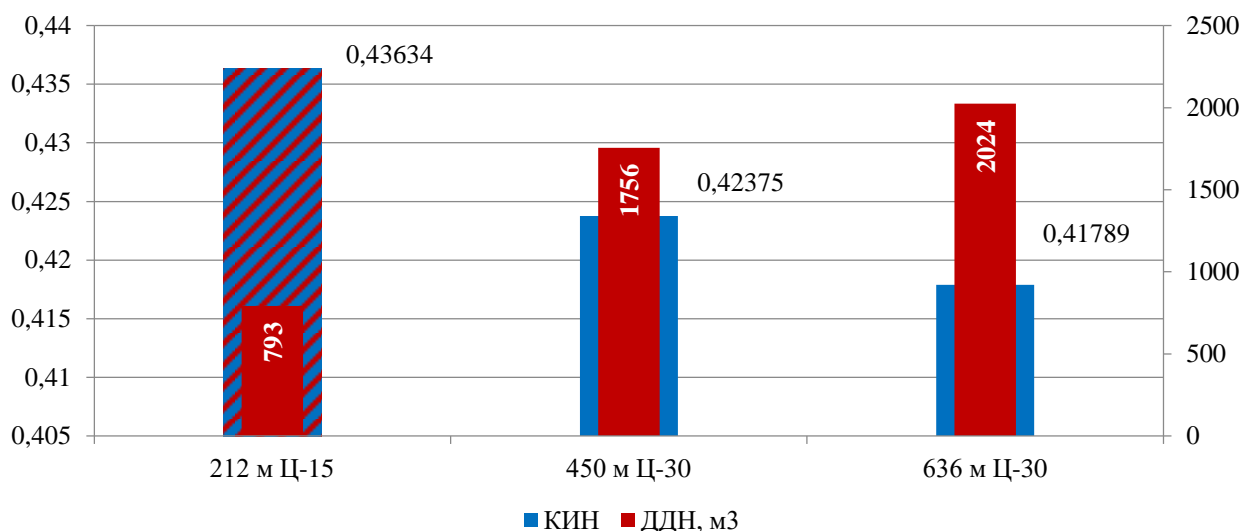


Рисунок 3.13 – Наилучшие варианты с конечным КИН и дополнительная добыча нефти при различных размерах элемента заводнения при циклическом заводнении

Так как в модели с сеткой в 212 м обводнение добывающей скважины в 98 % происходит в более короткий период разработки, поэтому при проведении циклического воздействия накопленная дополнительная добыча нефти гораздо меньше, чем по моделям с размерами сетки в 450 и 636 м.

Отсюда можно сделать следующий вывод: при одинаковых параметрах пласта объекту, имеющему меньшие размеры (плотность сетки скважин выше), соответствует меньший оптимальный полупериод циклического воздействия.

Кроме того, эти расчеты подтверждают известный факт, что на объекте с большой плотностью сетки скважин (в данном случае – линейный размер 212 м) достигается больший КИН (см. базовые расчеты – на графиках «заводнение»), а циклическое воздействие только усиливает этот эффект.

Таким образом, расстояние между скважинами имеет большое значение при выборе оптимального полупериода нестационарного заводнения [16, 17, 18, 19, 25].

### 3.5 Влияние на нефтеизвлечение сжимаемости системы

Влияние сжимаемости нефти, воды и горной породы при циклическом заводнении с полупериодом 5, 15, 30, 60, 90 и 120 суток рассмотрено в следующем эксперименте, где расстояние между скважинами устанавливалось в 450 м.

При этом значения сжимаемостей нефти, воды и породы задавались следующим образом: по воде и породе как среднее референтное значение по месторождениям Западной Сибири (глава 3.1), так как их варьирование не столь велико для получения представительных вариантов, поэтому значения сжимаемости по нефти и породе кратно увеличивали в вариантах, меняя сжимаемость системы.

Варианты для моделирования представлены следующими параметрами:

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

Сжимаемости системы выражается через общую сжимаемость:

$$\beta_{\text{общ}} = \beta_v \times m \times S_v + \beta_n \times m \times S_n + \beta_p, \quad (8)$$

где  $m$  - пористость (отношение объёма пор к объёму пласта);

$S_n$  - насыщенность нефтью (доля флюида в объёме пор);

$S_v$  - насыщенность водой (доля флюида в объёме пор);

$\beta$  - сжимаемость (воды, нефти, породы).

Варианты общей сжимаемости рассчитаны с учетом условия начала мероприятия при достижении 75 % обводненности и представлены следующими параметрами:

- вариант 1:  $2.21 \times 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ ;
- вариант 2:  $4.18 \times 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ ;
- вариант 3:  $9.66 \times 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ .

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

На рисунке 3.14 приведены результаты изменения накопленной добычи в зависимости от величины сжимаемости системы (нефть, вода, горная порода) в цикле с полупериодом 30 суток.

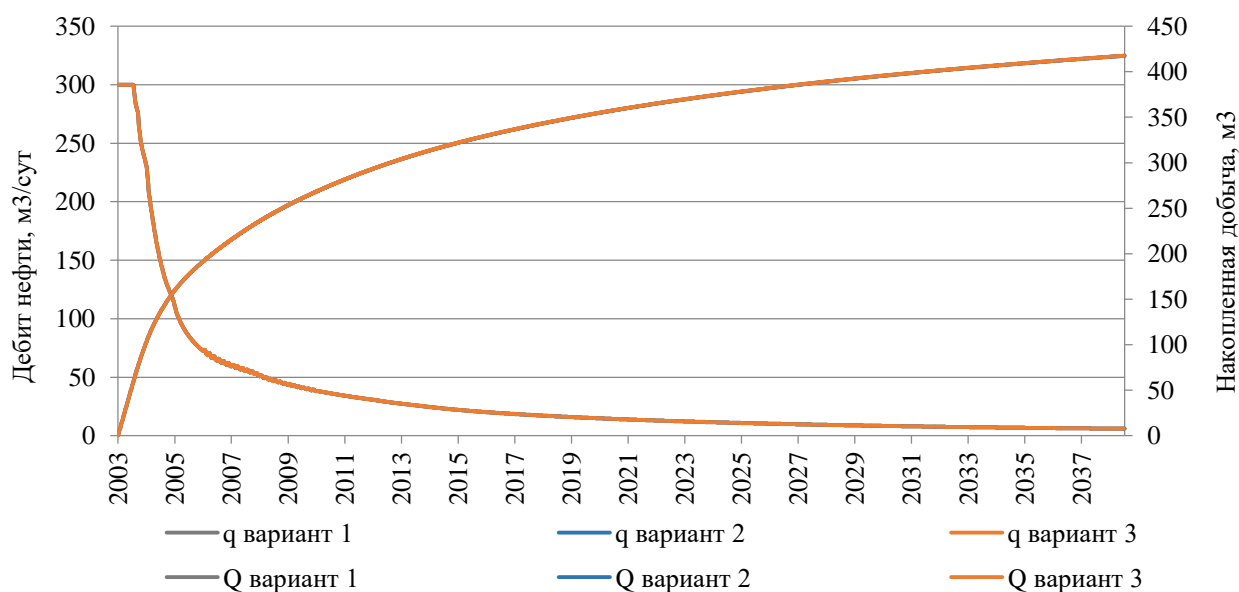


Рисунок 3.14 – Дебит нефти и накопленная добыча при различных вариантах сжимаемости системы при циклическом заводнении с полупериодом закачки в 30 суток

На рисунке 3.15 представлена текущая добыча нефти на примере варианта циклического заводнения с полупериодом закачки в 30 суток.

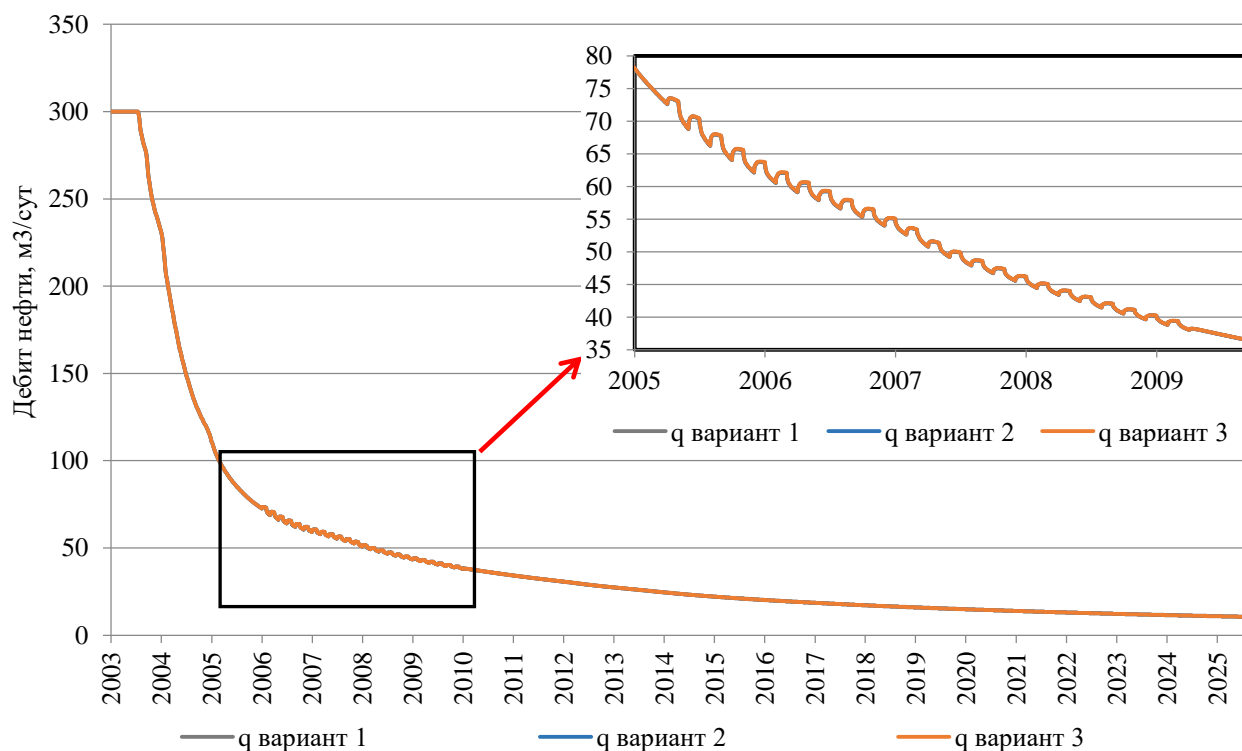


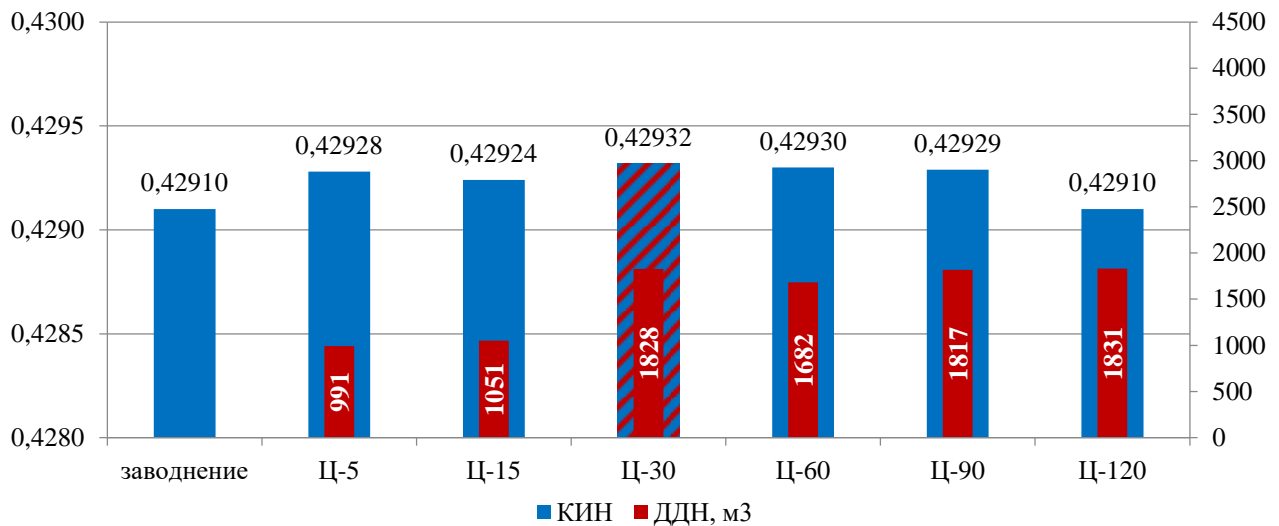
Рисунок 3.15 – Дебит нефти при различных вариантах сжимаемости системы при циклическом заводнении с полупериодом закачки в 30 суток



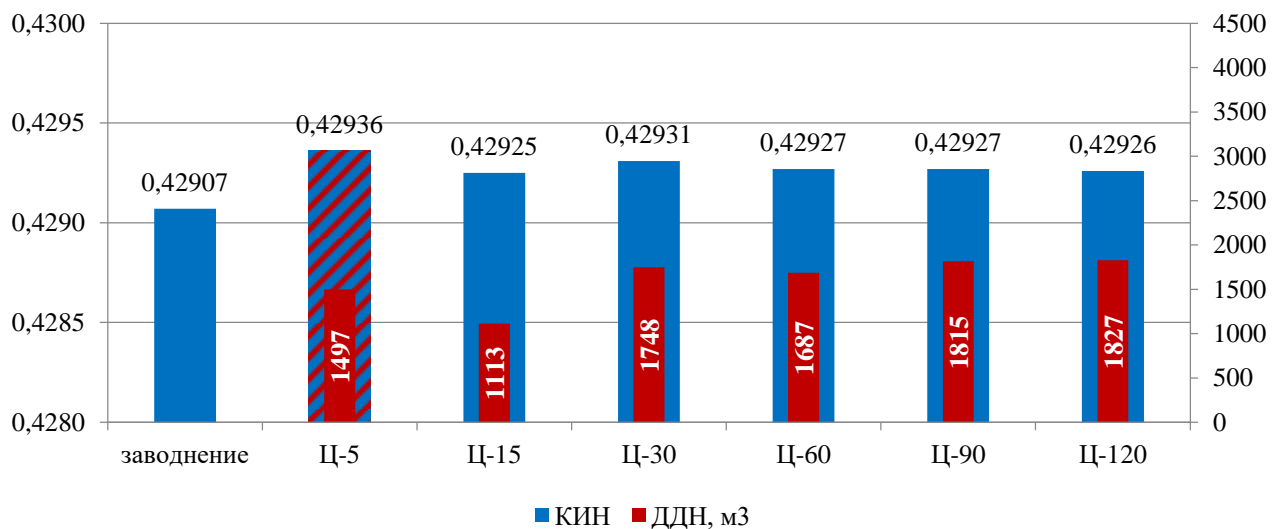
На рисунке 3.16 показаны коэффициенты нефтеизвлечения в зависимости от различных величин сжимаемости системы при циклической закачке с полупериодами в 5, 15, 30, 60, 90 и 120 суток.

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 (рисунок 3.17). Однако, начиная с периода циклирования в 30 суток и во всех последующих полупериодах, а также при обычном заводнении, тренд меняется – с увеличением сжимаемости системы наблюдается снижение КИН.

**Вариант 1 ( $\beta_n=8\times 10^{-4}$ ,  $\beta_e=3\times 10^{-4}$ ,  $\beta_{породы}=1.27\times 10^{-4}$ )**



**Вариант 2 ( $\beta_n=15\times 10^{-4}$ ,  $\beta_e=3\times 10^{-4}$ ,  $\beta_{породы}=2.75\times 10^{-4}$ )**



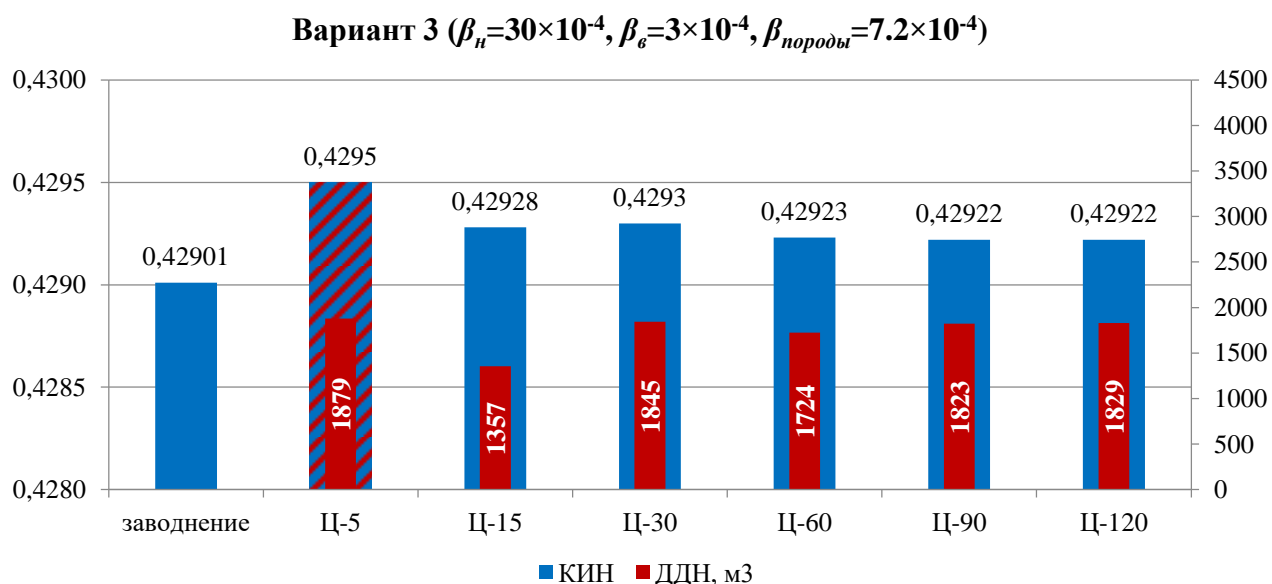


Рисунок 3.16 – Конечный КИН и дополнительная добыча нефти при различных полупериодах циклической закачки и вариантах сжимаемости системы

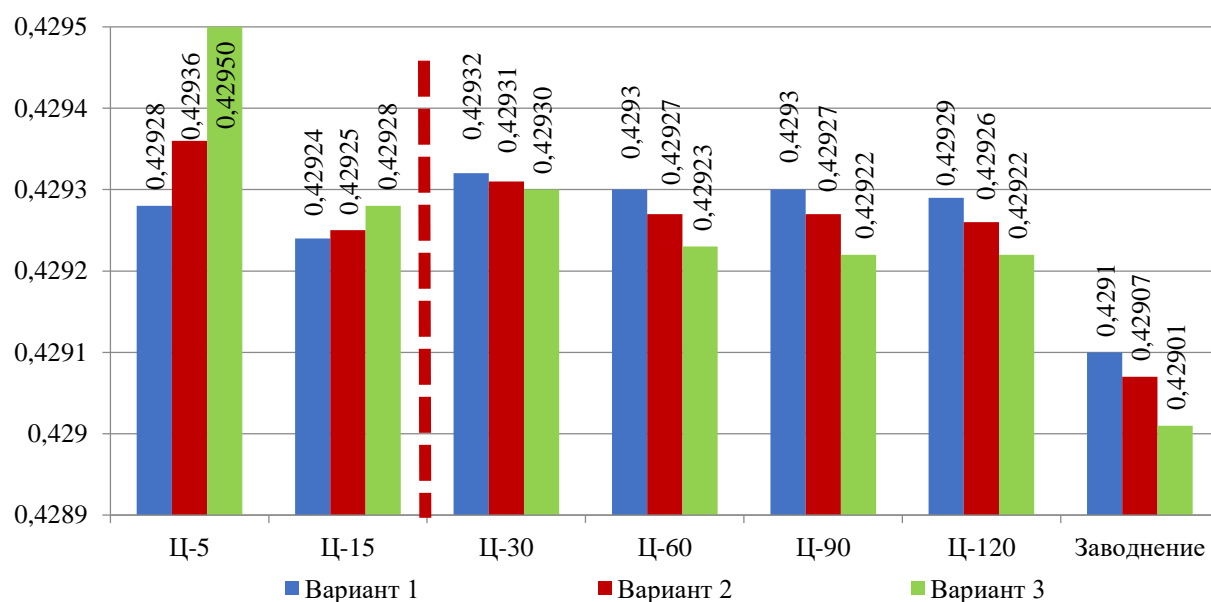


Рисунок 3.17 – Конечный КИН в зависимости от сжимаемости системы при различных полупериодах циклической закачки

Отсюда можно сделать вывод, что существует граница (рисунок 3.17) 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 сжимаемо-

стью системы и составляет +0,9 %. Данный вывод справедлив без учёта периода циклирования 5-15 суток, где наблюдается обратный тренд (рисунок 3.18).

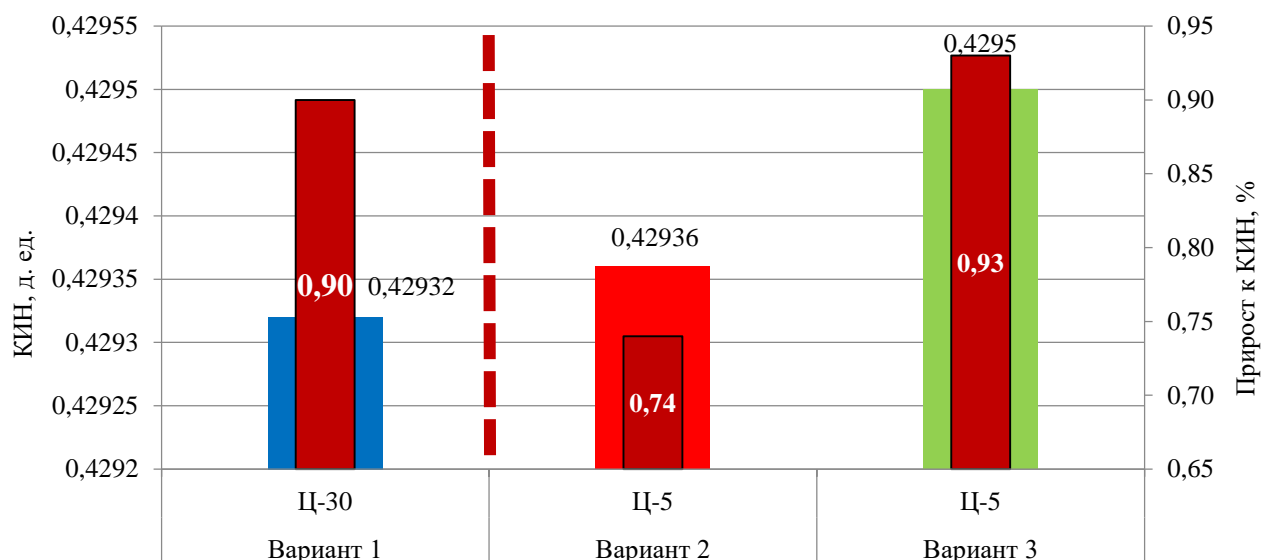


Рисунок 3.18 – Сравнение коэффициентов нефтеизвлечения и прироста к КИН наилучших вариантов с различной сжимаемостью системы при циклическом заводнении

Оценивая дополнительную добычу (ДДН) можно наблюдать неповторяемость порядка успешности в сравнении с КИН (рисунок 3.19).

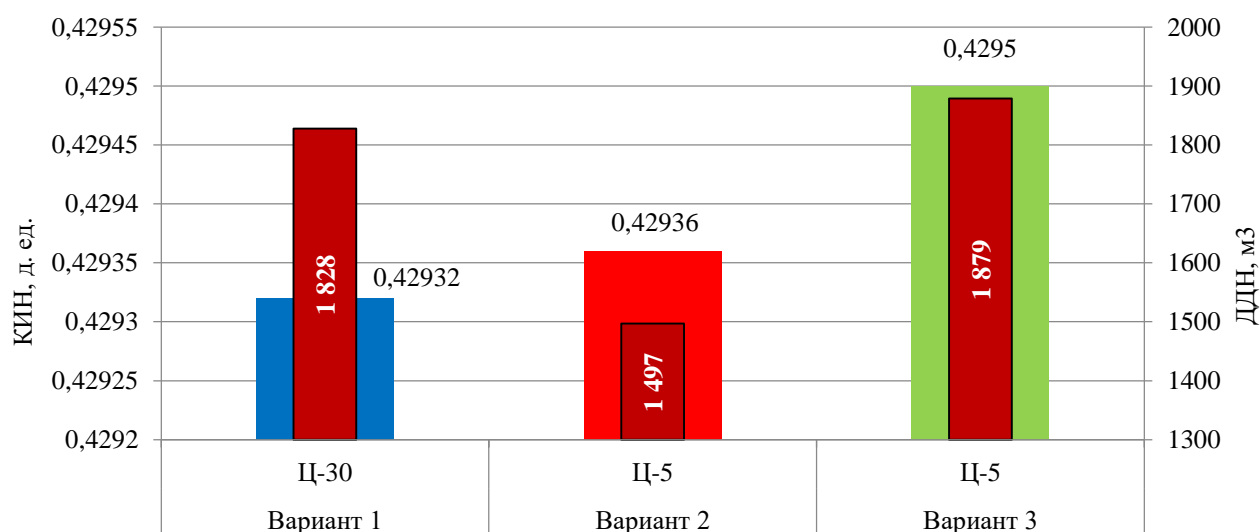


Рисунок 3.19 – Наилучшие варианты с конечным КИН и дополнительной добычей нефти при различных вариантах сжимаемости системы при циклическом заводнении

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

Для каждого объекта, планируемого под циклическую закачку и имеющего свою сжимаемость пластовой системы, должен подбираться свой оптимальный полупериод закачки.

### **3.6 Влияние на нефтеизвлечение закачки полимера при нестационарном заводнении**

Целью эксперимента являлось определение эффективности циклического заводнения в комплексе с полимерным воздействием.

Расчеты проводились на элементе заводнения с линейным с расстоянием между нагнетательными скважинами в 450 м.

В расчетах учитывались следующие свойства закачиваемого полимера [153, 91]:

1. сорбция необратимая;
2. молярный вес – 10 000 000;
3. концентрация полимера – 0.006 % мас.;
4. фактор извилистости - 4.0;
5. параметр снижения водопроницаемости - 1.2;
6. концентрация водного полимера, при которой абсорбция полимера достигает половины максимального значения - 0.005;
7. средняя скорость сдвига - 2.3;
8. показатель скорости сдвига  $X$  - 2.4;
9. зависимость множителя вязкости раствора полимера от концентрации полимера (рисунок 3.20) определялась в соответствии с графиком, построенным на основе лабораторных исследований с использованием керна и пластовых флюидов месторождения Каламкас, приведенных в главе 2.2.

При моделировании полимерного воздействия использовалась концентрация полимера в 0.006 % мас., что составляет  $0.06 \text{ кг/м}^3$ , по аналогии с проектами по месторождениям Брелам и Норт Барбенк, имеющие схожие геологические характеристики пласта (проницаемость и вязкость нефти), где использовался полимер Pusher (таблица 1).

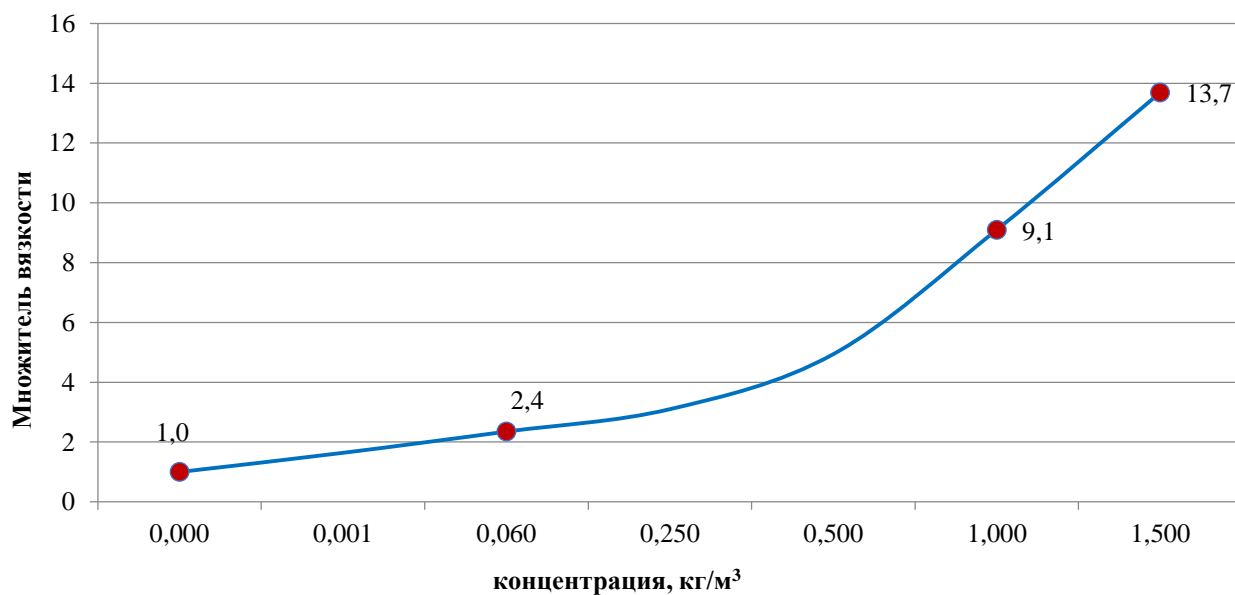
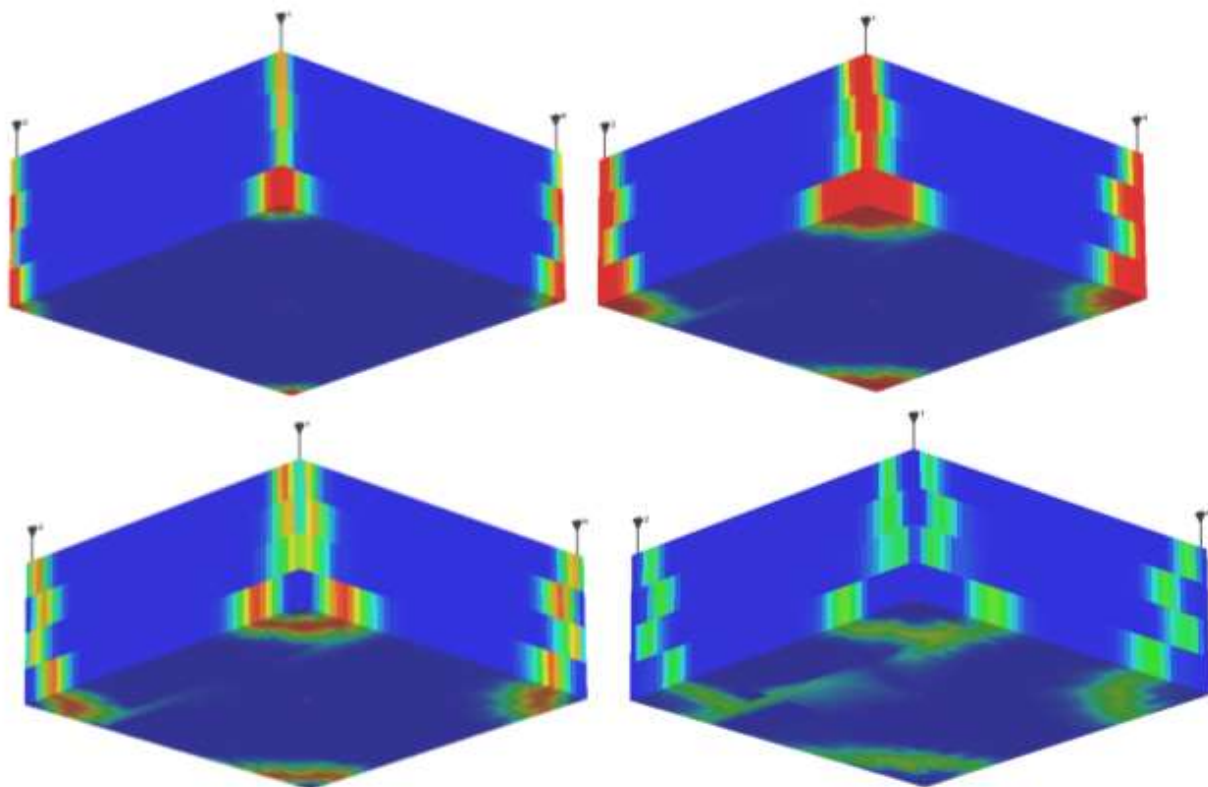


Рисунок 3.20 – Зависимость множителя на вязкость раствора от концентрации полимера

### 3.6.1 Полимерное воздействие

Ниже представлены результаты расчетов непрерывной закачки полимера (без циклического воздействия). Эти результаты будут использованы при оценке циклического воздействия в комплексе с полимерным воздействием.



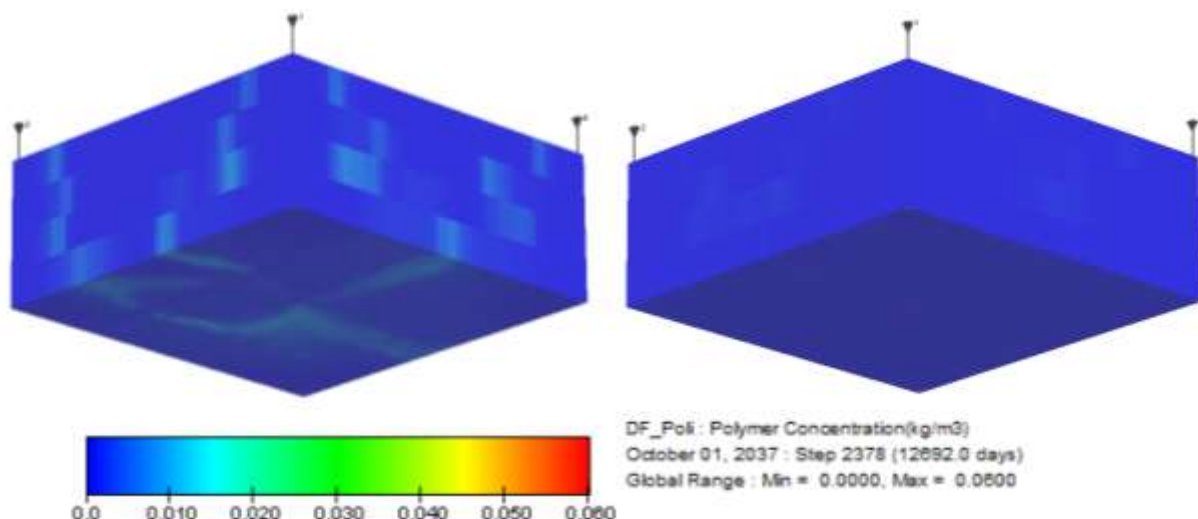


Рисунок 3.21 – Концентрация полимера в воде на различные моменты времени

Распространение полимера по коллектору в период разработки представлено на рисунке 3.22.

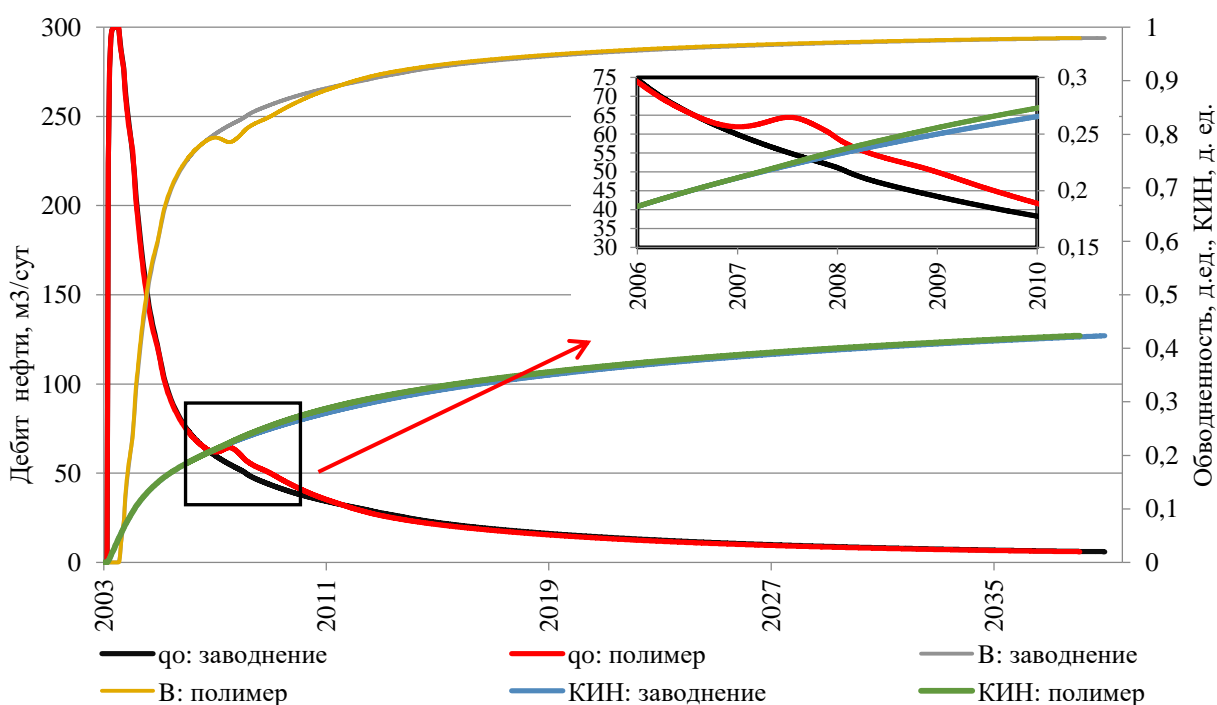


Рисунок 3.22 – Дебит нефти, КИН и обводненность при обычном заводнении и полимерном воздействии

Эффект от полимерного воздействия (на графике «полимер») проявляется не одновременно с началом закачки, а спустя полгода, и достигает своего максимума через год после окончания закачки полимера (рисунок 3.23).

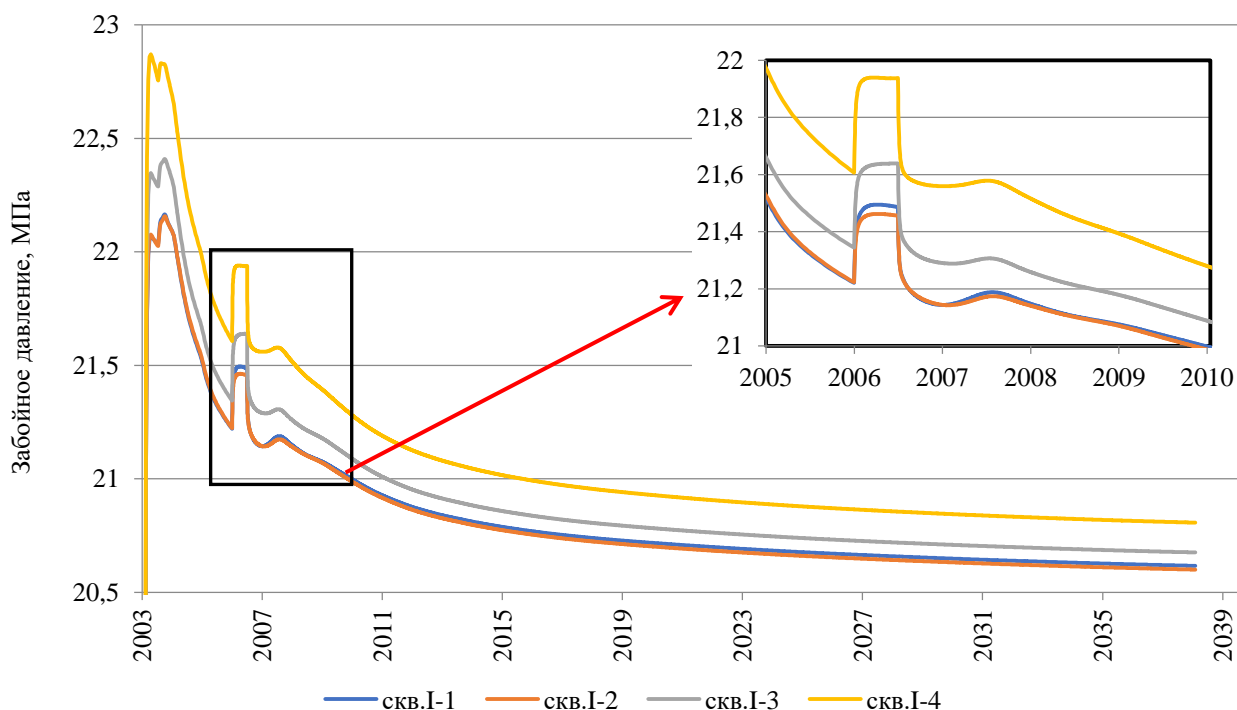


Рисунок 3.23 – Забойное давление нагнетательных скважин при полимерном воздействии

Из рисунка 3.23 видно характерное повышение забойного давления на нагнетательных скважинах в начале закачки полимера и его снижение после прекращения закачки полимера и переходе на стационарный режим заводнения [26].

### 3.6.2 Закачка полимера в начале циклического воздействия

При нестационарном заводнении циклирование начиналось при обводненности добываемой продукции добывающей скважины в 75 % с сохранением равенства объёмов закачки и отбора (то есть при компенсации отбора закачкой 100 %) и продолжалось четыре года с дальнейшим переходом на стационарный режим, который поддерживался до наступления обводненности продукции скважины в 98 %. Во время активного полуцикла дебит нагнетательных скважин удваивался.

Полагалось, что 0,006 % мас. полимер закачивается в пласт только во время циклического воздействия в течение первой половины года от начала циклического воздействия в каждый активный полуцикл работы нагнетательных скважин.

Расчеты выполнялись при полупериодах циклирования 30, 60 и 90 суток.

Для сравнения приведены графики дебитов при обычном заводнении и при полимерном воздействии без циклического воздействия на пласт (рисунок 3.24).

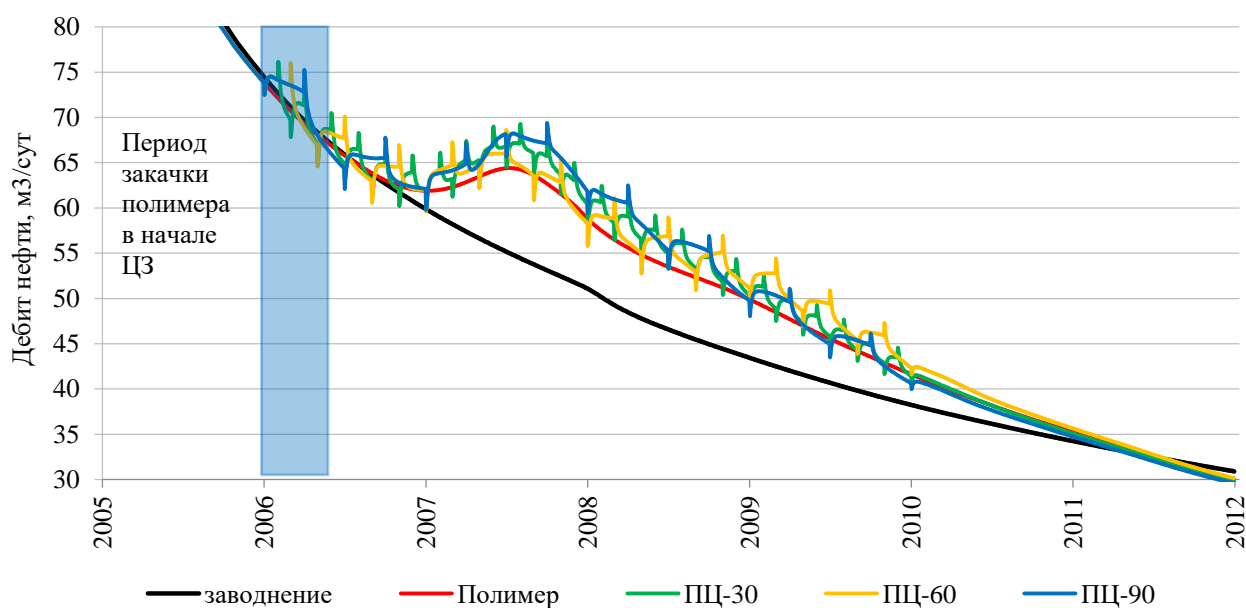


Рисунок 3.24 – Дебит нефти при обычном заводнении, полимерном воздействии и при циклической закачке совместно с полимером при различных полупериодах закачки

На графике период закачки полимера во время циклирования выделен красными линиями. Видно, что прирост в добыче от закачки полимера, как при обычном полимерном воздействии, так и при циклической закачке полимера, наступает не сразу. 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).

На рисунке 3.25 показаны конечные КИН и дополнительная добыча нефти при закачке полимера во время циклической закачки с полупериодами 30, 60 и 90 суток.

Расчет показал, что максимальная дополнительная добыча нефти, как и КИН, зависит от длительности полупериода закачки. Существует оптимальная длительность полупериода (для рассчитываемого объекта – 60 суток с удельной эффективностью на 1 т полимера 3.28 тыс. м<sup>3</sup> нефти), где прирост к КИН составил 2.6 % (рисунок 3.26).



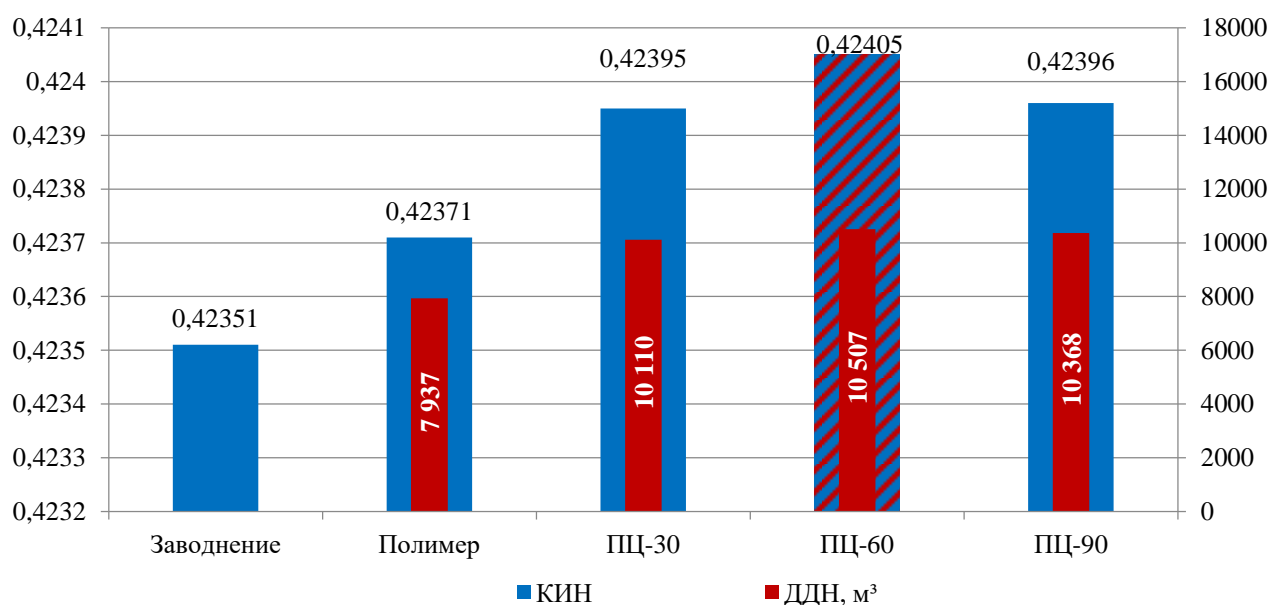


Рисунок 3.25 – Конечный КИН и дополнительная добыча нефти при заводнении, в вариантах закачки полимера и полимерно-циклического воздействия. Полимер в начале циклирования

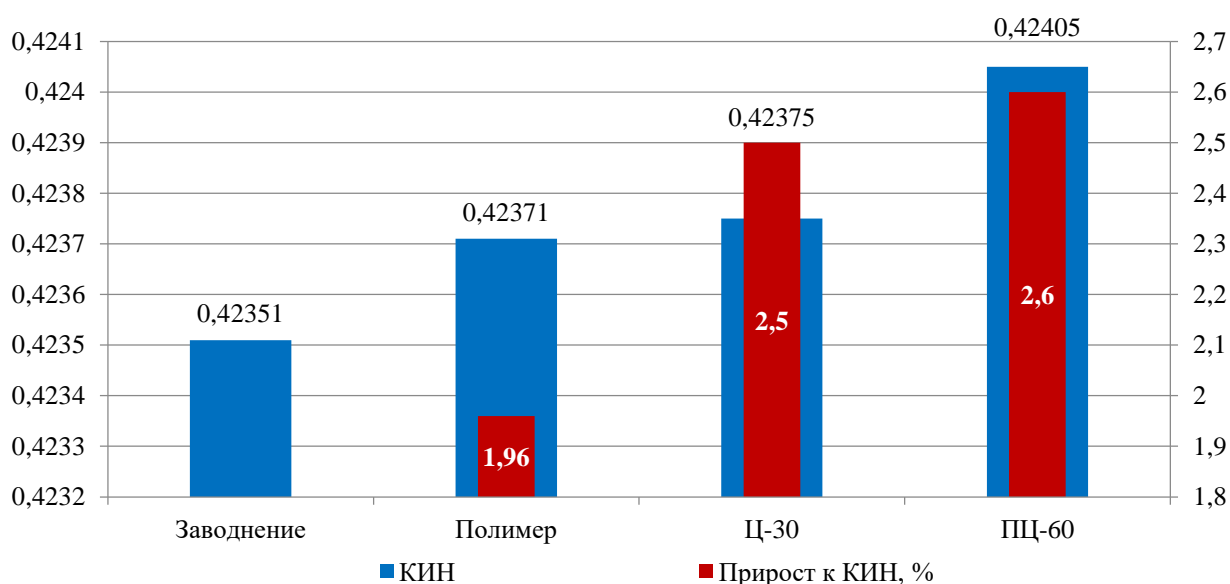


Рисунок 3.26 – Конечный КИН и прирост к КИН по наилучшим вариантам циклического заводнения и полимерно-циклического воздействия

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

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.

Из приведенного графика видно, что

- коэффициент нефтеизвлечения зависит от длительности полупериода закачки;
- существует оптимальная длительность полупериода (для рассчитываемого объекта – 60 суток);
- оптимальная длительность полупериода не совпадает с оптимальной длительностью полупериода при циклировании без полимера (30 суток, см. рисунок 3.7);
- 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 (см. рисунок 3.7).

### 3.6.3 Закачка полимера в конце циклического воздействия

На рисунке 3.27 приведены дебиты нефти, а на диаграмме (рисунок 3.28) показаны конечные КИН при закачке полимера во время циклической закачки с полупериодами 30, 60 и 90 суток. Полимер закачивался в последние полгода циклического воздействия до перехода на стационарное заводнение.

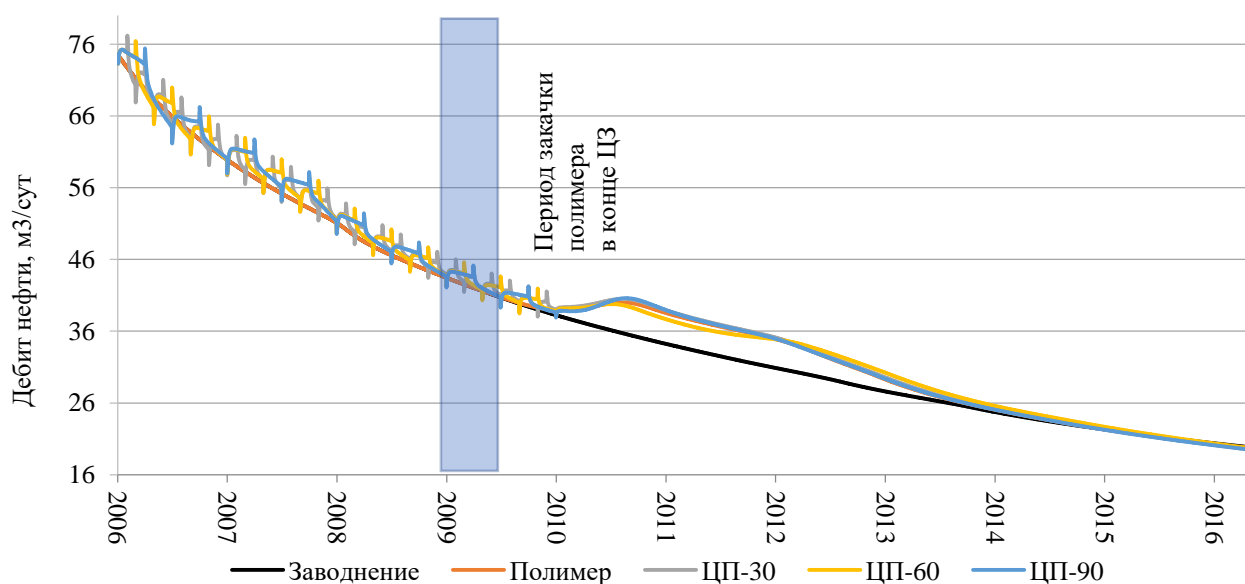


Рисунок 3.27 – Дебит нефти при обычном заводнении, полимерном и полимерно-циклическом воздействиях при различных полупериодах закачки. Полимер в конце циклирования

Наилучший вариант применения закачки полимера после циклической закачки - вариант с полупериодом циклирования в 60 суток (рисунок 3.28).

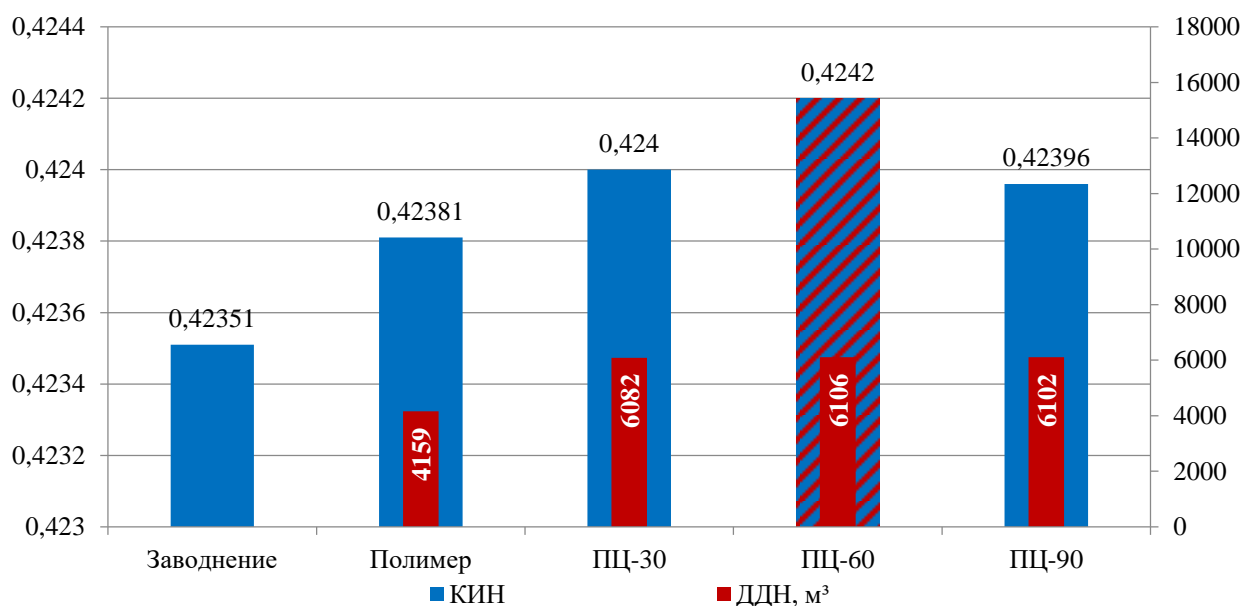


Рисунок 3.28 – Конечный КИН и дополнительная добыча нефти в вариантах полимерного воздействия совместно с циклической закачкой. Полимер в конце циклирования

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 (рисунок 3.29).

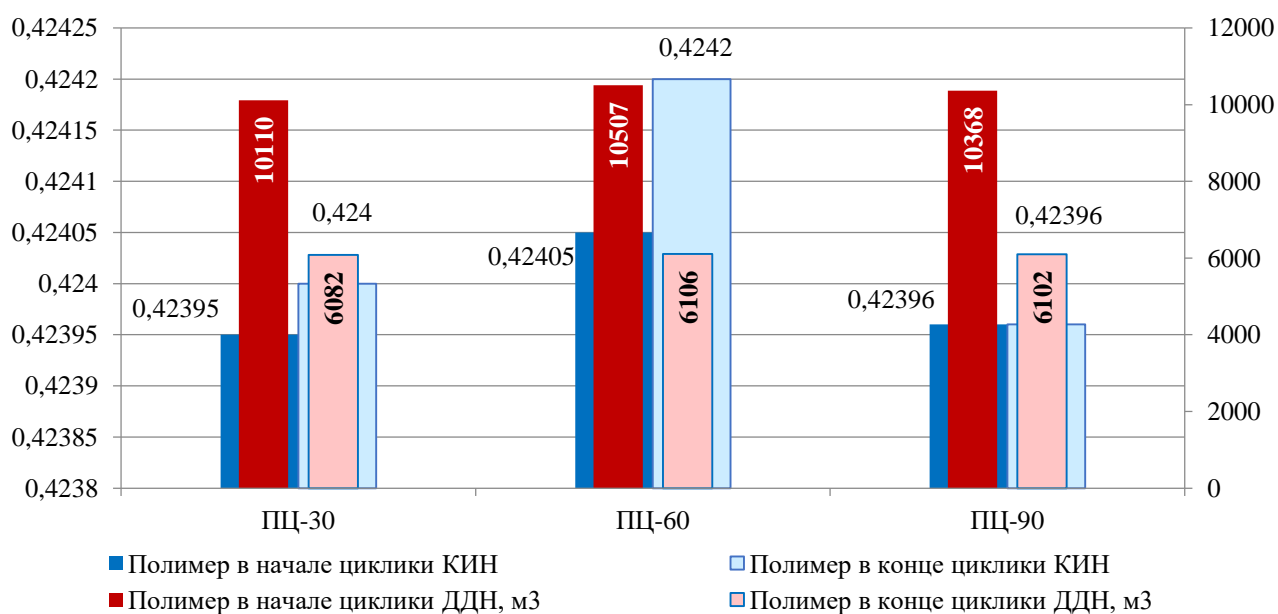


Рисунок 3.29 – Сравнение конечного КИН и дополнительной добычи нефти в вариантах полимерно-циклического воздействия с различными полупериодами и последовательностью закачки полимера

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.

На основе полученных результатов можно сделать вывод, что время применения полимерной закачки при циклировании влияет на результат синергетического эффекта. Порядок применения полимера при комплексировании циклического заводнения влияет на результат, но оптимальный полупериод при этом остаётся неизменным.

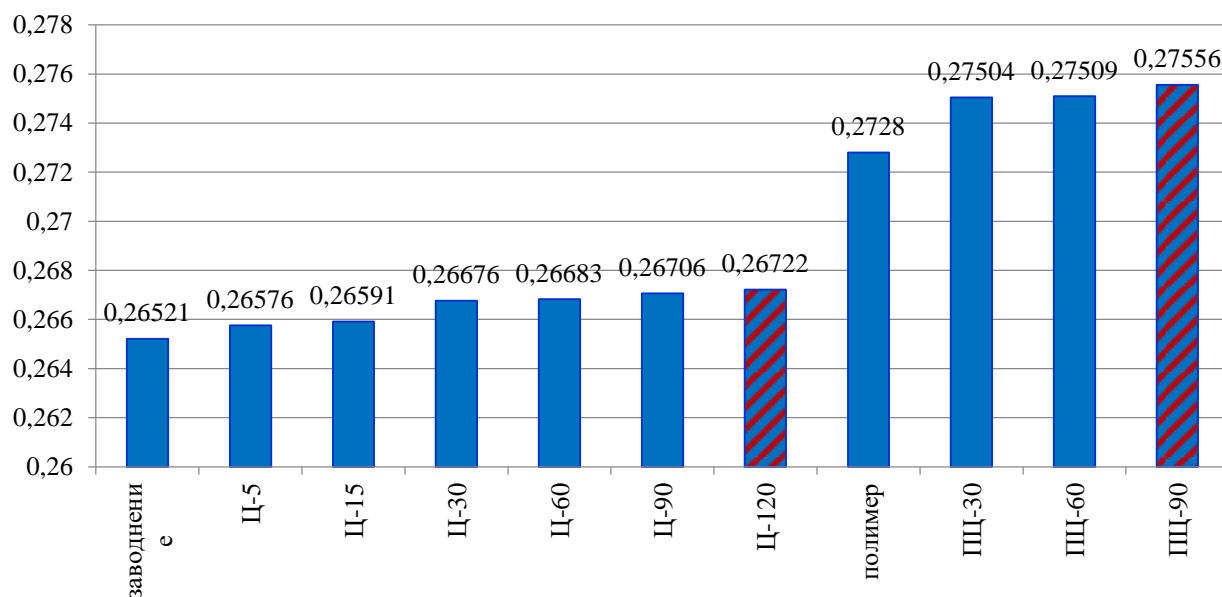
### **2.5.5 Об оценке эффекта от применения метода повышения нефтеизвлечения**

Обычно эффективность того или иного метода повышения нефтеизвлечения пластов оценивается либо в процессе воздействия, либо по прошествии небольшого промежутка времени после воздействия.

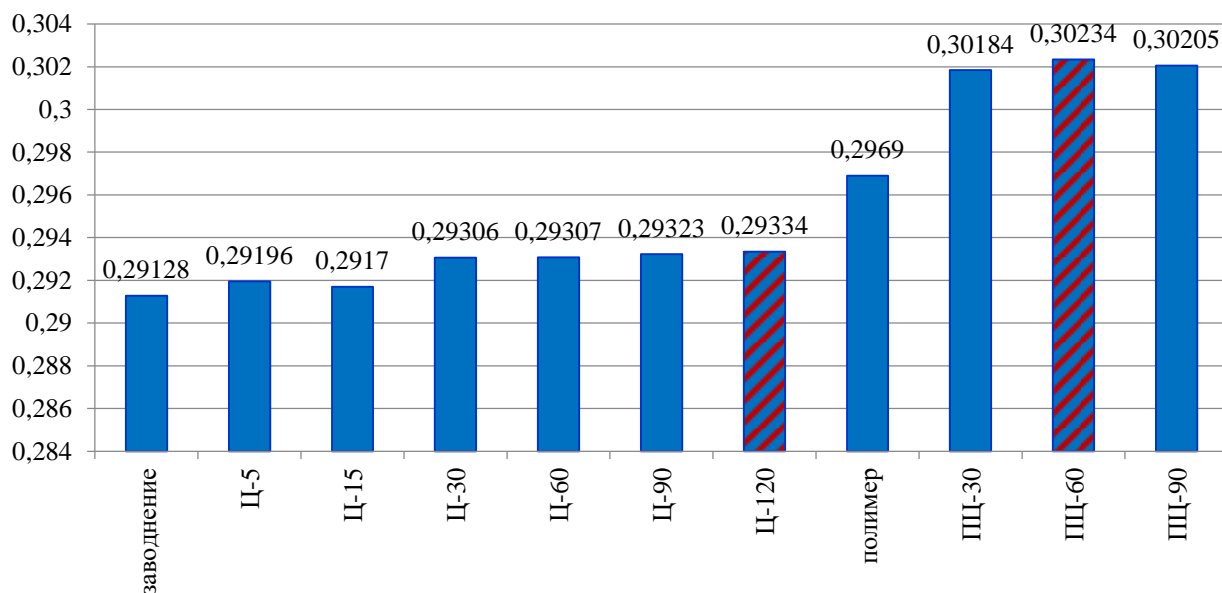
На рисунке 3.25 приведены графики добычи нефти при обычном и циклическом заводнениях, при полимерном и полимерно-циклическом воздействиях. По графикам видно, что:

- эффект от полимерного воздействия проявляется не одновременно с началом закачки (при объёмах закачки 54 тыс. м<sup>3</sup>), 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).

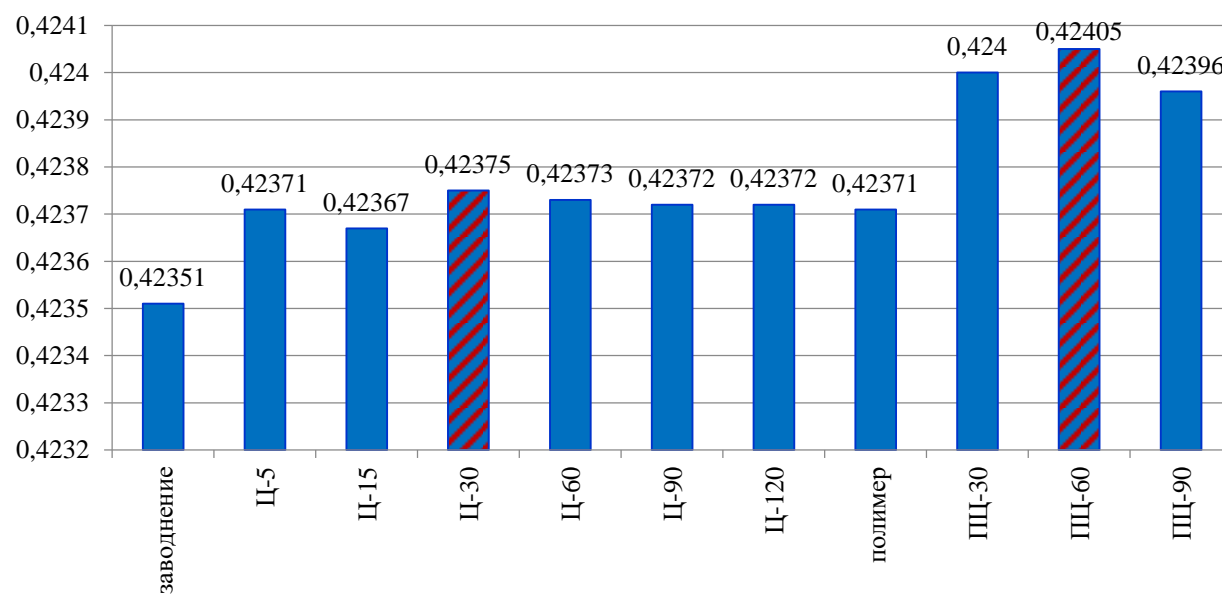
Возникает вопрос – как и на какой момент времени оценивать результаты применения метода повышения нефтеизвлечения?



а



б



в

Рисунок 3.30 – Коэффициент нефтеизвлечения по различным технологиям: на момент окончания циклического воздействия (2010 г.) (а), на конец эффекта (2012 г.) (б), конечный КИН (в)

На рисунке 3.30 показан КИН при обычном и циклическом заводнении, полимерном и полимерно-циклическом воздействиях для трех моментов времени: после окончания циклического воздействия, через два года после окончания циклического воздействия и при достижении 98 % обводненности продукции скважины.

На сводном графике (рисунок 3.31) видно, что дополнительная добычи нефти не повторяет результаты расчета по конечному КИН для циклической закачки, выделяется лучший вариант полимерно-циклического воздействия с полупериодом закачки в 60 суток.

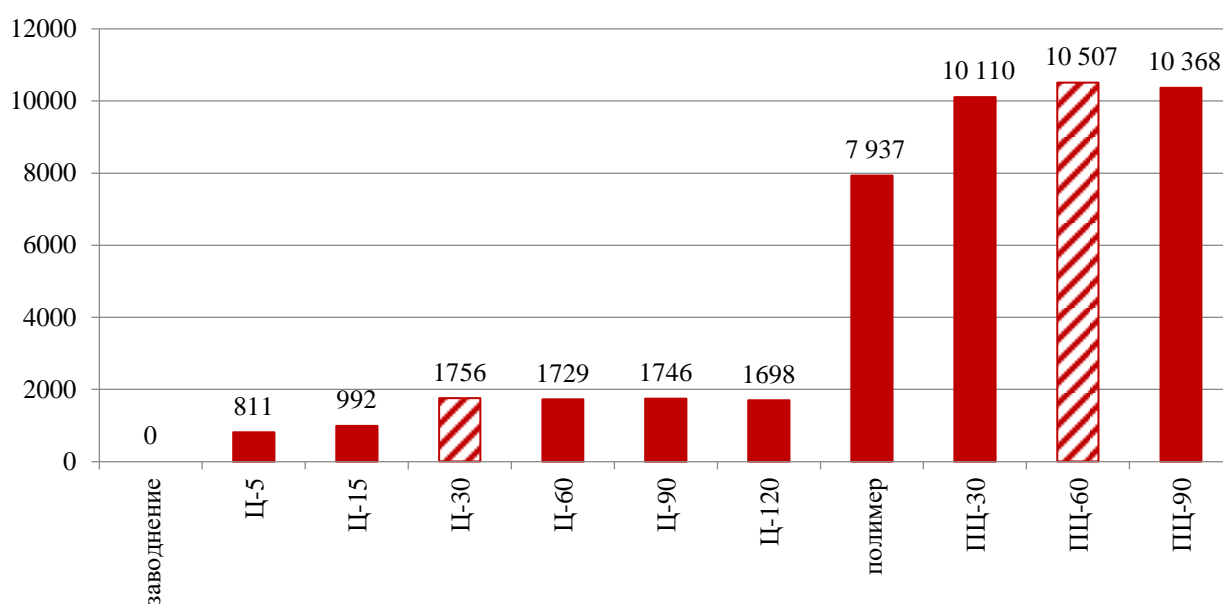


Рисунок 3.31 – Дополнительная добыча нефти на конец действия эффекта. Полимер в начале циклики

Видно, что выбор наилучшего варианта (выделены цветом) той или иной технологии зависит от того, на какой момент проводится оценка. Так наилучшими из рассмотренных являются варианты:

- на конец циклирования циклического воздействия с полупериодом 120 суток и вариант полимерно-циклического воздействия с полупериодом 90 суток;
- через два года после окончания циклирования - вариант циклического воздействия с полупериодом 120 суток и вариант полимерно-циклического воздействия с полупериодом 60 суток;

- на конец разработки (при обводненности продукции 98 %) - вариант циклического воздействия с полупериодом 30 суток и вариант полимерно-циклического воздействия с полупериодом 60 суток.

Отсюда следует вывод, 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).

### **3.6.4 Некоторые замечания и выводы**

Комплексное применение полимерной закачки в течение шести месяцев совместно с циклическим заводнением с длительностью полупериода 60 суток в течение четырех лет по результатам выполненных расчетов увеличивает конечный КИН на 3.5 % по сравнению с обычным заводнением.

Технология полимерного воздействия, безусловно, наиболее эффективное средство повышения нефтеизвлечения пластов. Однако применение этой технологии в комплексе с циклическим воздействием приводит к проявлению синергетического эффекта, а это даёт новый подход к выработке запасов нефти с повышенным КИН.

Точки схождения (точка, в которой кривые, соответствующие применяемому методу повышения нефтеизвлечения и обычному заводнению, пересекаются), наблюдаемой в приведенных выше расчетах через полтора года после окончания мероприятия, может и не быть (см. рисунок 3.25) или кривые могут пересекаться через промежуток времени, отличный от полутора лет.

Следует отметить, что все расчеты выполнены без учета возможных технологических ограничений на забойные давления в нагнетательных и добывающих скважинах. В случае достижения технологического ограничения отбор по жидкости с большей вероятностью уменьшится, и результаты будут несколько отличаться от приведенных выше [91].

#### **4 ЦИКЛИЧЕСКОЕ ЗАВОДНЕНИЕ И ПОЛИМЕРНО-ЦИКЛИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ПЛАСТОВ**

Известно, что основные остаточные запасы нефти в трещиновато-пористых нефтяных пластах сосредоточены главным образом в матричной породе, а вода от нагнетательных скважин в опережающем темпе продвигается по трещинам к добывающим скважинам. Ключевая задача методов повышения нефтеизвлечения - интенсифицировать массообмен между трещинами и поровыми блоками. Основными силами, под действием которых происходит массообмен, являются внешний перепад давления, обусловленный эксплуатацией скважин, гравитация и капиллярные силы [6].

Естественно ожидать, что волны давления при циклическом заводнении усилят обмен жидкостями между трещинами и матричной породой, а оторочки раствора полимера, в силу повышенной вязкости раствора, также создадут дополнительный перепад давления между трещинами и блоками. Интенсивность обмена зависит от гравитационных и капиллярных сил, геологических параметров пласта, таких как объёмные характеристики, проницаемость, размеры и геометрия трещин и блоков, свойства пористой среды [28, 100, 119, 153], частотных характеристик циклического воздействия [145]. Указанные факторы в свою очередь определяют коэффициент извлечения нефти.

Полимерное заводнение в качестве МУН применяется на месторождениях и с легкой и с тяжелой нефтью с трещиновато-пористыми коллекторами [2, 83, 91].

В настоящей работе исследуются результаты моделирования технологий на трещиновато-пористых коллекторах.

В качестве инструмента исследований был выбран программный комплекс Tempest More фирмы ROXAR, который содержит необходимые возможности для гидродинамического моделирования трещиновато-пористых систем с учетом двойной пористости и двойной проницаемости.

Для численных экспериментов использовалась модель четырехслойного пласта размерами  $450 \times 450 \times 40$  м. Расчеты проводились на сетке  $50 \times 50 \times 4$ . Коэф-



коэффициент проницаемости матричной породы по напластованию на сеточных блоках распределялся вероятностным образом в пределах от 0.0001 до 1.38 мкм<sup>2</sup> (среднее значение 0.047 мкм<sup>2</sup>), а проницаемость трещин бралась постоянной равной 2.5 мкм<sup>2</sup> (если не 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.

Функции относительных фазовых проницаемостей задавались в табличном виде:

KRWО для матрицы				KRWО для трещин			
0.4000	0.00000	1.00000	0.05733	0.4000	0.000000	1.000000	0.390425
0.4220	0.00018	0.90169	0.05038	0.4220	0.050851	0.871111	0.383104
0.4440	0.00142	0.80682	0.04403	0.4440	0.109002	0.751111	0.376509
0.4660	0.00480	0.71554	0.03827	0.4660	0.170268	0.640000	0.370536
0.4880	0.01138	0.62799	0.03211	0.4880	0.233650	0.537778	0.365102
0.5100	0.02222	0.54433	0.02735	0.5100	0.298653	0.444444	0.360137
0.5320	0.03840	0.46476	0.02337	0.5320	0.364977	0.360000	0.355583
0.5540	0.06098	0.38949	0.02075	0.5540	0.432422	0.284444	0.351390
0.5760	0.09102	0.31879	0.01850	0.5760	0.500839	0.217778	0.347517
0.5980	0.12960	0.25298	0.01638	0.5980	0.570120	0.160000	0.343930
0.6200	0.17778	0.19245	0.01452	0.6200	0.640176	0.111111	0.340597
0.6420	0.23662	0.13771	0.01285	0.6420	0.710938	0.071111	0.337492
0.6640	0.30720	0.08944	0.01146	0.6640	0.782346	0.040000	0.334593
0.6860	0.39058	0.04869	0.01027	0.6860	0.854353	0.017778	0.331880
0.7080	0.48782	0.01721	0.00883	0.7080	0.926916	0.004444	0.329336
0.7300	0.60000	0.00000	0.00036	1.0000	1.000000	0.000000	0.326945

#### 4.1 Циклическое заводнение

Циклирование осуществлялось при достижении обводненности скважин в 75 % в течение четырех лет с включением-отключением по две скважины (I-1, I-2) – (I-3, I-4) на противоположных сторонах элемента заводнения с длительностью полупериодов в 5, 15, 30, 60, 90 суток.

Четыре нагнетательные скважины (I-1, I-2, I-3, I-4) располагались в вершинах элемента заводнения, а одна добывающая (P-1) – в его центре.

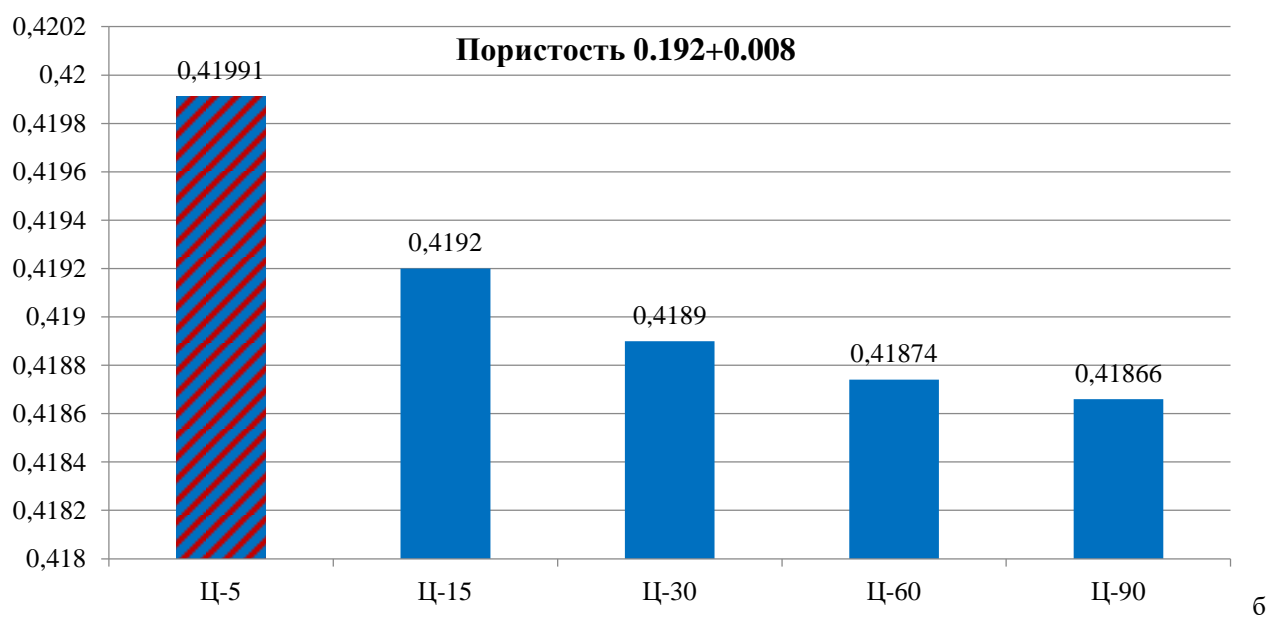
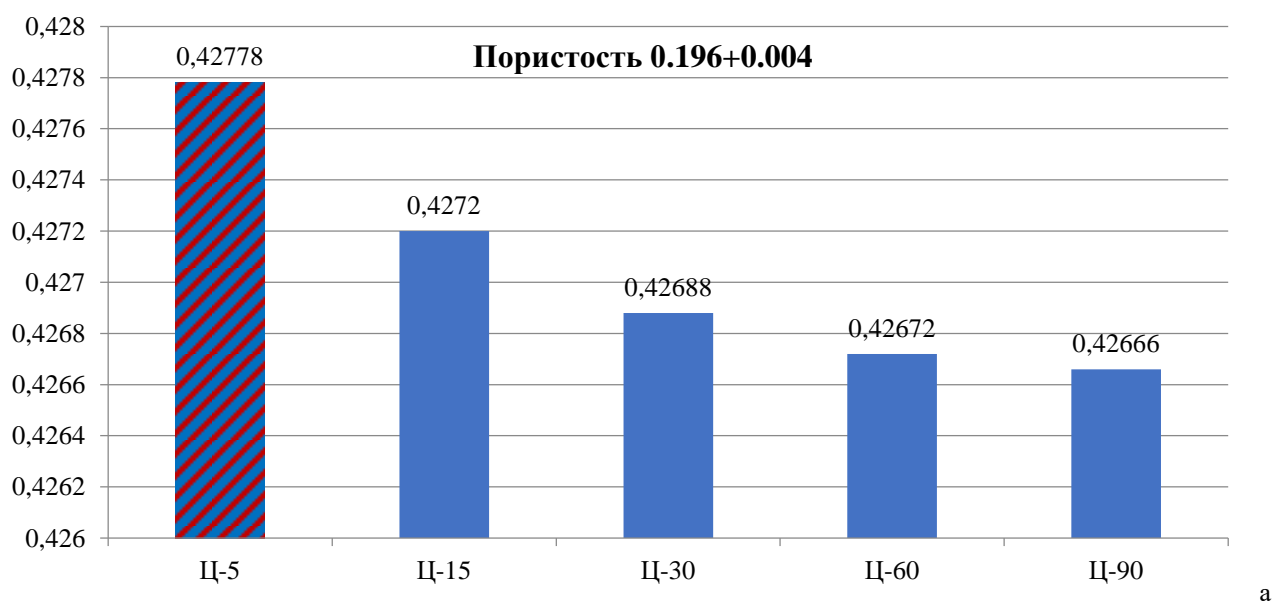
На добывающей скважине задавалось забойное давление 9 МПа, на нагнетательных – приемистость 75 м<sup>3</sup>/сут при технологическом ограничении на забойное давление в 32 МПа, что делает результаты расчёта максимально приближенными к реальности. Во время циклической работы приемистость нагнетательных скважин удваивалась.

В расчётах учитывалось технологическое ограничение по забойному давлению, что делает результаты расчёта максимально приближенными к реальности.

#### 4.1.1 Влияние на нефтеизвлечение доли пористости трещин в общей пористости

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.

Результаты расчетов приведены на рисунках 4.1-4.2, по которым видно, что чем больше трещинная пористость, тем меньше конечный КИН.



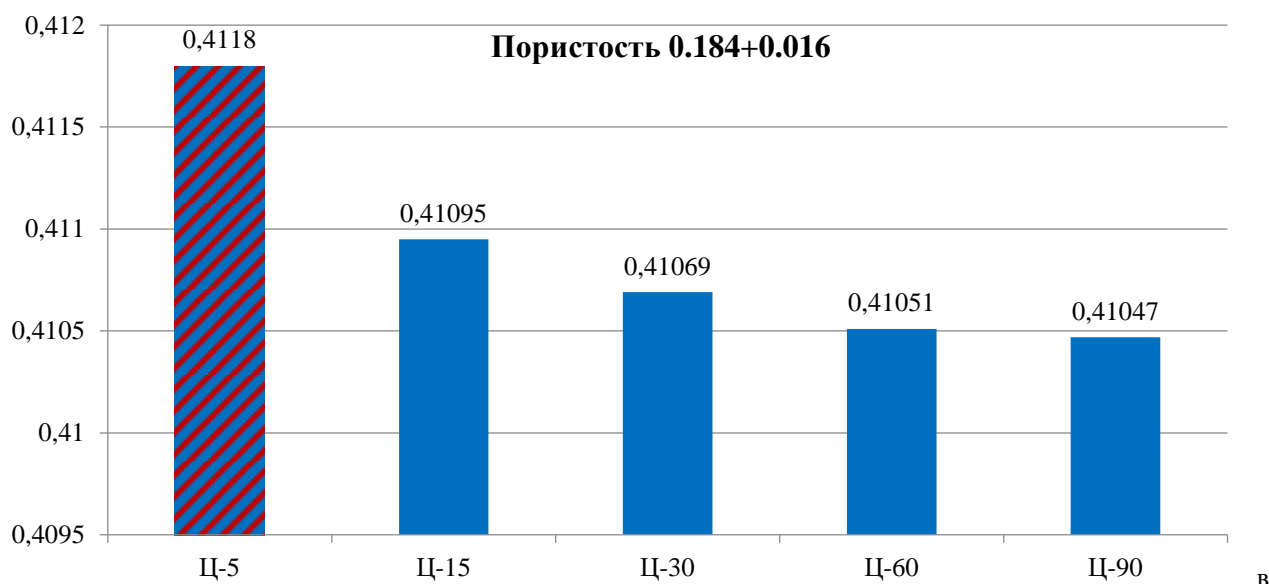


Рисунок 4.1 – Конечный КИН при различных вариантах трещиноватости коллектора и длительности полупериода закачки

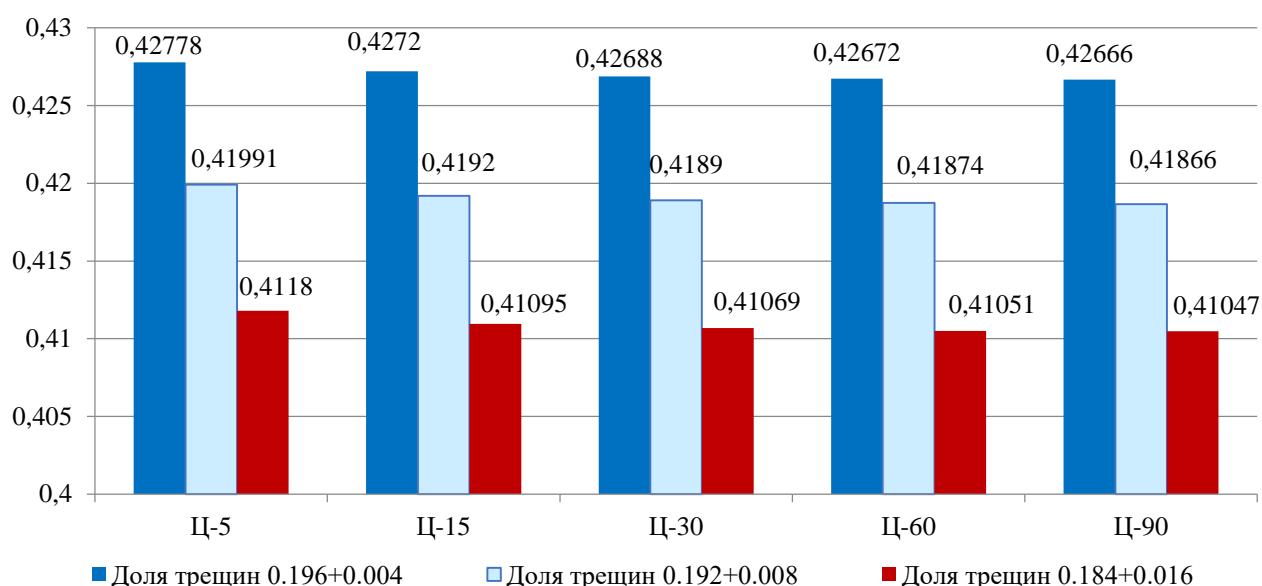


Рисунок 4.2 – Сравнение конечного КИН при различных вариантах трещиноватости коллектора и длительности полупериода циклической закачки

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

Следует отметить, что 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, т. к. в соответствии с функциями относительных фазовых проницае-

мостей, снижается доля остаточной нефтенасыщенности в трещинах (рисунок 4.3).

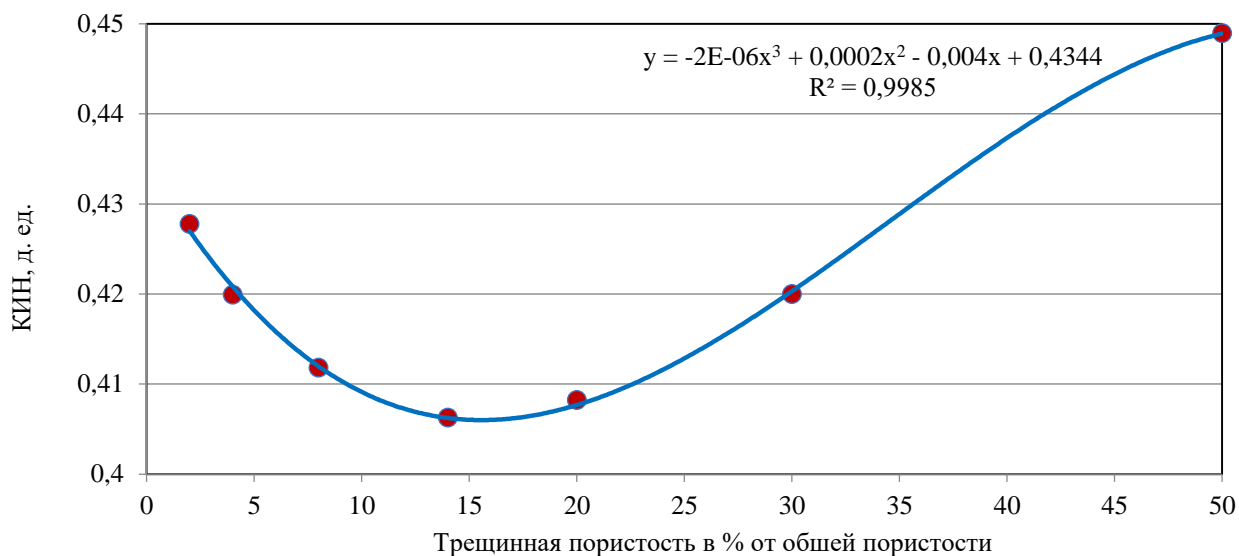


Рисунок 4.3 – Зависимость КИН от трещиноватости

#### 4.1.2 Влияние на нефтеизвлечение проницаемости трещин

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

Следует заметить, что расчеты в области нереально высоких значений проницаемости трещин, как второй среды в модели фильтрации, выполнены в качестве вычислительного эксперимента с целью выяснения вида зависимостей.

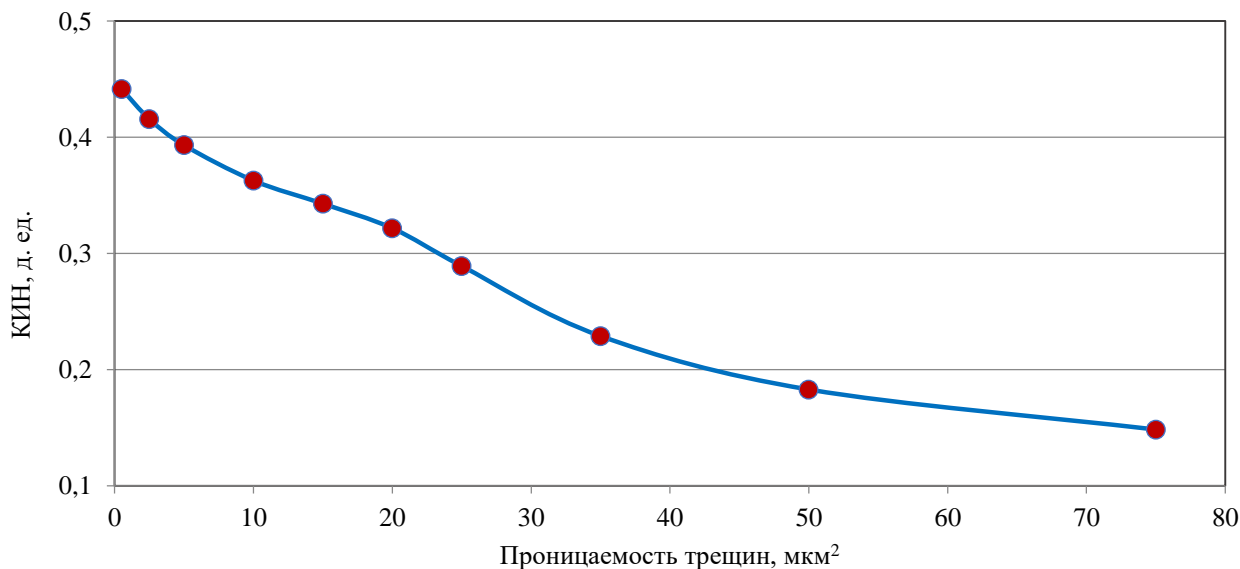


Рисунок 4.4 – Зависимость КИН от проницаемости трещин коллектора

На рисунке 4.4 показан конечный КИН в зависимости от проницаемости трещин, из которого следует, что с ростом проницаемости трещин нелинейно снижается КИН.

От проницаемости трещин существенно зависит и время разработки залежи. На графике ниже (рисунок 4.5) показана зависимость времени разработки объекта и объёма вытесняющего агента, требуемого для достижения обводненности продукции 98 %, от проницаемости трещин.

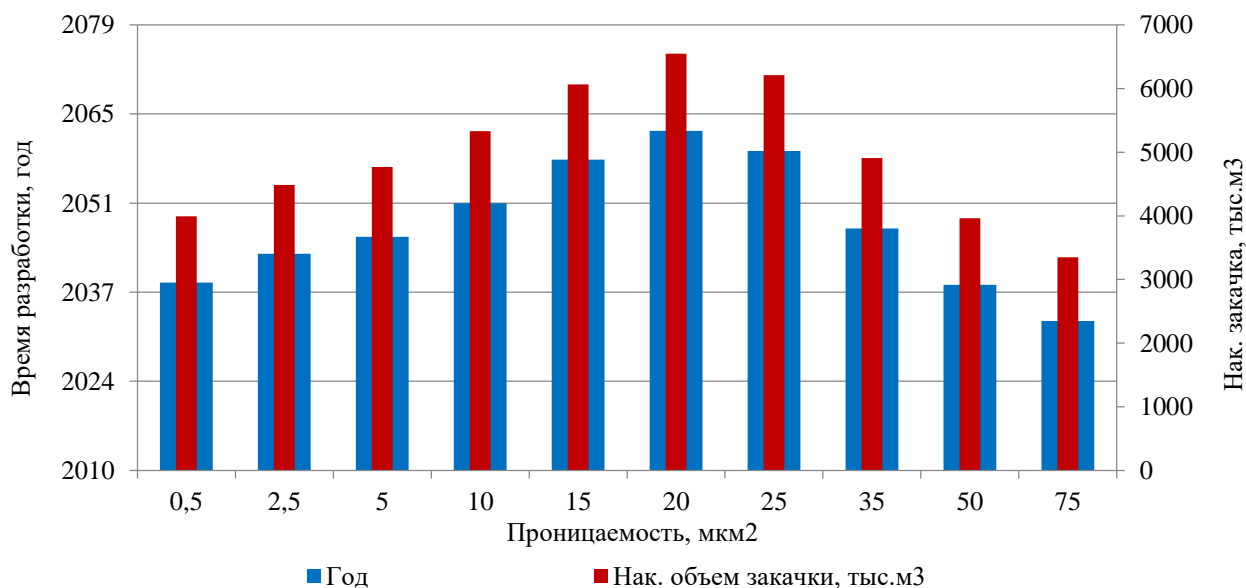


Рисунок 4.5 – Зависимость времени разработки и объёма закачки от проницаемости трещин для достижения конечного КИН

Анализ зависимости времени разработки объекта и объёма вытесняющего агента, требуемого для достижения обводненности продукции 98 %, от проницаемости трещин показал, что для достижения конечного КИН при проницаемости 20 мкм² требуется закачать самый большой объём воды и, соответственно, требуется самое большое время разработки залежи. На графике зависимости этому моменту времени соответствует точка перегиба.

## 4.2 Полимерно-циклическое воздействие

При моделировании полимерного воздействия были использованы параметры, представленные в главе 3.5.

### 4.2.1 Фиксированная длительность закачки полимера

Циклическое воздействие проводилось на протяжении 4 лет разработки залежи после достижения обводненности продукции скважины 75 %, а закачка полимера – в течение полугода с момента начала циклической закачки. В остальном условия остались прежними.

Текущая добыча нефти по вариантам, различающихся длительностью полупериодов закачки (5, 15, 30, 60, 90 суток), показана на рисунке 4.6.

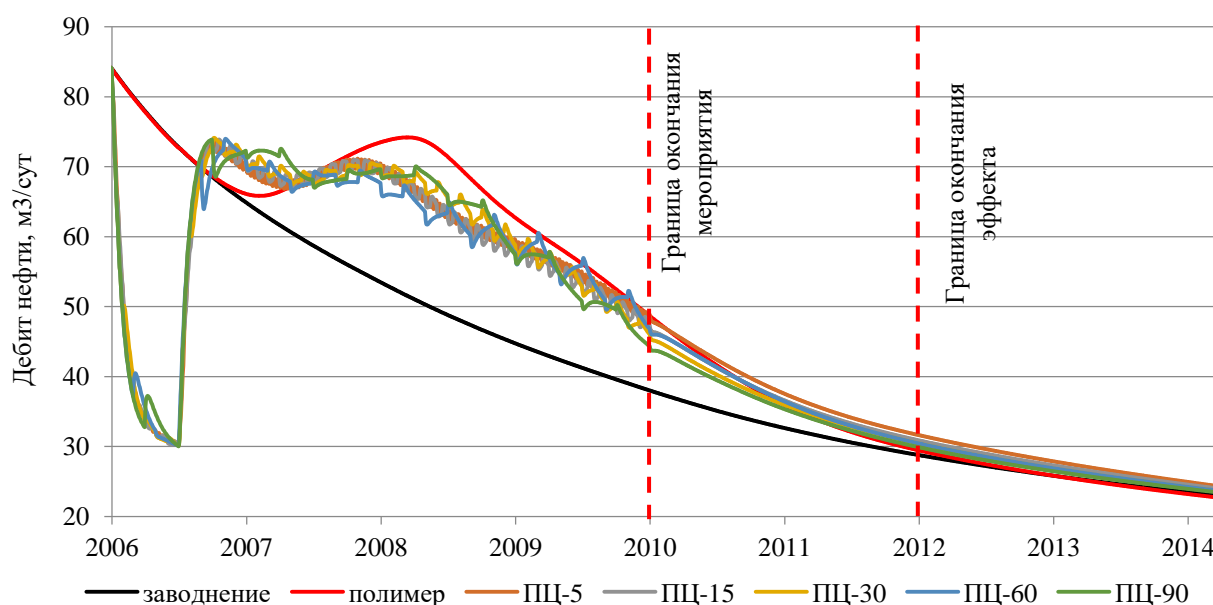


Рисунок 4.6 – Дебит нефти при обычном заводнении, полимерном воздействии и при циклической закачке совместно с полимером при различных полупериодах. Расчет на модели двойной пористости и двойной проницаемости

Здесь же приведена текущая добыча нефти при обычном заводнении и при полимерном воздействии без циклики.

По рисунку видно, что при закачке полимера во время циклического воздействия добыча снижается, так как срабатывает ограничение по забойному давлению. Ограничение было задано таким, что при обычном заводнении и при полимерном воздействии без циклики оно не достигалось.

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 закачено при непрерывном полимерном воздействии) по вариантам было закачено 1.33 т.

Коэффициент нефтеизвлечения на момент окончания эффекта и при 98 % обводненности продукции скважины для различных вариантов воздействия приведен на рисунке 4.7.

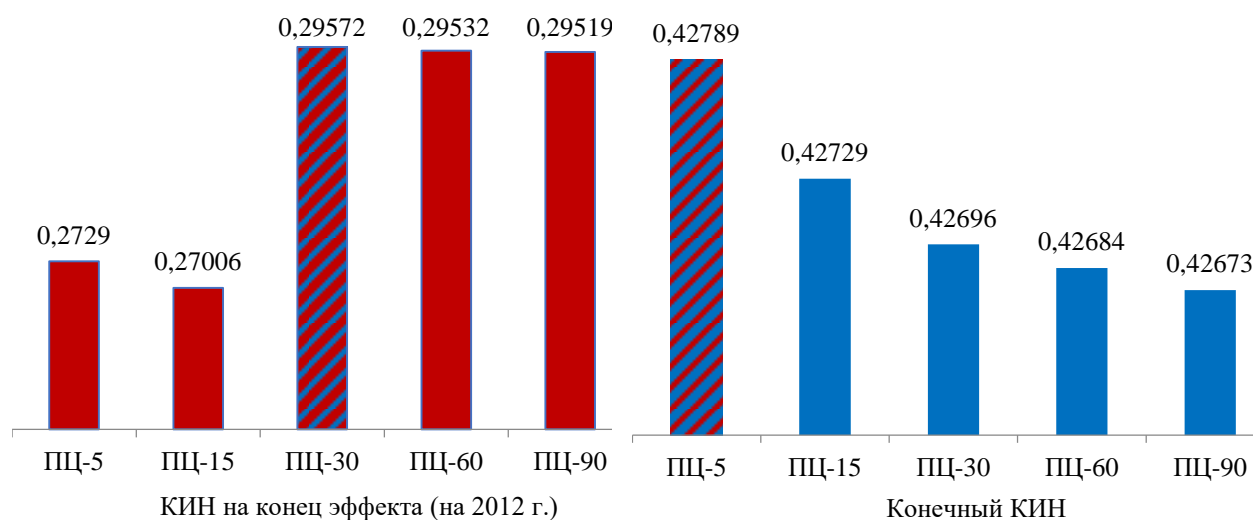


Рисунок 4.7 – Коэффициент нефтеизвлечения при полимерно-циклическом воздействии с различными полупериодами закачки

Из рисунка следует, что через два года после окончания циклирования (на конец действия эффекта) при полимерно-циклическом воздействии наилучшим оказался вариант с длительностью полуцикла в 30 суток.

Дополнительная добыча от полимерно-циклического воздействия при закачке полимера 1.33 т представлена на рисунке 4.8.

Здесь 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. м<sup>3</sup> нефти, при закачке 1.33 т полимера с полупериодом в 5 суток – 9.6 тыс. м<sup>3</sup>.

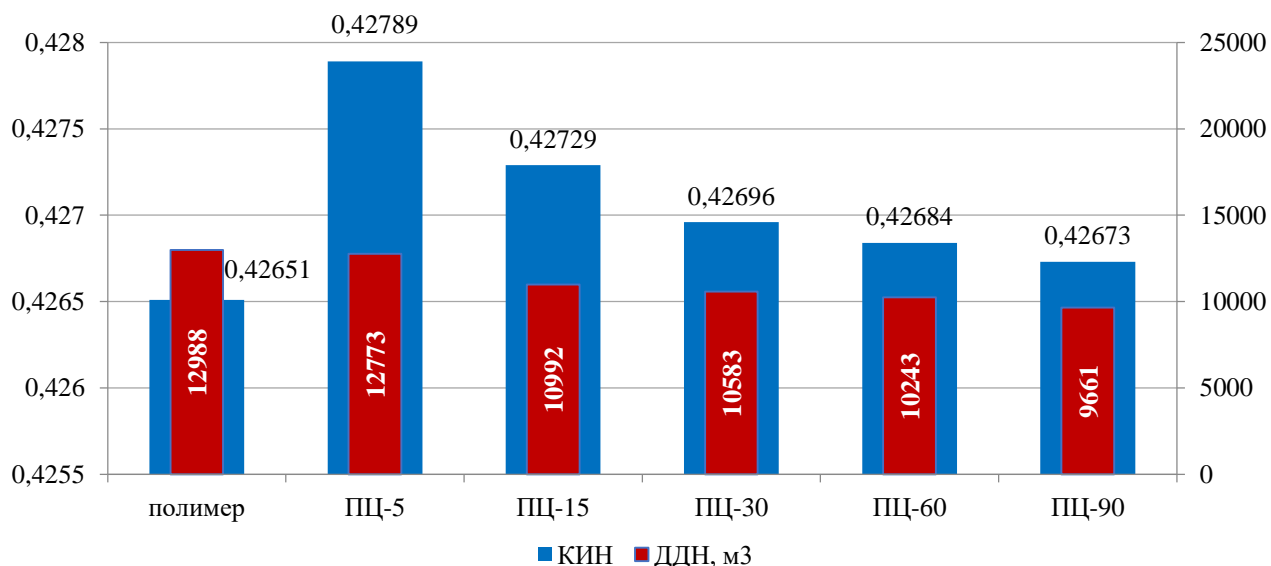
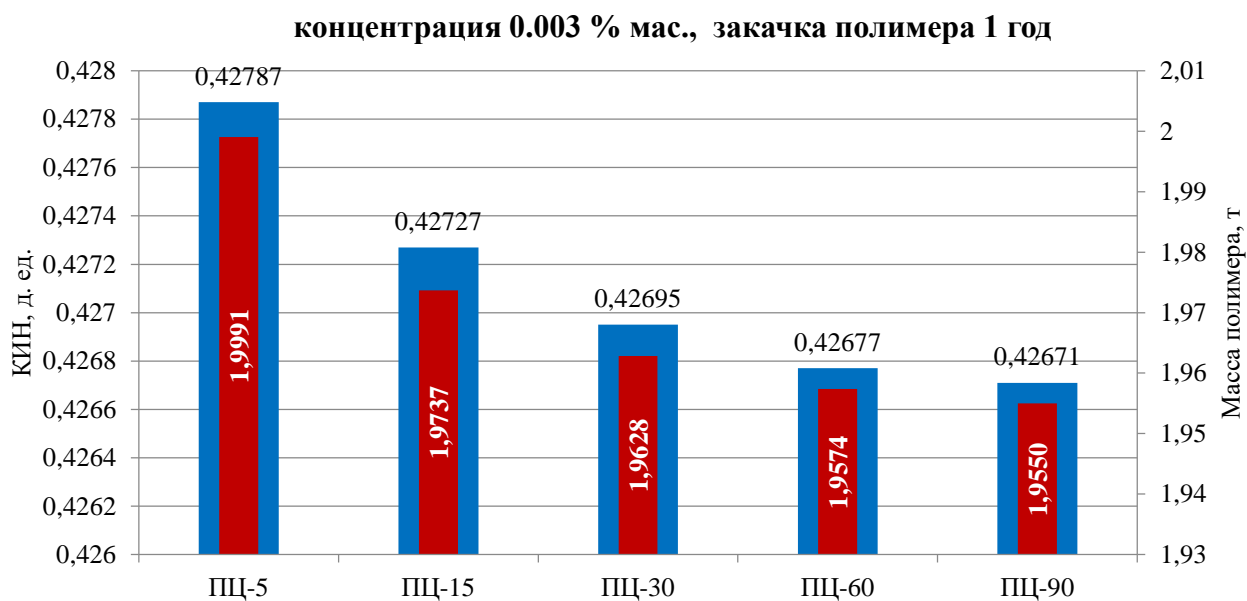


Рисунок 4.8 – Конечный КИН и дополнительная добыча нефти при полимерно-циклическом воздействии с различными полупериодами закачки. Масса полимера 1.33 т

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 заводнения и полимерного воздействия.

Далее для оценки влияния концентрации полимера на конечный коэффициент нефтеизвлечения проведены расчёты, при которых концентрация полимера в два раза ниже, но длительность закачки увеличена в два раза (рисунок 4.9).





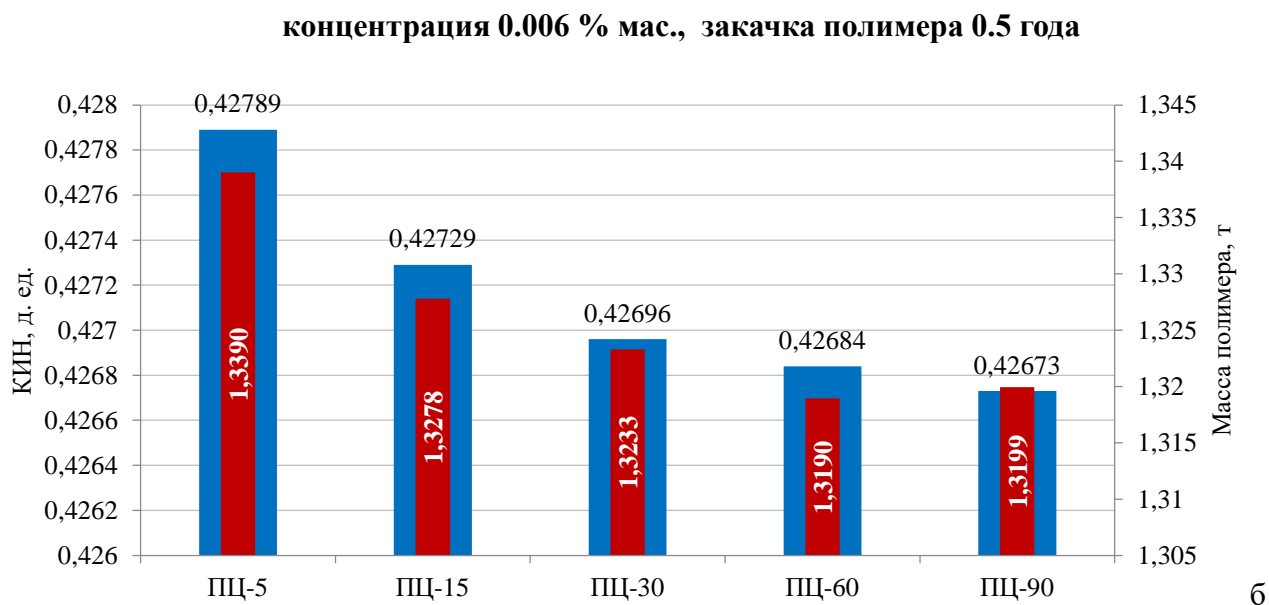


Рисунок 4.9 – Конечный КИН при полимерно-циклическом воздействии с различными полупериодами закачки в зависимости от концентрации и продолжительности закачки полимера: к-0.003 % мас., закачка 1 год, 1.9 т (а), к-0.006 % мас., закачка полгода, 1.33 т (б)

Вследствие того, что вязкость при этой концентрации полимера ниже, увеличилась приемистость нагнетательных скважин на время закачки, и количество закачанного полимера оказалось на 0.6 т больше. 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.

#### 4.2.2 Фиксированная масса закачанного полимера

В следующих экспериментах фиксировалось не время закачки полимера, а масса закачанного полимера – 3.2 т (как при непрерывном полимерном воздействии) (рисунок 4.10).

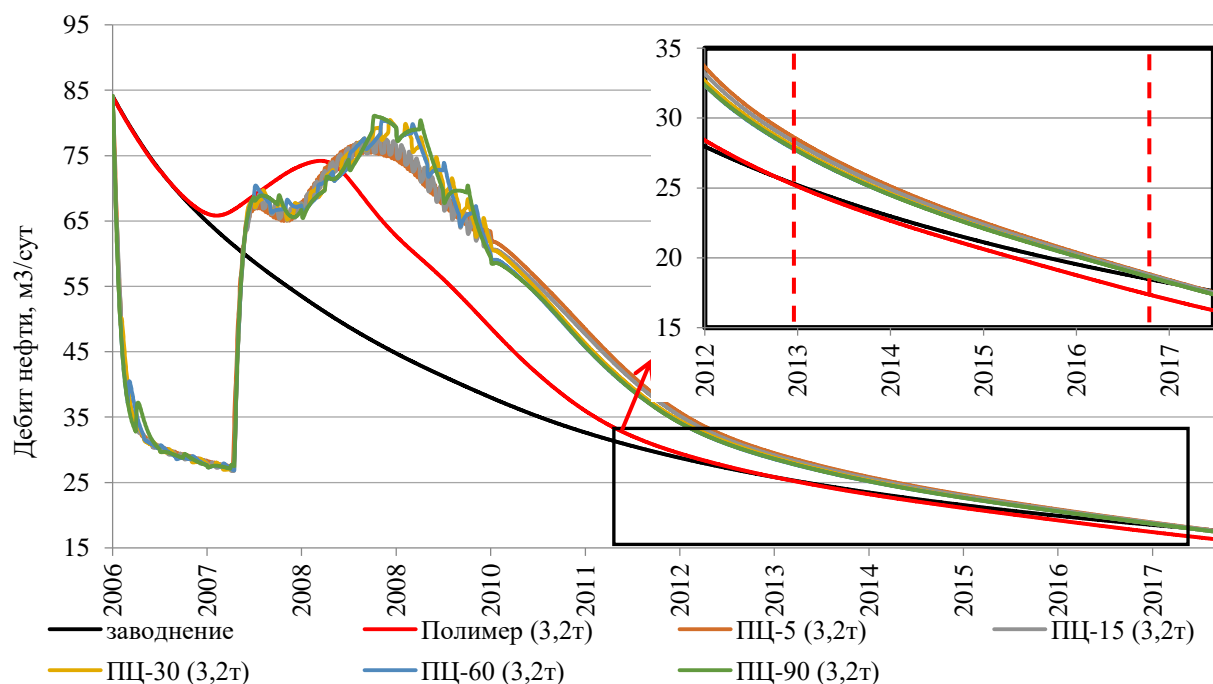


Рисунок 4.10 – Дебит нефти при обычном заводнении, полимерном и полимерно-циклическом воздействиях при различных полупериодах. Масса полимера 3.2 т

На рисунке 4.11 представлена дополнительная добыча от полимерного и полимерно-циклического воздействий при закачке полимера 3.2 т.

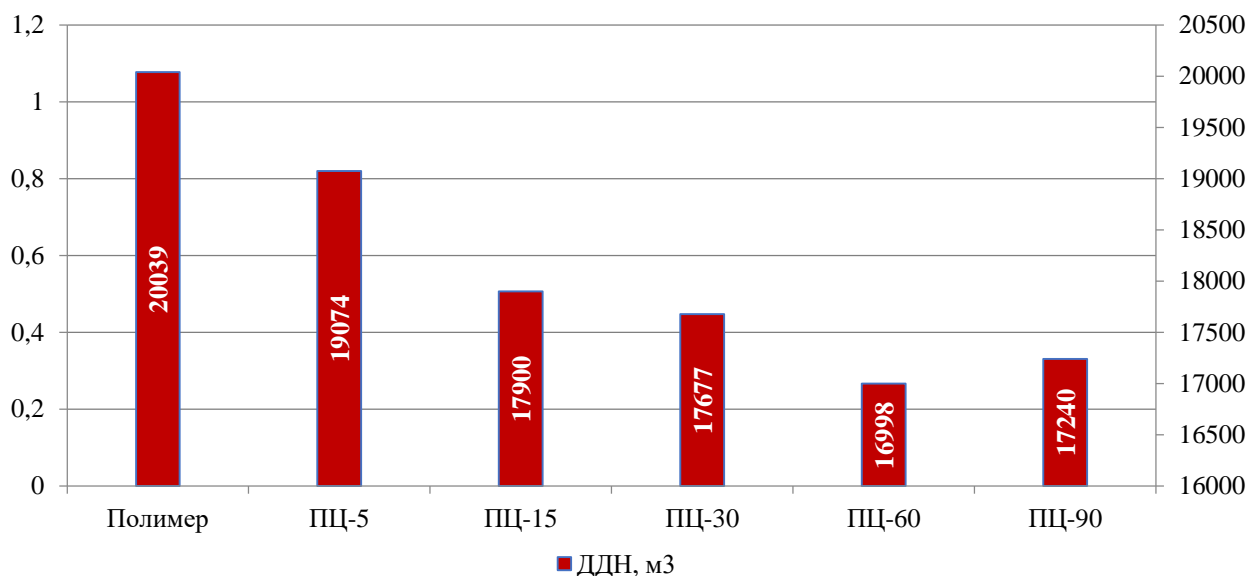
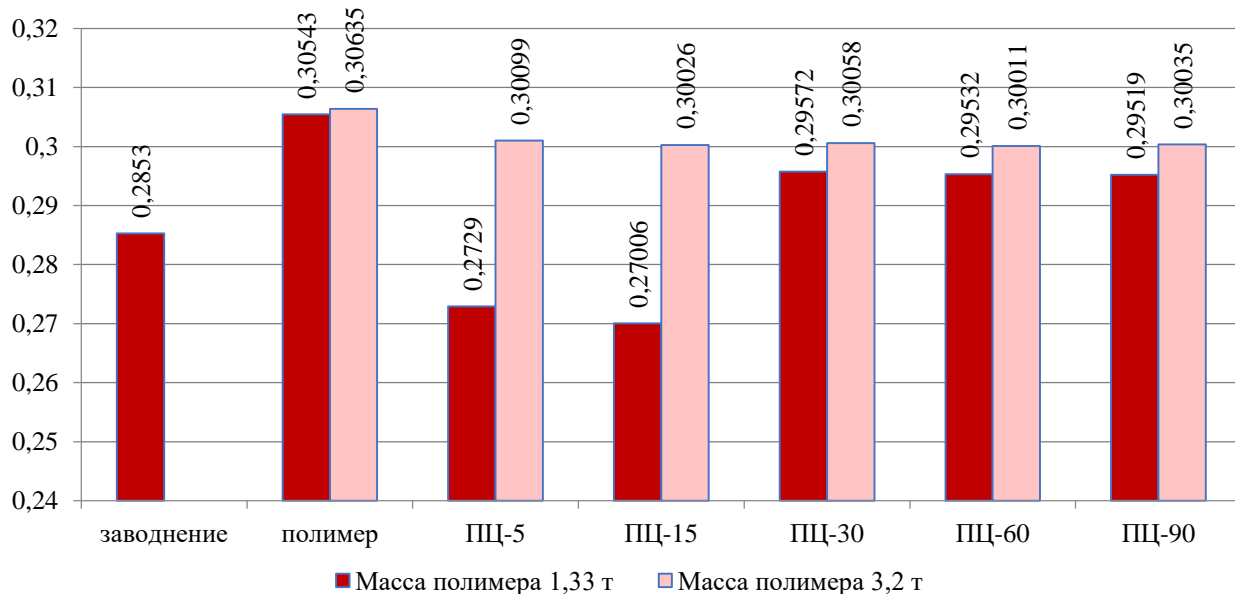


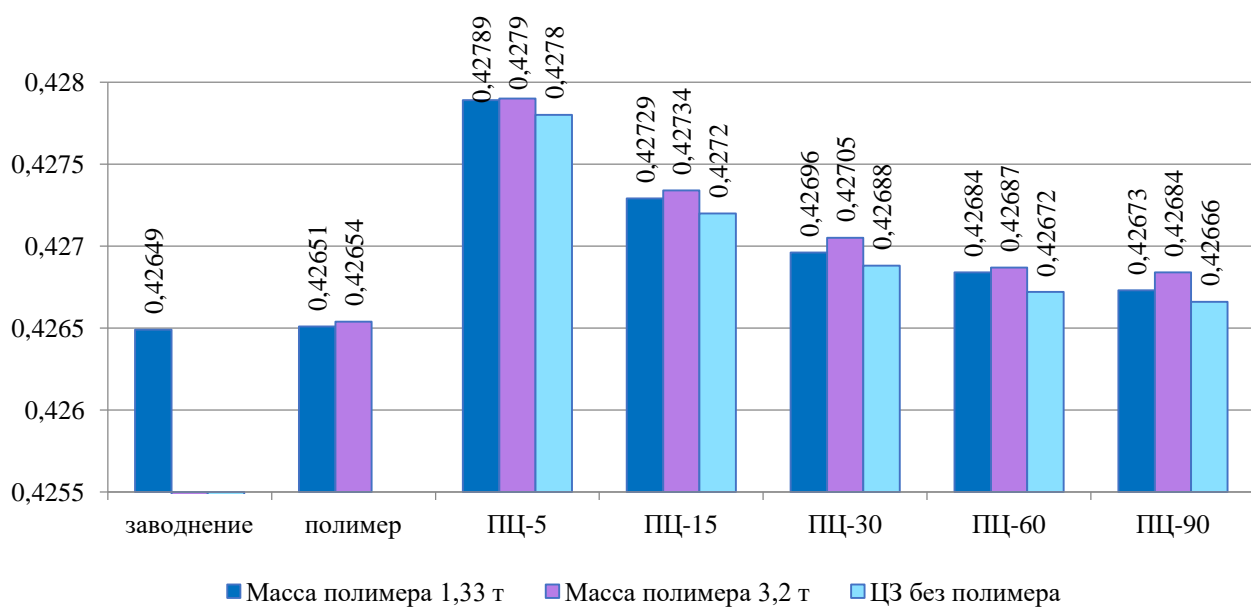
Рисунок 4.11 – Дополнительная добыча нефти при полимерном и полимерно-циклическом воздействиях с различными полупериодами закачки. Масса полимера 3.2 т

На сводном рисунке 4.12 показан КИН на момент оценивания и при достижении обводненности продукции 98 % для циклического заводнения, для полимерно-циклического воздействия при фиксированной длительности закачки полимера, для полимерно-циклического воздействия при фиксированной массе за-

качиваемого полимера. Для сравнения приведены КИН, полученные при обычном заводнении и при полимерном воздействии.



а



б

Рисунок 4.12 – Коэффициент нефтеизвлечения на конец эффекта (2012 г.) (а) и конечный (98 %) (б) при полимерно-циклическом воздействии с различными полупериодами закачки в зависимости от массы полимера

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. м<sup>3</sup>, удельная добыча на 1 т полимера составляет 6.26 тыс. м<sup>3</sup> нефти (рисунок 4.13).

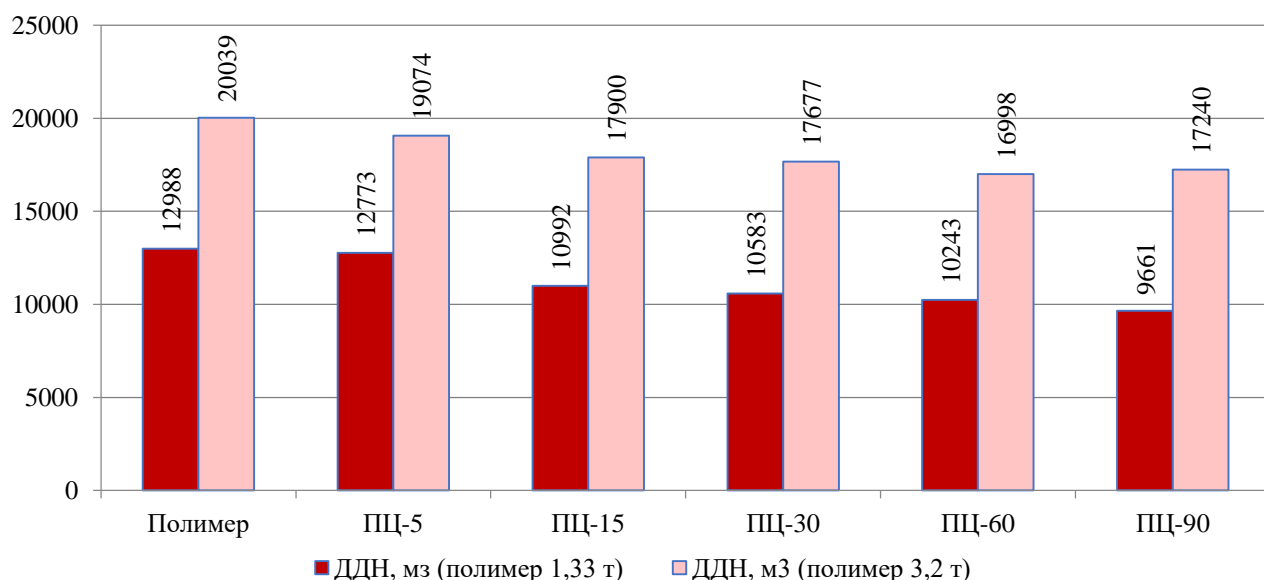


Рисунок 4.13 – Дополнительная добыча нефти на конец эффекта при полимерно-циклическом воздействии с различными полупериодами закачки в зависимости от массы полимера

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. м<sup>3</sup>.

При закачке же 3.2 т полимера удельная дополнительная добыча нефти ниже и максимально составляет в варианте с закачкой с полупериодом в 5 суток 5.96 тыс. м<sup>3</sup> нефти.

В таблице 4 приведены результаты расчетов вариантов технологий.

**Сводная таблица эффективности**  
(составил В.В. Баушин)

Параметр	Базовый (заводнение)	полимер	Ц-1	Ц-2	Ц-3	Ц-4	Ц-5	Ц-10
<b>Циклическое заводнение</b>								
Время экспл-и мес-я, сут	13147		130	130	130	130	130	130
КИН конечный, д. ед.	0.42351		0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42
Доп. добыча нефти, м <sup>3</sup>			81	99	175	172	174	169
Прирост % к КИН			0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5
<b>Различная сжимаемость системы, вариант 1</b>								
Время экспл-и мес-я, сут	13079		130	130	129	129	129	129
КИН конечный, д. ед.	0.4291		0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42
Доп. добыча нефти, м <sup>3</sup>			99	105	182	168	181	183
Прирост % к КИН			0.4	0.5	0.9	0.8	0.9	0.9
<b>Различная сжимаемость системы, вариант 2</b>								
Время экспл-и мес-я, сут	13080		129	130	129	129	129	129
КИН конечный, д. ед.	0.42907		0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42
Доп. добыча нефти, м <sup>3</sup>			149	111	174	168	181	182
Прирост % к КИН			0.7	0.5	0.8	0.8	0.9	0.9
<b>Различная сжимаемость системы, вариант 3</b>								
Время экспл-и мес-я, сут	13083		129	129	129	129	129	129
КИН конечный, д. ед.	0.42901		0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42
Доп. добыча нефти, м <sup>3</sup>			187	135	184	172	182	182
Прирост % к КИН			0.9	0.6	0.9	0.8	0.9	0.9
<b>Полимерно-циклическое воздействие, закачка полимера в начале циклики (масса полимера 3.2 т)</b>								
Время экспл-и мес-я, сут	13147	5043			127	126	127	
КИН конечный, д. ед.	0.42351	0.423			0.42	0.42	0.42	
Доп. добыча нефти, м <sup>3</sup>		793			101	105	103	
Уд. доп. добыча н., м <sup>3</sup> /1 т полимера		248			315	328	324	
Прирост % к КИН		1.9			2.5	2.6	2.5	
<b>Полимерно-циклическое воздействие, закачка полимера в конце циклики (масса полимера 3.2 т)</b>								
Время экспл-и мес-я, сут	13147	5050			127	127	127	
КИН конечный, д. ед.	0.42351	0.423			0.42	0.42	0.42	
Доп. добыча нефти, м <sup>3</sup>		415			608	610	610	
Уд. доп. добыча н., м <sup>3</sup> /1 т полимера		130			190	190	190	
Прирост % к КИН		1.3			1.9	1.9	1.9	
<b>Трещиновато-пористые коллектора, полимерно-циклическое воздействие (масса полимера 1.33 т)</b>								
Время экспл-и мес-я, сут	14404	5090	135	136	136	136	137	
КИН конечный, д. ед.	0.42649	0.426	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	
ВНФ	12.32		11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	
Доп. добыча нефти, м <sup>3</sup>		1268	127	109	105	102	966	
Уд. доп. добыча н., м <sup>3</sup> /1 т полимера		976	960	826	795	770	726	
Прирост % к КИН		4.5	4.1	3.4	3.1	3.1	3.1	
<b>Трещиновато-пористые коллектора, полимерно-циклическое воздействие (масса полимера 3.2 т)</b>								
Время экспл-и мес-я, сут	14404	5065	129	130	130	130	130	
КИН конечный, д. ед.	0.42649	0.426	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	
ВНФ	12.32		10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	
Доп. добыча нефти, м <sup>3</sup>		2003	190	179	176	169	172	
Уд. доп. добыча н., м <sup>3</sup> /1 т полимера		626	596	559	552	531	538	
Прирост % к КИН		6.9	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	

Из графиков и таблицы видно, что для выбранных параметров моделируемых технологий:

- полимерное заводнение в силу малых объёмов закачиваемого полимера незначительно лучше обычного стационарного заводнения, а эффект от циклики с полимером максимальный даже при малых объёмах;
- наибольшая эффективность по конечному КИН в трещиновато-пористых пластах 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.

#### **4.2.3 Закачка полимера в течение всего времени циклирования**

В описанных выше вычислительных экспериментах закачивалась относительно небольшая масса (3.2 т) полимера в течение половины года. В приведенных ниже результатах полимер закачивался в течение четырех лет совместно с выполнением циклического воздействия. Все прочие параметры модели пласта совпадают с параметрами в предыдущих расчетах.

На рисунке 4.14 показан дебит скважины по нефти при длительности полуциклов 5, 15, 30, 60 и 90 суток. Виден характерный провал в добыче в течение всего периода циклирования, вызванный срабатыванием ограничения по забойному давлению на нагнетательных скважинах. Масса полимера в каждом варианте составлял приблизительно 10 т полимера.

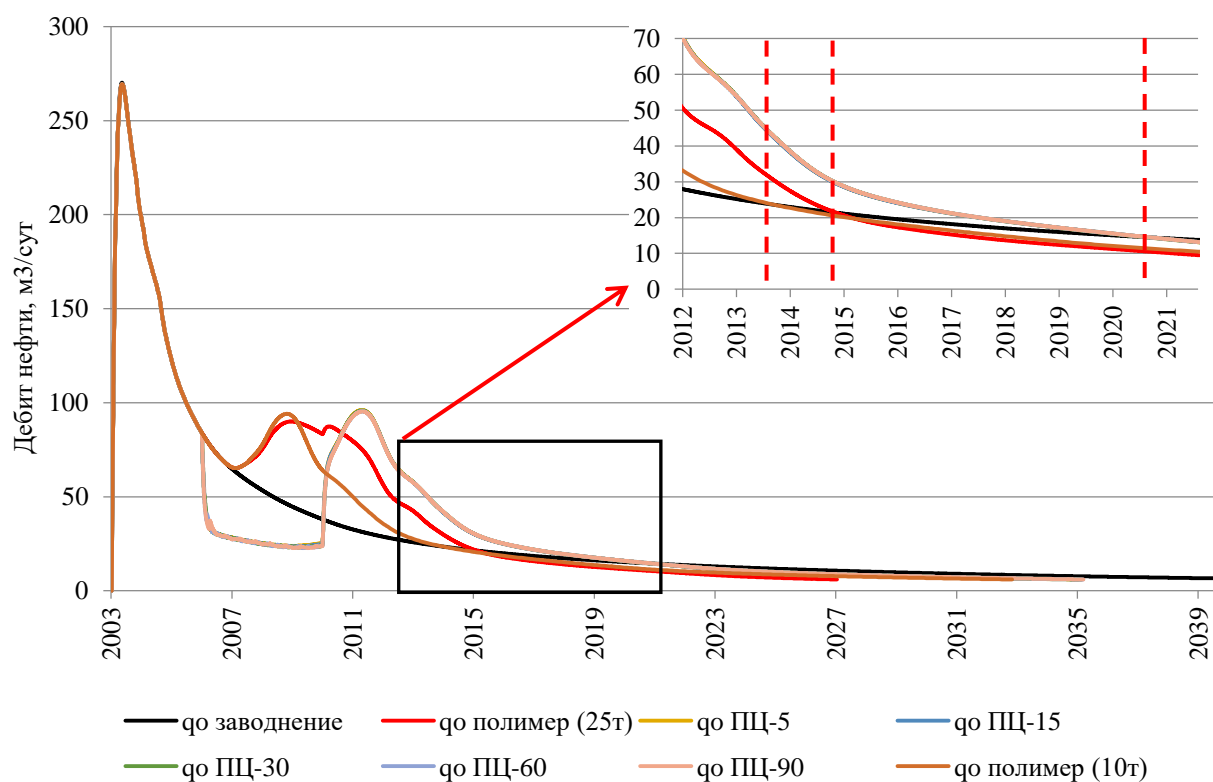


Рисунок 4.14 – Дебит нефти при обычном заводнении, полимерном воздействии и при циклической закачке совместно с полимером при различных полупериодах. Период закачки полимера 4 года

На рисунке 4.15 приведена дополнительная добыча нефти от полимерно-циклического воздействия, полимер закачивался в течение всего времени циклирования 4 года.

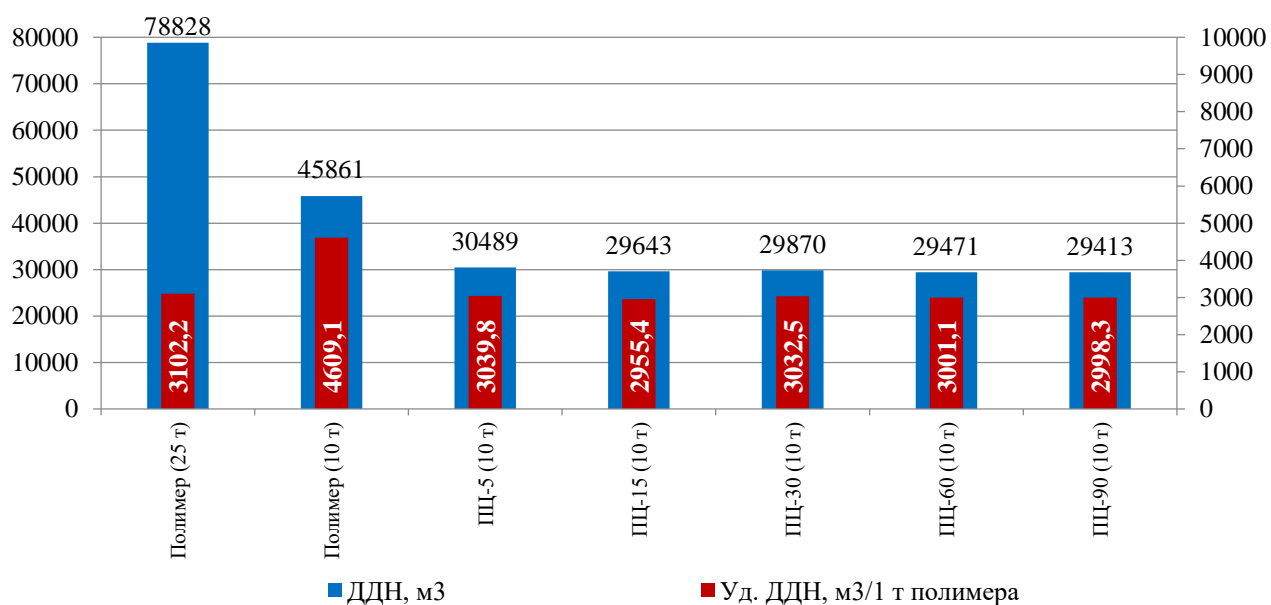


Рисунок 4.15 – Дополнительная добыча нефти и удельный показатель на 1 т полимера на конец эффекта при полимерном и полимерно-циклическом воздействиях с различными полупериодами закачки

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. м<sup>3</sup> нефти, 10 т – 4.6 тыс. м<sup>3</sup>, при закачке 10 т полимера в циклическом режиме – 3.04 тыс. м<sup>3</sup> нефти.

Из этого можно сделать вывод, что комплексируя методы, важно учитывать условия сохранения объёмов закачки при необходимой 100 % компенсации отборов.

На рисунке 4.16 приведен КИН по расчетным вариантам на момент завершения эффекта.

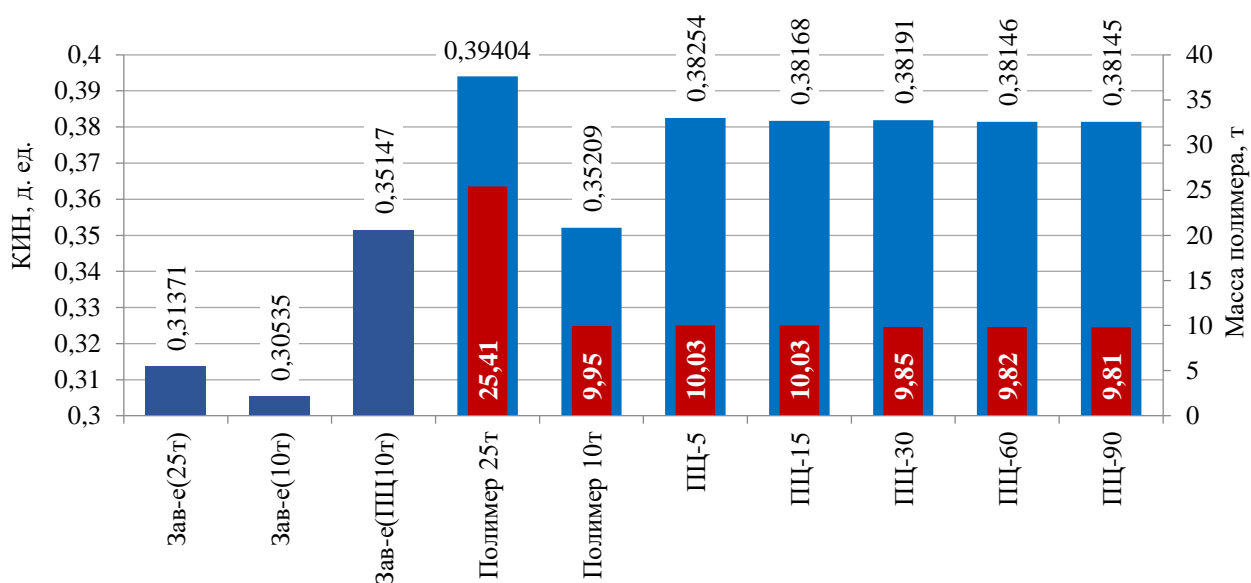


Рисунок 4.16 – КИН на конец эффекта при обычном заводнении, при полимерном и полимерно-циклическом воздействиях с различными полупериодами при закачанной массе полимера

В результате дата завершения эффекта разная. При этом наилучшим вариантом является закачка 25 т полимера без циклики, что и следовало ожидать, так как в этом варианте масса закачанного полимера в 2.5 раза превышает массу полимера, закачанного во всех других вариантах.

Но если в варианте без циклирования ограничить массу закачиваемого полимера массой полимера, закачиваемого в комплексе с нестационарным воздействием, то текущий КИН ниже на 8.6 %, чем в варианте ПЦ-5 с циклированием – сказывается проявление синергетического эффекта, но при этом КИН в варианте ПЦ-5 уступает варианту со стационарной закачкой полимера 25 т на 3 %.



### 4.3 Еще раз об оценке эффекта от применения методов повышения нефтеизвлечения

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. Кроме того, этой точки может и не быть.

В следующих расчетах пористость матричной породы и трещин составляла соответственно 0.196 и 0.004 (доля трещин 2 %).

На рисунке 4.17 приведены КИН при различной длительности полупериода закачки на различные моменты времени.

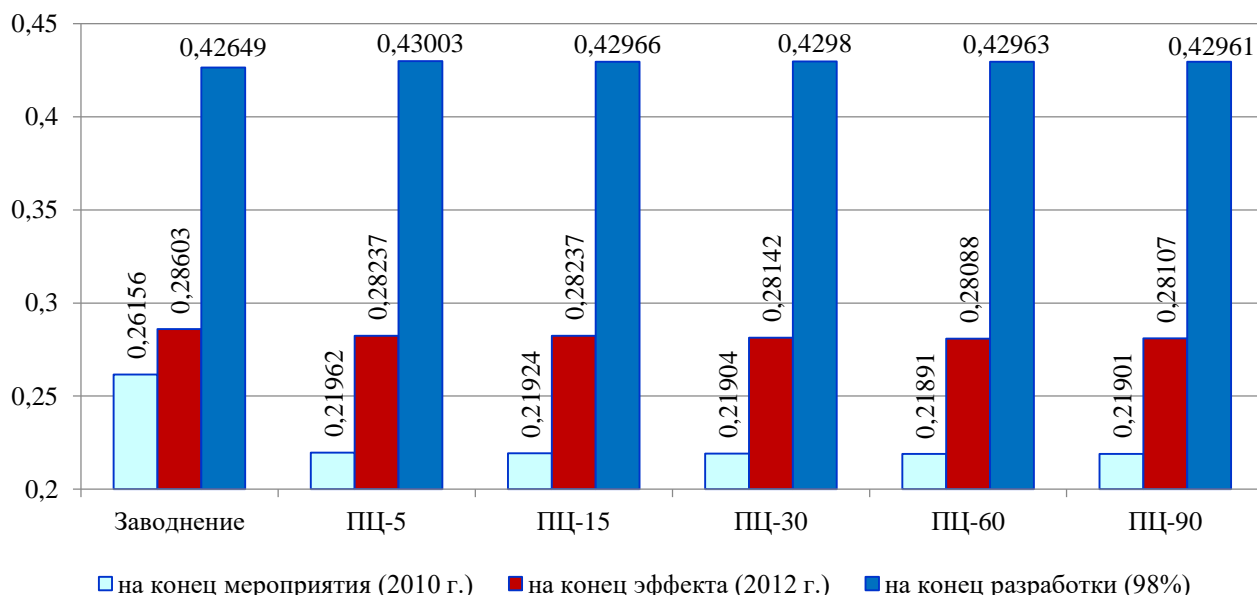


Рисунок 4.17 – КИН на различные моменты времени при заводнении и полимерно-циклическом воздействии с различными полупериодами закачки. Масса полимера 10 т

Видно, что в зависимости от длительности полупериода и момента времени, при котором определяется эффективность разработки объекта, КИН существенно различается.

Во всех вариантах с применением циклического воздействия КИН выше, чем в варианте без него.

На момент окончания циклического воздействия одним из лучших является вариант при длительности полупериода 90 суток, на принятый момент окончания

эффекта – при длительности полуцикла 30 суток, а на конец разработки самым эффективным оказывается вариант циклирования с длительностью полуцикла 5 суток.

Момент окончания эффекта, через два года после окончания воздействия, принят условно, так как момент совпадения отборов нефти по базовому варианту (без циклического воздействия) и по вариантам с циклическим воздействием (точка схождения) меняется в зависимости от длительности полуцикла.

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 [91].

## 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 пласты 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:

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

➤ 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);

➤ 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:

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

➤ с ростом проницаемости трещин КИН снижается нелинейно.

5. Результаты расчетов показали, что:

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

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

➤ 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.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акульшин, А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений / А.И. Акульшин. – Москва: Недра, 1988. – 240 с.
2. Акульшин, А.А. Исследование вытеснения нефти из трещиновато-порового пласта с использованием полимера Поликар / А.А. Акульшин // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 1. – С. 36-39.
3. Алиев, Ф.И. Определение периода циклического заводнения с помощью модели Лотки-Вольтерра / Ф.И. Алиев // Известия высших учебных заведений. – 1988. – № 11.
4. Алтунина, Л.К. Применение термотропных гелей для повышения нефтеотдачи / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Нефтеотдача. – 2002. – № 5. – С. 28-35.
5. Андреев, Д.В. Повышение эффективности разработки карбонатных трещинно-поровых коллекторов нестационарным гидродинамическим воздействием: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Андреев Дмитрий Владимирович; Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ТатНИПИнефть). – Бугульма, 2011. – 133 с.
6. Анализ результатов применения нестационарного заводнения на Восточно-Сулеевской площади Ромашкинского месторождения и перспективы дальнейшего совершенствования технологий нестационарного нефтеизвлечения / Н. З. Ахметов, М. М. Салихов, Р. Б. Рафиков [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 3. – С.24-31.
7. Аубакиров, А.Р. Разработка методических решений для планирования циклического заводнения на основе трехмерного гидродинамического моделирования: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Аубакиров Артур Рамисович; Российский государствен-

- ный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина». – Москва, 2019. – 117 с.
8. Аубакиров, А.Р. Проектирование оптимальной технологии циклического заводнения на основе гидродинамического моделирования / А.Р. Аубакиров // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 7. – С. 40-44.
  9. А. с. 193402 СССР. Е 21 В 43/18. Способ разработки нефтяных месторождений / А. А. Боксерман, А. И. Губанов, Ю. П. Желтов, А. А. Кочешков, В. Г. Оганджянц, М. Л. Сургучев. – 1011799/22-3; заявлено 01.06.1965; опубликовано 28.06.1967.
  10. Атанов, Г.А. Влияние изменения технологии заводнения на показатели разработки нефтяных месторождений / Г.А. Атанов, В.Е. Гавура, М.Л. Сургучев // Нефтепромысловое дело. – 1972. – № 7.
  11. Ахметов, З.М. Гидродинамические методы регулирования - основа увеличения нефтеотдачи пластов и стабилизации добычи нефти. Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий / З.М. Ахметов, А.М. Шавалиев. – Казань: Новое знание, 1998. – 360 с.
  12. Ахметов, З.М. Исследование эффективности нестационарного воздействия на нефтяные пласты (на примере объектов НГДУ «Сулеевнефть») / З.М. Ахметов, А.М. Шавалиев. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1993. – 43 с.
  13. Ахметов, Н.З. Повышение эффективности регулирования выработки остаточных запасов из многопластового объекта циклическим заводнением: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ахметов Наиль Зангирович; Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ТатНИПИнефть). – Бугульма, 2003. – 155 с.
  14. Бакиров, И.М. Особенности вытеснения нефти водой в неоднородных пластах при регулярных системах заводнения / И. М. Бакиров // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 33-35.

15. Бакиров, А.И. О коэффициенте вытеснения нефти / А.И. Бакиров, И.М. Бакиров // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 31-33.
16. Бакиров, И.М. Влияние плотности сетки скважин и интенсивности разработки на коэффициент нефтеизвлечения / И.М. Бакиров, Р.Н. Дияшев, Г.Х. Бакирова // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана: Сб. научн. тр. ин-та / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2000. – С. 123-129.
17. Бакиров, И.М. Обоснование сетки скважин при проектировании нефтяных месторождений / И.М. Бакиров, Г.Х. Бакирова // Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений: Тр. ин-та / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1988. – С. 49-52.
18. Бакиров, И.М. О размещении нагнетательных скважин и системах заводнения при разработке нефтяных месторождений / И.М. Бакиров, Р.Н. Дияшев, И.З. Закиров // Контроль и регулирование разработки, методы повышения нефтеотдачи пластов – основа рациональной разработки нефтяных месторождений: тр. Всерос. совещ. по разработке нефтяных месторождений, Альметьевск, 5-9 июня 2000 г. – Альметьевск, 2000. – Ч. 1. – С. 127-140.
19. Бакиров, И.М. Развитие систем разработки нефтяных месторождений с применением заводнения в различных геолого-физических условиях: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Бакиров Ильшат Мухаметович; ПАО Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти публичного акционерного общества «Татнефть» имени В. Д. Шашина (ТатНИПИнефть). – Уфа, 2012. – 301 с.
20. Баренблатт, Г.И. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах / Г.И. Баренблатт, Ю.П. Желтов, И.Н. Кочина // Прикладная математика и механика. – 1960. – Т. 24. – № 5. – С. 852-864.
21. Баренблатт, Г.И. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – Москва: Недра, 1972. – 287 с.

22. Баушин, В.В. Модель текущего состояния залежи – основа интеллектуального месторождения / В. В. Баушин, А.Н. Николаев, Д.В. Булыгин // НефтьГазНовации. – № 9. – 2017. – С. 44-47.
23. Баушин, В.В. Методика расчета карт статического пластового давления с учетом геологических особенностей месторождения / В.В. Баушин, Е.И. Калинин // НефтьГазНовации. – № 8 (237). – 2020. – С. 26-29.
24. Баушин, В.В. Метод подбора длительности полупериода при циклическом заводнении нефтяных пластов / В.В. Баушин, А.И. Никифоров, Р.Г. Рамазанов // НефтьГазНовации. – № 2 (255). – 2022. – С. 51-55.
25. 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.
26. 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.
27. Богданов, С.Д. Оценка эффективности циклического метода с учетом фактора времени / С.Д. Богданов // Геология нефти и газа. – 1991. – № 2. – С. 30-31
28. Боксерман, А.А. О циклическом воздействии на пласты с двойной пористостью при вытеснении нефти водой / А.А. Боксерман, Б.В. Шалимов // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1967. – № 2.
29. Боксерман, А.А. Исследование распределения насыщенности при циклическом воздействии на пласт / А. А. Боксерман, К. Э. Музафаров, В. Г. Оганджанянц // Труды ВНИИ. – Москва: Недра, 1967. – Вып. 33. – С. 48-53.
30. Боксерман, А.А. О циклическом воздействии на пласты, разделенные непроницаемыми перемычками / А.А. Боксерман, Б.Ф. Губанов // Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 8. – С. 34-38.
31. Боксерман, А.А. Эффективность циклического воздействия на слоисто-неоднородные пласты с непроницаемыми перемычками / А. А. Боксерман, Б. В. Шалимов // Труды ВНИИ. – Москва: Недра, 1971.



32. Бочаров, В.А. Исследование влияния изменения направления фильтрационных потоков на показатели разработки нефтяного месторождения / В.А. Бочаров, М.Л. Сургучев // НТС ВНИИ. – Москва: Недра, 1974. – № 49.
33. Быстродействующее численное моделирование с высоким разрешением методов воздействия на нефтяной пласт с помощью 2,5-мерной модели фильтрации в трубках тока / К.А. Поташев, А.Б. Мазо, В.В. Баушин, Р.Р. Ахунов // Материалы XXVI Всероссийского семинара с международным участием по струйным, отрывным и нестационарным течениям. – Санкт-Петербург, 2022. – С. 158-159.
34. Ваганов, Л.А. Повышение эффективности применения нестационарного заводнения в условиях залежей нефти верхнеюрских отложений: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / ООО ЛУКОЙЛ-Инжиниринг Когалымский научно-исследовательский и проектный институт нефти (филиал ООО ЛУКОЙЛ-Инжиниринг) КогалымНИПИнефть. – Тюмень, 2012. – 124 с.
35. Ваганов, Л.А. Анализ эффективности нестационарного заводнения юрских отложений Когалымского района / Л.А. Ваганов, И.Г. Телегин // Известия вузов. Нефть и газ. – 2011. – № 6. – С. 60-66.
36. Варисова, Р.Р. Совершенствование технологии нестационарного заводнения в разработке залежей высоковязкой нефти (на примере месторождения Северные Бузачи): специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Варисова Рушания Радиковна; ПАО Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти публичного акционерного общества «Татнефть» имени В. Д. Шашина (ТатНИПИнефть). – Бугульма, 2016. – 152 с.
37. Вашуркин, А.И. Оценка эффективности нестационарного воздействия по промысловым данным / А.И. Вашуркин, С.А. Масянов // Геология и разра-

- ботка нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень, 1977. – С. 71-75.
38. Вашуркин, А.И. Влияние нестационарного заводнения на темп разработки залежи / А.И. Вашуркин., Г.Н. Шадеркина // Проблемы нефти и газа. НТС. – Тюмень, 1980. – № 46. – С. 27-29.
  39. Вайгель, А.А. Нестационарное заводнение на месторождениях Нижневартовского района / А.А. Вайгель [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 12.
  40. 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.
  41. Велиев, Э.М. Современные тенденции развития технологии нестационарного заводнения (на примере месторождения Кумколь): специальность 07.00.10 «История науки и техники»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Велиев Элшад Мубаризович; ФГБОУВО Уфимский нефтяной технический университет. – Уфа, 2018. – 192 с.
  42. Велиев, Э.М. Исследование зависимости эффективности технологии нестационарного заводнения от продолжительности полупериода работы/простоя нагнетательных скважин в цикле при разработке высокопродуктивных неоднородных коллекторов маловязкой нефти / Э.М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 2 (100). – С. 46-56.
  43. Велиев, Э.М. Зависимость эффективности технологии нестационарного заводнения от продолжительности полупериода работы/простоя нагнетательных скважин в цикле / Э.М. Велиев // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: материалы международной научно-практической конференции 21 мая 2015 г. в рамках Нефтегазового форума и XXIII Международной специализированной выставки «Газ. Нефть. Технологии – 2015». – Уфа, 2015. – С. 72-73.

44. Владимиров, И.В. Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы развития, современное состояние и перспективы) / И.В. Владимиров. – Москва: ВНИИОЭНГ, 2004. – 216 с.
45. Владимиров, И.В. Технология нестационарного воздействия, предусматривающая периодическую работу добывающих и нагнетательных скважин в противофазе / И.В. Владимиров, О.Н. Пичугин, Э.М. Велиев // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 11. – С. 56-58.
46. Владимиров, И.В. Этапы развития технологии нестационарного заводнения / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов / УГНТУ. – Уфа, 2018. – Вып. 2 (112). – С. 28-36.
47. Владимиров, И.В. История развития технологии нестационарного заводнения на месторождении Кумколь / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 1. – С. 38-44.
48. Выбор объектов и перспективных участков для применения циклического заводнения / А.Р. Аубакиров, П.В. Пятибратов, М.В. Чертенков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 60-64.
49. Выработка трещиновато-пористого коллектора нестационарным дренированием / Ю.М. Молокович, А.И. Марков, Э.И. Сулейманов [и др.]. – Казань: Регентъ, 2000. – 156 с.
50. Гавура, В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений / В.Е. Гавура. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1995. – 496 с.
51. Газизов, А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки / А.А. Газизов. – Москва: Недра, 2002. – 639 с.
52. Галлямов, М.Н. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений / М.Н. Галлямов, Р.Ш. Рахимкулов. – Москва: Недра, 1978. – 207 с.
53. Гидродинамические методы воздействия на нефтяные залежи / Н.П. Кузнецов, А.К. Ягафаров, В.А. Коротенко [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 10. – С. 16-21.

54. Гуляев, В.Н. Опыт применения гидродинамических методов ПНП пластов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» // Сборник трудов III технологического форума «Нефтегазовый сервис. Западная Сибирь» Тюмень, 2012. – С. 37- 40.
55. Гуляев, В.Н. Исследование влияния нестационарного заводнения на эффективность разработки месторождений ООО «Лукойл-Западная Сибирь» / В.Н. Гуляев, Н.П. Захарова // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – № 9 (333). – 2019. – С.48-51.
56. Гуляев, В.Н. Применение технологии нестационарного воздействия для увеличения КИН участков с трудноизвлекаемыми запасами / В. Н. Гуляев, И.И. Киприн, Н.П. Захарова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 10. – С. 39-44.
57. Григоращенко, Г.И. Применение полимеров в добыче нефти / Г.И. Григоращенко, Ю.В. Зайцев, В.В. Кукин [и др.]. – Москва: Недра, 1978. – с. 213.
58. Демяненко, Н.А. Опыт планирования и результаты применения нестационарного заводнения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» / Н.А. Демяненко, Н.П. Захарова, Е.Н. Мальшаков // Международный научно-исследовательский журнал. – № 4-1 (82). – 2019. – С. 72-77.
59. 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.
60. Жаппасбаев, Б Ж. Щелочное-ПАВ-полимерное (ASP) заводнение - эффективный метод увеличения нефтеотдачи на месторождениях вязких нефтей // Б Ж. Жаппасбаев [и др.] // сборник трудов конференции «Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа». – Томск. – 19-23 сентября 2016 г. – С. 90-93.
61. Жеребцов, Ю.Е. Исследование процессов фильтрации многопластовых систем при циклическом упругом воздействии на пласты / Ю.Е. Жеребцов, О.И. Буторин, И.В. Владимиров // Нефтепромысловое дело. – 1999. – № 11. – С.24-29.

62. Ибатуллин, Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений / Р.Р. Ибатуллин. – 2010. – 325 с.
63. Использование методов Data Mining в поиске объектов для успешного применения технологий нестационарного заводнения / И.В. Владимиров, М.М. Салихов, Р.Р. Булгаков [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 2. – С. 26-32.
64. Исследование эффекта циклического воздействия на слоистый пласт (для повышения его нефтеотдачи) / А.А. Боксерман, К.Э. Музафаров, В.Г. Огаджанянц, П.Б. Садчиков // Труды ВНИИ. – Москва: Недра, 1970. – Вып. 55. – С. 147-155.
65. Казаков, А.Л. Прогноз обводнения и нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки / А.Л. Казаков, В.С. Орлов. – Москва: ВНИИОЭНГ, 2007. – 51 с.
66. Киинов, Л. К. Особенности разработки месторождений парафинистых и вязких нефтей Западного Казахстана в условиях реализации энергосберегающих технологий / Л. К. Киинов. - Москва: ВНИИнефть им. академика А.П. Крылова, 1994.
67. 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.
68. Коджаев, Ш.Я. Экспериментальное исследование механизма циклического метода извлечения нефти из трещиновато – пористых сред / Ш.Я. Коджаев, А.А. Кочешков // Труды ВНИИ. – Москва: Недра, 1970. – Вып. 55.
69. Кудинов, В.И. Основы нефтегазопромыслового дела / В. И. Кудинов – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2004. – 720 с.
70. Кукин, В.В. Применение водорастворимых полимеров для повышения нефтеотдачи пластов / В.В. Кукин, Ю.В. Соляков. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1982. – 44 с.

71. Крянев, Д.Ю. Критериальный выбор объектов разработки ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» для применения нестационарного заводнения / Д.Ю. Крянев, А.М. Петраков, А.В. Билинчук // Труды ВНИИ. – 2005. – Вып. 132. – С. 135-145.
72. Крянев, Д.Ю. Нестационарное заводнение. Методика критериальной оценки выбора участков воздействия / Д.Ю. Крянев. – Москва: ВНИИОЭНГ, 2008. – 208 с.
73. Критериальный выбор объектов для реализации нестационарного воздействия на поздних стадиях разработки / Д.Ю. Крянев, А.В. Билинчук, А.М. Петраков, И.И. Минаков // Москва: Материалы международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». – 2007. – Т. 2. – С. 238-246.
74. Кузилов, И.А. Снижение пластового давления при разработке нефтяных месторождений Красноборского вала / И.А. Кузилов, Ю.И. Демушкин, А.И. Хубильдилов // Геология нефти и газа. – 1984. – № 7. – С. 30-32.
75. Кукин, В.В. Применение водорастворимых полимеров для повышения нефтеотдачи пластов / В.В. Кукин, Ю.В. Соляков. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1982. – 44 с.
76. Лейк, Л. В. Основы методов увеличения нефтеотдачи / Л.В.Лейк; пер. с англ. - М.,2004. – 449 с.
77. Лушанков, С.С. Эффективность применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи при разработке месторождений Сургутского района [Электронный ресурс] / С.С. Лушанков // European Student Scientific Journal. – 2018. – № 3. – URL: <http://sjes.esrae.ru/ru/article/view?id=430> (дата обращения 10.06.2022).
78. Лысенко, В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 516 с.
79. Мельников, А.И. Циклическое заводнение на месторождениях Шаимского региона / А.И. Мельников, Л.М. Копылов // Нефтяное хозяйство. – 1982. – С. 23-27.

80. Медведев, К.Ю. Перспективы применения нестационарного заводнения с целью повышения выработки запасов нефти / К.Ю. Медведев // Наука. Инновации. Технологии. – 2017. – № 2. – С. 147-158.
81. Моделирование процессов фильтрации жидкости в зонально-неоднородном многопластовом объекте при нестационарном режиме работы скважин / Н.Г. Ибрагимов, Н.З. Ахметов, Н.И. Хисамутдинов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2003. – №12. – С.48-63.
82. Муслимов, Р.Х. Циклическое воздействие и изменение направления фильтрационных потоков на объектах разработки Татарстана / Р.Х. Муслимов, А.М. Шавалиев, Р.Г. Хамзин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1993. – № 8. – С. 29-37.
83. Муслимов, Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения. Проектирование, оптимизация и оценка эффективности / Р.Х. Муслимов. – Казань: ФЭН, 2005. – 688 с.
84. Муратова, З.М. О подходах к решению проблем при моделировании полимерного заводнения на месторождении Каламкас / З.М. Муратова, Н.К. Туяков, М.О. Таджибаев // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2023. – Том 5. – № 4. – С. 24-36.
85. Надиров, Н. К. Новые нефти Казахстана и их использование Технология повышения нефтеизвлечения / Н.К. Надиров, Г. Г. Вахитов, С.В. Сафронов [и др.]. - Алма-Ата: Наука, 1982. – 276 с.
86. Нанишвили, О.А. Анализ эффективности комплексного воздействия нестационарного заводнения в сочетании с обработками нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами на месторождении «х»] / О.А. Нанишвили, Д.Д. Пермин, В.Р. Самойлов // Международный исследовательский журнал. – 2019. – № 4-1 (82). – С. 72-77.
87. 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.

88. Обоснование применения нестационарного заводнения на Южно-Вынтойском месторождении / М.Р. Дулкарнаев, В.Н. Гуляев, А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко // Территория нефтегаз. – 2014. – № 12. – С. 98-100.
89. Оганджаниянц, В.Г. Теория и практика добычи нефти при циклическом заводнении / В.Г. Оганджаниянц // Итоги науки и техники. Горное дело. – Москва: ВИНТИ, 1970. – С. 39-79.
90. Оганджаниянц, В.Г. Оценка эффективности циклического воздействия с учетом продолжительности циклов / В.Г. Оганджаниянц, Ю.В. Маслянцев // НТС по добыче нефти. Труды ВНИИ. – Москва: Недра, 1969. – Вып. 36. – С. 59-63.
91. 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.
92. Особенности численного моделирования процессов нефтеизвлечения из трещиновато-поровых коллекторов / И.В. Владимиров, Т.Г. Казакова, Р.В. Вафин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 6. – С. 50-54.
93. Особенности влияния геолого-технических мероприятий на эффективность повышения нефтеотдачи с применением нестационарного (циклического) заводнения / М.Р. Дулкарнаев, Н.П. Захарова, Н. А. Демяненко [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 10. – С. 26-34.
94. Оценка оптимальных параметров технологии нестационарного заводнения в условиях трещиноватых коллекторов месторождения Белый тигр / Т.Н. Ты, М.С. Антонов, Е.Ю. Андреев, А.Г. Гумеров // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 12. – С. 61-64.
95. Оценка эффективности циклического заводнения в различных геолого-физических условиях на основе гидродинамической модели / Н.Р. Нуртдинов, А.В. Насыбуллин, И.М. Бакиров, А.В. Лифантьев // Сб. научн. тр. ин-та / ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть». – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – Вып. 78. – С. 111-126.
96. Подопригора, Д. Г. Опыт применения и перспективы внедрения технологии полимерного заводнения в неоднородных коллекторах / Д. Г. Подопригора,



- Р. Р. Бязров, Е. А. Христич // Вестник евразийской науки. - 2022. - Т. 14. - № 6.
97. Поташев, К.А. Эффективность изоляции высокопроницаемого обводненного пропластка при различном расположении блокирующего материала / К.А. Поташев, К.А. Куличкова, В.В. Баушин // НефтьГазНовации. – № 7 (236). – 2020. – С. 12-16.
  98. Поплыгин, В. В. Исследование эффективности комплексного нестационарного воздействия на залежь с высоковязкой нефтью / В. В. Поплыгин, М. Уирсигроч // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 1. – С. 7-12.
  99. Повышение нефтеотдачи пласта на месторождениях высоковязкой и сверхвязкой нефти. - URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/743154-povyshenie-nefteotdachi-plasta-na-mestorozhdeniyakh-vysokovязкой-i-sverkhvyязкой-nefti-sovremennoe> (дата обращения 18.02.2023).
  100. Петров, В.И. О возможности повышения давления при циклическом заводнении продуктивных пластов / В.И. Петров // Добыча, сбор и подготовка нефти и газа на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень, – 1978. – С. 49-54.
  101. Писарев, Е.Л. Обобщение опыта нестационарного заводнения на месторождениях Западной Сибири / Е.Л. Писарев, А.И. Вашуркин, В.С. Евченко // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 4. – С. 35-39.
  102. Применение нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости. Теория / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, Э.М. Альмухаметова, Д.Т. Абилхаиров // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 4 (98). – С. 16-25.
  103. Пятибратов, П.В. Оценка влияния анизотропии пласта по проницаемости на эффективность циклического заводнения / П.В. Пятибратов, А.Р. Аубакиров // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 5 (51). – С. 35–37.
  104. Развитие применения гидродинамических методов увеличения нефтеизвлечения на месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.С. Хисамов, Р.И. Шафигул-

- лин, Е.Г. Кормишин, И.М. Бакиров // Вестник ЦКР Роснедра. – 2011. – № 1. – С. 47-58.
105. Разработка и использование методики критериального выбора объектов для реализации нестационарного заводнения / Д.Ю. Крянев, А.М. Петраков, И.И. Минаков, Т.С. Рогова // Вестник ЦКР. – 2007. – № 1. – С. 28-34.
  106. 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.
  107. Расчет параметров проведения технологии нестационарного заводнения на примере конкретно выбранного участка воздействия / Д.Ю. Крянев, А. М. Петраков, И.И. Минаков, А.В. Билинчук // Труды ВНИИ. – 2005. – Вып. 133. – С. 28-43.
  108. Регулирование разработки месторождений ОАО «Татнефть» при высокой выработанности запасов нефти / Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов, А.С. Султанов, И.М. Бакиров // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 7. – С. 26-28.
  109. Результаты промышленного испытания новой технологии нестационарного нефтеизвлечения и направление ее дальнейшего совершенствования / Н.З. Ахметов, М.Ш. Каюмов, М.М. Салихов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2003. – №11. – С.13-16.
  110. РД 39-1-72-78. Руководство по проектированию и применению циклического заводнения / ВНИИ, 1978. – 63 с.
  111. РД 39-3-507-80. Руководство по выравниванию фронта нагнетаемой воды и регулированию выработки пластов за счет применения циклического заводнения и перемены направления фильтрационных потоков / СибНИИНП, 1980. – 48 с.
  112. РД 39-0148463-88. Руководство по проектированию и применению технологии разработки нефтяных месторождений на базе замкнутого нестационарного заводнения / СибНИИНП, 1988. – 66 с.

113. РД 39-0147035-232-88. Инструкция по совершенствованию технологии циклического заводнения и изменения направлений фильтрационных потоков / ВНИИ, ТатНИПИнефть, 1988. – 90 с.
114. РД 153-39.0-470-06. Методическое руководство по геолого-промысловому обоснованию развития системы заводнения для повышения коэффициента охвата заводнением / Р.Г. Абдулмазитов, А.В. Насыбуллин, Ф.М. Латифуллин, Р.З. Саттаров // Бугульма, 2006.
115. Результаты внедрения интегрированной технологии нестационарного адресного воздействия на Ермаковском месторождении // Труды VIII научно-практической конференции “Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов – теория и практика их применения” / А.А. Боксерман, Э.Л. Лейбин, А.В. Бодрягин [и др.]. – Казань, 2002. – Том 1. – С. 146-157.
116. Рузин, Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.
117. Сабырбаева, Г.С. Анализ применения технологии полимерного заводнения на месторождении Каламкас / Г.С. Сабырбаева, А.И. Койшина // Polish journal of science № 50, 2022. – С. 98-101.
118. Сиденко, А. В. Статистика: Учебник / А.В. Сиденко, Г.Ю. Попов, В.М. Матвеева. – Москва: Дело и сервис, 2000. – 464 с.
119. Сургучев, М. Л. Циклическое (импульсное) воздействие на пласт как метод повышения нефтеотдачи при заводнении / М.Л. Сургучев // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 3. – С. 52- 57.
120. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи / М.Л. Сургучев. – Москва: Недра, 1985. – 308 с.
121. Сургучев, М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты / М.Л. Сургучев, И.Н. Шарбатова. – Москва: Недра, 1988. – 121 с.
122. Сургучев, М.Л. О принципах регулирования совместной разработки неоднородных пластов / М.Л. Сургучев // Труды Гипрвостокнефть. – Москва: Недра, 1964. – Вып. 7.

123. Сургучев, М.Л. Методы извлечения остаточной нефти /М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин [и др.] – Москва: Недра, 1991. – 347 с.
124. Современное состояние технологий нестационарного заводнения продуктивных пластов и задачи их совершенствования / Н.Г. Ибрагимов, Н.И. Хисамудинов, М.З. Тазиев [и др.]. – Москва: ВНИИОЭНГ, 2000. – 110 с.
125. Совершенствование технологий нестационарного отбора нефти и закачки воды / Е.П. Жеребцов, А.П. Скворцов, О.И. Буторин, И.В. Владимиров // Нефтепромысловое дело. – 2000. – № 11. – С. 12-15.
126. Тараканова, О.Э. Нестационарное заводнение как способ повышения эффективности реализованной системы поддержания пластового давления / О.Э. Тараканова, М.М. Галиуллин, Н.В. Дубовецкая // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 49-53.
127. Технология АСП (ASP) [Электронный ресурс]. - URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/tekhnologii/141762-tekhnologiya-asp-asp/> (дата обращения 1.09.2022).
128. Увеличение нефтеотдачи на основе АСП. [Электронный ресурс] – URL: <https://salympetroleum.ru/technologies/newoil/asp/> (дата обращения 1.09.2022)
129. Упруго-капиллярный циклический метод разработки месторождений / А.А. Боксерман, В.Е. Гавура, Ю.П. Желтов [и др.]. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1968. -
130. Увеличение нефтеотдачи на основе АСП [Электронный ресурс] – URL: <https://salympetroleum.ru/technologies/newoil/asp/> (дата обращения 4.08.2022).
131. Форсированный отбор жидкости из коллекторов с двойной пористостью, насыщенных неньютоновскими нефтями / Р.Н. Дияшев, Р.С. Хисамов, В.М. Конюхов, А.Н. Чекалин. - Казань: ФЭН, 2012. - 247 с.
132. Чекалин, А.Н. Исследование двух- и трехкомпонентной фильтрации в нефтяных пластах / А.Н. Чекалин, Г.В. Кудрявцев, В.В. Михайлов. - Казань: Изд-во Казан. гос. ун-та, 1990. - 148 с.
133. Чекалин, А.Н. Двухфазная многокомпонентная фильтрация в нефтяных пластах сложной структуры / А.Н. Чекалин, В.М. Конюхов, А.В. Костерин. - Казань: Казанский гос. ун-т, 2009. - 180 с.

134. Цепелев, В.П. Анализ эффективности использования нестационарного заводнения на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» / В.П. Цепелев, В. А. Насыров, С.И. Качурин // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. – № 4. – 2011. – С. 30-34.
135. Циклис, И.М. Исследование влияния продолжительности периода проста/работы нагнетательных скважин на эффективность применения нестационарного заводнения в нефтяных залежах в условиях частичного разгазирования / И.М. Циклис, Е.Ф. Моисеева // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 296-301.
136. Циклическое заводнение бобриковского горизонта Сабанчинского нефтяного месторождения / А. Ф. Яртиева, А. Г. Хабибрахманов, В. Б. Подавалов, А. И. Бакиров // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 3. – С. 85-87.
137. Циклическое заводнение нефтяных пластов / М.Л. Сургучев, О.Э. Цынкова, И.Н. Шарбатова [и др.]. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1979.
138. Циклическое заводнение нефтяных пластов / А.Т. Горбунов, С.А. Мыхтарянц, В.И. Сафронов [и др.]. - Москва: ВНИИЭНГ, 1977. - 65 с.
139. Цифровой инжиниринг: инновации в сфере нефтегазового проектирования / В.В. Баушин, С.В. Садовников, В.М. Захаров [и др.] // НефтьГазНовации. – № 9. – 2019. – С. 62-70.
140. Цынкова, О.Э. Нестационарное гидродинамическое воздействие на нефтяные пласты / О.Э. Цынкова, Н.А. Мясникова // Тр. ВНИИ. – 1986. – Вып. 94. – С. 53-64.
141. Цынкова, О.Э. Постановка двухмерной задачи о периодическом заводнении нефтяного пласта / О.Э. Цынкова // Труды ВНИИ. – Москва: Недра, 1979. – Вып. 68. – С. 3-65.
142. Цынкова, О.Э. К вопросу о механизме циклического воздействия на нефтяные пласты / О.Э. Цынкова // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1980. – № 3. – С. 58-66.
143. Цынкова, О.Э. О режиме вынужденных колебаний при нелинейной фильтрации жидкости в пласте / О.Э. Цынкова // Известия АН СССР, Механика жидкости и газа. – 1974. – № 4. – С. 62-68.

144. Шадрина, М.А. Обоснование применения циклического заводнения башкирской залежи Сухобизярского поднятия Баклановского месторождения / М.А. Шадрина, И.А. Козлова // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 3. – С. 39-43.
145. Шарбатова, И.Н. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты / И.Н. Шарбатова, М.Л. Сургучев. – М: Недра. – 1988. – 121 с.
146. Шарбатова, И.Н. Выбор амплитуды колебаний расхода нагнетаемой воды при циклическом заводнении / И.Н. Шарбатова // Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 4. – С. 12-15.
147. Шафигуллин, Р.И. Изучение зависимости коэффициента вытеснения от фильтрационно-емкостных и петрофизических параметров пластов / Р.И. Шафигуллин, И.М. Бакиров // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 70-73.
148. Швецов, И.А. Пути совершенствования полимерного заводнения//Обзорная информация / Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений / И.А. Швецов. – М.:ВНИИОЭНГ, 1989. – Вып. 21. – 39 с.
149. Швецов, И.А. Состояние и перспективы полимерного заводнения воздействия на пласт//И. А.Швецов [и др.] / Нефтяное хозяйство. – 1994. – №4. – С. 37-41.
150. Экспериментальное изучение капиллярного удержания воды в пористых средах при упруго-капиллярном режиме / А.А. Боксерман, Ю.П. Желтов, К.Э. Музафаров, В.Г. Оганджаниянц // Труды института ВНИИ. – 1967. – Вып. 50. – С. 94-101.
151. Якименко, Г.Х. Опыт применения методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов на примере Арланского нефтяного месторождения и ключевые направления промышленного внедрения технологий на перспективу / Г.Х. Якименко // Вестник ЦКР Роснедра. – 2010. – № 3, – С. 61 – 69.
152. Konyukhov, V.M. Numerical modeling and parallel computations of heat and mass transfer during physical and chemical actions on the non-uniform oil reservoir de-

- veloping by system of wells / V.M. Konyukhov, I.V. Konyukhov, A.N. Chekalin // *Computer Research and Modeling*. - 2020. - Vol.12, Is.2. - P. 319-328.
153. Konyukhov, V.M. Numerical modeling and parallel computations of heat and mass transfer during polymer flooding of non-uniform oil reservoir developing by system of producing and injecting wells / V.M. Konyukhov, I.V. Konyukhov, A.N. Chekalin // *Journal of Physics: Conference Series*. - 2019. - Vol.1158, Is.3. - Art. № 032018.
  154. Leon, J.M. A successful polymer flood Pilot at Palogrande-Cebu, a low permeability reservoir in the Upper Magdalena Valley, Colombia / J.M. Leon [et al.] // *SPE Improved Oil Recovery Conference*. - OnePetro, 2018.
  155. Lu, X. A Review on The Largest Polymer Flood Project in The World / X. Lu [et al.] // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. - OnePetro, 2022.
  156. Melo, M.A. Lessons learned from polymer flooding pilots in Brazil / M.A. Melo, A.G. Lins, I.P. Silva // *SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium*. - OnePetro, 2017.
  157. Computer Simulation and Comparison of the Efficiency of Conventional, Polymer and Hydrogel Waterflooding of Inhomogeneous Oil Reservoirs / A.N. Chekalin, V.M. Konyukhov, I.V. Konyukhov, A.V. Kosterin [et al.] // *Eurasian chemico-technological journal*. – 2017. – Vol.19. – Is.4. – P.323-334.
  158. Campbell, T.A. Polymer-Augmented Waterflood In The Rapdan Upper Shaunavon Unit / T.A. Campbell, R.C. Bachman // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. – 1987. – T. 26. – № 04.
  159. Chang, H.L. Polymer Flooding Technology Yesterday, Today, and Tomorrow // *Journal of Petroleum Technology* / H.L. Chang, 1978. - Vol. 30. - № 08. - P. 1113–1128.
  160. Tempest MORE 7.0. Руководство пользователя. – 2013. – 1655 с.
  161. Pancharoen, M. From Pilot to Field-Wide Implementation: A Journey of Polymer Injection in the Largest Onshore Oilfield in Thailand / M. Pancharoen [et al.] // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. - OnePetro, 2022.

162. Perry, C.W. The Economics of Enhanced Oil Recovery and Its Position Relative to Synfuels / C.W. Perry // Journal of Petroleum Technology. – 1981. – Vol. 33. – № 11. – P. 2033-2041.
163. Puerto, M.C. Surfactant Systems for EOR in High Temperature, High Salinities Environment / M.C. Puerto, G.J. Hirasaki, C.A. Miller [et al.] // SPE Journal, – 2012. – P. 11-19.
164. Hirasaki, G.J. Recent advances in surfactant EOR / G.J. Hirasaki, C.A. Miller, M. C. Puerto // Soc Pet Eng J, – 2011.



**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

ДДН	- дополнительная добыча нефти, м <sup>3</sup>
КИН	- коэффициент извлечения нефти
МУН	- методы увеличения нефтеотдачи
НЗ, ЦЗ	- нестационарное заводнение, циклическое заводнение
ОПР	- опытно-промышленные работы
ПЗ	- полимерное заводнение
ПЦ	- полимерно-циклическое заводнение
ППД	- поддержание пластового давления
ПЗП	- призабойная зона пласта
ФЕС	- фильтрационно-емкостные свойства

## СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

$k$	- проницаемость, мкм <sup>2</sup>
$h$	- толщина, м
$\beta$	- коэффициент удержания воды
$K_{п\acute{e}з}$	- коэффициент пьезопроводности, Па <sup>-1</sup>
$\mu$	- динамическая вязкость пластовой нефти, Па*с
$\beta_n, \beta_v, \beta_{породы}$	- коэффициент упругости нефти, воды и породы, 1/Па
$m$	- пористость, д. ед.
$S_w$	- водонасыщенность, д. ед.
$F_w, F_o$	- относительные фазовые проницаемости воды и нефти
$P_c$	- капиллярная разность давлений в фазах, МПа
$q_o$	- дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут
$B$	- обводненность продукции, д. ед.

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Зависимости конечного КИН при разработке залежи с коллектором двойной пористости от параметра интенсивности обмена пластовыми флюидами между системами пор и трещин (а), при 90 % обводненности от показателя трещинной пустотности (б) .....	25
Рисунок 1.2 – Зависимость относительного снижения объёмов добываемой воды и прироста КИН от продолжительности полупериода при нестационарном воздействии.....	26
Рисунок 2.1 – Функции ОФП объекта АС9-10 Тромъеганского месторождения Западной Сибири .....	35
Рисунок 2.2 – Выкопировка с карты проницаемости объекта Х с нанесенными границами участка № 1.....	40
Рисунок 2.3 – Распределение доли коллектора и плотности подвижных запасов нефти в зависимости от значений абсолютной проницаемости продуктивных интервалов по скважинам участка №1 .....	41
Рисунок 2.4 – Рядная с севера на юг (а), с запада на восток (б), через одну нагнетательную скважину (в) схемы циклического заводнения по участку № 1 .....	41
Рисунок 2.5 – Выкопировка с карты проницаемости объекта Х с нанесенными границами участка № 2.....	42
Рисунок 2.6 – Распределение доли коллектора и плотности подвижных запасов нефти в зависимости от значений абсолютной проницаемости продуктивных интервалов по скважинам участка № 2.....	42
Рисунок 2.7 – Выкопировка с карты проницаемости объекта У с нанесенными границами участка № 3 .....	43
Рисунок 2.8 – Распределение доли коллектора и плотности подвижных запасов нефти в зависимости от значений абсолютной проницаемости продуктивных интервалов по скважинам участка № 3.....	44
Рисунок 2.9 – Зависимость удельной дополнительной добычи нефти от полупериода и схемы воздействия .....	45
Рисунок 2.10 – Зависимость удельной дополнительной добычи от полупериодов закачки в 3, 6, 15 суток (а), зависимость дополнительной добычи от полупериодов при попеременно рядной схеме (б) .....	45
Рисунок 2.11 – Месторождение La-Sa-Xing .....	49
Рисунок 2.12 – Пилотные проекты месторождения Каламкас (Казахстан).....	51
Рисунок 2.13 - Кинетика растворения полимеров. Растворитель - модельная вода 116 г/л; $t=25^{\circ}\text{C}$ ; $j=6,1 \text{ c}^{-1}$ ; $C_p=1,5 \text{ г/л}$ .....	52
Рисунок 2.14 - Зависимости вязкости растворов полимера FLOPAAM 1630 8 от концентрации. $C=116 \text{ г/л}$ ; $t=40^{\circ}\text{C}$ .....	53
Рисунок 2.15 - Зависимости вязкости растворов полимера Superpusher K129 от концентрации. $C=116 \text{ г/л}$ ; $t=40^{\circ}\text{C}$ .....	53

Рисунок 2.16 - Фильтруемость растворов полимеров. Растворитель - модельная вода 116 г/л; $t=40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; $C_p=1,5\text{ г/л}$ .....	54
Рисунок 3.1 – Распределение поля проницаемости по слоям модели: слой 1 (а), слой 2 (б), слой 3 (в), слой 4 (г).....	57
Рисунок 3.2 – Функции относительных фазовых проницаемостей и капиллярное давление.....	58
Рисунок 3.3 – Куб нефтенасыщенности пласта на конец разработки после циклического воздействия: вид сверху (а), вид снизу (б).....	59
Рисунок 3.4 – Нефтенасыщенность по слоям: слой 1 (а), слой 2 (б), слой 3 (в), слой 4 (г).....	60
Рисунок 3.5 – Дебита нефти, обводненность и КИН при циклическом заводнении с полупериодом закачки 60 суток: за весь период разработки (а), за период циклической закачки (б) .....	61
Рисунок 3.6 – Забойное давление нагнетательных скважин при циклическом заводнении с полупериодом 60 суток: за весь период разработки (а), за период циклической закачки (б).....	62
Рисунок 3.7 – Конечный КИН и дополнительная добыча нефти при различных полупериодах закачки .....	63
Рисунок 3.8 – Карта разности нефтенасыщенностей верхнего слоя при обычном и при циклическом заводнении .....	63
Рисунок 3.10 – Конечные КИН и ДДН при циклической закачке с полупериодом в 27 и 30 суток.....	66
Рисунок 3.11 – Конечный КИН при различных размерах элемента заводнения и полупериодах закачки.....	68
Рисунок 3.12 – Конечный КИН при различных вариантах длительности полупериода закачки. Размеры элемента заводнения 212 м (а), 450 м (б), 636 м (в) .....	69
Рисунок 3.13 – Наилучшие варианты с конечным КИН и дополнительная добыча нефти при различных размерах элемента заводнения при циклическом заводнении.....	70
Рисунок 3.14 – Дебит нефти и накопленная добыча при различных вариантах сжимаемости системы при циклическом заводнении с полупериодом закачки в 30 суток.....	72
Рисунок 3.15 – Дебит нефти при различных вариантах сжимаемости системы при циклическом заводнении с полупериодом закачки в 30 суток .....	72
Рисунок 3.16 – Конечный КИН и дополнительная добыча нефти при различных полупериодах циклической закачки и вариантах сжимаемости системы.....	74
Рисунок 3.17 – Конечный КИН в зависимости от сжимаемости системы при различных полупериодах циклической закачки .....	74

Рисунок 3.18 – Сравнение коэффициентов нефтеизвлечения и прироста к КИН наилучших вариантов с различной сжимаемостью системы при циклическом заводнении .....	75
Рисунок 3.19 – Наилучшие варианты с конечным КИН и дополнительной добычей нефти при различных вариантах сжимаемости системы при циклическом заводнении .....	75
Рисунок 3.20 – Зависимость множителя на вязкость раствора от концентрации полимера .....	77
Рисунок 3.21 – Концентрация полимера в воде на различные моменты времени.....	78
Рисунок 3.22 – Дебит нефти, КИН и обводненность при обычном заводнении и полимерном воздействии .....	78
Рисунок 3.23 – Забойное давление нагнетательных скважин при полимерном воздействии.....	79
Рисунок 3.24 – Дебит нефти при обычном заводнении, полимерном воздействии и при циклической закачке совместно с полимером при различных полупериодах закачки .....	80
Рисунок 3.25 – Конечный КИН и дополнительная добыча нефти при заводнении, в вариантах закачки полимера и полимерно-циклического воздействия. Полимер в начале циклирования .....	81
Рисунок 3.26 – Конечный КИН и прирост к КИН по наилучшим вариантам циклического заводнения и полимерно-циклического воздействия .....	81
Рисунок 3.27 – Дебит нефти при обычном заводнении, полимерном и полимерно-циклическом воздействиях при различных полупериодах закачки. Полимер в конце циклирования .....	82
Рисунок 3.28 – Конечный КИН и дополнительная добыча нефти в вариантах полимерного воздействия совместно с циклической закачкой. Полимер в конце циклирования.....	83
Рисунок 3.29 – Сравнение конечного КИН и дополнительной добычи нефти в вариантах полимерно-циклического воздействия с различными полупериодами и последовательностью закачки полимера .....	83
Рисунок 3.30 – Коэффициент нефтеизвлечения по различным технологиям: на момент окончания циклического воздействия (2010 г.) (а), на конец эффекта (2012 г.) (б), конечный КИН (в).....	85
Рисунок 3.31 – Дополнительная добыча нефти на конец действия эффекта. Полимер в начале циклики.....	86
Рисунок 4.1 – Конечный КИН при различных вариантах трещиноватости коллектора и длительности полупериода закачки.....	91
Рисунок 4.2 – Сравнение конечного КИН при различных вариантах трещиноватости коллектора и длительности полупериода циклической закачки.....	91
Рисунок 4.3 – Зависимость КИН от трещиноватости.....	92

Рисунок 4.4 – Зависимость КИН от проницаемости трещин коллектора .....	92
Рисунок 4.5 – Зависимость времени разработки и объёма закачки от проницаемости трещин для достижения конечного КИН .....	93
Рисунок 4.6 – 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.....	94
Рисунок 4.7 – Коэффициент нефтеизвлечения при полимерно-циклическом воздействии с различными полупериодами закачки .....	95
Рисунок 4.8 – Конечный КИН и дополнительная добыча нефти при полимерно-циклическом воздействии с различными полупериодами закачки. Масса полимера 1.33 т .....	96
Рисунок 4.9 – Конечный КИН при полимерно-циклическом воздействии с различными полупериодами закачки в зависимости от концентрации и продолжительности закачки полимера: $\kappa=0.003$ % мас., закачка 1 год, 1.9 т (а), $\kappa=0.006$ % мас., закачка полгода, 1.33 т (б).....	97
Рисунок 4.10 – Дебит нефти при обычном заводнении, полимерном и полимерно-циклическом воздействиях при различных полупериодах. Масса полимера 3.2 т .....	98
Рисунок 4.11 – Дополнительная добыча нефти при полимерном и полимерно-циклическом воздействиях с различными полупериодами закачки. Масса полимера 3.2 т .....	98
Рисунок 4.12 – Коэффициент нефтеизвлечения на конец эффекта (2012 г.) (а) и конечный (98 %) (б) при полимерно-циклическом воздействии с различными полупериодами закачки в зависимости от массы полимера.....	99
Рисунок 4.13 – Дополнительная добыча нефти на конец эффекта при полимерно-циклическом воздействии с различными полупериодами закачки в зависимости от массы полимера.....	100
Рисунок 4.14 – Дебит нефти при обычном заводнении, полимерном воздействии и при циклической закачке совместно с полимером при различных полупериодах. Период закачки полимера 4 года .....	103
Рисунок 4.15 – Дополнительная добыча нефти и удельный показатель на 1 т полимера на конец эффекта при полимерном и полимерно-циклическом воздействиях с различными полупериодами закачки .....	103
Рисунок 4.16 – КИН на конец эффекта при обычном заводнении, при полимерном и полимерно-циклическом воздействиях с различными полупериодами при закачанной массе полимера .....	104
Рисунок 4.17 – КИН на различные моменты времени при заводнении и полимерно-циклическом воздействии с различными полупериодами закачки. Масса полимера 10 т .....	105